



NOTA TÉCNICA

HIDROGÊNIO E BIOMASSA

Oportunidades para produção e uso de hidrogênio em sistemas de bioenergia

JUNHO DE 2025

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Coordenação Executiva

Angela Oliveira da Costa

Coordenação Técnica

Angela Oliveira da Costa

Rachel Martins Henriques

Rafael Barros Araujo

Equipe Técnica

Angela Oliveira da Costa

Danielle Borher de Andrade

Danilo Perecin

Rachel Martins Henriques

Rafael Barros Araujo

Rafael Belém Lavrador

Vitor Manuel do Espírito S. Silva

Estagiários

Miguel Angelo Alvarenga de Carvalho

Pedro Henrique Menegotto Weingartner

João Pedro Rachid Braga

Suporte Administrativo

Raquel Lopes Couto



Ministro de Estado

Alexandre Silveira de Oliveira

Secretário-Executivo

Arthur Cerqueira Valerio

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético

Gustavo Cerqueira Ataíde

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Pietro Adamo Sampaio Mendes

<http://www.mme.gov.br>

Imagens da Capa

Sentido horário a partir da esquerda (topo):

1. Vadim em Adobe Stock.
2. Planta de biogás Estuaire (Engie), por Pascál Leopold ([link](#)).
3. wirestock em Freepik.
4. wirestock em Freepik.



Presidente

Thiago Guilherme Ferreira Prado

Diretor de Estudos Econômico-Energéticos e Ambientais

Thiago Ivanoski Teixeira

Diretor de Estudos de Energia Elétrica

Reinaldo da Cruz Garcia

Diretora de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

Heloisa Borges Bastos Esteves

Diretor de Gestão Corporativa

Carlos Eduardo Cabral Carvalho

<http://www.epe.gov.br>



VALOR PÚBLICO

A EPE REALIZA ESTUDOS E PESQUISAS PARA SUBSIDIAR A FORMULAÇÃO, IMPLEMENTAÇÃO E AVALIAÇÃO DA POLÍTICA E DO PLANEJAMENTO ENERGÉTICO BRASILEIRO.

ESTA NOTA TÉCNICA CONTRIBUI AO ANALISAR AS OPORTUNIDADES E SINERGIAS ENTRE O **HIDROGÊNIO E A BIOENERGIA**, DOIS PILARES COMPLEMENTARES PARA A TRANSIÇÃO ENERGÉTICA BRASILEIRA. O ESTUDO REVELA UMA RELAÇÃO DE BENEFÍCIO MÚTUO: **A BIOMASSA, UM RECURSO NACIONAL ABUNDANTE, OFERECE CARACTERÍSTICAS ÚNICAS PARA A PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO**, ENQUANTO **O HIDROGÊNIO**, POR SUA VEZ, **CRIA NOVAS POSSIBILIDADES DE AGREGAÇÃO DE VALOR À BIOMASSA**, AMPLIANDO SEUS USOS E IMPACTOS ECONÔMICOS.

AO DIVULGAR ARRANJOS E POSSIBILIDADES PARA IMPULSIONAR AMBOS OS SETORES, A EPE BUSCA ILUMINAR O DEBATE E AMPLIAR A CAPACIDADE DE PLANEJAMENTO DO SETOR ENERGÉTICO, COM O OBJETIVO DE PROMOVER UMA **TRANSIÇÃO ENERGÉTICA ALINHADA ÀS POTENCIALIDADES, DESAFIOS E VANTAGENS COMPETITIVAS DO BRASIL**. ESSA ABORDAGEM BUSCA GARANTIR SEGURANÇA ENERGÉTICA, COMPETITIVIDADE E SUSTENTABILIDADE, CONSOLIDANDO O PAÍS COMO PROTAGONISTA NO CENÁRIO ENERGÉTICO NACIONAL E INTERNACIONAL.

■ Identificação do Documento e Revisões



Área de estudo

Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG)

Superintendência de Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (SDB)

Estudo

Hidrogênio e biomassa:
oportunidades para produção e uso de hidrogênio em sistemas de bioenergia

Revisão	Data de emissão	Descrição
r0	23/06/2025	Publicação no site da EPE

■ Sumário

1. Introdução	8
2. Rotas tecnológicas e matérias-primas para produção de H₂ da biomassa	11
2.1. Matérias-primas de origem biológica	11
2.2. Rotas de produção	14
2.2.1. Rotas Termoquímicas	14
2.2.2. Rotas Biológicas	23
2.2.3. Rota Eletroquímica	24
2.3. Considerações sobre a produção de H ₂ da biomassa	24
3. Uso do hidrogênio nos sistemas de bioenergia	27
3.1. Definição do escopo: sistemas de bioenergia	27
3.2. Uso do hidrogênio na produção de biocombustíveis	29
3.2.1. Diesel verde e combustível sustentável de aviação	29
3.3. Produção de metanol.....	33
3.3.1 Biodiesel.....	34
3.3.2 Rotas de produção de metanol	34
3.4. Uso na produção de fertilizantes	37
3.5. Consolidação das estimativas de demanda para bioenergia.....	38
3.6. Outras possibilidades	40
3.6.1 Uso direto e indireto como combustível	40
3.6.2 Enriquecimento do biogás a biometano	40
4. Combustíveis Sintéticos	43
4.1 Biocombustíveis sintéticos.....	44
4.2 Eletrocombustíveis.....	46
4.3 Demanda por combustíveis sintéticos	50
5. Intensidade de carbono e certificação	54
5.1. Conceitos e aplicação.....	54
5.2. Intensidade de carbono do hidrogênio.....	55
5.2.1. Hidrogênio da biomassa	56
5.3. Estimativas da intensidade de carbono do biohidrogênio	58
5.3.1. Produção a partir do biometano	58
5.3.2. Produção a partir do etanol.....	60
5.3.3. Produção do biohidrogênio com captura e armazenamento de carbono	61
5.4. O hidrogênio da biomassa e os esquemas de certificação	63
6. Oportunidades do desenvolvimento mútuo de H₂ e bioenergia no Brasil	64
6.1. Relações entre os mercados de hidrogênio e a bioenergia.....	64
6.1.1. Contribuição mútua de oferta e demanda	64
6.1.2. Complementaridade na oferta de hidrogênio de baixo carbono	65
6.1.3. Aproveitamento de coprodutos: CO ₂ e O ₂	67
6.2. Modelos de negócio da produção e uso de hidrogênio ligados à bioenergia no Brasil	69
7. Considerações Finais	75
8. Referências	77

■ Lista de Tabelas

Tabela 1. Produção e exportação dos principais produtos agropecuários – Brasil.	9
Tabela 2. Rotas autorizadas pela ANP para SAF e diesel verde	30
Tabela 3. Razão de uso do H_2 :CO nas diferentes reações do Fischer-Tropsch.	45
Tabela 4. Usos potenciais de combustíveis sintéticos nos diferentes setores da economia.	53
Tabela 5. Parâmetros referentes às usinas de biometano certificadas no RenovaBio.	58
Tabela 6. Parâmetros referentes às usinas de etanol certificadas no RenovaBio.	60
Tabela 7. Resumo das complementaridades entre as principais rotas de produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono.....	65

■ Lista de Figuras

Figura 1. Potencial de Biomassa: Produção Primária Líquida (NPP) – Brasil	12
Figura 2. Classificação da biomassa, composição e exemplos.	13
Figura 3. Principais rotas de produção de H_2 a partir de biomassa.....	14
Figura 4. Tipos de gaseificadores	15
Figura 5. Configuração básica de produção de H_2 de biomassa, a partir do processo de gaseificação com tecnologias integradas (WGS, PSA e MEA).	17
Figura 6. Reação de transesterificação para obtenção de biodiesel (mistura de ésteres) e glicerol (coproduto)	21
Figura 7. Oportunidades para a utilização de hidrogênio e derivados nos sistemas de bioenergia...28	
Figura 8. Principais processos das rotas de obtenção de SAF e diesel verde.....	30
Figura 9. Metanol de baixa emissão obtido via gaseificação da biomassa (biometanol) e envolvendo eletrólise (e-metanol).	34
Figura 10. Rotas para a produção de combustíveis sintéticos a partir da biomassa e eletrocombustíveis.....	43
Figura 11. Fontes de obtenção de carbono para a produção de e-fuels.....	48
Figura 12. Esquema representativo da produção de e-biofuel.	49
Figura 13. Exigências e limitações que levam à necessidade de combustíveis sintéticos no setor de transportes.....	51
Figura 14. Oportunidades criadas pelas relações entre os sistemas de bioenergia e o mercado de hidrogênio de baixo carbono.	64
Figura 15. Principais vantagens no uso de biomassa para obtenção de hidrogênio.	68

■ Lista de Gráficos

Gráfico 1. Demanda de H_2 para SAF e HVO pela rota HEFA - projetos anunciados e capacidade para diversificação da produção, 2024-2034.....	32
Gráfico 2. Demanda de H_2 para SAF e diesel verde até 2034 pela rota AtJ.....	33
Gráfico 3. Produção de metanol em 2020 e estimada para 2050.	36
Gráfico 4. Demanda de H_2 <i>in situ</i> para biometanol e adicionado para e-metanol.	36
Gráfico 5. Demanda de H_2 para fertilizantes nitrogenados da fração de soja, milho e cana destinada à produção de biocombustíveis.	38
Gráfico 6. Demanda consolidada de hidrogênio em sistemas de bioenergia e produção nacional decenal estimada.....	39
Gráfico 7. Comparação da densidade energética de combustíveis selecionados.....	50

Gráfico 8. Intensidade de carbono estimada do hidrogênio produzido a partir do biometano, em função do rendimento e das certificações no RenovaBio.	59
Gráfico 9. Intensidade de carbono estimada do hidrogênio produzido a partir do etanol, em função do rendimento e das certificações no RenovaBio.	61

1. Introdução

O hidrogênio de baixa emissão de carbono¹ tem se destacado em um contexto de aceleração da transição energética, processo cujas motivações principais são o combate às mudanças climáticas e o fortalecimento da segurança do abastecimento. O hidrogênio se tornou elemento central de planos nacionais para redução de emissões de gases do efeito estufa (GEE), e essas estratégias convergem com as renovadas políticas industriais com maior foco em rotas menos carbono intensivas, que fomentam tecnologias e a criação de novos mercados relacionados ao hidrogênio (IEA, 2024a).

Como vetor energético, um dos atrativos do hidrogênio é sua versatilidade, característica baseada na diversidade de rotas de produção e de setores em que pode ser utilizado. Há um interesse especial no hidrogênio como uma das soluções para setores de difícil abatimento², sendo aplicado tanto direta quanto indiretamente, isto é, por meio de produtos dos quais é matéria-prima.

O potencial de produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água com fontes renováveis de energia, como a eólica e a solar, se tornou promissor em todo o mundo, a partir da curva de aprendizado e dos ganhos de escala que as tornaram competitivas. O Brasil é um caso particular pois possui recursos naturais favoráveis a essas fontes e um parque de geração elétrica consolidado de baixas emissões. Esse parque se baseia na hidroeletricidade e em um sistema interconectado, com o suporte de termoeletricas, características que favorecem uma expansão segura de fontes não controláveis e a geração de hidrogênio limpo quando conectado à rede. Em 2023, a participação de renováveis na matriz elétrica brasileira foi de 89%, e no Sistema Interligado Nacional³ foi de 93% (EPE, 2024a).

Outra condição já estabelecida do Brasil que inspira as oportunidades nacionais na produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono é a participação da biomassa na matriz energética. Em 2023, a biomassa contribuiu com quase um terço da oferta interna de energia do país, ocupando o segundo lugar em participação, atrás somente de petróleo e derivados, com as seguintes contribuições em relação ao total: 16,9% da cana-de-açúcar, 8,6% da lenha e do carvão vegetal e 5% de licor preto e outras biomassas. A contribuição expressiva da bioenergia resulta na matriz energética mais limpa entre os países do G20 (IEA, 2024b). Ressalta-se a produção do etanol e do biodiesel, biocombustíveis que tornaram o consumo de energia nos transportes 22,5% renovável em 2023 (EPE, 2024a). O país é o segundo maior produtor mundial de biocombustíveis, atrás apenas dos Estados Unidos (EI, 2024).

¹ Ao longo do documento, consideram-se sinônimos as referências a hidrogênio “de baixa emissão de carbono”, “de baixa emissão” e “de baixo carbono”, todas com o sentido de representar uma produção com emissões de GEE no ciclo de vida significativamente menores que aquelas observadas nas rotas tradicionais, baseadas em combustíveis fósseis.

² Entende-se como setores de difícil abatimento os que apresentam alternativas para a redução de emissões que são tecnicamente complexas e/ou economicamente não competitivas com os sistemas atuais. No que se refere ao uso de energia, em muitos casos são aplicações que dependem de combustíveis fósseis com dificuldade de eletrificação direta.

³ Exclui Sistemas Isolados, Importação, Autoprodução não-injetada na rede e Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).

A ascensão do Brasil como potência agropecuária, atividade que fundamenta a produção de bioenergia, pode ser demonstrada por meio de dados para alguns dos principais cultivos e alimentos globais, como mostra a *Tabela 1*. Ainda há potencial para o aumento dessa produção a partir de uma série de medidas⁴, entre elas a melhoria de produtividade e o avanço da agricultura em áreas degradadas. Pode-se considerar também a possibilidade da introdução de novas culturas alinhadas às necessidades atuais e futuras da transição energética, que podem contribuir para impulsionar a bioenergia.

Tabela 1. Produção e exportação dos principais produtos agropecuários – Brasil.

Produto	Produção				Exportação		
	Milhões de toneladas [Mt]	Posição no mundo	Participação de mercado global [%]	Projeção para 10 anos [Mt]	Milhões de toneladas [Mt]	Posição no comércio global	Participação nas exportações globais [%]
Açúcar	45	1º	25%	55	36	1º	57%
Soja	153	1º	39%	199	104	1º	59%
Milho	122	3º	10%	153	46	2º	23%
Laranja	15	1º	22%	16	10	1º	30%
Café	3,7	1º	29%	4,3	2,1	1º	27%
Algodão	3,2	3º	13%	4,6	2,7	1º	28%
Carne bovina	10	2º	19%	11	3,6	1º	28%
Carne de frango	15	3º	11%	19	5	1º	36%
Carne suína	5,3	4º	4%	6,8	1,5	3º	14%

Fonte: EPE a partir de (USDA, 2024); (MAPA, 2024); (OUR WORLD IN DATA, 2023).

Partindo das premissas da destacada produção agropecuária brasileira, da experiência e das perspectivas positivas para a bioenergia nacional, somadas ao despontar do hidrogênio como uma das soluções para a descarbonização, a Nota Técnica “Hidrogênio e Biomassa” visa explorar as oportunidades e sinergias entre o hidrogênio e a bioenergia.

O estudo aborda diferentes dimensões da relação entre esses dois setores. Por um lado, destaca-se a biomassa como uma fonte abundante e com características únicas para a produção de hidrogênio. Por outro, demonstra-se que o hidrogênio é fundamental para os sistemas bioenergéticos e abre caminhos para agregar valor aos seus processos produtivos, em particular para a produção de combustíveis.

Assim, identifica-se a bioenergia como parceira na construção da cadeia do hidrogênio de baixo carbono no Brasil, com a oportunidade de se estabelecer como diferencial estratégico visando a vanguarda e a liderança global nessa indústria, promovendo a concretização de seu potencial. Já para a bioenergia, uma cadeia de hidrogênio de baixo carbono disseminada, diversa e competitiva tende a impulsionar a conquista de novos mercados e a expansão dos seus impactos econômicos, garantindo o atendimento a demandas alinhadas ao avanço da descarbonização e a critérios cada vez mais restritivos em emissão.

⁴ O *fact sheet* “Potencial das Técnicas Poupa-Terra na Produção de Biocombustíveis no Brasil”, publicado pela EPE em 2024, ilustra técnicas que poderiam tornar o uso da terra mais eficiente, sem competir com a produção de alimentos, tampouco precisar expandir áreas agrícolas e maximizando a produção de biocombustíveis (EPE, 2024b).

O documento é formado por sete capítulos, com o *Capítulo 2*, subsequente a esta *Introdução*, dedicado às múltiplas rotas de produção de hidrogênio a partir da biomassa. São apresentadas as descrições dos principais processos, com destaque para as rotas termoquímicas, que podem converter em hidrogênio matérias-primas como o biogás/biometano, o etanol, a glicerina e a biomassa lignocelulósica.

Contribuir com a oferta não é a única forma que a bioenergia pode participar do promissor mercado de hidrogênio. O *Capítulo 3* apresenta um mapeamento de demandas de hidrogênio, sejam elas diretas ou indiretas – isto é, de derivados do hidrogênio –, dentro das cadeias de produção de bioenergia.

O *Capítulo 4* aborda a produção de combustíveis sintéticos, um caso particular de uso de hidrogênio. Nessa categoria, encontram-se os hidrocarbonetos análogos aos derivados do petróleo, produzidos a fim de viabilizar o aproveitamento das infraestruturas de distribuição e dos equipamentos de uso existentes. O hidrogênio da biomassa apresenta uma vantagem estratégica para a produção desses combustíveis, uma vez que a matéria-prima fornece não apenas o hidrogênio, mas também o carbono necessário à síntese de hidrocarbonetos.

O *Capítulo 5* trata de um atributo essencial da oferta de hidrogênio para a descarbonização, a intensidade de carbono. Como o objetivo subjacente ao desenvolvimento do hidrogênio é a mitigação das mudanças climáticas, deve-se garantir que sua produção seja de baixa emissão. Enfatizam-se as especificidades da quantificação de emissões das rotas a partir da biomassa.

O *Capítulo 6* apresenta uma avaliação integrada sobre as relações que a bioenergia guarda com o hidrogênio, inclusive descrevendo modelos promissores e exemplos de projetos na interface entre esses setores, com foco no Brasil. Encerra-se com as Considerações Finais, no *Capítulo 7*, que retomam as principais conclusões acerca das sinergias e oportunidades de benefício mútuo entre bioenergia e hidrogênio e ressaltam que essa combinação catalisa uma transição energética alinhada a interesses nacionais.

A presente Nota Técnica dá continuidade a uma série de publicações da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) com o objetivo de contribuir com informações acerca do hidrogênio, tendo atenção especial dedicada às rotas de produção. A EPE apresentou estudo sobre o hidrogênio produzido em [refinarias](#) de petróleo e publicações específicas para rotas a partir do gás natural, incluindo a rota atualmente dominante do hidrogênio denominado [cinza](#); do hidrogênio conhecido como [azul](#), que contempla a captura, utilização e armazenamento do carbono (CCUS⁵); e a rota da pirólise do gás, classificada como hidrogênio [turquesa](#) (EPE, 2022a; EPE, 2022b; EPE, 2022c; EPE, 2022d).

A classificação por cores, apesar de ter sido capaz de identificar conjuntos de rotas de produção, vem sendo preterida devido às limitações na capacidade de fazer referência às características realmente essenciais do hidrogênio, como a intensidade de carbono. O direcionamento de não discriminar por rotas se alinha à abordagem de diversidade de recursos e tecnologias preconizada pela EPE (EPE, 2021) e adotada pela Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (BRASIL, 2024a), que tem como objetivo “incentivar diversas rotas de produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono e seus derivados, de forma a valorizar as múltiplas vocações econômicas nacionais”.

No presente trabalho, a EPE evita a referência às cores e não determina uma cor para as tecnologias baseadas na biomassa, tratando o produto dessas rotas como “hidrogênio da biomassa” ou “biohidrogênio”.

⁵ Sigla em inglês para *carbon capture, utilization and storage* - CCUS.

2. Rotas tecnológicas e matérias-primas para produção de H₂ da biomassa

A produção global de hidrogênio chegou a 97 milhões de toneladas (Mt) em 2023, dominada pelas fontes fósseis, em particular o gás natural. O hidrogênio de baixa emissão representou menos de 1% do total produzido no mundo e em sua maior parte correspondeu a projetos com CCUS (IEA, 2024a).

Com isso, as emissões de CO₂ associadas à produção e uso de hidrogênio somaram 920 Mt (IEA, 2024a), representando cerca de 2,5% do total das emissões globais relacionadas à energia⁶. Portanto, ainda que não haja aumento da demanda de hidrogênio, somente a transformação dos sistemas existentes exigiria criar uma nova oferta de baixo carbono de grande escala.

Adicionalmente, à medida que a pressão e os incentivos à descarbonização se expandem a todos os setores, o hidrogênio vem sendo promovido como solução para aqueles com complexidades técnicas ou custos mais elevados para atingi-la. Estudos indicam que a adoção do hidrogênio seria prioritária nos setores que carecem de alternativas, e, nesse sentido, pode alcançar novas aplicações em atividades de difícil abatimento na indústria, no transporte de longa distância e como solução de armazenamento de energia de longa duração, entre outros (AGORA & GUIDEHOUSE, 2021; IRENA, 2022a; WAKIN & TOVAR, 2023; LIEBREICH M. , 2023). Entre as demandas tradicionais e novas, encontram-se processos associados à bioenergia, já que muitas etapas de produção o utilizam como insumo ou intermediário, tema que será abordado no Capítulo 3.

Dessa forma, ofertar hidrogênio de baixa emissão surge como uma tarefa importante da transição energética, e a obtenção a partir de biomassa se mostra uma alternativa possível (IEA, 2024a). Os tópicos a seguir buscam esclarecer as principais rotas tecnológicas e as potenciais matérias-primas que podem ser utilizadas na produção de hidrogênio a partir da biomassa.

2.1. Matérias-primas de origem biológica

No contexto da bioenergia e bioeconomia, a biomassa pode ser definida como todo recurso renovável oriundo de matéria orgânica, seja de origem animal ou vegetal, que pode ser usado para gerar energia e produtos químicos. A oferta interna mundial de bioenergia (2021) foi de 54 EJ⁷, com 85% proveniente de fontes sólidas de biomassa (incluindo lascas e pellets de madeira, além de fontes tradicionais de biomassa). Os biocombustíveis líquidos representaram 7%, os setores de resíduos municipais e industriais foram responsáveis por quase 3%, seguidos por 2% de biogás (WBA, 2024).

⁶ Inclui emissões diretas da produção de H₂ e cerca de 300 Mt de CO₂ utilizados na síntese da ureia e do metanol, que terminam majoritariamente sendo emitidos para a atmosfera. Não são contabilizadas as emissões do H₂ coproduzido nos processos de craqueamento da nafta e craqueamento a vapor, assim como não são contempladas as emissões da cadeia do suprimento (*upstream* e *midstream*) dos combustíveis fósseis (IEA, 2024a). A referência para o cálculo das emissões globais relacionadas à energia é 37,4 Mt CO₂, dado para 2023 (IEA, 2024c).

⁷ EJ se refere a exajoules, com o prefixo “exa” equivalente a 10¹⁸ no sistema internacional. Como comparação, a oferta global de energia primária é da ordem de 620-630 EJ (EI, 2024; IEA, 2024d).

Segundo a IRENA, a biomassa tem um potencial significativo para aumentar o fornecimento de energia em países populosos, como o Brasil, a Índia e a China (IRENA, 2023). Um dos indicadores que pode ser usado para avaliar a situação do país em termos de biomassa é o NPP (sigla do inglês *Net Primary Production*), cuja tradução é a produção primária líquida, e indica a quantidade de carbono fixado por plantas e acumulado como biomassa por ano, isto é, mede a produtividade da biomassa plantada. O NPP médio brasileiro é de 8,5 toneladas de carbono por hectare-ano (tC/ha/ano), conforme mostra a *Figura 1*. Uma vez que a média mundial é da ordem de 3-4 tC/ha/ano, pode-se inferir o alto grau de produtividade nacional da biomassa (IRENA, 2024).

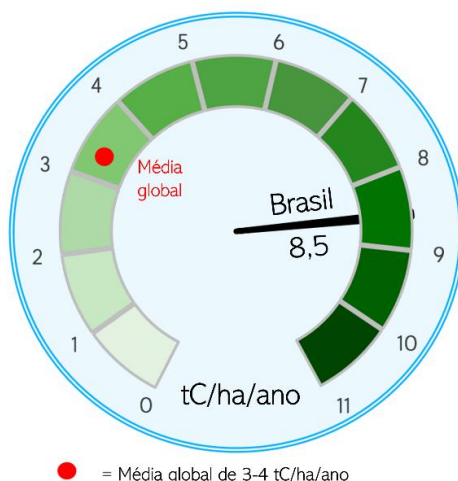


Figura 1. Potencial de Biomassa: Produção Primária Líquida (NPP) – Brasil

Fonte: Adaptado de (IRENA, 2024)

Como material biológico, a biomassa é essencialmente constituída de compostos ricos em carbono, hidrogênio e oxigênio. Assim, ela se destaca como potencial matéria-prima substituta para produtos de origem fóssil, incluindo o hidrogênio. A biomassa apresenta a vantagem de consumir carbono atmosférico durante a produção agrícola, o que faz com que a liberação de CO₂ durante seu uso não represente uma adição líquida do gás na atmosfera, por fazer parte de um processo cíclico de regeneração e consumo. Entretanto, as características químicas da biomassa podem trazer desafios ao seu processamento, seja pela presença de elementos químicos indesejados (*e.g.*, oxigênio, nitrogênio, enxofre, etc.) ou pela maior complexidade estrutural das moléculas oriundas de vegetais e animais. Assim, a indústria tradicionalmente se apoia no uso de biomassas menos complexas para produção de biocombustíveis, incluindo matérias-primas ricas em lipídeos, sacaroses e amido. Estas matérias-primas são conhecidas como biomassas não lignocelulósicas, ou biomassas de primeira geração, e são exemplificadas na Figura 2. Biomassas ricas em sacarose ou amido são tradicionalmente utilizadas para produção de bioetanol; óleos vegetais ou animais, para produção de biodiesel; e resíduos alimentares, para a produção de biogás.

Por outro lado, além destas biomassas com uso consolidado no Brasil (advindas da cana-de-açúcar, milho, soja, algodão, entre outras), há um elevado potencial de aproveitamento energético e soluções avançadas para biomassas alternativas, como os resíduos da cana (palhas e pontas, vinhaça e torta de filtro), resíduos da indústria madeireira (cavaco), palhas das culturas de soja e milho, cascas de arroz e café, resíduos de coco, feijão, amendoim, mandioca e cacau, resíduos agroindustriais e pecuários de confinamento, lodo de estação de tratamento de esgoto e resíduos sólidos urbanos (RSU) (EPE, 2024). Estas matérias-primas, em sua maioria, são conhecidas como biomassas lignocelulósicas ou de segunda geração, e são compostas essencialmente por três componentes: celulose, hemicelulose e lignina, tal qual exemplificado na Figura 2.

A celulose e a hemicelulose são polissacarídeos, e, portanto, potenciais fontes de açúcares para processos químicos e bioquímicos. Entretanto, o processamento das biomassas lignocelulósicas para tornar os carboidratos acessíveis é mais complexo e custoso que o de biomassas não lignocelulósicas, devido a várias barreiras naturais, como a alta cristalinidade da celulose e seu elevado grau de polimerização, que impactam diretamente na transformação desses açúcares. Além disso, a lignina atua como uma barreira natural à conversão dos polissacarídeos, devido à sua estrutura nas paredes celulares das plantas e hidrofobicidade (RABELO, SCOPEL, ARAUJO, BRETAS, & COSTA, 2023). Assim, essas biomassas são tradicionalmente aproveitadas para produção de energia térmica, que não exige processamentos químicos anteriores.

BIOMASSA	Lignocelulósica	
	COMPOSIÇÃO: Celulose Hemicelulose Lignina	EXEMPLOS: Bagaço e palha da cana-de-açúcar Resíduos florestais Palha de trigo, arroz e milho
	Não lignocelulósica	
	COMPOSIÇÃO: Lipídios Sacarose Amido	EXEMPLOS: Óleos vegetais Resíduos alimentares Culturas energéticas como sorgo e milho

Figura 2. Classificação da biomassa, composição e exemplos.

Fonte: EPE a partir de (RABELO, SCOPEL, ARAUJO, BRETAS, & COSTA, 2023)

Tanto biomassas de primeira geração quanto biomassas de segunda geração constituem possíveis matérias-primas para a produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono. As biomassas de segunda geração apresentam uma alternativa potencialmente mais favorável para este fim, por não competirem em mercados de maior valor agregado.

De maneira simplificada, os processos de geração de hidrogênio dependem da decomposição dos produtos biológicos complexos em moléculas mais elementares, podendo ser realizados a partir de rotas termoquímicas, biológicas ou eletroquímicas, descritas na seção subsequente. Conforme mencionado, a celulose e a hemicelulose são suscetíveis à degradação biológica e produção de H_2 , mas a lignina não é biodegradável. Assim, é necessário um pré-tratamento, hidrofilição e remoção da lignina em rotas biológicas para que se obtenha H_2 de maior pureza (ELHAMBAKHSH et al., 2023). Rotas termoquímicas, por sua vez, não necessitam de tal pré-operação. Por esse motivo, constituem métodos mais simples para decomposição dos materiais lignocelulósicos para produção de hidrogênio, sendo as tecnologias mais empregadas atualmente. Processos eletroquímicos de conversão de biomassa em hidrogênio, por sua vez, ainda possuem nível de desenvolvimento incipiente.

2.2. Rotas de produção

As principais rotas para a produção de hidrogênio da biomassa são classificadas em três plataformas tecnológicas: Rotas Termoquímicas, Rotas Biológicas e Rotas Eletroquímicas (Figura 3), detalhadas a seguir.

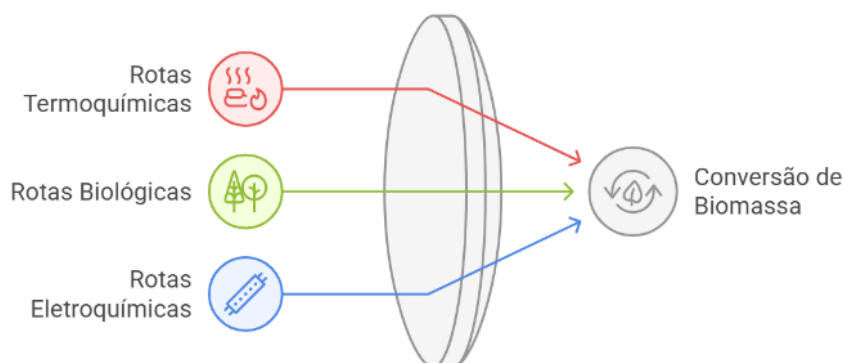


Figura 3. Principais rotas de produção de H₂ a partir de biomassa.

Fonte: EPE com auxílio de Napkin

2.2.1. Rotas Termoquímicas

A conversão termoquímica é a tecnologia mais avançada para produção de hidrogênio a partir da biomassa (LEPAGE, KAMMOUN, SCHMETZ, & RICHEL, 2021). Caracteriza-se por utilizar calor, pressão e catalisadores para romper as ligações químicas e gerar produtos gasosos. As três principais rotas termoquímicas são: a gaseificação, a reforma e a pirólise.

A produção de hidrogênio de alta pureza por meio de rotas termoquímicas de conversão da biomassa depende da separação do gás gerado nos processos, mistura rica em H₂ e compostos carbônicos de baixo peso molecular, como CO, CO₂ e CH₄. Especificamente, destaca-se o gás de síntese, produto principal das rotas de gaseificação e reforma. Os gases de pirólise de biomassa possuem, em geral, conteúdos de metano mais elevados, especialmente em temperaturas mais baixas, o que requer etapas adicionais para obtenção do gás de síntese tradicional (WARDACH-SWIECICKA & KARDAS, 2023).

A purificação do gás de síntese tem natureza complexa, o que pode implicar em custos significativos adicionais ao processo, que aumentam conforme a pureza requerida do hidrogênio. Ao mesmo tempo, o gás de síntese pode ser diretamente convertido em combustíveis sintéticos, conforme descrito no Capítulo 4, evitando a necessidade de purificação. Assim, o hidrogênio da biomassa oriundo de rotas térmicas é particularmente sinérgico para tais usos químicos, o que justifica o destaque dado a estas rotas neste documento.

O gás de síntese

O “gás de síntese” obtido nos processos termoquímicos é essencialmente uma mistura de hidrogênio (H₂) e monóxido de carbono (CO), podendo conter ainda dióxido de carbono (CO₂) e vapor d’água (H₂O).

Além disso, podem ser encontrados também compostos minoritários como hidrocarbonetos leves, alcatrão, ácido sulfídrico (H₂S), ácido clorídrico (HCl), amônia (NH₃) e metais alcalinos (LEPAGE, KAMMOUN, SCHMETZ, & RICHEL, 2021).

Gaseificação

A gaseificação é uma tecnologia adequada para a produção de hidrogênio a partir de biomassas lignocelulósicas, que proporcionam potencial para a produção de biocombustíveis e produtos de valor agregado. Outras matérias-primas utilizadas na gaseificação são os resíduos alimentares, resíduos de madeira e RSU⁸.

A gaseificação da biomassa é um processo altamente endotérmico conduzido em um meio deficiente em oxigênio, na presença de um agente de gaseificação, que pode ser o ar, oxigênio ou o vapor d'água, sob temperaturas que variam entre 800 e 1000°C. A mistura gasosa obtida é o “gás de síntese”, definido anteriormente.

O Poder Calorífico Inferior (PCI) do gás de síntese varia de 4 a 13 MJ/Nm³, dependendo da sua composição, que por sua vez é função da matéria-prima, da tecnologia de gaseificação e das condições operacionais. O carvão, coproduto do processo, é uma mistura de fração orgânica não convertida, principalmente carbono e cinzas. A quantidade de fração orgânica não convertida depende sobretudo da tecnologia de gaseificação e das condições operacionais. Por outro lado, a quantidade de cinzas depende da biomassa tratada. O PCI do carvão varia de 25 a 30 MJ/kg, dependendo da quantidade de fração orgânica não convertida (MOLINO, CHIANESE, & MUSMARRA, 2016).

Simplificadamente, as etapas do processo de gaseificação de biomassa envolvem as zonas de secagem, pirólise, oxidação (combustão) e redução, onde ocorrem as principais reações químicas, e a energia necessária para sua ocorrência é, geralmente, concedida pela oxidação de parte da biomassa.

O gaseificador é o equipamento (reator) onde ocorrem as reações de gaseificação, em que a biomassa em contato com o agente gaseificante tem as ligações químicas rompidas, dando origem ao gás de síntese e ao carvão. A escolha do gaseificador leva em conta, principalmente, o tipo de biomassa e suas características, o agente gaseificante e os processos a montante. Entre as tecnologias disponíveis de gaseificação destacam-se os gaseificadores de leito fixo, os gaseificadores de leito fluidizado, os gaseificadores em água supercrítica e os gaseificadores de plasma (Figura 4).

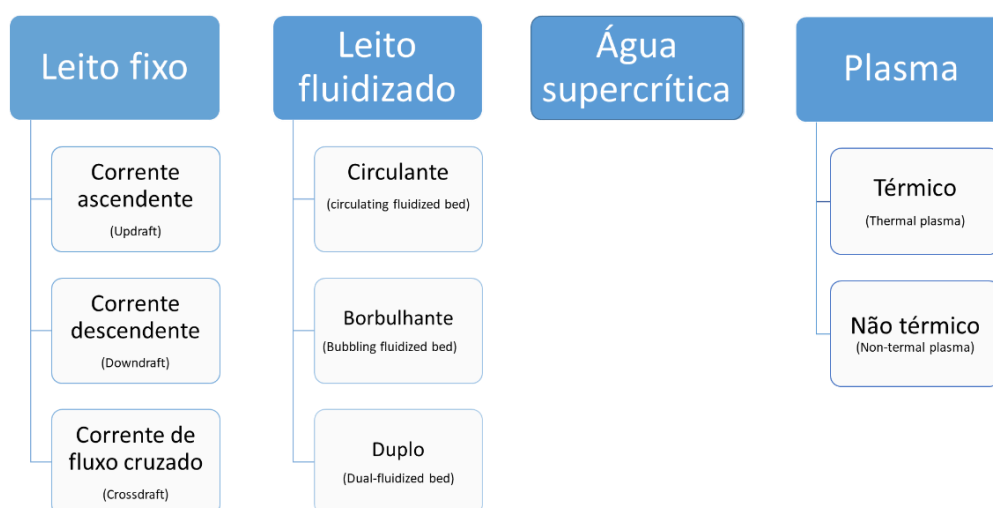


Figura 4. Tipos de gaseificadores

Fonte: EPE

⁸ Adicionalmente, tem sido objeto de pesquisa e desenvolvimento a gaseificação alimentada com mistura de resíduos plásticos e biomassa (RUBINSIN, et al., 2023).

Os gaseificadores de leito fixo são de fácil construção, mais econômicos e de operação simples (voltados para aplicação de pequena escala). Produzem um gás de síntese mais limpo e com baixo teor de alcatrão, no entanto, a mistura biomassa/agente gaseificante apresenta pouca homogeneidade e alto tempo de residência, o que implica em menor transferência de calor e um gás de síntese com baixo poder calorífico. Em função do local de entrada do agente gaseificante no reator, os gaseificadores de leito fixo são distinguidos em três tipos: (i) corrente ascendente; (ii) corrente descendente; (iii) corrente de fluxo cruzado (MAHINPEY et al., 2023; RUBINSIN, et al., 2023).

Os gaseificadores de leito fluidizado têm despontado devido à sua flexibilidade em termos de matéria-prima de biomassa e alta eficiência, o que os habilita para pequenas e grandes escalas operacionais, trazendo vantagens de custo no que diz respeito às despesas operacionais (OPEX) e de capital (CAPEX). São classificados em três tipos: leito fluidizado circulante, borbulhante e duplo. Devido à sua capacidade de produzir gás de síntese com alta concentração de hidrogênio e menores níveis de alcatrão, o gaseificador de leito fluidizado duplo tem ultimamente recebido atenção por parte da indústria (RUBINSIN, et al., 2023).

Os gaseificadores em água supercrítica (SCWG – *Supercritical Water Gasification*)⁹ apresentam-se como uma alternativa à produção de H₂, pois possuem uma resiliência maior ao tipo de biomassa, como, por exemplo, carboidratos, madeira e biomassa úmida e baixa emissão de poluentes. Todo o processo é endotérmico e, quando comparados aos outros gaseificadores convencionais, o tempo de residência pode ser menor (2-6 s) e a reação pode ocorrer em temperaturas mais baixas que a gaseificação convencional (600-650°C). No entanto, para sustentar todas estas condições, há uma exigência energética considerável, o que incrementa os custos e limita a escalabilidade do processo (ELOFFY et al., 2022).

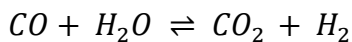
Os gaseificadores a plasma caracterizam-se por trabalhar a altas temperaturas (até 10.000°C), o que beneficia na decomposição do alcatrão, cuja presença é um dos principais desafios na gaseificação convencional, pois provoca entupimento de equipamentos e deposição sobre catalisadores, restringindo a aplicação do gás de síntese à combustão, ao invés de uma produção mais avançada para combustíveis e produtos químicos (SANJAYA & ABBAS, 2022).

Em escala industrial, os gaseificadores diferem entre si essencialmente: (i) pelo modo de contato entre o material de alimentação (biomassa) e o agente gaseificante; (ii) pelo modo e taxa de transferência de calor e; (iii) pelo tempo de residência do material alimentado na zona de reação (MOLINO, CHIANESE, & MUSMARRA, 2016).

A gaseificação com uso do vapor como agente gaseificante parece ser a mais indicada em termos de rendimento de H₂ (40%) e maior relação H₂/CO (1,6). Para além disso, em termos de matéria-prima de biomassa, os gaseificadores a vapor admitem um teor de umidade da ordem de 5-35% em massa, enquanto nos gaseificadores a ar, é necessária uma biomassa seca (LEPAGE, KAMMOUN, SCHMETZ, & RICHEL, 2021). Para além do agente gaseificante, outros parâmetros operacionais devem ser monitorados, dado o impacto que causam no processo de gaseificação, a saber: o tipo de biomassa e sua granulometria, a temperatura, a razão vapor/biomassa, o catalisador e o tempo de residência.

Para aprimorar a produção de hidrogênio, pode-se agregar à gaseificação um reator de deslocamento gás-água (*water-gas shift* - WGS), que envolve a reação do monóxido de carbono (CO) com água, produzindo hidrogênio (H₂) e dióxido de carbono (CO₂), conforme a Equação 1:

⁹ Para se criar um fluido supercrítico, a água deve ser aquecida à temperatura maior que 374°C e pressão acima de 221,2 bar. Nestas condições, moléculas e gases orgânicos apresentam excelente miscibilidade com a água supercrítica, acelerando a conversão.



Equação 1

Ademais, um sistema de purificação do hidrogênio precisa ser adicionado para realizar a separação do H_2 dos demais componentes do gás de síntese. Dentre as tecnologias disponíveis, a utilização de peneiras moleculares em processos conhecidos como PSA (*Pressure Swing Adsorption*)¹⁰ apresentam maior relevância, pois são capazes de separar o H_2 com elevada pureza (até 99,9%).

Em continuidade, poder-se-ia acrescentar uma unidade de captura de CO_2 do gás residual (saída do PSA). Uma das soluções tecnológicas é a absorção química a base de aminas, como a monoetanolamina (MEA), em um processo cíclico com a regeneração da solução e liberação do CO_2 a alta temperatura. A obtenção do CO_2 em alta pureza permite sua destinação à utilização e/ou ao armazenamento permanente, podendo representar novas receitas e/ou a redução da intensidade de carbono do hidrogênio, inclusive a valores negativos (PANG, 2023).

A Figura 5 mostra a configuração básica de um sistema integrado de produção de H_2 a partir de biomassa, com uso da gaseificação, reator-WGS, purificador de H_2 -PSA e purificador de CO_2 -MEA.

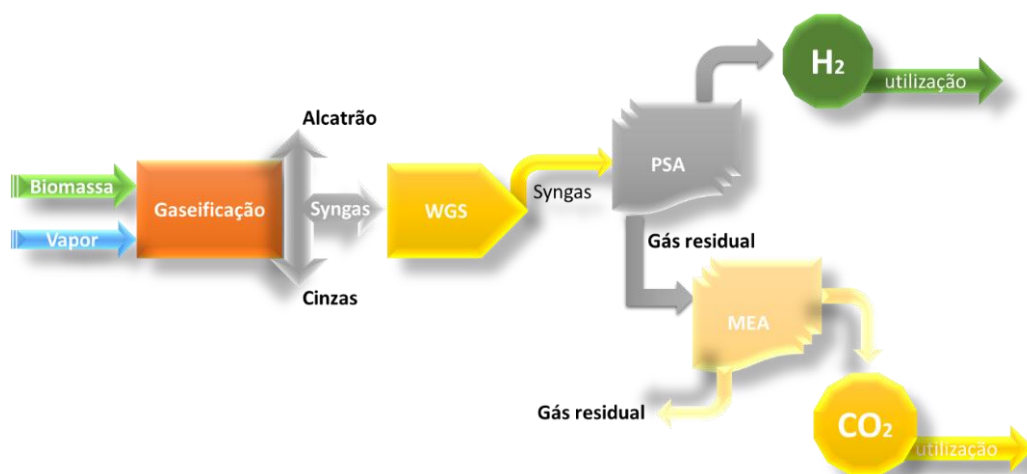


Figura 5. Configuração básica de produção de H_2 de biomassa, a partir do processo de gaseificação com tecnologias integradas (WGS, PSA e MEA).

Fonte: EPE

Deve-se enfatizar o potencial de cada uma destas tecnologias utilizadas na gaseificação, onde a inovação, pesquisa e desenvolvimento tem sido intensificada, para aumentar o rendimento de hidrogênio com eficiência, menor custo e sustentabilidade. Ressalta-se que o nível de maturidade tecnológica de cada etapa de produção de hidrogênio da biomassa por gaseificação separadamente é considerado elevado. Entretanto, a integração dos processos e correntes resultantes ainda se encontra em maturidade menor, necessitando maiores desenvolvimentos para efetivar a operação em escala industrial (IEA BIOENERGY, 2025).

¹⁰ A adsorção permite a separação de uma mistura gasosa com base nas diferentes afinidades de cada espécie gasosa a ser adsorvida em um adsorvente como as peneiras moleculares. O método PSA permite a realização de ciclos de adsorção e regeneração do adsorvente por meio de variação da pressão (LEPAGE, KAMMOUN, SCHMETZ, & RICHEL, 2021).

Reforma

A reforma é um conjunto de reações catalisadas que transformam hidrocarbonetos, principalmente alcanos e alcenos, em outros produtos. As reações de reforma são processos fundamentais nas indústrias química e de energia. O objetivo principal é produzir gás de síntese.

Existem diferentes tipos de reforma. Os principais são listados a seguir e exemplificados pelas reações que ocorrem com o metano (CH₄):

- a) **Reforma a vapor:** Neste processo, o metano (presente no gás natural ou biogás) reage com vapor d'água em altas temperaturas (700-1000°C), conforme a Equação 2:



- b) **Reforma a seco:** Neste método, a reação ocorre sem a adição de vapor d'água. O metano é convertido em hidrogênio e monóxido de carbono pela reação com dióxido de carbono, conforme mostra a Equação 3:



- c) **Reforma oxidativa:** Neste caso, o hidrocarboneto é oxidado com a presença de oxigênio, produzindo também gás de síntese, conforme a Equação 4:



A reforma a vapor do metano (SMR – *Steam Methane Reforming*) é a tecnologia dominante de produção de H₂, apresentando elevada eficiência e baixo custo de produção. O gás natural é a base dessa rota, o que torna a produção e a exportação dos principais derivados do hidrogênio¹¹ concentrada em regiões com preços competitivos e oferta abundante do combustível fóssil¹².

No entanto, a reforma do gás natural é altamente emissora de GEE. Assim, associar tecnologias como a captura de carbono¹³ ou a utilização de biomassa e biocombustíveis como matérias-primas (particularmente o biometano) configura uma alternativa promissora para a descarbonização da oferta de hidrogênio e, conseqüentemente, dos setores industrial e de refino globais, ao permitir a continuidade das unidades de geração de hidrogênio existentes.

¹¹ Entende-se como derivados de hidrogênio principalmente metanol, amônia e produtos à base de amônia, como fertilizantes nitrogenados.

¹² Essa afirmação pode ser exemplificada pela elevada produção de hidrogênio em regiões como o Oriente Médio e os Estados Unidos (IEA, 2024a), pela posição da Rússia e do Oriente Médio na exportação de ureia e fertilizantes nitrogenados (BRASIL, 2023), e pelo domínio do Oriente Médio, Estados Unidos e Trinidad e Tobago no mercado global de metanol (WORLD BANK, 2025). A China é a exceção que aparece entre os maiores produtores globais de H₂, ureia e fertilizantes e de metanol, mesmo com sua condição de importadora e de preços relativamente elevados de gás natural. Mais de dois terços do hidrogênio produzido na China é a base de carvão, o único país com produção relevante por essa rota (IEA, 2022).

¹³ O caso da incorporação da captura de carbono é aprofundado na publicação sobre hidrogênio do gás natural com CCUS (EPE, 2022c).

O processo de reforma a vapor convencional, descrito em (EPE, 2022b), compreende as etapas de pré-tratamento da carga, reação de reforma, reação de deslocamento e purificação do hidrogênio. O pré-tratamento consiste na hidrodesulfurização (HDS) para a remoção de contaminantes que interferem negativamente na eficiência dos catalisadores, seguida da pré-reforma, que promove a conversão de hidrocarbonetos mais pesados em metano, reduzindo a formação de coque (QUELHAS, SOUSA, SANTOS, & BRASIL, 2012). Pode-se prescindir da HDS para o biometano e para o gás natural especificados conforme a regulação vigente, enquanto a pré-reforma se faz desnecessária para o biometano, pois a digestão anaeróbia não produz hidrocarbonetos com cadeia maior que o CH_4 .

No processo de reforma a vapor, o metano reage com o vapor d'água a temperaturas entre 800 - 1200°C sob pressão de 3 - 25 bar, na presença de catalisador. Nessa abordagem, são obtidos três mols de H_2 e um mol de CO por mol de metano convertido (Equação 2).

A reação da reforma do metano é endotérmica, portanto, o processo requer o fornecimento de calor. A necessidade de altas temperaturas também é determinada pelo fato de que a ativação de uma molécula de metano, altamente simétrica com fortes ligações C – H, requer muita energia. Além disso, à medida que a temperatura diminui, a deposição de carbono no catalisador prossegue de forma mais intensa, o que prejudica sua eficiência (STENINA & YAROSLAVTSEV, 2022; QUELHAS, SOUSA, SANTOS, & BRASIL, 2012).

A partir da obtenção do gás de síntese, os processos de reforma a vapor e gaseificação são análogos¹⁴. Na sequência da reforma, tem-se como objetivo incrementar a produção de hidrogênio com a conversão do monóxido de carbono em presença de vapor d'água (Equação 1, WGS). Visando a obtenção do produto puro, o passo posterior é a separação do H_2 , tipicamente baseada na adsorção.

Do resíduo ao hidrogênio

A reforma do biogás ou do biometano é uma alternativa renovável para a produção de H_2 e uma oportunidade para agregar valor aos sistemas de gestão de resíduos.

Os processos catalíticos de reforma (SMR) e conversão (WGS) podem ter suas reações “aceleradas” com o uso de catalisadores de metais nobres e de transição, que apresentam ótima atividade catalítica e resistência à formação de coque. No entanto, devido ao seu alto custo, sua utilização é limitada. Dessa forma, catalisadores a base de Níquel (Ni), cuja atividade é comparável à Platina (Pt) e ao Irídio (Ir), são mais usados industrialmente (ZHANG, SUN, & HU, 2021). O uso de suportes, predominantemente óxidos, como alumina e sílica, aumenta o grau de conversão e reduz o efeito de envenenamento (STENINA & YAROSLAVTSEV, 2022).

A seguir são descritas as aplicações da reforma para matérias-primas selecionadas a base de biomassa, contemplando o biogás e o biometano, o etanol e a glicerina.

Biogás e biometano

A reforma do biogás e do biometano apresenta-se como uma alternativa para a produção de hidrogênio. O biogás é formado pela decomposição de diversos resíduos orgânicos, por meio da digestão anaeróbia. Resíduos agrícolas, de animais, sólidos urbanos e mesmo o esgoto das estações de tratamento são fontes ricas de produção de biogás. O biogás é majoritariamente constituído por CH_4 e CO_2 , e pode conter H_2 , N_2 , O_2 , H_2S e NH_3 , entre outras impurezas, em função do substrato e das condições de processo e captura do gás.

¹⁴ O processamento do gás de síntese resultante da gaseificação e da reforma serão similares, desde que o objetivo final dos processos seja compatível. Nota-se, ainda, que o gás de síntese tem composição variável. Sendo assim, os esforços exigidos em cada etapa posterior variam de acordo com a rota tecnológica e a matéria-prima utilizadas na sua geração.

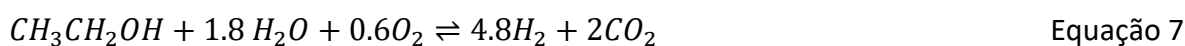
Além da reforma a vapor, a reforma a seco também tem despontado como uma opção tecnológica ao utilizar como reagentes os dois gases que predominam na composição do biogás. Entre as vantagens potenciais dessa rota estão: a redução do consumo de água em relação à reforma a vapor; tornar dispensável a etapa de purificação do biogás à condição de biometano; o consumo de dois GEE (CH₄ e CO₂); bem como a possibilidade de gerar o gás de síntese em condições mais favoráveis à produção de combustíveis em termos de razão H₂:CO (OLIVEIRA, et al., 2021). Uma planta em escala piloto baseada na reforma a seco do biogás foi instalada em 2024 em Foz do Iguaçu, com o objetivo de gerar *syncrude* para refino e obtenção de combustíveis de aviação (ITAIPU PARQUETEC, 2024).

Adicionalmente, Basso et al. (2023) descrevem a produção de hidrogênio a partir do biogás de aterro sanitário, integrando as tecnologias de reforma a vapor com a eletrólise de baixa e alta temperatura¹⁵ e processos de purificação¹⁶ de H₂. As configurações híbridas teriam como vantagem a recuperação de calor e as produções elétricas e térmicas são totalmente exploradas para o fornecimento de todos os componentes do sistema (BASSO et al., 2023).

Etanol

O uso de etanol (CH₃CH₂OH) como matéria-prima para a reforma a vapor constitui uma alternativa promissora para a produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono. O bioetanol é produzido a partir da fermentação de biomassa (açúcares e amido). Caracteriza-se por ser um líquido orgânico límpido, volátil, solúvel em água e inflamável com características polares devido ao seu grupo funcional hidroxila (OH).

Os principais processos termoquímicos para a produção de hidrogênio a partir da reforma do etanol são: (i) a reforma a vapor do etanol (Equação 5) (ii) a oxidação parcial do etanol (Equação 6) e (iii) e a reforma autotérmica do etanol (Equação 7) (CHEN et al., 2023).

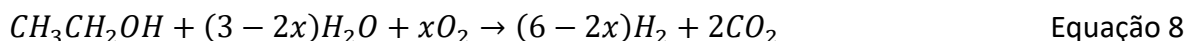


Apesar da diferença entre as temperaturas da reforma a vapor do gás natural e a reforma a vapor de etanol, os mesmos catalisadores (metais nobres, cobre ou níquel) são frequentemente usados nos processos de reforma do etanol (STENINA & YAROSLAVTSEV, 2022). A atividade catalítica de diferentes catalisadores e suas propriedades físico-químicas comandam a conversão termoquímica do etanol. As condições de reação diferem para distintos métodos de reforma do etanol. Portanto, a otimização do desenvolvimento de catalisadores e um estudo abrangente e comparativo de catalisadores são indispensáveis para melhorar a produção de hidrogênio (CHEN et al., 2023).

¹⁵ Eletrólise de baixa temperatura refere-se às tecnologias de Célula de Eletrólise Alcalina (AEC) e Célula de Membrana de Troca de Próton (PEM ou PMEC). Eletrólise de alta temperatura refere-se à Célula de Eletrólise de Óxido Sólido (SOEC) (BASSO et al., 2023).

¹⁶ Foram contemplados os processos de adsorção por oscilação de pressão (PSA) e absorção química (BASSO et al., 2023).

A reforma a vapor de etanol produz uma corrente rica em H_2 , em um processo fortemente endotérmico que necessita de temperaturas em torno de $700^\circ C$ para a conversão total do etanol. Além disso, com o tempo ocorre a desativação do catalisador por deposição de coque e/ou sinterização. Na oxidação parcial do etanol, a demanda energética é menor, ao utilizar oxigênio em vez de vapor d'água. É uma reação exotérmica onde o etanol é convertido a baixas temperaturas ($250 - 350^\circ C$). No entanto, nessas condições, a produção de H_2 é reduzida. Assim, os autores destacam o uso do processo de reforma oxidativa a vapor do etanol (OSRE), que incorpora as reações de reforma e oxidação (Equação 8). Com o ajuste da proporção dos reagentes consegue-se reduzir o custo energético, trabalhar com temperaturas mais amenas ($300-600^\circ C$), reduzir o consumo de vapor e a desativação do catalisador, bem como maximizar a produção de H_2 (RODRÍGUEZ et al., 2023).



A utilização do etanol para produção de hidrogênio tem o diferencial de colocá-lo como “vetor” de H_2 . Isto é, vale-se das rotas seguras e já estabelecidas de distribuição do etanol e faz-se a conversão em H_2 próxima ao ponto de consumo, realizando o abastecimento de H_2 enquanto se contorna seus desafios logísticos. Esse conceito é descrito em mais detalhes no Capítulo 6.

Glicerina

No Brasil, a adição de biodiesel ao diesel é mandatória variando-se o percentual conforme decisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), sendo a mistura vigente em abril de 2025 de 14% (B14) (MME, 2023). A Lei do Combustível do Futuro (Lei 14.993/2024) estabelece o percentual obrigatório entre os limites de 13% e 25%, com valores superiores a 15% permitidos, desde que constatada a viabilidade técnica (BRASIL, 2024b).

Com a produção crescente de biodiesel, também ocorre aumento da produção do coproduto da reação de transesterificação, o glicerol ou glicerina, representada pela fórmula $C_3H_8O_3$ (Figura 6).

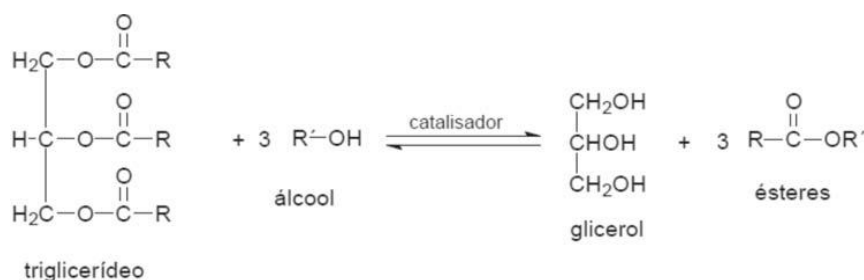


Figura 6. Reação de transesterificação para obtenção de biodiesel (mistura de ésteres) e glicerol (coproduto)

Fonte: (NETO et al., 2000)

Há diversas possibilidades de recuperação e transformação da glicerina, como mistura em ração animal, combustão, fermentação anaeróbia e conversão química em hidrogênio. O aproveitamento da glicerina permite agregar valor a um coproduto da indústria de biodiesel.

Rota fortalecida

O aproveitamento da glicerina para a produção de H_2 pode aumentar a atratividade da transesterificação para a produção de biodiesel.

Para a produção de hidrogênio, as rotas convencionais são pirólise, reforma a vapor, oxidação parcial e reforma autotérmica. Todas elas envolvem reações endotérmicas, precisando de alto gasto energético para a conversão da glicerina em H_2 .

A reforma a vapor da glicerina se destaca por fornecer o maior rendimento de hidrogênio, a menor taxa de reações paralelas e pela existência de aparato industrial já estabelecido para a reforma a vapor do metano. Mesmo assim, ainda apresenta algumas dificuldades como desativação do catalisador por deposição de coque, diminuição da taxa de produção e da pureza do hidrogênio pela ocorrência das reações paralelas e alta energia demandada para a vaporização da glicerina (MENEZES, 2018).

Para contornar esses desafios, a Reforma por Recirculação Química (RRQ) (do inglês *Chemical Looping Reforming*) se apresenta como uma alternativa para geração de energia e produção de gás de síntese a partir da glicerina. Estudada desde 2008 pelo Laboratório de Processamento do Gás (LPG) do Senai-DR/RN, as principais vantagens dessa rota são não liberar acroleína, produto da queima da glicerina, trabalhar em temperaturas maiores que $550^{\circ}C$, não precisar de uma unidade de separação de oxigênio do ar atmosférico no processo e produzir gás de síntese com baixa concentração de CO_2 , além de ser possível obter gás de síntese em proporção 2:1 (H_2/CO), permitindo realizar a síntese de Fischer-Tropsch e obter biocombustíveis avançados, como para a aviação (OLIVEIRA, et al., 2022).

Essa foi a rota escolhida para a planta piloto de produção de combustíveis a partir de glicerina inaugurada no segundo semestre de 2023 em Natal-RN, que tem a projeção de produzir 5 L/dia do biocombustível avançado com o objetivo de certificá-lo e avançar em avaliação de viabilidade técnico-comercial (SENAI-RN, 2023; FIERN, 2024), projeto que é retomado no Capítulo 6.

Pirólise

A Pirólise é um processo termoquímico que converte biomassa em gás de pirólise (ou pirolítico), biocarvão e bio-óleo, normalmente em temperaturas que variam entre 400 e $800^{\circ}C$, sob pressão de até 5 bar, sem a presença de oxigênio (LEPAGE, KAMMOUN, SCHMETZ, & RICHEL, 2021; YOUNAS et al., 2022). A composição dos produtos da pirólise de biomassa é frequentemente complexa devido à ocorrência de múltiplas reações, e os seus rendimentos podem variar em função da matéria-prima (biomassa), das temperaturas da pirólise, das taxas de aquecimento e dos catalisadores (ZHANG et al., 2023; KAN et al., 2016; SHARMA et al., 2015; COLLARD & BLIN, 2014).

Os diversos tipos de matéria-prima de biomassa são constituídos principalmente por carbono (C), hidrogênio (H) e oxigênio (O), variando bastante em outros elementos. A reação geral da pirólise transforma biomassa em líquidos orgânicos de alto e médio peso molecular (alcatrão e hidrocarbonetos aromáticos) e líquidos orgânicos de baixo peso molecular, que compõem o bio-óleo. Além disso, são geradas a fase gasosa, que tem os componentes típicos do gás de síntese, e a fase sólida, chamada de biocarvão.

Com base nas condições operacionais, a pirólise pode ser classificada em: lenta (*slow*), rápida (*fast*) e instantânea (*flash*), que variam em função da taxa de aquecimento, temperatura de reação e tempo de residência (LEPAGE, KAMMOUN, SCHMETZ, & RICHEL, 2021; YOUNAS et al., 2022).

O gás pirolítico é constituído por hidrogênio (H_2), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO_2); hidrocarbonetos leves, principalmente o metano (CH_4); e gases contaminantes, como amônia (NH_3), ácido sulfídrico (H_2S), óxidos de nitrogênio e enxofre, para além de álcoois de cadeia curta. Seu poder calorífico característico varia entre 10 - 20 MJ/Nm³. O gás pirolítico pode ser usado para gerar calor e eletricidade, ou mesmo produzir biocombustíveis por meio do processo de síntese de Fischer-Tropsch. É importante sublinhar que o uso final do gás pirolítico requer anteriormente a retirada dos produtos contaminantes. A pirólise de biomassa pode produzir um gás similar ao gás de

síntese ou um gás mais rico em hidrogênio, entretanto, o produto tipicamente possui maior concentração de metano, o que exige etapas adicionais de correção de composição para produção de H_2 . Na pirólise, um alto teor de umidade, um tempo de residência mais longo, menor granulometria e catalisadores específicos¹⁷ favorecem a produção de hidrogênio (KAN et al., 2016; LEPAGE, KAMMOUN, SCHMETZ, & RICHEL, 2021; YOUNAS et al., 2022).

Observa-se o desenvolvimento de pesquisas que abordam um sistema integrado entre os processos de pirólise rápida e a reforma a vapor, com o objetivo de incrementar a produção de H_2 a partir do bio-óleo (SORIA et al., 2019; ARREGI et al., 2023; SINGH et al., 2023).

2.2.2. Rotas Biológicas

As rotas biológicas dependem de microrganismos, com a produção de hidrogênio promovida pela ação de biocatálise de suas enzimas. Em contraste às rotas termoquímicas, as reações biológicas ocorrem a temperatura e pressão ambientes.

Esses processos tendem a se adequar à produção em pequena escala, enfrentando dificuldades em atingir escala comercial. Entre os desafios, destacam-se o aumento do rendimento e das taxas de produção de hidrogênio, a duração dos processos, custos elevados e a dificuldade de manter o sistema estável em grandes volumes (SOUZA, 2018; IVANENKO, et al., 2024).

Os principais processos biológicos são a fermentação no escuro de biomassa e aqueles que dependem da luz como fonte de energia, como a foto-fermentação e a biofotólise da água.

A fermentação no escuro se baseia na ação de bactérias fermentativas para produzir H_2 em condições anaeróbias, tendo como matéria-prima principalmente a biomassa residual. Trata-se das primeiras etapas da digestão anaeróbia, contemplando a hidrólise e a acidogênese, que convertem a matéria orgânica, especialmente carboidratos, em ácidos orgânicos voláteis e hidrogênio. A otimização da produção de hidrogênio requer especial controle da acidez do meio (pH) e da pressão parcial de hidrogênio, que deve ser retirado para impedir o deslocamento do sistema em desfavor da síntese de hidrogênio e na direção de outros coprodutos (SOUZA, 2018; IVANENKO, et al., 2024). Há estudos de pesquisadores brasileiros sobre a fermentação no escuro da vinhaça das usinas de etanol de cana-de-açúcar, com avaliações de diferentes configurações e condições de operação, inclusive combinando a produção de hidrogênio com a de biogás (FERRAZ JUNIOR et al., 2014; FUESS, et al., 2017).

A biofotólise da água realizada por microalgas verdes e cianobactérias envolve direta ou indiretamente a fotossíntese. No mecanismo direto, a enzima hidrogenase promove a geração do H_2 , enquanto a biofotólise indireta envolve a enzima nitrogenase e passa pela formação de carboidratos e ácidos orgânicos (SOUZA, 2018; IVANENKO, et al., 2024). A foto-fermentação é baseada na conversão de ácidos orgânicos e energia solar pela ação de enzimas nitrogenases de bactérias fotossintéticas ou fototróficas. O processo pode ser conduzido em dois estágios, combinado à fermentação no escuro. É considerado o mais recente e menos competitivo entre os métodos biológicos de produção de hidrogênio (SOUZA, 2018; LEPAGE, KAMMOUN, SCHMETZ, & RICHEL, 2021).

¹⁷ Catalisadores de metais nobres como o Rutênio (Ru) e o Ródio (Rh) apresentam boa atividade catalítica, no entanto, são extremamente dispendiosos, o que inviabiliza economicamente o processo. A utilização de catalisadores a base de Níquel (Ni) e Zeólitas, proporcionam maior viabilidade, devido ao menor custo, boa seletividade e atividade catalítica (YOUNAS et al., 2022; KAN et al., 2016).

2.2.3. Rota Eletroquímica

A produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água é um método industrial bem conhecido. A vantagem deste método é que ele pode produzir hidrogênio de alta pureza, sem a contaminação de monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO₂). No entanto, na maioria dos casos, a eletrólise da água requer um consumo considerável de energia elétrica (4,5–5 kWh/m³H₂), o que impõe custos elevados, limitando a competitividade do processo. Nesse sentido, a biomassa pode ser vista como uma possível matéria-prima alternativa para produção de hidrogênio eletrolítico de forma mais custo-efetiva. Nestes casos, utilizam-se usualmente produtos de baixa massa molecular, como etanol ou glicerol, seja em correntes puras ou misturadas com água. A principal vantagem desta abordagem é utilizar o potencial da matéria orgânica tanto como fonte de hidrogênio quanto como doadora de elétrons para reduzir o consumo de energia elétrica para eletrólise (LIU et al., 2020).

As células de eletrólise microbiana (MECs) e células de eletrólise de membrana de troca de prótons (PEMECs) são as duas tecnologias com maior potencial para serem usadas para eletrólise de biomassa. Esses sistemas necessitam de uma ou duas câmaras com acoplamento ânodo/cátodo. A reação no ânodo é o que distingue a eletrólise da água da eletrólise da biomassa. Em vez de criar O₂ gasoso a partir da água, a biomassa é eletroquimicamente oxidada, gerando prótons H⁺ e produtos de oxidação como CO, CO₂ e água. Os prótons H⁺, então, migram através de uma membrana e, no cátodo, ocorre um processo de redução, permitindo a produção de H₂ (ELOFFY et al., 2022). Esses sistemas, entretanto, ainda possuem restrições que limitam seu uso em escala industrial, incluindo baixas eficiências de produção e altos custos operacionais. Assim, tanto células do tipo MEC quanto PEMEC ainda necessitam de maior otimização para serem implementadas em aplicações de grande escala (ELOFFY et al., 2022; GAUTAM et al., 2023; LIU et al., 2020).

Ademais, células PEMEC e MEC são adequadas somente para operar com produtos de baixa massa molecular, como etanol e glicerol. Uma nova abordagem para gerar hidrogênio a partir de biomassa lignocelulósica, por meio de um processo de conversão de eletrólise química (CEC) com polioxometalato aquoso (POM) como catalisador e transportador de prótons, está em estudo (LIU, et al., 2016). Com esta tecnologia, biomassas como celulose, lignina, pós de madeira e grama podem reagir e ser decompostas a temperaturas relativamente baixas por soluções POM (por aquecimento ou irradiação luminosa). O gás hidrogênio é, então, formado por eletrólise com baixo consumo de energia elétrica, o que representa apenas 16,7% da energia consumida para a eletrólise da água. Além disso, ao contrário da eletrólise de álcoois, não é necessário um catalisador de metal nobre no ânodo, o que pode diminuir significativamente o custo. Essa solução, entretanto, ainda se encontra em nível de maturidade baixo e não possui exemplos de aplicação em escala.

2.3. Considerações sobre a produção de H₂ da biomassa

Atualmente, grande parte da produção de H₂ é oriunda de fontes fósseis, especialmente do gás natural. Desta forma, para atingir as metas de descarbonização, é crucial o desenvolvimento e aprimoramento de tecnologias que promovam a produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono, de forma competitiva e em grande escala.

Apesar do destaque dedicado ao hidrogênio produzido por meio da eletrólise da água com fontes renováveis, o hidrogênio obtido de biomassa é apontado como uma opção relevante, em particular em contextos com abundância e produção competitiva de recursos vinculados à agropecuária e à agroindústria. A valorização e utilização de resíduos das mais diversas proveniências concorrem para o equilíbrio ambiental, com o incremento da economia circular e com a utilização de fontes renováveis e de baixo valor intrínseco para a produção de energia.

A viabilidade das rotas da biomassa é influenciada por uma série de fatores, em particular pelo custo de aquisição da matéria-prima, pela adequação dessa biomassa à conversão em hidrogênio por meio do processo escolhido e pelos custos de capital associados à adaptação de plantas existentes ou instalação de novas plantas. Sabe-se que unidades industriais de porte mais elevado geralmente são favorecidas por ganhos de escala. Por outro lado, no caso de um recurso disperso, aumentar a escala pode representar um conflito com os custos do acesso a biomassa mais distante.

Além das condições da matéria-prima, os custos associados às rotas de produção de hidrogênio via biomassa são função de parâmetros como temperatura, pressão e a energia demandada pelo processo, o que guarda relação com os materiais que compõem os equipamentos e quais os tipos e complexidades dos catalisadores utilizados. A viabilidade da produção do biohidrogênio é também impactada pelas etapas requeridas no processo: a eventual necessidade de pré-tratamento, vinculada às características da biomassa e à rota de conversão; a concentração do hidrogênio produzido, as conversões adicionais para o aumento do rendimento e as unidades de separação para purificação do produto; etapas de recuperação dos catalisadores; e a incorporação da captura de CO₂ e da cadeia a jusante, por exemplo, para o armazenamento do carbono.

Nota-se que se trata de um conjunto indissociável entre biomassa, processo produtivo e objetivo do sistema, que pode ser expresso pelas características do produto em termos, por exemplo, das condições de entrega do H₂ e sua intensidade de carbono. A competitividade das rotas da biomassa e do hidrogênio produzido também pode ser afetada por fatores externos, como a flutuação dos preços dos combustíveis fósseis, o preço implícito ou explícito sobre as emissões de GEE, assim como a presença e impacto de políticas para o desenvolvimento da biomassa, do hidrogênio de baixo carbono e de processos associados como o CCS.

Diversas plataformas tecnológicas se apresentam como opção para a produção de hidrogênio a partir de biomassa, como as rotas termoquímicas, biológicas e eletroquímicas.

As rotas termoquímicas apresentam atualmente maior competitividade, devido ao elevado nível de maturidade tecnológica. No cenário nacional, nota-se um interesse em processos de reforma, por exemplo, com o uso de biogás e biometano, etanol e glicerina.

O potencial brasileiro para o uso do biogás/biometano é bastante significativo, diante de diversas fontes de biomassa disponíveis em todo o território nacional, como os resíduos sólidos urbanos, resíduos agrícolas e agroindustriais e dejetos animais. Considerando a elevada produção nacional de biocombustíveis, o etanol se destaca como grande possibilidade, dada a consolidação e o vigor do biocombustível no país, baseados na experiência da indústria canavieira e na expansão das usinas de milho. A partir da glicerina, a reforma se torna interessante porque agrega valor a um coproduto da cadeia de produção do biodiesel, integrando as rotas da indústria bioenergética.

Do resíduo e do campo ao hidrogênio

O Brasil se destaca pela disponibilidade de matérias-primas residuais e de coprodutos da agroindústria, bem como pela elevada produtividade agrícola, fatores que o tornam um potencial produtor competitivo de biohidrogênio.

A gaseificação aparece com destaque no cenário mundial, por sua adaptabilidade em converter biomassas secas e úmidas, com vantagens técnico-econômicas com o uso do vapor d'água como agente gaseificante. O aprimoramento dos reatores de gaseificação (convencional, a plasma e água supercrítica) busca reduzir a formação de alcatrão e carvão, para além de inibir a desativação de catalisadores, aumentando a eficiência do processo e o rendimento de H₂.

A pirólise aparece como outra rota termoquímica com possibilidades de aproveitamento para a produção de H_2 , a partir do gás produzido. Observam-se também pesquisas com o objetivo de incrementar a produção de H_2 a partir do bio-óleo.

O uso de um processo CCS representa, de maneira geral, um impacto ambiental positivo para a produção de H_2 da biomassa ao reduzir sua intensidade de carbono, mas traz custos adicionais significativos ao processo. Para além da captura, direcionar o CO_2 para usos produtivos é uma alternativa promissora, seja como insumo na indústria alimentícia, indústria química, ou mesmo na produção de combustíveis, como os eletrocombustíveis, que serão discutidos no capítulo 4.

Como alternativa, as rotas biológicas podem ser utilizadas para a produção de hidrogênio a partir da ação de microrganismos, com destaque para reações de fermentação escura de biomassas residuais. Já as rotas eletroquímicas podem converter compostos orgânicos de baixa massa molecular em hidrogênio, apresentando resultados promissores em escala de laboratório, com consumo menor de energia elétrica em relação à eletrólise da água. No entanto, o desenvolvimento de novas pesquisas precisa avançar tanto para que os processos eletroquímicos quanto biológicos alcancem a maturidade tecnológica em escala industrial e se concretizem como rotas viáveis de produção de H_2 .

3. Uso do hidrogênio nos sistemas de bioenergia

A quantidade utilizada de hidrogênio no mundo aumentou em 2,5% de 2022 para 2023 e chegou a 97 Mt, essencialmente em função da demanda para usos tradicionais em refino de petróleo (45% da demanda total) e na indústria, destacando-se a produção de amônia (33% da demanda total) e metanol (17% da demanda total) (IEA, 2024a).

No Brasil, o consumo de hidrogênio se mantém próximo a 0,5 Mt por ano desde 2014, com exceção de 2020, quando reduziu significativamente. O refino de petróleo representa mais que dois terços do consumo interno de H₂, acima da média mundial, seguido pela produção de fertilizantes e outros usos industriais, como na indústria química, de papel e celulose e de ferro-gusa e aço. Ressalta-se que os dados contabilizam o uso de hidrogênio sob a ótica da molécula, e não de seus derivados. Assim, apesar de o país ser consumidor de metanol, não possui produção interna significativa do composto, que, portanto, não aparece como destino do hidrogênio no cenário interno. De maneira similar, o Brasil é um dos maiores consumidores de fertilizantes nitrogenados do mundo, sendo, porém, grande parte de origem importada – que não compõe a demanda nacional de hidrogênio.

O hidrogênio é considerado uma das alternativas promissoras para viabilizar a descarbonização em frentes como indústria, transportes de longa distância e armazenamento de energia. Essas novas aplicações do H₂ em 2023 cresceram 40% em relação ao ano de 2022, mas ainda representam menos de 1% da demanda global. Porém, projeções para 2030 indicam diversificação no uso do hidrogênio e o interesse crescente nos combustíveis sintetizados, os quais utilizam hidrogênio em seus processos de obtenção (IEA, 2024a).

Ao se avaliar as demandas de hidrogênio, incluindo as tradicionais e as aplicações em desenvolvimento, nota-se que há relação com as biorrefinarias e toda a cadeia de valor da bioenergia. Dessa forma, este capítulo visa mostrar as principais aplicações e oportunidades de uso de hidrogênio dentro das fronteiras dos sistemas de bioenergia. Embora não seja exaustivo, demonstra a relevância desse insumo para o setor e como essa demanda tende a crescer conforme a indústria bioenergética se mobiliza para atender às metas de descarbonização, fazendo da integração com o hidrogênio de baixo carbono uma potencial ação estratégica para o desenvolvimento da bioenergia.

Relação de benefício mútuo

Abastecer os processos associados à bioenergia com hidrogênio de baixo carbono é uma oportunidade para desenvolver o mercado do H₂ e abrir novas alternativas para a bioenergia.

3.1. Definição do escopo: sistemas de bioenergia

Um sistema de bioenergia pode ser descrito como uma cadeia de produção que tem início na produção agrícola, etapa que é seguida pela colheita e transporte da biomassa até uma unidade de processamento industrial (usina ou biorrefinaria), onde a biomassa é transformada em diversos produtos – principalmente energéticos e alimentícios. Esse sistema pode englobar o transporte desses produtos até os centros de consumo e o aproveitamento dos resíduos da cadeia.

O Brasil conta com diversos sistemas de bioenergia em operação, sendo que os mais relevantes realizam a produção de biocombustíveis líquidos: os sistemas do etanol da cana-de-açúcar e do milho, assim como os do biodiesel de soja, do sebo bovino e de outras matérias-primas. A geração de eletricidade também oferece contribuição importante para a oferta de energia do país, mas

tipicamente em sistemas nos quais esse produto é secundário – caso da indústria sucroenergética e de papel e celulose, por exemplo.

Avaliando-se os principais sistemas de bioenergia do Brasil, é possível identificar etapas que podem usar hidrogênio diretamente ou fazer uso de insumos cuja produção é ou pode ser realizada a partir do hidrogênio.

Pode-se começar pelas usinas ou biorrefinarias, nas quais múltiplos processos e insumos, alguns deles baseados no hidrogênio, são empregados para viabilizar a conversão da biomassa nos produtos de interesse.

Considerando as usinas atuais, o principal produto baseado no hidrogênio aplicado nos processos é o metanol utilizado na transesterificação, reação que é o coração do processo industrial da produção nacional de biodiesel FAME¹⁸ (éster metílico de ácido graxo). Globalmente, quase todo o metanol é produzido a partir do gás de síntese obtido da reforma do gás natural. Esse processo pode ser substituído por soluções que passam pelo hidrogênio de baixo carbono.

Para o futuro das biorrefinarias, espera-se maior relevância de rotas de produção que têm o hidrogênio como insumo direto. A rota HEFA (*Hydroprocessed Esters and Fatty Acids*) é a mais madura e a AtJ (*Alcohol-to-Jet*) é promissora para a produção de diesel verde e combustível sustentável de aviação, cujas demandas tendem a aumentar impulsionadas por regulamentações do transporte nacional e internacional. Ambas contemplam a etapa de hidrogenação, garantindo demanda direta para o H₂ na produção de biocombustíveis – que podem ser utilizados nos próprios sistemas de bioenergia, especialmente na fase agrícola, incluindo as máquinas e o transporte da biomassa.

Já a fase de produção da biomassa, além de demandar combustíveis para o plantio, colheita e transportes, é uma etapa intensiva em insumos. Entre os principais insumos da agricultura estão os fertilizantes, com grande relevância para o suprimento de nitrogênio, potássio e fósforo na área de cultivo. Os fertilizantes são tidos como fundamentais para garantir a produtividade atingida atualmente nos cultivos dos principais sistemas de bioenergia do país, como cana, milho e soja. A principal matéria-prima global para os fertilizantes nitrogenados é o gás natural, em uma cadeia que passa pelo hidrogênio e pela amônia, que poderiam vir de rotas com menor emissão.

As oportunidades de uso do hidrogênio e seus derivados na indústria de bioenergia identificadas nesse levantamento são descritas em mais detalhes neste capítulo, acompanhadas de estimativas de volume demandado no horizonte decenal. Um resumo ilustrativo dessas oportunidades e das etapas dos sistemas de bioenergia em que se encaixam é apresentado na Figura 7.



Figura 7. Oportunidades para a utilização de hidrogênio e derivados nos sistemas de bioenergia.

Fonte: EPE

¹⁸ Sigla originada do termo em inglês *fatty acid methyl ester*.

BIOENERGIA E HIDROGÊNIO DE BAIXA EMISSÃO

A partir dessas oportunidades, em princípio, pode-se reconhecer que:

1. O desenvolvimento de uma indústria que viabilize a oferta competitiva de hidrogênio de baixo carbono pode contribuir com a produção local de insumos essenciais para os sistemas de bioenergia do Brasil.
2. Contempla-se, assim, uma sinergia que potencializa o avanço mútuo da bioenergia e do hidrogênio, reduzindo custos e melhorando a atratividade da agroindústria nacional.
3. Sobretudo no caso em que a oferta de hidrogênio é de baixo carbono, seriam reduzidas as emissões associadas ao ciclo de vida dos produtos da bioenergia brasileira, ponto que é aprofundado no Capítulo 5.

3.2. Uso do hidrogênio na produção de biocombustíveis

3.2.1. Diesel verde e combustível sustentável de aviação

O diesel verde é um combustível renovável composto por hidrocarbonetos parafínicos destinado aos motores do ciclo Diesel. É classificado como um combustível *drop-in* porque tem características similares ao diesel de fonte fóssil, o que permite seu uso integralmente ou em maior mistura com o diesel fóssil sem a necessidade de modificação de motores e a sua utilização no sistema de distribuição de combustíveis existente. O diesel verde desfruta de maior estabilidade que o FAME, o que permite o armazenamento por longos períodos e garante melhor desempenho do motor devido a um número de cetano mais alto. Ademais, é um produto isento de enxofre e que apresenta menor concentração de impurezas (EPE, 2020).

O combustível sustentável de aviação (SAF¹⁹) também é uma mistura de hidrocarbonetos parafínicos, porém com cadeias carbônicas em média menores e destinado ao uso no transporte aéreo. Assim como o diesel verde, é considerado um combustível *drop-in* nas condições de mistura estabelecidas pelos órgãos reguladores e é compatível com a infraestrutura existente para o querosene de aviação (QAV) de origem fóssil. O setor da aviação estabeleceu a meta de reduzir as emissões de carbono em 50% até 2050 em relação aos níveis de 2005, e o uso de SAF está entre uma das estratégias para cumpri-la (IEA, 2019).

Tanto o diesel verde quanto o SAF têm regulamentação e rotas de produção autorizadas pela ANP²⁰, conforme Tabela 2, sendo muitas delas adequadas para ambos os combustíveis e consumidoras de hidrogênio em alguma etapa de seus processos, conforme indicado na Figura 8.

¹⁹ Sigla em inglês para *sustainable aviation fuels*, amplamente adotada na literatura internacional.

²⁰ Rotas de produção de SAF autorizadas pela ANP já autorizadas pela ASTM.

Tabela 2. Rotas autorizadas pela ANP para SAF e diesel verde

Rotas SAF (ANP Res. 856/2021)	Rotas Diesel verde (ANP Res. 842/2021)	Sigla
Querosene parafínico sintetizado por ácidos graxos e ésteres hidroprocessados	Hidroprocessamento de óleo vegetal (HVO), óleo de algas, óleo de microalgas, gordura animal e ácidos graxos de	SPK-HEFA (SAF) HVO (Diesel verde)
Querosene parafínico sintetizado por hidrocarbonetos bioderivados, ácidos graxos e ésteres hidroprocessados	biomassa, bem como de hidrocarbonetos bioderivados pelas microalgas <i>Botryococcus braunii</i>	SPK-HC-HEFA (SAF) HVO (Diesel verde)
Querosene de hidrotermólise catalítica	Hidrotermólise catalítica de óleo vegetal, óleo de algas, óleo de microalgas, gordura animal e ácidos graxos de biomassa	CHJ
Querosene parafínico hidroprocessado e sintetizado por Fischer-Tropsch	Gás de síntese proveniente de biomassa, via processo Fischer-Tropsch.	FT
Querosene parafínico sintetizado com aromáticos	-	SPK/A (somente SAF)
Isoparafinas sintetizadas de açúcares fermentados e hidroprocessados	Fermentação de carboidratos presentes em biomassa	SIP
Querosene parafínico sintetizado por álcool	Oligomerização de álcool etílico (etanol) ou isobutílico (isobutanol)	AtJ

Fonte: EPE

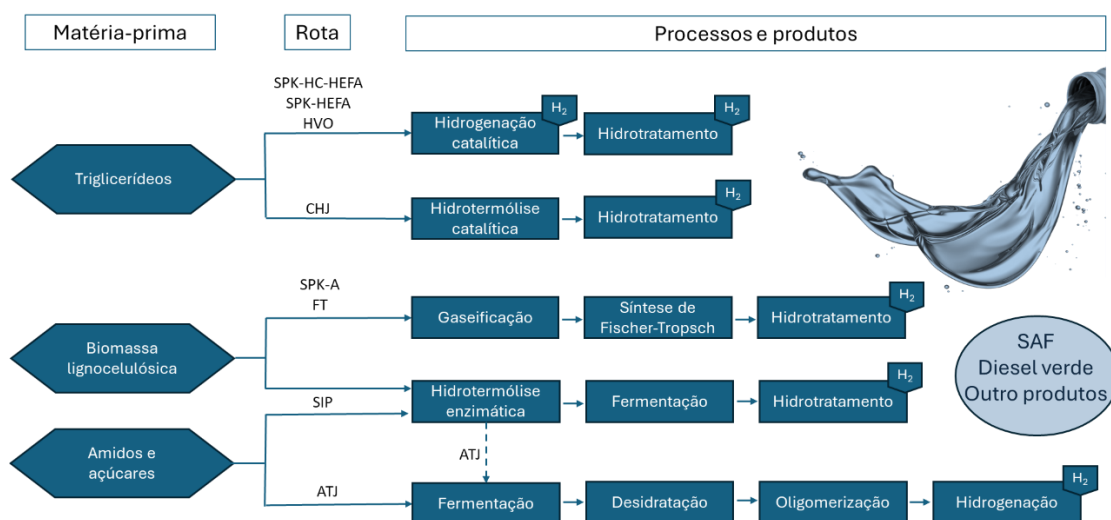


Figura 8. Principais processos das rotas de obtenção de SAF e diesel verde.

Fonte: EPE a partir de (EPE, 2020)

Na rota CHJ, o hidrogênio é utilizado para saturar olefinas e remover oxigenados residuais. Já a rota SIP utiliza o hidrogênio para hidroprocessar o farneseno, hidrocarboneto de formulação química $C_{15}H_{24}$ obtido pela fermentação de açúcares. A reação com hidrogênio permite transformar o farneseno em farnesano ($C_{15}H_{32}$), que tem mistura autorizada de até 10% ao querosene de aviação (BIODIESELBR, 2021; ROITMAN, 2019).

As rotas FT e SPK/A diferem-se pela SPK/A ter a adição de aromáticos, fator interessante para SAF porque auxilia na prevenção de vazamentos e deterioração das partes de borracha que vedam os motores. Ambas são sintetizadas a partir do processo Fischer-Tropsch, o qual será detalhado no capítulo 4, que trata de combustíveis sintéticos.

A rota SPK-HC-HEFA utiliza um processo semelhante à rota SPK-HEFA, no qual o hidroprocessamento também está presente e difere-se por utilizar os óleos provenientes da microalga *Botryococcus braunii* (EPE, 2024b). Por terem maior maturidade tecnológica, as rotas HEFA/HVO e AtJ serão descritas nas próximas seções.

HEFA/HVO

A rota HEFA consiste no hidroprocessamento de ésteres e ácidos graxos para a produção de biocombustíveis, principalmente diesel verde e SAF.

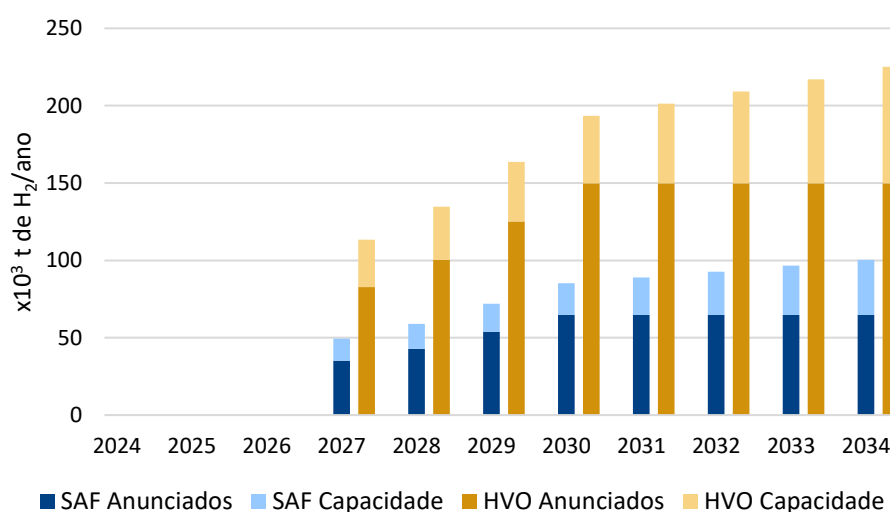
Em termos tecnológicos, a rota HEFA utiliza hidrogênio para conversão dos óleos vegetais ou gordura animal em combustível. O hidrogênio atua nas seguintes etapas do hidroprocessamento dos óleos, que transformam a matéria-prima em produtos parafínicos: na hidrodessoxigenação, na qual o hidrogênio é usado para saturar as ligações duplas presentes na cadeia dos triglicerídeos e retirar o oxigênio das moléculas; no craqueamento, no qual o hidrogênio é usado para reduzir o tamanho de cadeia das parafinas resultantes; e na hidroisomerização, que aumenta o conteúdo de componentes ramificados no produto (MONTEIRO, et al., 2022). O consumo de hidrogênio depende do tipo de matéria-prima utilizada e é proporcional à concentração de ligações duplas e oxigênio nos triglicerídeos.

A rota HEFA já é aprovada pela ANP tanto para obtenção de SAF quanto de HVO, que é o tipo de diesel verde obtido por esse processo. A diferença está na última etapa, no qual o hidrocrackeamento e hidroisomerização das parafinas é mais intenso para SAF com o objetivo de diminuir o tamanho e ramificar as cadeias carbônicas e, dessa forma, aumentar a porcentagem de moléculas de bioquerosene (PAVLENKO & KHARINA, 2018).

De acordo com o estudo “Combustíveis Sustentáveis de Aviação no Brasil – Perspectivas Futuras” (EPE, 2024b), a rota HEFA se mostrou com maior maturidade tecnológica frente às outras rotas, sendo a escolhida para as plantas anunciadas no Brasil até o momento. Há três projetos de produção de SAF e diesel verde com previsão de implantação para os próximos anos: uma unidade em Cubatão (SP), uma futura biorrefinaria em Manaus (AM), e uma biorrefinaria na Bahia que visa início de operação em 2027 usando, inicialmente, a soja e, depois, a macaúba como matéria-prima (BIODIESELBR, 2023).

Considerando as ofertas por ano e as matérias-primas declaradas por cada fabricante, no Gráfico 1 é apresentada a demanda de hidrogênio necessária para suprir a demanda das plantas de produção nos próximos dez anos (CAPAZ et al., 2020; ZECH et al., 2018). Além disso, o gráfico também apresenta a demanda projetada na avaliação multicritério que foi feita no estudo (EPE, 2024b), que indica uma possível composição de rotas e diversificação de matérias-primas, até 2037, aumentando a capacidade de produção pela rota HEFA e, por consequência, o consumo de hidrogênio. Infere-se que a quantidade de hidrogênio²¹ para produzir os biocombustíveis por essa rota em 2034 nacionalmente possa chegar a mais de 320 mil t/ano²².

Gráfico 1. Demanda de H₂ para SAF e HVO pela rota HEFA - projetos anunciados e capacidade para diversificação da produção, 2024-2034.



Fonte: EPE.

AtJ

Embora a sigla da rota (AtJ – *alcohol to jet*) remeta ao uso de álcoois para obtenção de querosene de aviação sustentável, ela também pode ser usada para produção de diesel renovável. É uma rota aprovada pela ANP para obtenção de ambos os combustíveis e consiste na oligomerização de álcoois de cadeia curta para gerar os hidrocarbonetos parafínicos, utilizando hidrogênio como reagente em sua última etapa para saturar as olefinas (BIODIESELBR, 2021; NG et al., 2021).

O processo se inicia com uma etapa de desidratação intramolecular em que o álcool saturado é convertido a um alceno. Em seguida ocorre o processo propriamente dito de oligomerização e as moléculas de alceno (monômeros) são combinadas de tal forma que se obtenha os hidrocarbonetos que darão origem aos biocombustíveis renováveis. Após uma etapa de separação por destilação, os hidrocarbonetos formados passam por hidrogenação e fracionamento para se obter os biocombustíveis parafínicos sintéticos. O diesel e o querosene de aviação renováveis obtidos são análogos aos combustíveis fósseis (ALBUQUERQUE, 2019; VINHADO, SOUZA, & GONÇALVES, 2019; EPE, 2020).

²¹A quantidade de hidrogênio tende a ser ainda maior, visto que projetos vêm surgindo com celeridade, embora com diferentes graus de incerteza. O Plano de Negócios Petrobras 2025-2029 traz alguns desses novos projetos, em estágios distintos (avaliação, implementação), o que pode vir a aumentar a demanda por hidrogênio (PETROBRAS, 2024).

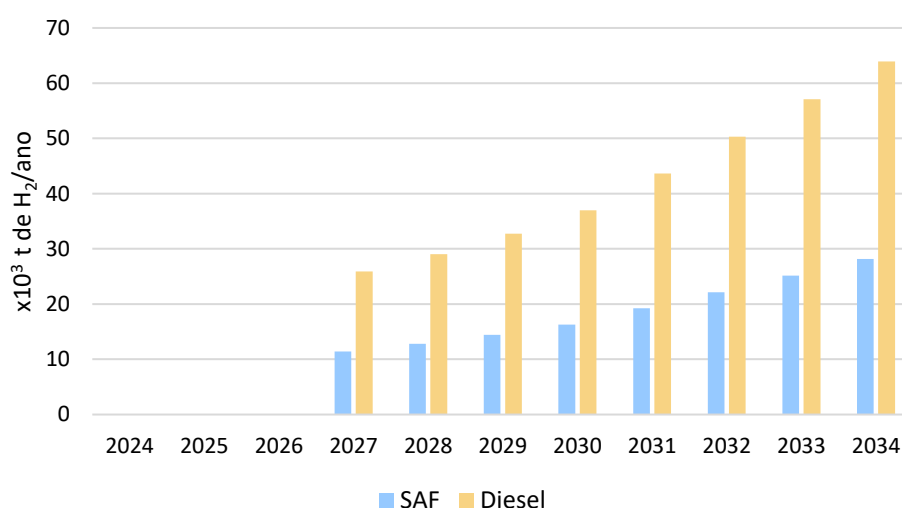
²² Considerando que o volume de SAF e diesel verde produzidos seja o mesmo para cada produto. Porém, os produtores podem direcionar a produção para o combustível renovável de maior interesse.

Atualmente somente dois álcoois de cadeia curta têm aprovação pela ASTM D7566-4 e pela ANP para aplicação nesta rota, sendo eles o etanol e o isobutanol.

Embora estime-se que a rota HEFA continue sendo a principal tecnologia comercial nos próximos anos, o investimento nas demais tecnologias deve ser incentivado, pois permite o uso de diferentes insumos, desenvolve diferentes regiões, aumenta o potencial de produção, combina com geração de outros coprodutos e garante a segurança do suprimento. Nesse sentido, a rota AtJ se destaca como a alternativa à HEFA com maior maturidade, já possuindo representatividade industrial no exterior, ainda que limitada (DOE, 2024).

Na avaliação multicritério feita na publicação da EPE referente a SAF no Brasil, a rota AtJ compõe a oferta de SAF se aproveitando do etanol de milho, de cana 1G e 2G, bem como da perspectiva do agave (EPE, 2024b). Considerando essa diversidade e a capacidade de produção, infere-se que a quantidade de SAF e diesel verde produzidos por essa rota em 2034 possa chegar a quase 2 bilhões de litros²³, demandando 92 mil t/ano de hidrogênio. A evolução da demanda pode ser vista no Gráfico 2.

Gráfico 2. Demanda de H₂ para SAF e diesel verde até 2034 pela rota AtJ.



Fonte: EPE.

3.3. Produção de metanol

O metanol é um álcool orgânico líquido a temperatura ambiente com fórmula química CH₃OH. Seu uso é variado e envolve desde a síntese de solventes para indústria de adesivos, pisos e revestimentos até como combustível. No Brasil, uma das aplicações é na reação de transesterificação com triglicerídeos para obtenção de biodiesel FAME, combustível renovável cuja adição é mandatória no diesel fóssil (ANP, 2020; METHANOL INSTITUTE, 2024).

²³ Assim como para a rota HEFA, considerou-se que o volume de SAF e diesel verde produzidos foi o mesmo para cada produto. Porém, os produtores podem direcionar a produção para o produto de maior interesse.

3.3.1 Biodiesel

Em 2023, foram consumidos 7,5 bilhões de litros de biodiesel no Brasil e estima-se que tenha alcançado 9,1 bilhões de litros em 2024, impulsionado pelo percentual de adição obrigatória do biodiesel em mistura com o diesel fóssil elevado ao patamar de 14% (B14) em março de 2024 segundo cronograma estabelecido por meio da Resolução nº 8 de 2023 do CNPE (MME, 2023).

O metanol é um insumo fundamental para a obtenção do biodiesel produzido pelo processo de esterificação/transesterificação. O Brasil importou 851,9 mil toneladas deste insumo para a produção de biodiesel em 2024, sendo a maior parte oriunda de Trinidad e Tobago, Venezuela e Estados Unidos, principal produtor (EPE, 2024b).

3.3.2 Rotas de produção de metanol

A atual e principal rota de obtenção do metanol é a partir da reforma a vapor do gás natural (aproximadamente 65% da oferta) ou do gás de gaseificação do carvão (aproximadamente 35% da oferta), estando assim relacionada a emissões de gases de efeito estufa elevadas.

A obtenção de metanol a partir de fontes de energia limpa possibilita a redução das emissões de carbono e pode ser dividida em rotas que gerem biometanol ou e-metanol (IBERDROLA, 2023). Suas propriedades não são diferentes do metanol produzido com matéria-prima fóssil. A Figura 9 mostra as principais etapas de obtenção do metanol renovável.

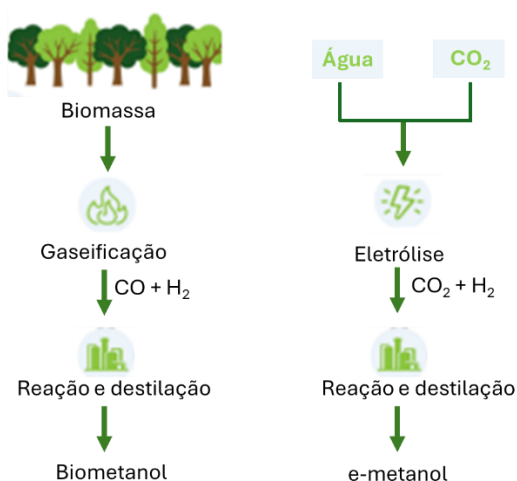


Figura 9. Metanol de baixa emissão obtido via gaseificação da biomassa (biometanol) e envolvendo eletrólise (e-metanol).

Fonte: EPE adaptado de (IEA BIOENERGY, 2020)

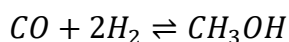
A produção de metanol a partir da biomassa não é novidade. O composto foi inicialmente chamado de “álcool da madeira” porque era extraído desse material antes do desenvolvimento de rotas de produção baseadas em matérias-primas fósseis. Hoje, ele pode ser produzido por meio do gás de síntese oriundo da gaseificação de biomassa, que pode ser a própria madeira ou outros materiais lignocelulósicos ou não, resultando no que chamamos de biometanol.

Relembrando

O gás de síntese é rico em H₂ e CO e tem sua composição afetada diretamente pela composição física e química da biomassa utilizada.

Na gaseificação, o hidrogênio é formado *in situ* e pode precisar de uma etapa de reação WGS para ajuste da razão H_2/CO para a produção de metanol, que neste caso deve estar o mais próximo de 2:1. Em alguns casos, opta-se por adicionar hidrogênio externo para fazer esse ajuste (IRENA, 2021).

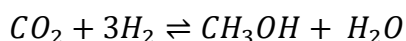
A Equação 9 de obtenção do metanol é exotérmica e requer o resfriamento do reator.



Equação 9

O processo de gaseificação de óleos e carvão já é largamente utilizado comercialmente, porém a aplicação para variadas biomassas está em fase inicial e para chegar a uma etapa de consolidação de uso requer maior desenvolvimento. Soma-se a isso a necessidade de garantir que a biomassa utilizada tenha logística e suprimento consistentes e confiáveis, além de preço competitivo (IRENA, 2021).

O e-metanol é obtido por processo eletroquímico e há diversas formas de fazê-lo, sendo a rota mais simples a obtenção por hidrogenação catalítica do dióxido de carbono (Equação 10) usando hidrogênio produzido por eletrólise da água. O dióxido de carbono pode ser capturado diretamente do ar (DAC, do inglês, *direct air capture*), de efluentes gasosos industriais ou de fontes renováveis, como combustão de biomassa, purificação de biogás e subproduto de fermentação alcoólica. Esse processo resulta em produção de combustíveis de menor intensidade de carbono quando a origem da eletricidade é de fontes com baixa emissão. Um estudo do ciclo de vida mostra que o processo de produção do e-metanol é capaz de reduzir a emissão dos GEE em 59% se comparado com o processo convencional (SOLLAI et al., 2023; NEMMOUR et al., 2023).



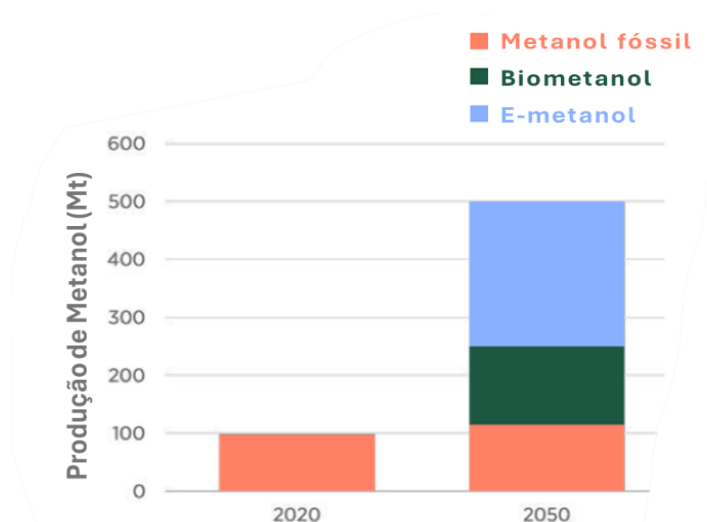
Equação 10

A rota de conversão de CO_2 diretamente a metanol ainda é relativamente incipiente, apesar de ter sido testada em escala piloto e até industrial (DIETERICH, BUTTLER, HANEL, SPLIETHOFF, & FENDT, 2020). Aumentar a escala de produção por essa rota dependerá, além do custo da planta, da disponibilidade de hidrogênio e dióxido de carbono de baixos custos. A previsão é que o custo do hidrogênio eletrolítico diminua ao longo dos anos devido à diminuição do custo das energias solar e eólica, ao aumento de escala e melhorias nos eletrolisadores (IRENA, 2021). Ressalta-se que outra alternativa possível para produção de e-metanol é a conversão do CO_2 em CO através da reação de RWGS (reação inversa à WGS) anteriormente à síntese do álcool. Essa alternativa permite a utilização do processo representado pela Equação 9, mais consolidado, para a geração do produto sustentável, mas adiciona uma etapa ao processo produtivo, incorrendo maiores custos e aumento no consumo de hidrogênio. A Equação 9 gera um produto com maior conteúdo de metanol, mas com maior grau de impurezas (DIETERICH, BUTTLER, HANEL, SPLIETHOFF, & FENDT, 2020).

Se usado como combustível, o e-metanol entra na categoria dos chamados eletrocombustíveis ou e-combustíveis (*e-fuels* em inglês), que são sintéticos.

A projeção da IRENA é que a produção de metanol chegue a 500 Mt em 2050 tracionada pelo cenário de transição energética (IRENA, 2021). O Gráfico 3 mostra quantidades previstas de biometanol e e-metanol superiores ao metanol fóssil.

Gráfico 3. Produção de metanol em 2020 e estimada para 2050.

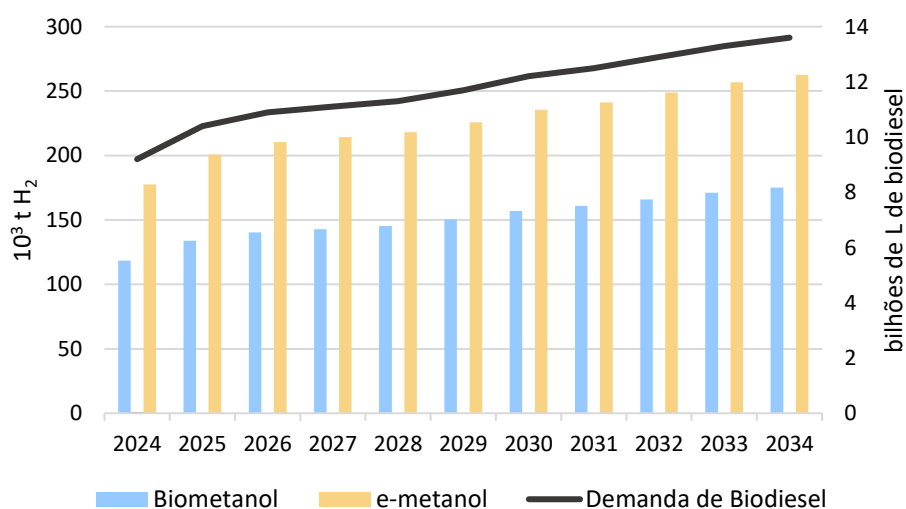


Fonte: adaptado de (IRENA, 2021)

Até setembro de 2024, foram identificados 178 projetos de metanol renovável em todo o mundo, que estão estimados para produzir mais de 29 milhões de toneladas (37 bilhões de litros) de e-metanol e biometanol até 2030 (METHANOL INSTITUTE, 2024). Há ainda expectativa de aumento de consumo de metanol renovável impulsionado pelo seu uso em transporte aquaviário, por ser um combustível alternativo aos fósseis. Nesse sentido, tanto a produção de e-metanol quanto de biometanol podem resultar em combustíveis marítimos com emissões de GEE até 80% menores que as referências fósseis, especialmente se associadas, respectivamente, ao uso de energias renováveis em todas as etapas do processo e à utilização de biomassas residuais (IFP Energies Nouvelles, 2025).

Considerando a demanda de biodiesel projetada no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034 (EPE, 2024c), o Gráfico 4 mostra a quantidade de hidrogênio necessária para suprir a demanda de metanol para produção de biodiesel no horizonte decenal, cobrindo duas alternativas: a produção de biometanol realizada através de rotas de gás de síntese e a de e-metanol. Visto a estequiometria das reações envolvidas, a primeira opção envolve menor quantidade de hidrogênio, o qual pode ser formado *in situ* nas usinas. Já para o e-metanol, há consumo de hidrogênio eletrolítico exógeno.

Gráfico 4. Demanda de H₂ *in situ* para biometanol e adicionado para e-metanol.



Fonte: EPE.

3.4. Uso na produção de fertilizantes

Fertilizante pode ser definido como “substância mineral ou orgânica, natural ou sintética, fornecedora de um ou mais nutrientes de plantas” (BRASIL, 2023). A disponibilidade adequada de nutrientes e, portanto, a oferta de fertilizantes, constitui elemento fundamental na garantia de uma produção agrícola produtiva e competitiva em grande escala.

Os três principais nutrientes aplicados no Brasil são o potássio (38%), o fósforo (33%) e o nitrogênio (29%) (BRASIL, 2023). Enquanto a obtenção do fósforo e do potássio é baseada na mineração, os fertilizantes nitrogenados são produzidos a partir de uma cadeia ligada à energia.

A relevância da agricultura para a economia e a função dos nutrientes em garanti-la eleva o caráter estratégico da cadeia dos fertilizantes. No entanto, o país importa parte significativa do seu consumo, chegando a 95,7% no caso dos nitrogenados. A importação de nitrogenados vem crescendo tanto em massa quanto em dispêndio, chegando a 6,7 bilhões de dólares em 2022 (EPE, 2023b).

A produção de fertilizantes nitrogenados é baseada no hidrogênio, que é produzido para reagir com o ar atmosférico, que possui 78% de nitrogênio (N_2) em sua concentração. Trata-se do processo Haber-Bosch, que tem como objetivo a produção da amônia (NH_3), precursora de todos os fertilizantes nitrogenados sintéticos.

Estima-se que a produção de amônia foi responsável por 60% da demanda industrial de hidrogênio, que, por sua vez, absorveu 56% da demanda global do produto. A amônia tem diversas aplicações industriais, mas cerca de 70% da sua produção é destinada aos fertilizantes (IEA, 2024a). Para se obter produtos para aplicação como fertilizante, geralmente se promove a reação da amônia com outros insumos produzindo a ureia, o nitrato e o sulfato de amônio, e os fosfatos monoamônico e diamônico (MAP e DAP).

A crescente produção de biocombustíveis no Brasil é assentada nos sistemas agronômicos, principalmente nas culturas da cana, do milho e da soja. As duas primeiras oferecem praticamente todos os açúcares precursores do etanol, enquanto da soja se extrai o óleo vegetal que foi matéria-prima para 69% da produção do biodiesel do país em 2023 (EPE, 2024b). A produção total desses três cultivos, isto é, incluída a fração dedicada aos biocombustíveis e a todos os outros destinos, responde por mais de três quartos do consumo de fertilizantes do país (GLOBALFERT, 2024).

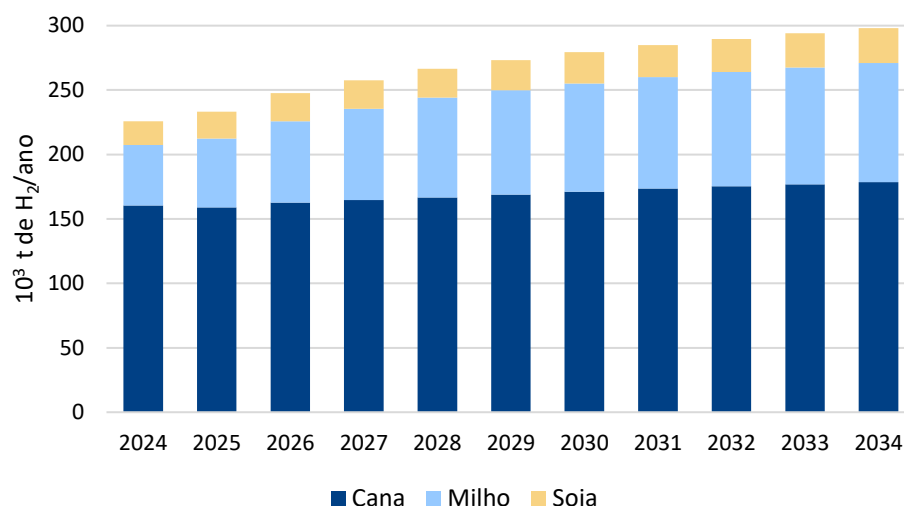
Com o objetivo de apresentar uma estimativa da demanda de hidrogênio associada aos fertilizantes utilizados nos cultivos para biocombustíveis, adotaram-se valores típicos dos três principais cultivos (MATSUURA, et al., 2018) e fatores de produtividade na conversão da biomassa em biocombustíveis para encontrar a demanda por fertilizantes nitrogenados e, portanto, de amônia e hidrogênio em função da produção de etanol e biodiesel no horizonte do PDE 2034. O resultado é apresentado no Gráfico 5. Infere-se que serão necessárias aproximadamente 300 mil t/ano de hidrogênio para atender a demanda por fertilizantes associados aos sistemas de bioenergia.

Fertilizantes e o hidrogênio

A síntese da amônia consome cerca de um terço do H_2 produzido no mundo.

O principal uso da amônia é a produção de fertilizantes nitrogenados.

Gráfico 5. Demanda de H₂ para fertilizantes nitrogenados da fração de soja, milho e cana destinada à produção de biocombustíveis.



Fonte: EPE.

3.5. Consolidação das estimativas de demanda para bioenergia

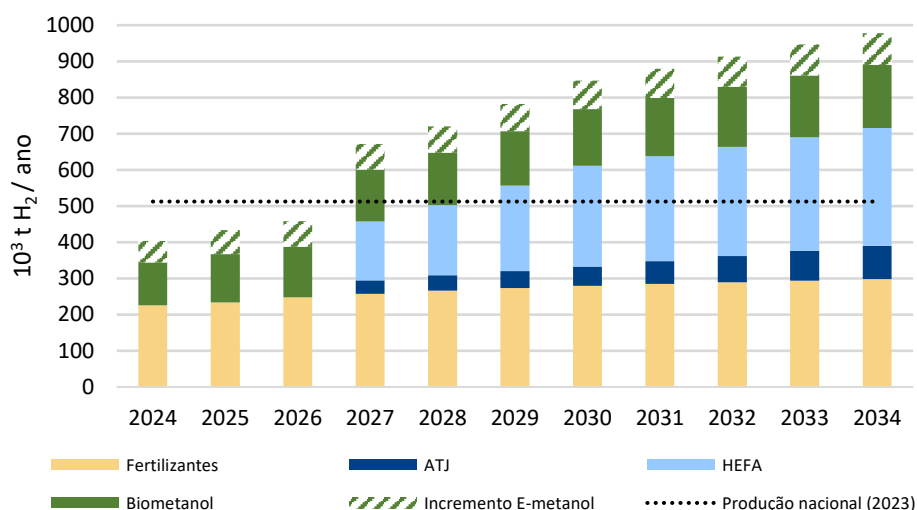
A maior parte da produção atual de hidrogênio no Brasil é proveniente da reforma a vapor do gás natural (EPE, 2022a). Seu consumo ocorre principalmente nas refinarias e nas fábricas de fertilizantes (87%), com produção e uso locais. Assim, o hidrogênio não representa, hoje, um produto de mercado comercial abrangente. Pelo contrário, tem o papel de insumo intermediário nas unidades produtivas interessadas.

Entretanto, metas relativamente ambiciosas para a implantação de hidrogênio de baixa emissão de carbono têm impulsionado a produção na América Latina. A participação de novas aplicações (combustíveis marítimos, de aviação e rodoviários, entre outros) representará cerca de 20% em 2035 e 60% em 2050 do aumento da demanda de hidrogênio da região, estima a Agência Internacional de Energia (IEA, 2024a).

A adoção de medidas para descarbonização por meio do uso de biocombustíveis e consequente criação de nova demanda por hidrogênio, como nos sistemas de bioenergia, pode contribuir para estimular a oferta de hidrogênio de baixa emissão, proporcionando a redução de custos, melhoria na segurança energética ao diminuir a dependência das importações de gás natural, além de gerar oportunidades de exportação com maior valor agregado. Os hubs de hidrogênio têm o potencial de impulsionar economias de escala e integrar cadeias de suprimentos, ao mesmo tempo que aceleram o processo de aprendizado.

O Gráfico 6 mostra a demanda consolidada de hidrogênio nos sistemas de bioenergia estudados neste capítulo em comparação com a produção nacional em 2023, incluindo todas as rotas de produção (IEA, 2024a).

Gráfico 6. Demanda consolidada de hidrogênio em sistemas de bioenergia e produção nacional decenal estimada



Nota: No cálculo de demanda de H₂ para metanol, considerou-se duas rotas, com volumes distintos de H₂ para produzir o mesmo volume de metanol. A produção via biomassa, com razão H₂:metanol de 2:1 (verde, preenchido), e o e-metanol, com razão 3:1, que exigiria uma demanda adicional de H₂ (verde, hachurado).

Fonte: EPE.

Em 2024, nota-se que a maior demanda de hidrogênio nos sistemas nacionais de bioenergia é associada à produção de fertilizantes nitrogenados, o que hoje é suprido essencialmente por importação. Ao longo do horizonte decenal, a produção de combustíveis avançados passa a ser significativa, e a rota HEFA se torna o principal destino do hidrogênio em 2034, dentro do escopo avaliado.

Para fins de comparação, nota-se que, a partir de 2027, esta demanda mapeada²⁴ supera o montante de hidrogênio produzido no Brasil em 2023. Isto é, o uso de fertilizantes nitrogenados aplicados nos cultivos agrícolas destinados à bioenergia, o metanol utilizado na produção de biodiesel e as demandas do biorrefino para a produção de novos biocombustíveis fazem com que a demanda de hidrogênio associada à bioenergia seja significativa.

Assim, o interesse desse setor em reduzir a intensidade de carbono dos biocombustíveis e seus coprodutos, em particular a partir do acesso a insumos de baixa emissão de carbono, pode ter um papel significativo em impulsionar o desenvolvimento das cadeias nacionais de hidrogênio. Conforme apresentado no Capítulo 2, os recursos da própria bioenergia, em conjunto a outras rotas de baixo carbono como a eletrólise com o uso de fontes renováveis, são alternativas para a construção dessas cadeias e para o atendimento da demanda nacional de hidrogênio e derivados.

Evidencia-se, portanto, que o setor de bioenergia pode contribuir para que os recursos, incentivos, e, finalmente, a produção de hidrogênio tenham como prioridade o uso local, com o objetivo de promover a descarbonização e o ganho de competitividade da produção brasileira.

²⁴ Ressalta-se que esta análise se limita somente ao consumo de hidrogênio em sistemas de bioenergia. Usos tradicionais significativos como no refino de petróleo ainda existirão nos próximos anos, mas não foram contabilizados.

3.6. Outras possibilidades

Esta seção traz dois usos adicionais de hidrogênio associados aos sistemas de bioenergia que podem vir a ser implementados, e que, diferentemente das oportunidades apresentadas até aqui, não possuem materialidade para estimativas quantitativas de demanda.

3.6.1 Uso direto e indireto como combustível

Os caminhões, bem como demais veículos rodoviários pesados são, em sua maioria, movidos a diesel. Porém, com as metas de descarbonização do transporte de carga, combustíveis alternativos vêm sendo estudados e, dentre eles, o hidrogênio tem se mostrado uma possível opção de longo prazo. O desenvolvimento de trens de força para caminhões movidos a hidrogênio está em etapa de testes. Entretanto, ainda possui desafios em custos e logística, especialmente no que se refere à tecnologia de transmissão (DAF, 2024).

Há duas opções sendo estudadas de emprego de hidrogênio em transportes rodoviário pesados: uso direto como combustível em motores a combustão ou utilizando uma célula a combustível que usa hidrogênio para gerar eletricidade para alimentar um motor elétrico (DAF, 2024).

Grandes montadoras têm se voltado para essas tecnologias, com o desenvolvimento de caminhões e projeção de testes em estrada entre 2025 e 2026, inclusive contando com hidrogênio gerado a partir do etanol no Brasil (ESTADAO, 2024; AUTOESPORTE, 2024). Ademais, o hidrogênio também pode ser considerado um potencial combustível alternativo para máquinas agrícolas, com um exemplo de protótipo de trator em exibição (FENDT, 2023).

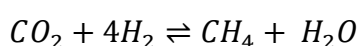
Além do uso direto do hidrogênio como combustível, um horizonte que tem se expandido é o uso dos combustíveis sintetizados utilizando hidrogênio como intermediário.

3.6.2 Enriquecimento do biogás a biometano

O biogás é o produto bruto da digestão anaeróbia, composto majoritariamente por metano (CH_4 , 50-70%) e dióxido de carbono (CO_2 , 30-50%). A purificação do biogás produz o biometano, biocombustível cuja qualidade é regulada pela ANP. O atendimento aos requisitos estabelecidos pela Agência o coloca na posição de intercambiável com o gás natural, permitindo inclusive a injeção do biometano na malha de gasodutos.

O processo típico de produção de biometano se baseia em tecnologias que visam separar o CO_2 presente no biogás, elevando a concentração de CH_4 até os níveis estabelecidos na regulação.

Uma proposta alternativa às soluções tradicionais de purificação é a reação de hidrogênio com o biogás, particularmente com o CO_2 que o compõe. Trata-se da metanação, processo representado pela Equação 11 (MURPHY, RUSMANIS, GRAY, & O'SHEA, 2024) cujo objetivo é produzir mais CH_4 , e que se caracteriza como o inverso da reação global de reforma a vapor do metano (incluindo WGS).



Equação 11

No contexto das plantas de biogás, a metanação cumpre duas funções. Ao mesmo tempo em que aumenta a oferta de biometano, o processo promove a purificação do biogás ao concentrá-lo em CH₄. Essa solução apresenta uma série de oportunidades:

- Aumentar a escala: em muitos projetos de biometano, a logística do produto pode ser prejudicada pela pequena escala das plantas baseadas em resíduos orgânicos – a produção adicional pode melhorar a viabilidade do acesso à infraestrutura e aos mercados;
- Evitar a separação do CO₂: com o consumo do CO₂ na reação com hidrogênio, o produto torna-se rico em CH₄, reduzindo custos com as etapas convencionais de purificação do biogás, que são significativos;
- Usar a infraestrutura existente: a produção adicional de metano viabiliza o acesso à infraestrutura construída para o gás natural, que pode não estar disponível para o hidrogênio;
- Valorizar o CO₂ biogênico²⁵: em vez de liberá-lo para a atmosfera, como é comum nas plantas de biometano, agrega-se valor ao carbono com a produção adicional de energia.

A respeito do CO₂ biogênico, sua importância vem sendo cada vez mais promovida em diversos estudos, tanto para fins de utilização quanto de estocagem²⁶, visando emissões negativas. No entanto, há limitações na aplicação prática, particularmente na escala das plantas de biogás. O aproveitamento direto do CO₂ em seu local de produção pode desenvolver esse conceito sem exigir custos elevados de purificação do próprio CO₂ e dispensando sua logística até um ponto de demanda.

Por outro lado, cabe apontar o desafio econômico da metanação, dado que o hidrogênio tende a ser um produto de custo elevado e valor maior do que o metano.

A combinação de hidrogênio com o biogás também pode favorecer a produção de combustíveis sintéticos, tema que será tratado no Capítulo 4.

²⁵ O CO₂ biogênico é definido como aquele gerado a partir de biomassa, seja a partir da combustão, da fermentação, ou qualquer outro processo de conversão (EMAIS ENERGIA, 2024; CMS, 2024).

²⁶ Refere-se a Bio-CCS / BECCS (*Bioenergy with carbon capture and storage*). Esse conceito é desenvolvido no Capítulo 4.

ALÉM DO SETOR DE ENERGIA: APLICAÇÃO EM QUÍMICOS

As rotas de produção de bioenergia e biocombustíveis podem ser associadas à obtenção de diversas outras moléculas interessantes para as mais diversas aplicações, como precursores de polímeros e fármacos. E, em meio a essas aplicações, o hidrogênio aparece como insumo em processos de transformação, com destaque para a hidrogenação de açúcares.

Em termos de volume, a plataforma dos açúcares é considerada a maior para a produção de produtos químicos à base de biomassa. Além dos processos tradicionais de extração de glicose e frutose a partir da sacarose da cana-de-açúcar ou glicose a partir da hidrólise do amido do milho, processos avançados utilizando matérias-primas lignocelulósicas permitem obtenção de glicose a partir da celulose e outros açúcares a partir da hemicelulose. Concomitantemente com açúcares, durante o processamento da biomassa lignocelulósica, a lignina também é obtida.

A hidrogenação dos açúcares leva à formação de poliálcoois, cuja aplicação envolve adoçantes alimentícios e espuma de borracha. Já na reação de lignina com hidrogênio ocorre a formação de bioaromáticos que podem ser usados como aditivos na indústria de aviação, por exemplo.

Nota-se, portanto, que a disponibilidade de H₂ nas biorrefinarias pode abrir novas oportunidades de processos e produtos, com novos mercados a serem atendidos com potencial de maior valor agregado (IEA BIOENERGY, 2020).

4. Combustíveis Sintéticos

Um caso particular de uso do hidrogênio, inclusive daquele produzido a partir da biomassa, é a produção de combustíveis sintéticos, que podem ser definidos como hidrocarbonetos²⁷ obtidos artificialmente e que podem ser utilizados nos motores e nas infraestruturas existentes sem adaptações significativas, isto é, são combustíveis *drop-in* (EPE, 2023a).

Dependendo da fonte de hidrogênio e de carbono, esses combustíveis podem ser tratados como eletrocombustíveis (no inglês, *e-fuels*) ou sintéticos a partir da biomassa, o que chamamos de biocombustíveis sintéticos. Um fluxograma não exaustivo de possíveis processos de obtenção de combustíveis sintéticos é apresentado na Figura 10.

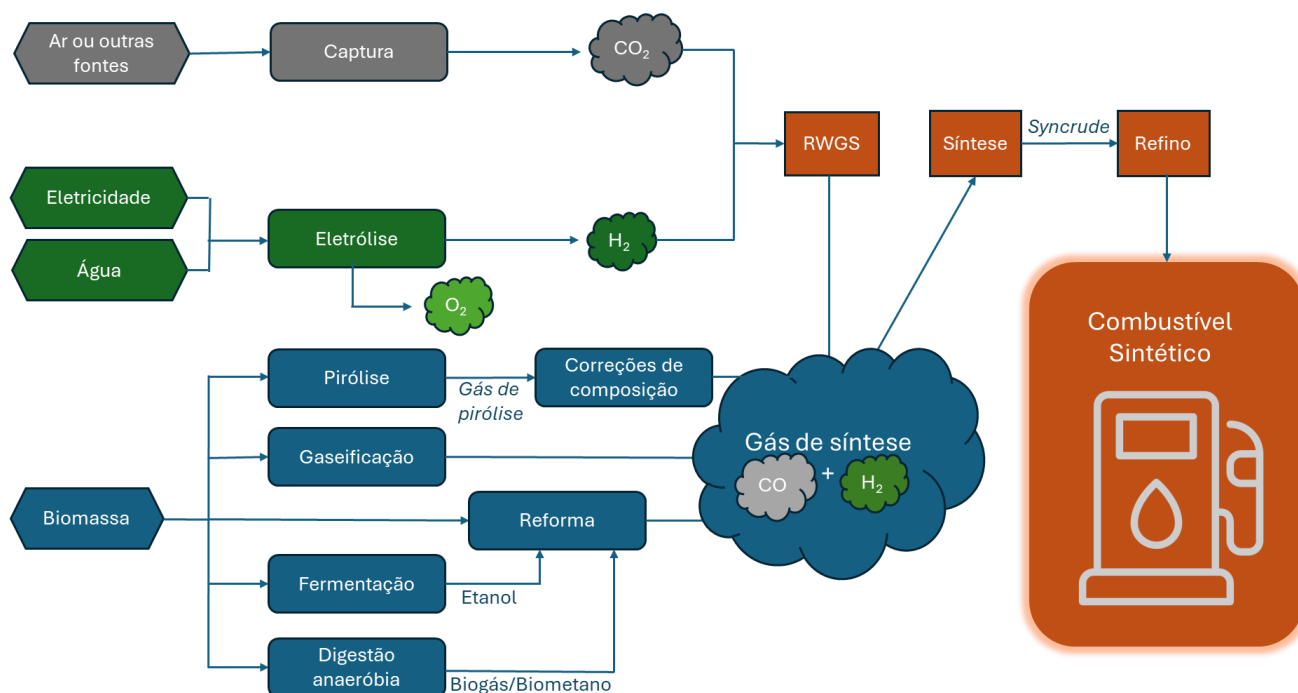


Figura 10. Rotas para a produção de combustíveis sintéticos a partir da biomassa e eletrocombustíveis²⁸.

Fonte: EPE a partir de (IEA, 2024e).

Há diversas formas pelas quais a biomassa pode contribuir na produção de combustíveis sintéticos. As principais são as seguintes:

- Matéria-prima:
 - a própria biomassa sendo aproveitada em processos termoquímicos para produção de biocombustíveis sintéticos (detalhados na seção 4.1), como principal fonte tanto de carbono quanto de hidrogênio para a formação do hidrocarboneto;
 - como fonte de carbono biogênico para combinação com hidrogênio de outra origem. Nesse caso, têm-se preferência por fontes de hidrogênio de baixa emissão de carbono, como é o caso do hidrogênio eletrolítico na obtenção de eletrocombustíveis (detalhados na seção 4.2) ou do hidrogênio natural.

²⁷ Há ainda outras moléculas que podem ser consideradas combustíveis sintéticos, como amônia e metanol, porém este capítulo se limitará aos hidrocarbonetos *drop-in*.

²⁸ RWGS = Reverse Water-Gas Shift (Equação 13).

- Fonte de energia: a biomassa suprindo eletricidade via geração termoelétrica para a produção de hidrogênio e, posteriormente, de eletrocombustíveis.

4.1 Biocombustíveis sintéticos

Para a limitação do escopo deste Capítulo 4, optou-se por abordar apenas as rotas de produção de combustíveis que têm como composto intermediário o gás de síntese²⁹.

Atualmente, as tecnologias principais e mais estudadas para produzir os biocombustíveis sintéticos por gás de síntese são as rotas termoquímicas (SWAIN, DAS, & NAIK, 2011). Os processos de produção são aqueles apresentados no Capítulo 2 para obtenção de hidrogênio, com a diferença que não ocorre a etapa de separação do hidrogênio. Em vez da separação, o carbono presente na biomassa é também aproveitado para se obter a cadeia de hidrocarbonetos do combustível desejado (LEE, SEIDL, & MEYER, 2021).

Na produção de biocombustíveis sintéticos, as rotas termoquímicas de reforma ou gaseificação têm a função de quebrar as moléculas da biomassa para a formação do gás de síntese a ser utilizado na reação de Fischer-Tropsch. Essa conversão também pode ser chamada de BtL (*"biomass to liquid"*), com a qual se produzem diversos tipos de hidrocarbonetos sintéticos, entre eles combustíveis similares ao diesel e à gasolina. A síntese de Fischer-Tropsch é uma das principais formas de produção dos combustíveis sintéticos, consistindo em converter, em processo catalisado, o gás de síntese em combustíveis análogos aos de origem fóssil (PROQR, 2021; ROYAL SOCIETY, 2019).

Como a razão H_2/CO obtida por meio da biomassa pode não ser a ideal para o processo considerando seu objetivo (por exemplo, tipo de combustível a ser produzido), a adição de hidrogênio de uma fonte externa pode ser realizada visando otimizá-lo (KAPTEIJN & MOULIJN, 2022; SPATH & DAYTON, 2003).

Biomassa para a produção de combustíveis sintéticos

A biomassa geralmente oferece em sua composição os elementos carbono, hidrogênio e oxigênio, garantindo os constituintes necessários para a formação do gás de síntese e dos combustíveis sintéticos.

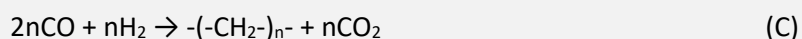
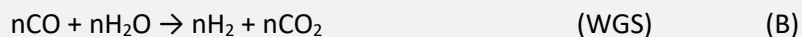
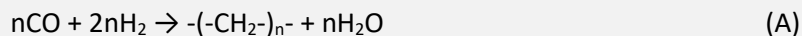
O fato de já ter dentro do processo as moléculas de H_2 e CO ou CO_2 configura uma vantagem desta via de obtenção de combustíveis frente a outras opções, como a eletrólise.

²⁹ Há outras rotas de produção de hidrocarbonetos *drop-in* a partir da biomassa, como a HVO/HEFA e a AtJ, inclusive sendo utilizado o H_2 como reagente de etapas desses processos, conforme descrito no Capítulo 3. Essas rotas não estão incluídas neste Capítulo por se basearem na modificação de estruturas complexas, como óleos vegetais e álcoois, que já contêm ligações C-H e C-C típicas dos hidrocarbonetos que se quer produzir. Segundo algumas classificações, estes combustíveis também poderiam ser chamados de biocombustíveis sintéticos. Entretanto, não existe consenso a respeito da definição exata do conceito. No caso do gás de síntese como intermediário, tem-se moléculas de CO e H_2 , e a "construção" do hidrocarboneto se dá a partir da formação das ligações C-H e C-C.

SÍNTESE DE FISCHER-TROPSCH

A reação de Fischer-Tropsch realiza o crescimento da cadeia carbônica por adição sequencial de CH₂, podendo ser descrita genericamente pela equação (A), seguida da geração de CO₂ por *Water-Gas-Shift* – WGS (B). A reação global é indicada pela equação (C).

Reação de Fischer-Tropsch:



O tamanho final das cadeias carbônicas é determinado pela probabilidade de crescimento da cadeia, que é inversamente proporcional à razão H₂/CO e à temperatura. Ao se buscar a formação de produtos mais pesados, a razão H₂/CO precisa se aproximar de 2:1 para não criar subprodutos indesejados. Uma razão elevada pode aumentar taxa de produção de metano, enquanto uma razão muito baixa tende a produzir cadeias longas, mas pode gerar maior quantidade de coque se a concentração de hidrogênio for muito pequena (KLERK, 2011). Equações e proporções específicas são apresentadas na Tabela 3.

Tabela 3. Razão de uso do H₂:CO nas diferentes reações do Fischer-Tropsch.

Produto	Reação	Razão de uso H ₂ :CO
Metano	$\text{CO} + 3 \text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$	3
Parafinas	$n \text{CO} + (2n+1) \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n+2} + n \text{H}_2\text{O}$	$(2n+1)/n$
Olefinas	$n \text{CO} + 2n \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n} + n \text{H}_2\text{O}$	2
Álcoois	$n \text{CO} + 2n \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n+1}\text{OH} + (n-1) \text{H}_2\text{O}$	2
Aldeídos	$n \text{CO} + 2n \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_n\text{H}_{2n}\text{O} + (n-1) \text{H}_2\text{O}$	$(2n-1)/n$
Ácidos	$n \text{CO} + 2n \text{H}_2 \rightarrow \text{C}_{n-1}\text{H}_{2n-1}\text{COOH} + (n-2) \text{H}_2\text{O}$	$(2n-2)/n$

Fonte: (KLERK, 2011)

A mistura de hidrocarbonetos formada pode ser chamada de petróleo sintético ou, no inglês, *syncrude*, cuja seletividade de produtos é influenciada por condições de processo como temperatura, composição do gás de síntese, composição do catalisador, entre outros (LU & YEE, 2007). As temperaturas podem variar entre 200 e 240°C para o processo em baixas temperaturas ou 300 e 350°C para altas. As pressões de operação ficam em torno de 10 a 40 bar (SPATH & DAYTON, 2003; MUKOMA, HILDEBRANDT, & GLASSER, 2006).

O uso de catalisadores implica na necessidade de pureza do gás de síntese para minimizar os efeitos de desativação do catalisador por envenenamento. São limitadas as quantidades de enxofre, halogenetos, amônia, NO_x e ácido cianídrico (SPATH & DAYTON, 2003).

Uma alternativa de produção de biocombustíveis sintéticos surge com plantas de produção de petróleo sintético a partir de biogás. A primeira planta piloto brasileira foi instalada no Paraná utilizando a reforma a seco catalisada do produto, conforme Equação 3, para obtenção do *syncrude*. A reforma a seco do biogás ocorre sob pressão atmosférica em temperaturas entre 600 e 900°C e requer catalisadores eficientes, estáveis e de baixo custo. A principal dificuldade deste processo é evitar a desativação dos catalisadores pelo depósito de coque em sua superfície. Após a reforma, obtém-se o gás de síntese, que passa por reação de Fischer-Tropsch para obtenção do *syncrude*, que posteriormente é processado para a separação de diversos produtos, assim como o petróleo convencional (OLIVEIRA, et al., 2021). Todas essas etapas compõem o que se chama processo *GtL* (*gas-to-liquid*)³⁰ e podem demandar a adição de hidrogênio exógeno que, no caso dessa planta, será o eletrolítico. O objetivo é que esse petróleo sintético passe por refino e seja produzido SAF (ITAIPU, 2024).

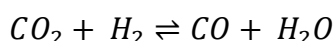
O processo Fischer-Tropsch possui grande flexibilidade quanto à fabricação de combustíveis e produtos químicos, garantindo o atendimento de especificações técnicas similares àsquelas de derivados do petróleo. Esse processo também pode suprir cadeias de maior valor agregado, como a alimentícia, dos cosméticos e farmacêuticos, bem como criar as moléculas-base da indústria petroquímica (RAMOS, et al., 2011; SWAIN, DAS, & NAIK, 2011).

4.2 Eletrocombustíveis

Os eletrocombustíveis ou *e-fuels* são uma classe de combustíveis sintéticos produzidos pela combinação de dióxido de carbono (CO₂) ou monóxido de carbono (CO) com hidrogênio (H₂) proveniente da eletrólise da água (EPE, 2023a). É possível obter *e-fuels* via reação de Fischer-Tropsch, descrita anteriormente. Nesse caso, o CO₂ precisa ser convertido a CO para geração de gás de síntese, o que pode ser feito via reação RWGS (*reverse water-gas shift*)³¹ - Equação 12 - ou através do preparo direto de gás de síntese em operações de co-eletrólise em alta temperatura (essa é uma tecnologia com médio grau de maturidade, estimado em TRL = 6) (IEA, 2024e).

E-fuels: protagonismo do Brasil

O Brasil se apresenta como um potencial produtor de eletrocombustíveis de baixo carbono pelas características do sistema elétrico, de elevada participação de renováveis e com condições para a expansão dessas fontes, somadas à disponibilidade de CO₂ biogênico (de origem na biomassa, independentemente do processo industrial associado) a custos competitivos.



Equação 12

³⁰ Os processos *gas-to-liquid* (GtL) são também empregados na conversão de gás natural em combustíveis líquidos. Nesse caso, utiliza-se a reforma a vapor do metano (Equação 2) ao invés da reforma a seco (Equação 3), usada para o biogás pela maior concentração de CO₂ no produto renovável. Apesar do biogás constituir um produto de origem biológica, não se usa nesse caso a terminologia *biomass to liquid* (BtL), usualmente empregada somente para descrever processos de obtenção do gás de síntese a partir de biomassa sólida.

³¹ Trata-se do processo exatamente contrário ao apresentado na Equação 1.

Os *e-fuels* trazem consigo o conceito de *Power-to-X* (PtX), que se refere a tecnologias de conversão de energia elétrica em outras fontes de energia (RSB, 2023), como combustíveis. São úteis em sistemas com alta produção de energia renovável por utilizarem o excesso de oferta dessas energias para outra função além da eletricidade. Na produção de combustíveis líquidos, também são conhecidos como *power-to-fuel* ou *power-to-liquid*, e, para combustíveis gasosos, *power-to-gas*. O Brasil pode se tornar um ator importante para a indústria PtX devido ao potencial da biomassa como insumo para CO₂ biogênico (EMAIS ENERGIA, 2024) e por possuir uma matriz elétrica altamente renovável. Em algumas definições, esses combustíveis são classificados como *e-fuels* somente se a eletricidade utilizada para síntese for de origem renovável (PALYS & DAOUTIDIS, 2022; ACATECH, 2016).

Um conceito semelhante é o de combustíveis renováveis de origem não biológica - *Renewable fuels of non-biological origin* (RFNBO) -, mencionado pela União Europeia. São combustíveis sintéticos obtidos a partir da reação de hidrogênio advindo de energia renovável (exceto biomassa) com CO₂ derivado de fontes não-renováveis ou naturais, como fósseis ou captura do ar, por exemplo. Como a eletricidade é um insumo com impacto significativo nos custos e na intensidade de carbono do RFNBO, pode-se priorizar a síntese em períodos e/ou regiões nas quais se verifica um excesso de produção local de eletricidade (EUROPEAN COMMISSION, 2022). Os RFNBOs podem ser classificados como eletrocombustíveis se a fonte de energia utilizada for eletricidade, mas nem todo eletrocombustível é um RFNBO (RSB, 2023).

Com o aumento da participação das fontes renováveis no setor energético, outros setores precisam se adequar rapidamente em áreas como eficiência de energia, uso direto de energia renovável e infraestrutura. A estratégia de combinar diferentes fontes de energia com as diferentes demandas tem sido aplicada há anos nos sistemas energéticos, porém a inserção deste conceito de *sector coupling* traz o potencial de se criar estratégias e tecnologias que aumentem a flexibilidade desses sistemas ao integrá-los na participação dos renováveis, com o objetivo de alcançar 100% de uso de energia renovável. Alguns exemplos são o uso direto de eletricidade renovável para cozinhar e uso indireto como o de hidrogênio, biocombustíveis e os eletrocombustíveis (IRENA, 2022b). Assim, os *e-fuels* fazem o elo entre eletricidade e combustíveis.

O uso de hidrogênio eletrolítico para produção de combustíveis não é uma novidade, uma vez que já era usado desde a primeira metade do século 20 para a produção de amônia. Porém, essas primeiras plantas foram descontinuadas devido ao preço mais competitivo do uso de combustíveis fósseis. Entretanto, com a necessidade de descarbonização da produção e a disponibilidade de fontes renováveis, novos testes vêm sendo feitos para produção de combustíveis e têm se mostrado promissores, mesmo que a maioria ainda esteja em escala de demonstração (IEA, 2024e).

Os principais fatores que impactam a eletrólise da água para obtenção de hidrogênio são o eletrolisador e a energia demandada. Para o equipamento, tem-se estudado diversas maneiras de torná-los mais eficientes e menos custosos (IEA, 2024e). Quanto à energia, estima-se que 70 a 80 % do custo da produção de hidrogênio eletrolítico seja determinado pelo preço da eletricidade e o Brasil apresenta potencial competitivo devido à possibilidade de utilização de hidroeletricidade com elevado grau de amortização, de energia solar e eólica, cujos preços vêm caindo ao longo dos anos, além do aproveitamento da biomassa (EMAIS ENERGIA, 2024).

Quando a fonte de eletricidade é de baixa emissão como, por exemplo, nuclear ou renovável, e assumindo emissão zero no ciclo de vida da fonte de carbono utilizada (CO₂ biogênico), as emissões dos *e-fuels* podem chegar a ser 75-98% mais baixas do que as dos combustíveis fósseis que eles mimetizam (IEA, 2024e).

Todos os *e-fuels*, com exceção da amônia, necessitam de uma fonte de carbono para sua produção. O custo do CO₂ utilizado tem relação inversa à sua concentração. As principais opções renováveis são apresentadas na Figura 11. Note-se que o custo da captura direta de CO₂ do ar pode ser até dez vezes maior que o uso do CO₂ biogênico.



Figura 11. Fontes de obtenção de carbono para a produção de e-fuels.

Fonte: EPE a partir de (IEA, 2024e)

Sendo assim, plantas de etanol, biogás e biomassa despontam como opções para suprir a demanda de CO₂ renovável de baixo custo. Um estudo indica que essas matérias-primas são possibilidades viáveis para América do Sul e Estados Unidos devido à grande quantidade de plantas instaladas (MAERSK CENTER, 2024). Dessa forma, destaca-se a importante vantagem competitiva que o Brasil possui pela disponibilidade de variadas fontes pontuais de CO₂ biogênico. O potencial de CO₂ da fermentação advindo da produção de etanol é de cerca de 26 milhões de toneladas de CO₂ por ano em 2024, podendo chegar a 35 milhões de toneladas de CO₂ por ano em 2034 (EPE, 2024c). Tal CO₂ também se destaca por constituir uma corrente de pureza muito elevada, facilitando os processos subsequentes de utilização do gás.

Enquanto, para o Brasil, o uso do CO₂ para a produção dos eletrocombustíveis se mostre um caminho vantajoso, a opção de captura e utilização de carbono também abre um novo modelo de negócios para as indústrias produtoras de gás carbônico, que podem se valer de um subproduto para a geração de receita. Além disso, nos casos em que os sintéticos sejam obtidos em paralelo à captura e estocagem de carbono – BECCS/BioCCS, *BioEnergy with Carbon Capture and Storage* – é possível atingir emissões neutras ou negativas de carbono (EPE, 2023d).

A utilização de CO₂ biogênico é a sinergia mais evidente entre os processos de obtenção de biocombustíveis e eletrocombustíveis, porém há ainda outras formas de conjugar essas duas produções.

Na produção dos biocombustíveis sintéticos, parte do carbono pode precisar ser removido do processo porque a relação entre carbono e hidrogênio presente na biomassa é elevada, e, portanto, não há hidrogênio suficiente no gás de síntese para converter todo o carbono em combustível. Entretanto, pode-se maximizar a produção se for adicionado hidrogênio externo,

Contribuição da biomassa na produção de eletrocombustíveis

A produção de eletrocombustíveis pode se beneficiar das fontes de CO₂ biogênicas, de custo relativamente baixo e com maior valor ambiental.

Por sua vez, a produção de hidrogênio eletrolítico pode se basear, direta ou indiretamente via sistema elétrico, na oferta de energia renovável da biomassa.

Uma categoria especial de sintéticos

A possibilidade de combinar as rotas de produção de e-fuels com as de obtenção dos biocombustíveis sintéticos pode criar um processo híbrido de e-biofuels, que recebe na literatura a sigla de PBtL (*power and biomass to liquids*).

como o eletrolítico, com o objetivo de reagir com o carbono excedente no meio (HANNULA, 2016). Neste caso, seria obtido um *e-biofuel* (IEA, 2024e).

Além disso, o oxigênio produzido na eletrólise da água para produção do hidrogênio pode ser utilizado no processo de gaseificação e evitar a necessidade de investimento em unidade de separação criogênica do ar, caso se deseje ter o O₂ puro como agente gaseificante e as vantagens associadas. O calor, coproduto da eletrólise, pode ser utilizado para secar a biomassa, um pré-tratamento usualmente necessário à jusante da gaseificação. O esquema da Figura 12 mostra como acontece essa sinergia.

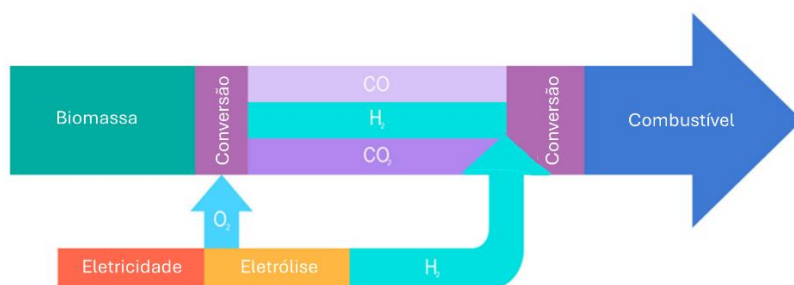


Figura 12. Esquema representativo da produção de *e-biofuel*.

Fonte: adaptado de (IEA, 2024e)

O uso do oxigênio gerado como coproduto da eletrólise pode também agregar valor em outras aplicações. Uma delas é a oxidação, isto é, a realização da combustão com oxigênio, que atinge temperaturas mais altas e gera efluentes gasosos mais puros em CO₂, facilitando a captura. Em mais uma sinergia com a bioenergia, a aplicação do oxigênio à combustão da biomassa pode melhorar a viabilidade da obtenção do CO₂ biogênico para a sua utilização ou armazenamento permanente.

O custo da produção do *e-fuel* pode ser 3 a 5 vezes maior do que o dos equivalentes fósseis devido à maturidade baixa de tecnologias envolvidas na produção e às perdas de conversão (UDOP, 2024). Para que os eletrocombustíveis se tornem mais viáveis economicamente, são necessárias ações viabilizadoras como iniciativas regulatórias, escolha de locais com alta disponibilidade de energia renovável, proximidade de mercados consumidores e maturidade dos processos industriais (AGORA & FRONTIER ECONOMICS, 2018; CONCAWE, 2020).

Também como forma de descarbonização do setor de transportes, a eletrificação se mostra como alternativa viável, principalmente para veículos de passeio, pequenos caminhões e navios em percursos reduzidos e previsíveis, como a operação de *ferries*. Nessas aplicações, a eletrificação direta pode ser priorizada, dado que a eficiência energética global do uso de eletricidade em baterias elétricas em veículos é de 4 a 6 vezes maior do que a dos eletrocombustíveis nos motores a combustão, devido às ineficiências das conversões³² (CONCAWE, 2020). Entretanto, no que tange ao transporte pesado e/ou de longa distância, a eletrificação é desafiadora sob as tecnologias atuais devido ao alto custo, baixa autonomia e/ou alto peso e espaço das baterias, além do elevado tempo de recarga. Logo, a utilização de *e-fuels* e biocombustíveis, incluindo sintéticos, se mostram uma opção para que esses setores também atinjam suas metas de descarbonização (UDOP, 2024).

No que se refere ao transporte rodoviário, a EPE elaborou a Nota Técnica “Motorizações alternativas em caminhões e ônibus no Brasil” na qual são avaliadas potenciais trajetórias de inserção

³² A eficiência global dos eletrocombustíveis pode incluir as perdas energéticas observadas nas seguintes etapas: (a) conversão da eletricidade em hidrogênio nos eletrolisadores e captura do CO₂, (b) conversão de hidrogênio e CO₂ em eletrocombustíveis, (c) conversão dos eletrocombustíveis em motores veiculares.

de tecnologias alternativas de motorização na frota brasileira destes veículos, identificando os principais entraves e as vantagens associadas a cada solução tecnológica (EPE, 2023c).

4.3 Demanda por combustíveis sintéticos

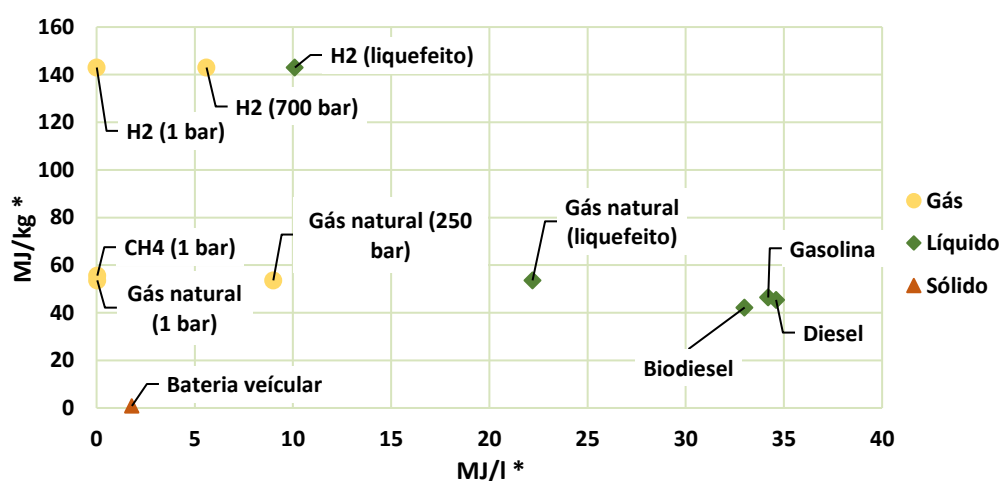
O interesse nos combustíveis sintéticos se justifica pelo caráter renovável e pelo potencial de produzi-los com baixa intensidade de carbono, caracterizando-os como uma solução para a redução de emissões na substituição ou diminuição do uso de combustíveis fósseis. Com esse objetivo, deve-se garantir que as matérias-primas, isto é, a biomassa ou o hidrogênio e o CO₂, sejam obtidas atendendo aos requisitos de baixa emissão e a critérios mais abrangentes de sustentabilidade.

Por serem provenientes de processos em que algumas tecnologias de suas cadeias estão em desenvolvimento, os combustíveis sintéticos ainda apresentam custos de produção alto, com diferenças de acordo com a tecnologia utilizada. Espera-se que os custos dos biocombustíveis sintéticos nos próximos anos sejam, em geral, menores do que os custos dos eletrocombustíveis, embora seus preços ainda excedam os dos derivados do petróleo (ROYAL SOCIETY, 2019) e dos biocombustíveis convencionais.

Ainda assim, diferentes estudos indicam que a contribuição dos combustíveis sintéticos será significativa, principalmente no setor de transportes (AGORA & FRONTIER ECONOMICS, 2018; MALINS, C., 2017; IEA, 2024a).

Isso se deve, em primeiro lugar, à dificuldade de eletrificação direta de certos modos e veículos e à longevidade dos ativos existentes – especialmente os próprios aviões, navios e caminhões pesados usados em trajetos longos, que seguirão demandando energia em forma similar à atual. Nesses setores, maximizar o espaço útil, garantir elevada autonomia e a rapidez no abastecimento são fatores indispensáveis, o que indica a necessidade de combustíveis com elevada densidade energética, característica ligada aos hidrocarbonetos, conforme apresentado no Gráfico 7 Gráfico 7 (CARVALHO et al., 2021).

Gráfico 7. Comparação da densidade energética de combustíveis selecionados.



*Nota: A densidade energética gravimétrica (MJ/kg) é também referida como energia específica, e a densidade energética volumétrica (MJ/l) como densidade energética.

Fonte: EPE a partir de (MAZLOOMI & GOMES, 2012; CAO, ZHANG, & LI, 2020).

Reserva-se, portanto, importância fundamental para combustíveis sustentáveis, especialmente os *drop-in*, com vistas a uma descarbonização que atenda à velocidade requerida para o atendimento às metas globais. Os sintéticos compõem a cesta desses combustíveis, dada a limitação de potencial das rotas já estabelecidas para os biocombustíveis convencionais – produzidas a partir de óleos vegetais ou açúcares e carboidratos, por exemplo. A Figura 14. ilustra a série de fatores que conduzem à demanda por combustíveis sintéticos.

Figura 13. Exigências e limitações que levam à necessidade de combustíveis sintéticos no setor de transportes.

Dessa forma, a diversificação das matérias-primas é parte importante da motivação de se produzir combustíveis sintéticos. As rotas que passam pelo gás de síntese abarcam biomassas diversas, como materiais lignocelulósicos, que se colocam como alternativas interessantes, por possuírem menor valor de mercado.

³³ No caso da soja, por exemplo, mesmo considerando apenas o grão, somente cerca de 20% do conteúdo mássico é de óleo, e na conversão para biodiesel, parte do carbono é “perdido” como coproduto na glicerina. No caso do etanol de cana-de-açúcar, os açúcares compõem parcela minoritária do conteúdo de carbono da biomassa, e parte é liberado na forma de CO₂ na etapa de fermentação.

No que se refere às vantagens dos eletrocombustíveis, destaca-se o desafio logístico do hidrogênio (H_2) gerado a partir da eletricidade de baixo carbono. A alternativa de construção de dutos para hidrogênio puro, além dos custos associados, traz consigo preocupações técnicas acerca da fragilização do aço e soldas, do controle de infiltrações e vazamentos, e do uso de compressores. Além disso, a estanqueidade é um ponto de atenção pelo hidrogênio ser altamente inflamável. Os combustíveis sintéticos são, assim, uma alternativa mais viável para carregá-lo, devido à elevada densidade energética, a questões de segurança e por aproveitarem a infraestrutura já estabelecida para os derivados do petróleo (MALINS, C., 2017).

A mistura de hidrogênio nas redes existentes de gás natural também enfrenta barreiras significativas. As preocupações giram em torno dos custos adicionais em relação à separação de gases, das modificações nas práticas de monitoramento e gerenciamento de integridades, e das mudanças de tubulação, o que pode ser necessário caso haja grande percentual³⁴ de hidrogênio na mistura. Para o armazenamento há necessidade de grandes volumes em adição aos custos elevados e poucas técnicas com maturidade comercial. Estima-se que o conteúdo de hidrogênio entre 5% e 15% possa ser viável sem aumentar significativamente os riscos, bem como manteria o poder calorífico em base volumétrica dentro do estabelecido na regulamentação brasileira (EPE, 2022b).

No caso do abastecimento de navios, por outro lado, a opção de uso de H_2 em células a combustível para a propulsão teria que superar questões como adaptação dos motores, alta inflamabilidade do H_2 e custos elevados (CARVALHO et al., 2021).

Além desses fatores, destaca-se que os combustíveis sintéticos possuem vantagens ambientais frente aos derivados do petróleo, por possuírem menores níveis de enxofre e de nitrogênio – SO_x e NO_x , serem desprovidos de metais pesados, e terem menor teor de aromáticos, geração de material particulado e emissões de CO_2 durante a combustão, o que representa um ganho em termos de segurança e saúde ocupacional (RAMOS, et al., 2011; SMAGALA et al, 2013; SWAIN, DAS, & NAIK, 2011).

Por todas essas questões, outros setores podem se beneficiar da utilização dos combustíveis sintéticos, conforme Tabela 4. Destacam-se as indústrias, a geração de eletricidade e o atendimento a demandas térmicas como candidatas a usá-los no processo de descarbonização (CONCAWE, 2020).

³⁴ A sensibilidade à mistura com hidrogênio varia de acordo o tipo de infraestrutura de gás natural, com ajustes podendo permitir a acomodação de misturas mais elevadas. Alguns países estabelecem limites de mistura nas redes de gás natural, com valores mais elevados em situações especiais (EPE, 2022b).

Tabela 4. Usos potenciais de combustíveis sintéticos nos diferentes setores da economia.

Setor	Usos	Motivação
Transporte	Aviação, marítimo, veículos pesados que percorrem longas distâncias.	Setor de difícil abatimento, onde a eletrificação é dificultada devido a restrições de espaço, peso e tempo de abastecimento, à necessidade de elevada autonomia, e à longevidade da infraestrutura existente e aos custos de sua substituição.
Indústria	Criação de compostos químicos orgânicos.	Substituição de petróleo, gás natural e seus derivados utilizados atualmente como insumos da indústria petroquímica.
Geração de energia elétrica	Armazenamento de longa duração, necessário para períodos de déficit de geração renovável, por variações sazonais e interanuais. Energia estocável para sistemas isolados.	Enquanto baterias são úteis em deslocar a geração renovável em curtos períodos, o armazenamento duradouro de grandes quantidades de energia tem menos opções confiáveis e custo-efetivas e pode depender de combustíveis sustentáveis em um futuro de baixa emissão.
Aquecimento	Demandas térmicas de alta temperatura em aplicações de difícil descarbonização, e de baixa temperatura, inclusive em arranjos híbridos.	Situação em que não é possível utilizar bomba de calor com energia renovável.

Fonte: EPE baseado em (AGORA & FRONTIER ECONOMICS, 2018).

Portanto, além do setor de transportes, que surge como principal destino dos combustíveis sintéticos, nota-se que a demanda pode se estender para outros setores e contribuir para aumento de escala e disseminação dessas rotas na transição energética.

5. Intensidade de carbono e certificação

5.1. Conceitos e aplicação

Um dos motivadores do interesse no hidrogênio é a ausência de carbono em sua composição, o que evita que a sua utilização resulte em emissões de CO₂. Essa característica desperta a possibilidade de que uma economia de zero emissões líquidas tenha no hidrogênio um importante vetor energético.

Apesar de ser um vetor energético “descarbonizado”, a etapa de produção de hidrogênio pode incorrer em emissões de GEE. Essas emissões são significativas em grande parte da atual oferta global de hidrogênio, dominada por processos que usam combustíveis fósseis como matéria-prima e que não adotam a captura de carbono.

Para que o hidrogênio efetive o objetivo de mitigação das mudanças climáticas, as emissões de sua produção precisam ser minimizadas. Garantir essa redução requer uma quantificação metodologicamente consistente, geralmente condicionada à realização de avaliação de ciclo de vida com fronteiras e parâmetros adequadamente estabelecidos.

Com o propósito de apresentar as emissões envolvidas em um processo de produção de hidrogênio, adota-se o conceito de intensidade de carbono (IC), difundido internacionalmente e adotado para a definição de políticas e medidas de mitigação de emissões de GEE. Esse conceito é definido no Brasil em lei, no âmbito da Política Nacional de Biocombustíveis (RenovaBio) (BRASIL, 2017).

Conceito: intensidade de carbono (IC)

De acordo com a Lei 13.576/2017, IC é a “relação da emissão de gases causadores do efeito estufa, com base em avaliação do ciclo de vida, computada no processo produtivo do combustível, por unidade de energia”.

No RenovaBio, a quantificação das emissões de cada produtor de biocombustível é feita em uma calculadora desenvolvida com esse propósito, a RenovaCalc, sendo o resultado da intensidade de carbono apresentado em *gramas de CO₂-equivalente*³⁵ *por megajoule* (gCO₂eq/MJ). Para o hidrogênio, essa métrica também é adequada, mas é usual que a intensidade de carbono seja apresentada em *quilogramas de CO₂-equivalente por quilograma de hidrogênio* (kgCO₂eq/kgH₂), ou seja, em emissões por unidade de massa de hidrogênio.

Nesse contexto, a Política Nacional do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (estabelecida na Lei nº 14.948/2024) define o hidrogênio de baixa emissão de carbono como aquele “que possua emissão de GEE, conforme análise do ciclo de vida, com valor inicial menor ou igual a 7 kgCO₂eq/kgH₂” (BRASIL, 2024a).

³⁵ Na RenovaCalc, cuja metodologia adota padrões e fatores globais, as emissões dos diferentes gases de efeito estufa são convertidas para o equivalente em CO₂ por meio dos fatores de caracterização do Potencial de Aquecimento Global para um horizonte de 100 anos (GWP100) do Quinto Relatório de Avaliação do IPCC, e alocadas em base energética entre os coprodutos.

No cenário global, a Agência Internacional de Energia lançou, em abril de 2023, um [relatório](#) focado na defesa da intensidade de carbono³⁶ como parâmetro a ser adotado para definições acerca do hidrogênio. Segundo a Agência, o uso de cores em alusão às rotas de produção, bem como o uso de termos como “sustentável”, “baixo carbono” ou “limpo”, ocultam os muitos níveis diferentes de emissões possíveis até dentro de uma mesma classificação. Essas terminologias qualitativas teriam se provado incapazes de oferecer garantia aos investidores, e argumenta-se que os governos, ao concordarem em adotar a intensidade de carbono nas regulações nacionais, facilitariam a harmonização entre mercados e regulações internacionais (IEA, 2023).

Tais conclusões estão alinhadas com [relatório](#) da Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA) com a organização RMI, de janeiro de 2023. A mensagem central das instituições é de que o estabelecimento de um mercado global de hidrogênio dependerá do desenvolvimento e da aceitação ampla de sistemas de certificação que forneçam informações concretas sobre a cadeia de produção do hidrogênio. A certificação é o mecanismo que permite a identificação de características do sistema de produção não verificáveis no hidrogênio em si, incluindo a intensidade de carbono. Os certificados seriam necessários para indústrias que desejam contar com um insumo ou fonte energética de baixa emissão, o que, por sua vez, as permitiria garantir essa característica também aos produtos comercializados a seus clientes (IRENA & RMI, 2023).

Com o objetivo de aprofundar nos temas da intensidade de carbono e da certificação do hidrogênio relacionados à bioenergia, este capítulo está dividido em três seções. Na seção 5.2 são apresentados os principais parâmetros relacionados à intensidade de carbono do hidrogênio da biomassa, seguida da seção 5.3, com estimativas de IC para rotas selecionadas. A seção 5.4 busca avançar no entendimento das certificações do hidrogênio de baixa emissão de carbono e como elas se relacionam com a indústria de bioenergia, particularmente com as rotas de produção baseadas na biomassa.

5.2. Intensidade de carbono do hidrogênio

Cada rota de produção de hidrogênio tem características próprias. Em termos de intensidade de carbono, as principais matérias-primas e insumos são determinantes, mas os processos de produção e seus parâmetros também têm impacto.

Para o hidrogênio eletrolítico, o principal elemento da intensidade de carbono é a origem da energia utilizada. Fontes renováveis de eletricidade como a hídrica, a eólica e a solar tipicamente têm fatores de emissão baixos quando do seu uso, de forma inversa à energia de combustíveis fósseis, como o gás natural e o carvão. Se o eletrolisador é conectado à rede elétrica, fica caracterizado o acesso a uma miscelânea de fontes, o que pode exigir outros mecanismos de rastreamento da energia utilizada.

³⁶ A IEA adota o termo “intensidade de emissões” (do inglês, *emissions intensity*). Neste documento, seguindo a definição do RenovaBio, considera-se o mesmo significado de “intensidade de carbono”, e que ambos incorporam as emissões de todos os gases de efeito estufa.

Quando o hidrogênio é proveniente da reforma do gás natural, as emissões se referem principalmente à conversão do carbono de origem fóssil, mas também às etapas de produção e transporte do gás natural. Essas etapas têm impacto na intensidade de carbono, especialmente as emissões fugitivas de metano, cujo Potencial de Aquecimento Global³⁷ é elevado. Por sua vez, as características do processo de produção do hidrogênio são bastante relevantes, principalmente em relação à presença da captura e armazenamento de carbono. Ao ser adotada, essa tecnologia pode ter diferentes taxas de captura do CO₂, o que se constitui em fator determinante da intensidade de carbono do hidrogênio de origem fóssil com CCUS (EPE, 2022c).

Assim como as outras rotas, o biohidrogênio tem suas especificidades em termos dos parâmetros decisivos para a intensidade de carbono.

5.2.1. Hidrogênio da biomassa

No caso do hidrogênio produzido a partir da biomassa, de forma análoga aos sistemas atuais de produção de biocombustíveis, pode-se considerar que as emissões de GEE estão concentradas na fase agrícola. Isto é, a intensidade de carbono do biohidrogênio depende fundamentalmente das características da produção da matéria-prima.

Fase agrícola

Um dos principais responsáveis pelas emissões nessa fase é o uso de fertilizantes. As emissões desses insumos, particularmente os nitrogenados, têm duas dimensões principais. A primeira se refere ao processo de produção dos fertilizantes, conforme apresentado no Capítulo 3, que passa justamente pela produção de hidrogênio majoritariamente realizada por meio da reforma a vapor do gás natural. A outra dimensão está ligada à aplicação desses fertilizantes, que levam à emissão de óxido nitroso (N₂O), potente gás de efeito estufa (MENEGAT, LEDO, & TIRADO, 2022). Outro insumo agrícola relevante é o uso de corretivos de solo, como o calcário.

O uso de combustíveis fósseis é mais um elemento que adiciona emissões à cadeia durante a fase agrícola. A produção moderna de biomassa exige intensa atividade de máquinas agrícolas, desde o cultivo até a colheita. Em seguida, o transporte da biomassa até os centros de transformação tende a ser intensivo no uso de combustíveis, já que em muitos casos a biomassa é um recurso de densidade energética relativamente baixa. Tipicamente, o maquinário e os caminhões para o transporte são movidos a diesel B, o que se reflete em emissões relevantes, ainda que no Brasil esse combustível tenha em sua composição um percentual de biodiesel de acordo com a mistura obrigatória vigente determinada pelo CNPE.

Ao se avaliar as emissões de sistemas que utilizam resíduos, conforme adotado na metodologia da RenovaCalc, pode-se considerar que a biomassa em si não carrega emissões referentes ao cultivo³⁸, tornando-a atrativa sob o ponto de vista da intensidade de carbono. Por outro lado, a fase de transporte da biomassa pode se tornar bastante relevante em emissões de GEE, especialmente quando envolve a coleta de matéria-prima dispersa.

³⁷ O Potencial de Aquecimento Global (em inglês, *Global Warming Potential* - GWP) é utilizado para estimar, comparar e agregar os efeitos climáticos relativos de diferentes gases com efeito de estufa (GEE). É uma medida do efeito radiativo relativo de uma determinada substância em comparação com outra, tipicamente o CO₂, integrado ao longo de um horizonte de tempo escolhido (UNFCCC, 2004).

³⁸ No RenovaBio, adota-se o conceito de que as biomassas consideradas resíduos são isentas de carga ambiental, ou seja, “a elas não são atribuídas emissões de GEE referentes à sua geração, passando a ser contabilizadas aquelas ocorridas a partir do seu recolhimento e transporte até a unidade de processamento” (MATSUURA, et al., 2018).

Cabe destacar ainda que o uso de área agrícola é considerado um dos principais impactos ambientais, sociais e econômicos da produção de biomassa. Nesse sentido, algumas restrições ao desenvolvimento dos biocombustíveis como alternativa energética no cenário global são fundamentadas na premissa de que as culturas energéticas substituem vegetação nativa, o que não representa a realidade em grande parte dos casos, nos quais se observam outras alternativas de uso da terra sendo empregadas. No que se refere apenas às emissões de GEE, particularmente da mudança indireta do uso da terra (iLUC³⁹), foram desenvolvidas diversas metodologias de modelagem para quantificá-las, resultando em valores numéricos de emissão ou em abordagens que penalizam matérias-primas consideradas com alto potencial de iLUC em programas⁴⁰ que consideram biocombustíveis e remuneram seus desempenhos em termos de GEE. No RenovaBio, a abordagem da regulação com relação à mudança do uso da terra é de gestão de risco, sendo adotados critérios de elegibilidade para as áreas de cultivo da biomassa (ANP, 2018; MOREIRA, et al., 2024). Em relatório recente, a Agência Internacional de Energia indica como boa opção a solução qualitativa do gerenciamento de risco⁴¹, reconhecendo que as emissões calculadas por modelos não são mensuráveis ou verificáveis, geram divergências na contabilização de GEE e dão margem a arbitrariedades na atribuição de valores a matérias-primas ou rotas (IEA, 2024g).

Fase industrial

Tomando-se como base os sistemas brasileiros de produção de biocombustíveis, a fase industrial de conversão da biomassa realizada nas usinas tende a ser menos relevante em termos de emissões (MATSUURA, et al., 2018).

Por exemplo, no caso da produção de etanol da cana-de-açúcar, a fonte energética para as usinas é o bagaço, um coproduto lignocelulósico da moagem da cana que é queimado em caldeiras para a geração combinada de vapor e energia elétrica. As usinas dedicadas (*full*) de etanol de milho, por sua vez, têm adotado a cogeração a partir de um insumo adicional, o cavaco de madeira.

Em ambos os casos, configuram-se processos movidos pela energia renovável da biomassa, evitando um eventual uso de combustíveis fósseis e as elevadas emissões associadas. A título de comparação, cabe considerar o caso do etanol de milho dos Estados Unidos, maior produtor global do biocombustível. As usinas típicas do país norte-americano adotam o gás natural como fonte energética, prática que aumenta a intensidade de carbono do etanol.

Apesar de as emissões da fase industrial não serem elevadas dentre os principais biocombustíveis brasileiros, as características e o desempenho da indústria não são irrelevantes no cálculo da intensidade de carbono. Como as emissões da cadeia são alocadas entre os produtos e suas quantidades, o rendimento industrial tem influência decisiva na intensidade de carbono dos biocombustíveis, conceito também válido para o hidrogênio da biomassa.

³⁹ Sigla do inglês para *indirect land use change*.

⁴⁰ O *Low Carbon Fuel Standard*, regulado pelo *California Air Resources Board*, e o *Carbon Offsetting and Reduction Scheme for International Aviation*, da *International Civil Aviation Organization*, são exemplos de programas que incorporam valores numéricos de GEE de iLUC resultantes de modelos. Já o *Renewable Energy Directive (RED)*, da União Europeia, e o *Clean Fuel Regulations*, do Canadá, são exemplos de programas que utilizam abordagem de penalizar matérias-primas consideradas com alto potencial de iLUC (IEA, 2024g).

⁴¹ O relatório foi produzido com o objetivo de oferecer suporte à presidência brasileira do G20, em 2024. Como complemento, a Agência sugere que se evolua para o controle das causas dessas emissões por meio da aplicação universal de regulamentações sobre o uso da terra e do apoio a melhores práticas agrícolas, reforçando a importância de um portfólio de políticas que devem abranger diferentes critérios de sustentabilidade com o objetivo minimizar impactos indesejados da produção de biocombustíveis (IEA, 2024g).

5.3. Estimativas da intensidade de carbono do biohidrogênio

Nesta seção, como forma de oferecer uma estimativa preliminar, avalia-se a intensidade de carbono do hidrogênio produzido a partir das reformas a vapor do biometano e do etanol. As estimativas são realizadas adotando-se, como intensidade de carbono das matérias-primas, as certificações vigentes no RenovaBio. Para a etapa de conversão em hidrogênio, considerou-se somente o rendimento do processo, sem incluir outras potenciais emissões associadas. Posteriormente, apresenta-se a possibilidade de adoção das tecnologias de captura e armazenamento de carbono como potencial solução para reduzir, ou tornar negativa, a intensidade de carbono do hidrogênio da biomassa.

5.3.1. Produção a partir do biometano

Conforme apresentado no Capítulo 2, o biogás pode ser utilizado para a produção de hidrogênio. Uma das alternativas é aproveitá-lo diretamente no processo de reforma a seco (Equação 3), que utiliza o CH₄ e o CO₂ que compõem o gás obtido da digestão anaeróbia. Já com a purificação para biometano, a reforma a vapor (Equação 2) é a solução tecnológica mais bem estabelecida, em decorrência dos processos maduros desenvolvidos para o gás natural.

A produção de biometano se qualifica como uma das rotas de biocombustíveis aptas a realizar certificação no âmbito do RenovaBio. Isto é, a produção e comercialização do biometano pode gerar Créditos de Descarbonização (CBIO) diretamente.

Para o exercício de estimativa da intensidade de carbono do biohidrogênio, adota-se como base a intensidade de carbono da produção nacional de biometano a partir de dados do RenovaBio. Em dezembro de 2024, havia três usinas de produção de biometano certificadas, conforme Tabela 5, sendo duas baseadas em resíduos urbanos depositados em aterros sanitários e uma vinculada ao setor sucroenergético.

Relembrando

O biometano, biocombustível padronizado e rico em CH₄ derivado da purificação do biogás, é intercambiável com o gás natural fóssil.

Essa característica se torna relevante no contexto da produção de hidrogênio, pois a reforma a vapor do gás natural é o processo dominante para a produção de H₂ no mundo.

Aproveitamento da biomassa

Um processo mais eficiente, isto é, que obtenha mais H₂ da mesma biomassa, terá as emissões da cadeia distribuídas por uma maior quantidade de produto, reduzindo sua intensidade de carbono.

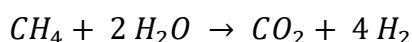
Tabela 5. Parâmetros referentes às usinas de biometano certificadas no RenovaBio.

Parâmetro - biometano	Unidade	Valor
Número de produtores certificados		3
IC mínima	[gCO ₂ eq/MJ]	5,9
IC máxima	[gCO ₂ eq/MJ]	11,0
IC média simples	[gCO ₂ eq/MJ]	9,0
IC média ponderada pela capacidade	[gCO ₂ eq/MJ]	8,8

Fonte: EPE a partir de (ANP, 2024a; ANP, 2024b).

Considerando que resíduos não carregam emissões referentes à produção, as intensidades de carbono das plantas certificadas de biometano são relativamente baixas, e as usinas produtoras estão entre as de melhor nota de eficiência energético-ambiental do RenovaBio.

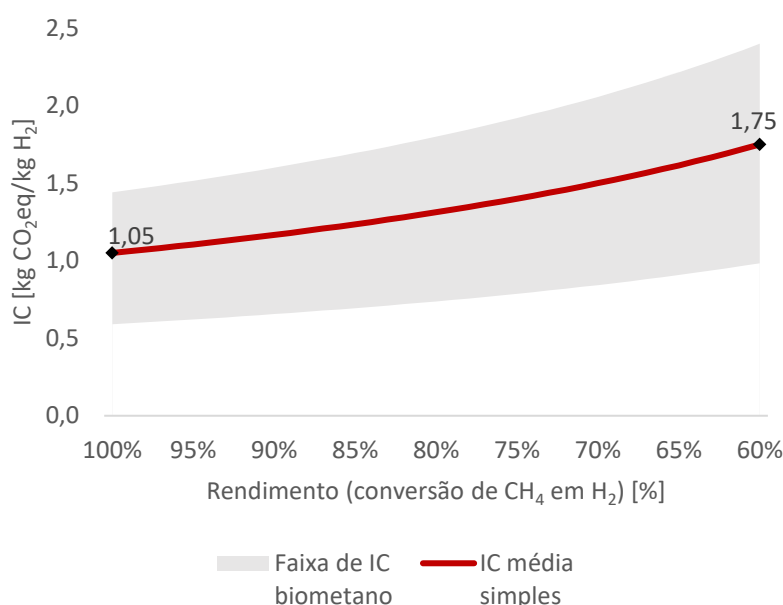
Para estimar a intensidade de carbono do biohidrogênio produzido a partir do biometano, cuja reação é regida pela Equação 13⁴², é preciso levar em consideração também o rendimento do processo.



Equação 13

Idealmente, ou seja, com um rendimento de 100%, seriam produzidos 4 mols de H₂ para cada mol de CH₄, ou 0,5 kg de H₂ para cada kg de CH₄. O rendimento real, isto é, a fração de CH₄ convertida efetivamente em H₂, pode ser significativamente menor, de até 65%⁴³. A partir desses elementos, o Gráfico 8 indica a intensidade de carbono do biohidrogênio produzido pela reforma do biometano. Percebe-se que as emissões calculadas para essa rota se adequam confortavelmente ao limite de 7 kgCO₂eq/kgH₂ exigido pela legislação brasileira para definição de hidrogênio de baixo carbono.

Gráfico 8. Intensidade de carbono estimada do hidrogênio produzido a partir do biometano, em função do rendimento e das certificações no RenovaBio.



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2024a; ANP, 2024b).

Cabe notar que o cálculo da intensidade de carbono do biometano, sob certas metodologias, pode considerar emissões referentes à mudança no gerenciamento do resíduo. Isso porque a adoção da digestão anaeróbia com o objetivo de produzir biogás e biometano altera as condições de degradação da matéria orgânica e tem potencial para evitar emissões de metano que ocorreriam naturalmente.

⁴² A equação global combina a reforma a vapor com a reação de deslocamento gás-água (WGS), apresentadas no Capítulo 2, adotada considerando o objetivo de maximizar a produção de H₂.

⁴³ A definição de rendimento adotada considera tanto as ineficiências na conversão química do reagente em produto quanto o consumo do próprio combustível para fornecimento das necessidades energéticas do processo.

Devido ao elevado Potencial de Aquecimento Global (do inglês GWP – *Global Warming Potential*) do metano, esse aspecto pode ter grande influência na intensidade de carbono do biogás e do biometano, inclusive levando a valores significativamente negativos. O programa *Low Carbon Fuel Standard* (LCFS) da Califórnia, por exemplo, certifica uma série de rotas de produção de biometano com valores de IC na ordem de - 200 e -300 gCO₂e/MJ (CARB, 2024), e esse fator é reconhecido em estudos que avaliam a IC do hidrogênio produzido a partir do biogás/biometano (ANTONINI, et al., 2020; ZHOU, SWIDLER, SEARLE, & BALDINO, 2021).

Por outro lado, estudos apontam que a cadeia de produção de biogás e biometano pode ter emissões fugitivas de metano, de difícil medição (GASPER & SEARCHINGER, 2018; GRUBERT, 2020). Assim, há grande incerteza a respeito da IC do biometano e, consequentemente, do hidrogênio produzido a partir dessa rota.

5.3.2. Produção a partir do etanol

O etanol é o biocombustível de maior produção no Brasil. Como combustível líquido e de distribuição consolidada no território nacional, há estudos propondo utilizá-lo como vetor energético para a produção descentralizada de hidrogênio.

Para o exercício de estimativa da intensidade de carbono do biohidrogênio, adotam-se dados do RenovaBio. Em dezembro de 2024, havia 286 usinas de produção de etanol certificadas no RenovaBio, com valores de intensidade de carbono conforme apresentados na Tabela 6. Para as usinas com certificação de anidro e hidratado, adotou-se o valor do etanol hidratado.

Tabela 6. Parâmetros referentes às usinas de etanol certificadas no RenovaBio.

Parâmetro - etanol	Unidade	Valor
Número de usinas certificadas		286
IC mínima	[gCO ₂ eq/MJ]	15,1
IC máxima	[gCO ₂ eq/MJ]	58,7
IC média simples	[gCO ₂ eq/MJ]	28,0
Desvio padrão IC	[gCO ₂ eq/MJ]	6,4

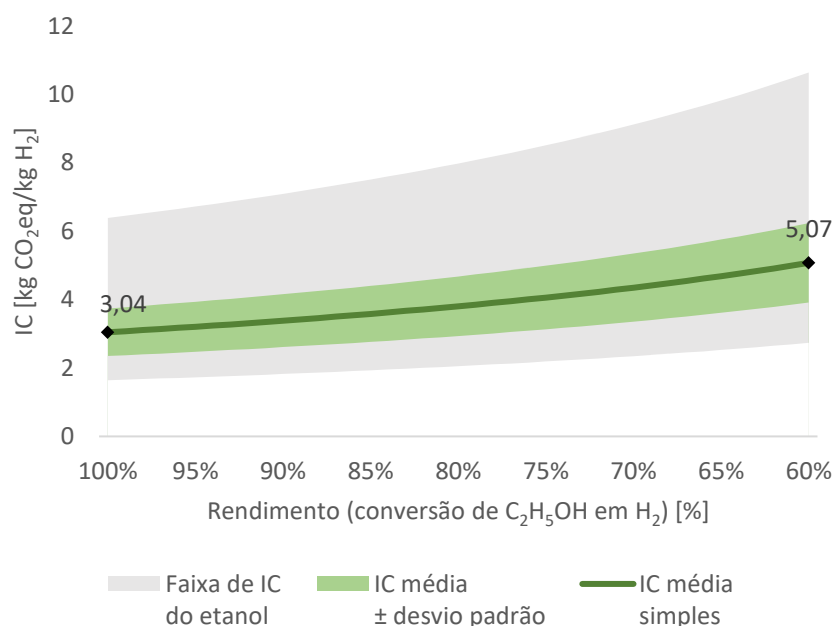
Fonte: EPE a partir de (ANP, 2024a; ANP, 2024b).

A produção de hidrogênio a partir do etanol é regida pela Equação 5, e o resultado da intensidade de carbono depende também no rendimento do processo.

Idealmente, ou seja, com um rendimento de 100%, seriam produzidos 6 mols de H₂ para cada mol de C₂H₅OH (etanol), ou 0,26 quilogramas de H₂ para cada quilograma de C₂H₅OH. O rendimento real, isto é, a fração de C₂H₅OH efetivamente convertida em H₂, pode ser significativamente menor⁴⁴. O Gráfico 9 indica a intensidade de carbono do biohidrogênio produzido a partir da reforma do etanol. Percebe-se que as emissões calculadas para essa rota também se adequam ao limite de 7 kgCO₂eq/kgH₂ exigido pela legislação brasileira para definição de hidrogênio de baixo carbono, com exceção de casos de usinas no limite superior de intensidade de carbono e com menor rendimento de conversão.

⁴⁴ A definição de rendimento adotada considera tanto as ineficiências na conversão química do reagente em produto quanto o consumo do próprio combustível para fornecimento das necessidades energéticas do processo.

Gráfico 9. Intensidade de carbono estimada do hidrogênio produzido a partir do etanol, em função do rendimento e das certificações no RenovaBio.



Fonte: EPE a partir de (ANP, 2024a; ANP, 2024b).

A IC do biohidrogênio produzido a partir do etanol também foi avaliada em estudo da WWF-Brasil (2023). O resultado obtido aponta uma IC de 2,27 kgCO₂e/kgH₂, que o coloca como competitivo em termos de emissões com o H₂ produzido pela eletrólise a partir das fontes solar (3,28 kgCO₂e/kgH₂) e eólica (1,76 kgCO₂e/kgH₂), segundo estimativas publicadas no mesmo relatório (WWF-BRASIL, 2023).

5.3.3. Produção do biohidrogênio com captura e armazenamento de carbono

A captura e armazenamento de carbono (CCS, do inglês, *carbon capture and storage*) se refere a um conjunto de atividades que tem o objetivo de estocar CO₂ de forma permanente, contribuindo com a mitigação da mudança do clima. CCS pode ser aplicada ao carbono resultante da conversão de combustíveis fósseis e da biomassa, bem como de outros processos industriais e da obtenção direta do ar.

De forma simplificada, sabe-se que os processos tradicionais de bioenergia se limitam, no caso ideal, à neutralidade em emissões de GEE, pois retornam para a atmosfera o carbono absorvido pela fotossíntese ao passarem por processos de conversão ou combustão. Ao se adicionar CCS à bioenergia, pode-se criar um fluxo de carbono da atmosfera para um reservatório geológico, caracterizando “emissões negativas” ou a remoção de CO₂ da atmosfera.

Considerando o desafio global de eliminar todas as emissões de GEE na escala de tempo compatível com o cumprimento dos acordos climáticos, pode ser necessário lançar mão de soluções de remoção de CO₂ em grande escala, reforçando o papel da bioenergia combinada a CCS.

Remoção de carbono da atmosfera

O hidrogênio é um vetor energético que permite maximizar a captura de carbono da biomassa em uma conversão em energia.

Como resultado, a intensidade de carbono do biohidrogênio produzido com CCS pode ter valores negativos de ordem elevada, o que pode atrair interesse até maior do que o da energia gerada.

Nesse contexto, a conversão de biomassa em hidrogênio, devido à composição química de ambos, passa por retirar o carbono da biomassa em etapas de conversão tipicamente estacionárias. Assim, a produção de hidrogênio puro a partir da biomassa por rotas termoquímicas pressupõe a remoção do carbono durante a etapa de purificação do gás, tipicamente gerando correntes altamente concentradas em CO₂ que podem viabilizar operações de CCS.

Em contraste com o hidrogênio, outros biocombustíveis são geralmente compostos de carbono, hidrogênio e/ou oxigênio, como é o caso do etanol, do biodiesel e do biometano, por exemplo. Estes produtos, assim, carregam consigo ao menos parte do carbono que constituía a biomassa que os originou. Ademais, a queima desses biocombustíveis em unidades móveis, como veículos, não é propensa à captura de carbono.

A possibilidade de geração de um hidrogênio “carbono-negativo” oferece às rotas de biomassa uma característica única dentre as diversas rotas de produção de hidrogênio de baixo carbono. Puig-Samper et al. (2024) apresentam uma revisão da literatura que compara valores de emissões calculados por meio de análises de ciclo de vida para 10 rotas de produção de hidrogênio, demonstrando que o caminho por biomassa foi o único dentre os considerados com potencial de emissões negativas (PUIG-SAMPER, BARGIACCHI, IRIBARREN, & DUFOUR, 2024).

Nesse sentido, outros autores reconhecem o potencial “carbono-negativo” e destacam essa característica como oportunidade central do hidrogênio da biomassa. Por exemplo, relatório do Centro de Política Energética Global da Universidade de Columbia (EUA) afirma que “o valor potencial da remoção de carbono realizada pelo biohidrogênio, particularmente o hidrogênio carbono-negativo derivado de resíduos da biomassa com CCS, supera em muito seu valor energético” (LOU, et al., 2023).

Outro estudo estadunidense, este da Universidade de Princeton (LARSON, et al., 2020), aponta que “a partir de 2030, o hidrogênio da biomassa com captura e armazenamento permanente de CO₂ se torna uma opção tecnológica custo-competitiva devido ao alto valor das emissões negativas associadas”. Os diferentes cenários avaliados para zero emissões em 2050 nos Estados Unidos indicam crescimento dessa rota, contribuindo de forma relevante para a oferta de hidrogênio total e sendo a rota adotada em parcela significativa da biomassa dentre os usos energéticos.

A avaliação quantitativa da intensidade de carbono do biohidrogênio com CCS varia entre as rotas, e depende fundamentalmente das emissões envolvidas na cadeia de produção da biomassa e das taxas de captura de CO₂ do processo. Há outros parâmetros relevantes, mas de aplicação específica para certas rotas, conforme apresentado, por exemplo, para o biometano em seção anterior.

Na literatura internacional, as estimativas quantitativas da intensidade de carbono do hidrogênio da biomassa com CCS denotam o potencial para emissões negativas. A avaliação de Lou et al. (2023) para o biohidrogênio produzido de resíduos pela rota da gaseificação aponta a intensidade de carbono variando entre -14,5 e -22,2 kgCO₂eq por kg de H₂. Em Parkinson et al. (2019), o biohidrogênio teria emissões entre -11,7 a -17,5 kgCO₂eq por kg de H₂. No estudo do CCC (2018), a intensidade de carbono é estimada⁴⁵ entre cerca de -13,3 e -19,3 kgCO₂eq por kg de H₂ (LOU, et al., 2023; PARKINSON, et al., 2019; CCC, 2018).

⁴⁵ Em CCC (2018), os valores são apresentados em forma de gráfico e na unidade gCO₂/kWh, tendo sido convertidos considerando o poder calorífico inferior do hidrogênio para permitir a comparação.

5.4. O hidrogênio da biomassa e os esquemas de certificação

Conforme apresentado na seção 5.1, há um consenso de que classificações qualitativas, como o uso de cores, apesar de amplamente utilizadas para designar as rotas de produção de hidrogênio, são insuficientes para fundamentar o desenvolvimento do mercado e de regulações para o hidrogênio de baixa emissão de carbono (IEA, 2023; IRENA & RMI, 2023).

Em seu lugar, propõe-se a disseminação de critérios objetivos a serem cumpridos e/ou avaliados para caracterizar o hidrogênio. As tarefas de estabelecer os requisitos e de atestar as características dos sistemas de produção de hidrogênio são realizadas por esquemas de certificação, geralmente observando padrões estabelecidos em regulações de diferentes jurisdições (DENA; WEC, 2022).

Cabe notar que a Agência Internacional de Energia (IEA, 2023) defende a adoção da intensidade de carbono, que, a partir de um entendimento internacional sobre a metodologia, garantiria um parâmetro basilar para a comparação entre rotas e produtores, bem como para a interoperabilidade entre diferentes regulações e esquemas de certificação. Essa uniformização não impediria a discricionariedade dos países e regiões de estabelecerem seus próprios limites de intensidade de carbono ou de considerar outros critérios de sustentabilidade, tais quais a fonte energética, o uso da terra e de água, e até mesmo aspectos socioeconômicos.

Apesar de o mercado de hidrogênio de baixa emissão de carbono ainda ser incipiente, existem diversos esquemas de certificação para o hidrogênio e seus derivados. Esses esquemas são adotados para o reconhecimento do atendimento a requisitos de ambientes voluntários, obrigações regulatórias ou critérios vinculados à obtenção de incentivos (IEA, 2023).

Atualmente, a maior parte dos esquemas de certificação, refletindo as principais políticas existentes para o hidrogênio, tem se dedicado à rota da eletrólise da água com o uso de fontes renováveis. Assim, os principais critérios de certificação guardam relação com a garantia de que o suprimento de energia será de baixa emissão, inclusive de forma a evitar o “vazamento” de emissões para o restante da rede – como o vínculo a plantas de geração de energia elétrica de instalação recente e as relações espaciais e temporais entre a geração e o consumo.

Por outro lado, a certificação de hidrogênio oriundo de biomassa necessita incorporar aspectos referentes à fase agrícola de produção, intrinsecamente complexos para controle e auditoria, o que pode significar maiores dificuldades para seu desenvolvimento.

6. Oportunidades do desenvolvimento mútuo de H₂ e bioenergia no Brasil

6.1. Relações entre os mercados de hidrogênio e a bioenergia

Ao longo desta Nota Técnica, foram apresentadas maneiras pelas quais os sistemas de bioenergia se relacionam com o mercado de hidrogênio de baixa emissão de carbono. Focou-se nas contribuições da bioenergia para a oferta (Capítulo 2) e para a demanda (Capítulo 3) de hidrogênio, bem como em temas que têm interface com ambas as dimensões, como a produção de combustíveis sintéticos (Capítulo 4) e a intensidade de carbono do hidrogênio da biomassa (Capítulo 5).

Esta seção (6.1) busca enfatizar os aspectos que podem caracterizar uma relação de interdependência e fortalecimento mútuo entre os mercados de hidrogênio e da bioenergia. Com esse objetivo, são retomados conhecimentos apresentados nos capítulos anteriores e incorporados novos elementos que favorecem o desenvolvimento dessas relações.

O conteúdo que será apresentado é ilustrado resumidamente pela Figura 14, na qual explicitam-se sinergias entre a bioenergia e o hidrogênio, apontando os benefícios sob a “perspectiva” de cada um dos mercados.

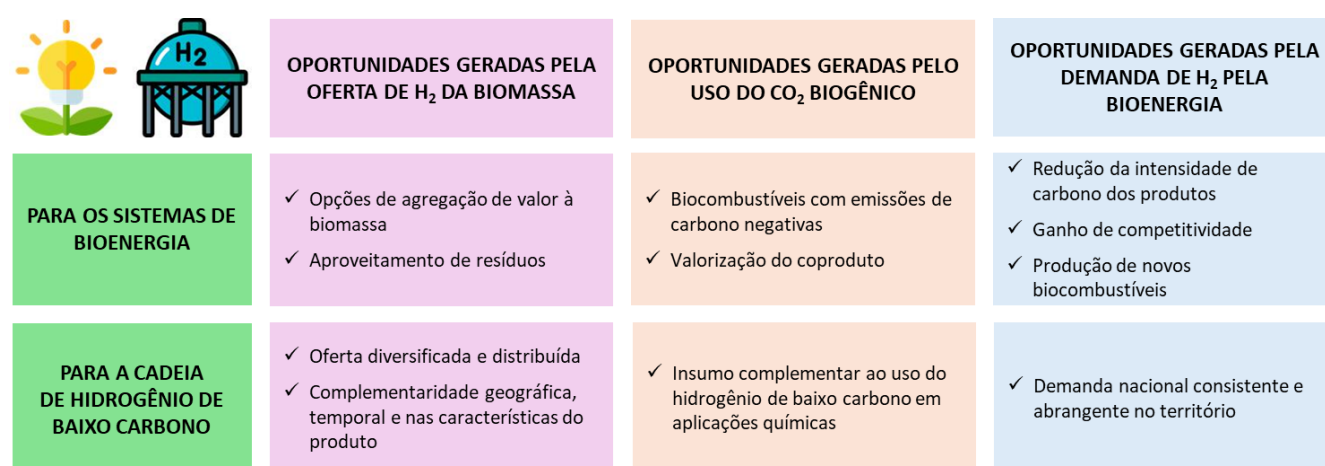


Figura 14. Oportunidades criadas pelas relações entre os sistemas de bioenergia e o mercado de hidrogênio de baixo carbono.

Fonte: EPE.

Ícones obtidos em flaticon.com

6.1.1. Contribuição mútua de oferta e demanda

Sob a perspectiva do mercado de bioenergia, o hidrogênio de baixo carbono é um insumo relevante que, diretamente ou por meio de derivados, pode contribuir para reduzir a intensidade de carbono de seus produtos e para abrir novas oportunidades ao viabilizar processos avançados de conversão da biomassa.

A demanda do setor de bioenergia pode ajudar no desenvolvimento do mercado de hidrogênio, dado que aumenta o suprimento e cria demandas robustas que o fortalecem.

Reciprocamente, um mercado amplo e dinâmico de hidrogênio e de seus derivados pode se tornar uma opção de alto valor agregado para a bioenergia.

6.1.2. Complementaridade na oferta de hidrogênio de baixo carbono

Um caso particular da sinergia entre os mercados de hidrogênio e da bioenergia se dá no potencial de oferta de hidrogênio a partir da biomassa.

Nessa perspectiva, destaca-se a complementaridade de características entre as rotas da biomassa, que em si já são diversas, e as outras rotas de produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono, dentre as quais se destacam a eletrólise da água e a reforma do gás natural com CCUS.

Algumas das características complementares entre essas rotas são a distribuição geográfica, a disponibilidade no tempo e a condição do hidrogênio como produto, que pode direcioná-lo primordialmente a determinados usos. A seguir, propõe-se uma breve descrição de cada um desses aspectos, resumidos na Tabela 7.

Tabela 7. Resumo das complementaridades entre as principais rotas de produção de hidrogênio de baixa emissão de carbono

Característica da produção e/ou do potencial	Eletrólise da água com fontes renováveis	Reforma do gás natural com CCUS	Biomassa (rotas termoquímicas)
Distribuição geográfica (melhores potenciais)	Região Nordeste.	Região costeira – Nordeste e Sudeste.	Regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul.
Relação temporal	Produção não controlada se conectado diretamente a eólica e solar. Requer conexão à rede ou armazenamento de energia para oferta firme.	Oferta firme ou flexível.	Sazonalidade da produção de biomassa. Oferta firme em função da disponibilidade de biomassa. Potencial de oferta flexível.
Condição do hidrogênio como produto	H ₂ puro, em condições adequadas para uso em células a combustível, por exemplo. Requer fonte externa de carbono para a produção de combustíveis sintéticos.	Produção de gás de síntese como intermediário, com carbono de origem fóssil que precisa ser armazenado permanentemente para constituir H ₂ de baixa emissão.	Produção de gás de síntese, com carbono biogênico. Potencial de produção de combustíveis sintéticos de baixa emissão. Requer purificação para obtenção do H ₂ em alta concentração.
Intensidade de carbono	Função da fonte de eletricidade utilizada. Pode atingir valores próximos de zero.	CCUS requer taxas de captura elevadas para atingir níveis baixos de intensidade de carbono.	Função das condições de produção da biomassa, com emissões baixas no caso de resíduos. Pode ser carbono-negativo se combinado a CCUS.

Fonte: EPE

Distribuição geográfica

Em termos de distribuição geográfica, cabe notar que os melhores potenciais eólicos brasileiros estão na região Nordeste e no estado do Rio Grande do Sul. O Nordeste também está entre os melhores potenciais solares do país, concentrando, portanto, os pontos mais competitivos para a produção de hidrogênio eletrolítico. De forma estratégica, esse potencial também garante maior proximidade com mercados de potencial demanda por hidrogênio e derivados, notadamente o europeu.

No caso do hidrogênio do gás natural com CCUS, sabe-se que a oferta de gás brasileira está principalmente localizada ao longo da costa, do Nordeste até a região Sudeste, onde há infraestrutura de gasodutos.

Finalmente, a biomassa, considerando culturas energéticas e a geração de resíduos, se configura como um recurso majoritariamente interiorizado, em que atualmente se destacam os estados das regiões Centro-Oeste, Sudeste e Sul.

Há, portanto, alta complementaridade geográfica das rotas consideradas na Tabela 7.

Disponibilidade no tempo

A oferta de hidrogênio baseada em fontes renováveis de eletricidade é, assim como essas fontes, não controlável. O Brasil tem a possibilidade de conectar eletrolisadores à rede elétrica com um suprimento médio relativamente de baixo carbono, mas projetos diretamente ligados à geração eólica e/ou solar ou que limitam a produção a momentos com preços-horários e/ou intensidade de carbono da eletricidade mais baixos na rede podem se caracterizar por menores fatores de utilização. Nesses casos, pode haver aumento dos custos do hidrogênio e até a necessidade de armazenamento, seja de energia ou de hidrogênio, para atender a demanda.

Por sua vez, a produção de hidrogênio do gás natural tem o perfil de grandes plantas concentradas próximas à oferta ou à infraestrutura de gás.

Já o potencial de hidrogênio da biomassa reúne diferentes modelos de negócio, sendo possível verificar desde a sazonalidade atrelada à colheita de biomassa até a capacidade de oferecer hidrogênio de forma firme ou flexível, a partir de produtos como o biogás e o etanol.

Condição do hidrogênio como produto

Conforme tratado no Capítulo 2 e no Capítulo 4, as rotas de conversão de biomassa podem ser utilizadas para a obtenção de hidrogênio puro ou para a produção de combustíveis sintéticos.

As principais rotas que partem da biomassa, em particular as termoquímicas, produzem o gás de síntese, uma mistura de H_2 , CO e outros gases.

O gás de síntese pode passar pela reação de deslocamento gás-água (WGS) para maximizar a produção de hidrogênio, convertendo o carbono em CO_2 , fazendo-se necessária a separação do H_2 para usos que requerem pureza elevada.

Alternativamente, o gás de síntese pode ser precursor de combustíveis sintéticos (hidrocarbonetos), tendo como mecanismo a reação de Fischer-Tropsch. Essa alternativa é apropriada para a biomassa justamente pela presença do carbono em sua composição e, consequentemente, no gás de síntese. O carbono biogênico viabiliza a produção de sintéticos de baixa emissão.

A eletrólise da água produz, diretamente, H_2 em pureza elevada. Por isso, a rota se torna apropriada a usos que requerem essa característica. Para a produção de combustíveis sintéticos – neste caso, chamados de eletrocombustíveis (*e-fuels*) – é necessária uma fonte externa de carbono. Idealmente, esse carbono deve ter origem na atmosfera, seja pela captura direta do ar ou da conversão da biomassa, incorrendo em custos adicionais.

6.1.3. Aproveitamento de coprodutos: CO_2 e O_2

O aproveitamento de coprodutos é mais uma fonte de sinergia entre a bioenergia e o hidrogênio. A seguir, descreve-se como o CO_2 biogênico e o O_2 gerado a partir da eletrólise da água podem fortalecer essa relação.

Captura e utilização do CO_2 da biomassa para a reação com hidrogênio

Um caso particular dessa sinergia se fundamenta na captura de carbono proveniente da biomassa. Por se tratar de um carbono absorvido da atmosfera por meio da fotossíntese, o CO_2 capturado no processamento da biomassa é um candidato para a combinação ao hidrogênio com o objetivo de produzir hidrocarbonetos (combustíveis sintéticos) com baixa emissão de carbono.

Uma das oportunidades mais evidentes de captura de carbono da biomassa se encontra na fermentação alcoólica, processo responsável pela produção de etanol. Na fermentação, o CO_2 fica disponível em pureza elevada, facilitando sua obtenção e reduzindo os custos da etapa de captura. Esse CO_2 pode ser destinado ao armazenamento geológico e potencialmente alcançar emissões negativas para a produção de etanol. A reação com hidrogênio, por sua vez, é uma forma de utilização do CO_2 .

Outro tipo de processamento da biomassa que gera oportunidades especiais de captura é a digestão anaeróbia. Esse processo é associado ao tratamento de resíduos orgânicos e produz biogás, mistura gasosa composta de CH_4 (metano) e CO_2 . Com o biogás, pode-se gerar energia térmica e/ou elétrica diretamente, mas também é possível produzir o biometano, combustível de pureza elevada em CH_4 que se assemelha ao gás natural de origem fóssil. Para obtê-lo, é realizado o processo de purificação ou *upgrading* do biogás, que se trata fundamentalmente de uma separação entre o CO_2 e o CH_4 . O CO_2 é, portanto, um subproduto da obtenção do biometano.

Conforme apresentado no Capítulo 4, a reação direta do CO_2 do biogás com H_2 potencializa a produção de CH_4 e realiza, concomitantemente, a purificação do biogás, dado que ocorre o consumo da impureza (CO_2). Trata-se de uma alternativa ao *upgrading* que propõe de forma direta a combinação entre projetos de bioenergia e de hidrogênio, reforçando as sinergias entre esses mercados indicadas nesta Nota Técnica.

Finalmente, destaca-se também a potencial captura de CO_2 oriunda de operações de queima de biomassa. O uso de biomassas como bagaço de cana de açúcar, licor negro e cavacos de madeira para a cogeração de energia elétrica e térmica em caldeiras é uma prática comum em diversos segmentos industriais. Em função das concentrações baixas de CO_2 (3-15%) em relação às aquelas encontradas nas usinas de etanol e de biometano, a captura de carbono pós-combustão tende a implicar em custos mais elevados. Mesmo assim, a adoção da captura em plantas térmicas que utilizam biomassa ou recursos fósseis tende a crescer mundialmente até 2030 (IEA, 2024f). Nesse sentido, pode-se ainda reforçar os elos entre as cadeias de CCUS, de bioenergia e do hidrogênio. CCUS é necessário para viabilizar a oferta de hidrogênio de baixa emissão de carbono a partir do gás natural. Um eventual desenvolvimento da infraestrutura de CCUS pode facilitar sua adoção na bioenergia, e aumentar a atratividade da produção do biohidrogênio.

Essa e outras vantagens de utilizar hidrogênio produzido a partir da biomassa encontram-se resumidos na Figura 15.



Figura 15. Principais vantagens no uso de biomassa para obtenção de hidrogênio.

Fonte: EPE

Utilização do O₂ (coproduto da eletrólise) na indústria de bioenergia

A rota de produção de hidrogênio a partir da eletrólise usando fontes renováveis produz, em paralelo, oxigênio (O₂) em pureza elevada. Com a perspectiva de ganho de escala e de viabilidade dessa rota tecnológica, pode-se prever uma nova oferta de oxigênio em busca de demanda. Nota-se que a produção de 1 kg de hidrogênio resulta na produção de 8 kg de oxigênio.

Essa promissora oferta de oxigênio levou à elaboração de estudos mapeando oportunidades de aplicação do gás. Um dos estudos é do Energiforsk, o Centro de Pesquisa em Energia da Suécia, órgão vinculado à indústria do país, que parte da premissa de que a previsão de produção de oxigênio associada aos eletrolisadores deve superar em mais de quatro vezes o montante produzido no país em 2020 já em 2030, para quando se espera 5 GW de capacidade instalada para a produção de hidrogênio (ENERGIFORSK, 2023).

Duas das aplicações levantadas pelo relatório são:

- a) Oxigênio como reagente na indústria, incluindo o processo de gaseificação;
- b) Combustão enriquecida em oxigênio.

Nesses casos, as aplicações podem ser úteis na indústria de bioenergia.

O processo de gaseificação, abordado em a), é um dos principais processos de conversão da biomassa em energia, tendo sido descrito no Capítulo 2 desta Nota Técnica por ser uma das rotas de produção de hidrogênio. Ao ser adotado como agente oxidante, o oxigênio puro permite a obtenção de um gás de síntese mais rico em hidrogênio e monóxido de carbono em comparação ao uso do ar atmosférico, pois evita-se a contaminação com nitrogênio do ar. A opção pelo uso de oxigênio, portanto, traz benefícios para a gaseificação e viabiliza sua adoção para usos que requerem o gás de síntese em condições mais concentradas. Cabe notar, por outro lado, que a gaseificação também

Valorização do coproduto

Se viabilizada, a comercialização do oxigênio pode contribuir para a viabilidade da eletrólise e para a aceleração do mercado de hidrogênio.

pode ser promovida com vapor d'água, com potencial de maximizar a produção de H_2 ao combinar o conteúdo de hidrogênio da biomassa com o da água (H_2O).

A combustão enriquecida em oxigênio, indicada em b), também é uma forma de complementar ou substituir o ar atmosférico. Esse processo pode ser adotado em equipamentos como caldeiras e motores a combustão. Como resultado, a combustão ocorre a temperaturas mais elevadas, o que pode exigir equipamentos e materiais selecionados. O enriquecimento em oxigênio afeta a produção de NO_x , aumentando-a devido à elevação da temperatura, e diminuindo-a com a menor proporção do nitrogênio do ar, sendo que a tendência é de prevalecer o impacto na redução de NO_x .

No uso de oxigênio puro para a combustão, adota-se o termo oxicombustão. A oxicombustão é apontada como alternativa para viabilizar a captura de CO_2 na utilização de combustíveis, pois garante que os gases de saída sejam ricos em CO_2 . Com uma eventual abundância de oferta de O_2 próxima a unidades de conversão da biomassa a partir da produção de hidrogênio eletrolítico, pode-se tornar viável realizar a oxicombustão e a captura do CO_2 da queima da biomassa.

Conforme apresentado nos Capítulos 3 e 4, a partir da captura do CO_2 pode-se promover a combinação ao hidrogênio eletrolítico para a produção de combustíveis sintéticos. Como alternativa, o CO_2 pode ser destinado ao armazenamento geológico, melhorando a intensidade de carbono dos produtos da biomassa.

Uma aplicação adicional do O_2 se encontra em sistemas de tratamento de água residual, em particular na etapa de aeração. Quando realizado, esse processo geralmente utiliza ar atmosférico, o que resulta em elevado consumo de energia. O uso do O_2 reduziria o volume movimentado e a demanda energética associada. Um dos arranjos propostos configura a eletrólise da água em estações de tratamento como fornecedora de O_2 para a aeração e como fonte de hidrogênio para promover a metanação do CO_2 do biogás, que também pode ser produzido na digestão anaeróbia de efluentes orgânicos e do lodo. Adicionalmente, sugere-se o uso do calor proveniente da reação exotérmica de metanação para o processo (ENERGIFORSK, 2023; MURPHY, RUSMANIS, GRAY, & O'SHEA, 2024).

6.2. Modelos de negócio da produção e uso de hidrogênio ligados à bioenergia no Brasil

Conforme apresentado ao longo deste documento, há uma diversidade de alternativas de aproveitamento da biomassa como fonte de hidrogênio e de seus derivados, bem como de uso do hidrogênio na indústria de bioenergia.

Esta seção tem o objetivo de apresentar visões de desenvolvimento dessas soluções e modelos de como os projetos podem ser implementados na prática, aproveitando as potencialidades da bioenergia. Trata-se de uma lista não-exaustiva e que se baseia em projetos em desenvolvimento no Brasil, que são lembrados sob seus respectivos arranjos.

Com isso, espera-se destacar algumas das inúmeras soluções que envolvem a bioenergia e o hidrogênio que podem ganhar viabilidade no contexto da transição energética.

Biomassa residual como matéria-prima do gás de síntese e de combustíveis sintéticos

Conforme apresentado no Capítulo 4, o hidrogênio produzido a partir da biomassa é comumente produzido na mistura do gás de síntese, ou seja, com uma fonte de carbono, em condições favoráveis à produção de hidrocarbonetos. Portanto, em vez de “parar” no hidrogênio, este se configura como produto intermediário de moléculas com demandas mais amplas, infraestruturas estabelecidas e maior facilidade de distribuição até o consumo.

A oportunidade de produção de combustíveis renováveis para setores de difícil abatimento, como a aviação, é o foco de ao menos três projetos nacionais, todos com rotas que passam pelo gás de síntese. Em particular, esses projetos usam resíduos como matérias-primas e, com isso, podem gerar combustíveis com baixa intensidade de carbono e baixo risco de mudança de uso da terra, cumprindo os principais requisitos para acessar mercados com maior remuneração ao atributo ambiental.

No Paraná, uma usina que converte resíduos do setor sucroenergético em biogás obteve financiamento para investir 15 milhões de reais na instalação de uma planta-piloto de bioquerosene de aviação via síntese de Fischer-Tropsch. O projeto é desenvolvido em parceria com a Universidade e tem apoio da Finep (MACHADO N. , 2023). A rota proposta pode ser defendida a partir da escala única do biogás no Brasil e da competitividade econômica do biogás em termos energéticos com outros combustíveis.

Também no Paraná, em 2024 houve a inauguração de uma planta-piloto que utiliza biogás e hidrogênio verde para produzir uma mistura de hidrocarbonetos com foco na obtenção de combustível sustentável de aviação (SAF). A unidade conta com até 50 Nm³/dia de biogás como fonte de carbono, que se combina a 53 Nm³/dia de hidrogênio eletrolítico para a produção de 6 kg/dia do chamado bio-syncrude. À frente do projeto estão instituições nacionais de pesquisa, em parceria com iniciativas alemãs de cooperação e financiamento (CIBIOGÁS, 2024).

Em 2023, foi inaugurada em um instituto de pesquisa no Rio Grande do Norte uma planta-piloto para a produção de hidrocarbonetos renováveis a partir de uma diversidade de matérias-primas, sejam elas gasosas, líquidas ou sólidas. Um dos projetos executados nessa unidade trata da conversão de glicerina em combustível de aviação, cujo investimento somou cerca de R\$ 4 milhões. A glicerina é um coproduto da produção de biodiesel, realizada pela transesterificação de óleos de origem vegetal e animal. O processo escolhido para a produção de gás de síntese é a recirculação química, que evita o contato da matéria-prima com o nitrogênio do ar ao utilizar um Transportador Sólido de Oxigênio (TSO) (PROQR, 2019) (SENAI, 2023).

Aproveitamento do CO₂ biogênico em sínteses químicas com hidrogênio de baixo carbono

Conforme apresentado nos capítulos 3 e 4 e na seção 6.1, o CO₂ biogênico pode ser utilizado como fonte de carbono renovável para a síntese de produtos líquidos ou gasosos de maior valor agregado, como hidrocarbonetos sintéticos ou o metanol. Uma configuração particularmente sinérgica do ponto de vista ambiental para a realização destes processos é a utilização de hidrogênio de eletrólise, resultando em eletrocombustíveis ou e-metanol.

O aproveitamento do CO₂ biogênico de fermentação em usinas de etanol de cana-de-açúcar é uma alternativa que pode aumentar o escopo de atividades e o portfólio de produtos das biorrefinarias existentes. Em avaliação recente, foi demonstrado que a produção de metanol é competitiva em diversas conformações de processo, sendo o custo do hidrogênio uma variável central da economicidade da rota. Nota-se que, enquanto há maior viabilidade quando hidrogênio de origem fóssil é utilizado, torna-se desafiador atingi-la com o hidrogênio de eletrólise da água. Por outro lado, o uso da rota eletrolítica traz resultados significativamente mais favoráveis do ponto de

vista ambiental (RESTREPO-VALENCIA, CAPAZ, & ORTIZ, 2025). Sob o ponto de vista de custos sistêmicos, a valorização do CO₂ dentro da própria usina é vantajosa ao evitar a logística do carbono até outro local de conversão, porém gera desafios associados à criação de polos de demanda distribuída para o hidrogênio, o que exigiria sua produção local ou seu transporte até a usina.

A conversão de CO₂ em produtos de maior valor agregado é foco de ao menos três iniciativas nacionais de média ou grande escala em estágios iniciais de concepção, descritas a seguir.

Um memorando de entendimento (MoU - *Memorandum of Understanding*, do inglês) entre empresas do setor privado foi recentemente assinado para desenvolvimento de soluções para a produção de combustíveis sintéticos e e-metanol a partir de hidrogênio de eletrólise e CO₂ biogênico, oriundo da queima de biomassa e licor negro no setor de papel e celulose (SUZANO, 2024).

O Governo de Pernambuco anunciou um acordo com o setor privado para a instalação de uma indústria de produção de e-metanol, com investimento de aproximadamente R\$ 2 bilhões. O projeto se foca principalmente no uso do hidrogênio eletrolítico em conjunto com CO₂ biogênico oriundo de plantas de etanol ou de aterros sanitários e pretende atender principalmente o mercado de combustíveis marítimos (MACHADO N. , 2024; ROSA, 2024).

Finalmente, um projeto de pesquisa realizado por um consórcio entre uma Universidade e instituições e empresas do setor privado foca no desenvolvimento de duas plantas piloto para produção de hidrocarbonetos verdes. A possibilidade de uso de CO₂ de diferentes fontes é mencionada, mas o consórcio destaca especificamente o consumo de gás proveniente de operações *offshore* (REPSOL SINOPEC BRASIL, 2021). Assim, esta iniciativa não tem foco específico no uso de CO₂ biogênico. Entretanto, o desenvolvimento da tecnologia de conversão de CO₂ em hidrocarbonetos no Brasil permite o avanço global da indústria nacional, facilitando também a implementação de modelos de negócio futuros associados ao aproveitamento de biomassa.

Biometano e o aproveitamento da infraestrutura existente

Conforme abordado no Capítulo 3, a principal rota global de produção de hidrogênio é a reforma a vapor do gás natural, enquanto uma das principais demandas reside na produção de fertilizantes nitrogenados. Como é comum nas aplicações do hidrogênio, a produção tipicamente é contígua à utilização, isto é, a reforma do gás alimenta diretamente a reação de Haber-Bosch e a produção de amônia em complexos industriais de grande escala, usualmente estrategicamente localizados próximos à oferta abundante e competitiva de gás natural.

O aproveitamento dessas instalações de forma a reduzir emissões pode se constituir como uma solução competitiva de transição energética. Com esse objetivo, o biometano se apresenta como alternativa madura, permitindo o aproveitamento integral da unidade industrial e do próprio suprimento de energia.

A celebração de contratos de fornecimento, bem como o uso de mecanismos de rastreamento do biometano⁴⁶, criam as condições para o acesso pelo consumidor às características renováveis do biometano, sem a exigência de entrega física da molécula. Permite-se, assim, o acesso a uma oferta diversificada regionalmente e em termos de matérias-primas para a produção de biometano, garantindo a produção de um hidrogênio de baixo carbono sem a necessidade de investimentos significativos.

⁴⁶ Caso do Certificado de Garantia de Origem de Biometano (CJOB), inovação da Lei 14.993/2024 (Lei do Combustível do Futuro).

Sob esse modelo, uma planta de fertilizantes em São Paulo anunciou a aquisição de 20 mil m³ por dia de biometano intermediado pela rede de gás, representando 3% do volume consumido pela unidade industrial. O contrato de cinco anos foi firmado com uma empresa do setor sucroenergético, cuja planta de biometano obteve autorização de operação em 2024 (YARA, 2021) (RAÍZEN, 2021) (RAÍZEN, sd) (ANP, 2024a). Nesse mesmo ano foi anunciado o acordo com uma indústria para a comercialização da amônia renovável resultante da produção a partir do biometano, com aquisição esperada de 600 mil toneladas no primeiro ano (AJINOMOTO, 2024) (WEISS, 2024).

Em mais um exemplo desse modelo, a Petrobras lançou, em janeiro de 2025, sua primeira chamada de propostas para aquisição de biometano e de certificados de garantia de origem do biocombustível, em antecipação às obrigações determinadas no Combustível do Futuro. A iniciativa prevê o recebimento de ofertas para contratação firme com entregas a partir de 2026 e contratos de longo prazo, com recebimento do biocombustível em diferentes pontos de entrega, incluindo refinarias da companhia (PETROBRAS, 2025). Nesses casos, a participação renovável no suprimento de gás de uma refinaria pode representar, indiretamente, a descarbonização da geração de hidrogênio usado no refino.

Etanol como vetor de hidrogênio

A logística do armazenamento e distribuição do hidrogênio é desafiadora sob diversas dimensões, como a ausência de infraestrutura estabelecida (DE BLASIO, PFLUGMANN, & LEE, 2021); baixa densidade energética em volume e exigência de condicionamento em pressões elevadas e/ou temperaturas muito baixas, com elevadas penalidades energéticas e perdas por evaporação (*boil-off*), além de custos significativos para armazenamento e distribuição (GHAFRI, et al., 2022; LIEBREICH M., 2022; ZHANG, et al., 2023; SHAFIEE & SCHRAG, 2024); molécula propícia a vazamentos, com implicações em perdas de um produto de alto valor, riscos de segurança e impactos climáticos (FAN, et al., 2022; UK GOVERNMENT, 2022; OCKO & HAMBURG, 2022); entre outras.

Com isso, apesar de, à primeira vista, a alternativa do hidrogênio como molécula “livre de carbono” parecer promissora para a redução estrutural de emissões de GEE, a proposta de desenvolver um sistema energético amplamente baseado no hidrogênio como vetor (*carrier*) se prova pouco prática à medida que se busca implementar efetivamente a transição.

As dificuldades logísticas do hidrogênio são o principal motivo do estudo de uma série de moléculas que fariam o papel de vetores de hidrogênio, como a amônia, o metanol e líquidos orgânicos (LOHC⁴⁷) (NIERMANN, BECKENDORFF, KALTSCHMITT, & BONHOFF, 2019; PEECOCK, HULL-BAILEY, HASTINGS, MARTINEZ-FELIPE, & WILCOX, 2024). Essas moléculas poderiam facilitar a logística do hidrogênio, sendo utilizadas diretamente ou reconvertidas – sob pena das etapas intermediárias acarretarem custos adicionais e ineficiências energéticas, além de desafios logísticos próprios, como a toxicidade e segurança.

Por essas razões, abre-se espaço para moléculas que podem ser produzidas com baixa emissão de carbono e que têm uma elevada participação de hidrogênio em suas composições, particularmente aquelas que podem mais facilmente ser convertidas a H₂ visando ao uso final. O etanol, de composição química com seis átomos de hidrogênio (H) para cada dois átomos de carbono (C), consegue cumprir esses requisitos. Na reforma a vapor do

O desafio logístico do H₂

O etanol como vetor energético indica uma solução para contornar os desafios técnico-econômicos do desenvolvimento de infraestruturas para o hidrogênio.

⁴⁷ Sigla em inglês para *Liquid Organic Hydrogen Carriers*.

etanol, mesmo processo responsável pela conversão do metano⁴⁸ em H₂, combina-se ainda os dois átomos de H presentes na água para gerar mais H₂.

Assim, pode-se aproveitar as vantagens relativas do biocombustível como líquido de elevada densidade energética à temperatura ambiente e baixa toxicidade, que garantem o armazenamento e o transporte sem restrições significativas. No território nacional, a ampla distribuição existente do biocombustível se constitui como uma vantagem infraestrutural estabelecida do etanol como vetor de hidrogênio.

A etapa crucial no desenvolvimento dessa alternativa é a reforma a vapor do etanol, que precisa ser dominada a custos competitivos e de forma segura. O domínio tecnológico em diferentes escalas e/ou em unidades modulares permitiria o atendimento a diferentes tipos de consumo, enquanto a operação sob demanda poderia oferecer um caminho para minimizar o armazenamento de hidrogênio com o atendimento a eventuais demandas variáveis, caracterizando um diferencial da rota dentre aquelas de baixo carbono.

Um projeto-piloto em desenvolvimento em uma Universidade estuda a reforma do etanol em uma estação de abastecimento para ônibus e veículos leves movidos a hidrogênio equipados com células a combustível (USP, 2023). A replicabilidade do modelo estrito desse projeto pressupõe a viabilidade comercial e a disseminação tanto do hidrogênio nos postos de combustíveis quanto dos próprios veículos movidos a hidrogênio, o que não depende apenas da rota de produção do etanol. No caso da mobilidade, pode-se questionar as perdas energéticas na conversão e a praticidade do etanol em comparação ao hidrogênio, priorizando o uso direto do próprio etanol como combustível. Por outro lado, a opção pelo hidrogênio poderia se justificar dada a maior eficiência energética da tecnologia de célula a combustível quando comparada a motores a combustão.

Uma alternativa tecnológica é a produção de hidrogênio a partir de etanol *in situ* nos veículos, o que está sendo estudado em nível de maturidade ainda não comercial. Diversas montadoras anunciaram recentemente projetos de pesquisa para desenvolvendo destas tecnologias em parcerias com universidades brasileiras e outras instituições de ciência e tecnologia. As rotas podem envolver o uso de reformadores agregados ao trem de força dos veículos ou a utilização de células a combustível alimentadas diretamente a etanol (ZAPAROLLI, 2023).

Além da aplicação em mobilidade, a comprovação da viabilidade da produção descentralizada do hidrogênio com etanol poderia ter implicações para o suprimento de indústrias e demandas diversas de hidrogênio.

Hidrogênio e o mercado do etanol no Brasil

A proposta do etanol como vetor de hidrogênio tem potencial para **ampliar o mercado do principal biocombustível do Brasil**, que é atualmente restrito, em escala, a motores ciclo Otto adotados em veículos leves, em particular os *flex fuel*.

Cabe notar que, com a transição energética em curso, também se vislumbra o etanol como matéria-prima para a produção de SAF a partir da rota AtJ, bem como o uso direto do biocombustível em embarcações marítimas e outros veículos pesados.

⁴⁸ O metano tem proporção H:C igual a 4:1, a maior entre os hidrocarbonetos.

Atendimento às demandas das (bio)refinarias

À medida que a transição energética avança, aumenta a demanda por hidrocarbonetos *drop-in* como o SAF e o diesel verde. Nos Capítulos 3 e 4, o hidrogênio é apresentado como elemento presente nas principais rotas de obtenção desses produtos, seja como elemento fundamental da síntese de combustíveis junto a uma fonte de carbono, sendo que ambos podem ser provenientes da biomassa (via FT), seja como reagente para promover a adequação de moléculas renováveis complexas (nas rotas HEFA e AtJ).

Portanto, particularmente no segundo caso, que se refere a biorrefinarias, cria-se uma demanda por H₂ cujo suprimento não é pré-estabelecido, isto é, cuja rota de produção está aberta a diferentes opções. Da mesma forma, a substituição da produção de hidrogênio nas refinarias pode constituir medida relevante no processo de descarbonização da cadeia de petróleo e derivados.

Em particular, o biorrefino pode estar integrado ao processamento de biomassa, que, além dos produtos de interesse, pode gerar resíduos orgânicos e/ou frações derivadas da biomassa que podem ser matérias-primas para a produção de hidrogênio, atendendo às próprias demandas do processo.

Como exemplo, um arranjo a ser avaliado envolveria o processamento de óleos de origem vegetal ou animal em uma biorrefinaria que produza biodiesel e use a rota HEFA para biocombustíveis avançados. A glicerina, resíduo do biodiesel, poderia fornecer H₂ para a etapa de hidrogenação. Adicionalmente, pode-se tomar uma usina de cana-de-açúcar, cujos resíduos vinhaça e torta de filtro vêm sendo adotados como matéria-prima em diversos projetos de produção de biogás e biometano. Como próxima etapa, pode-se gerar hidrogênio a partir de processos de reforma, suprimindo uma eventual demanda na conversão do próprio etanol em SAF pela rota AtJ.

Um projeto na França prevê a conversão de uma refinaria em biorrefinaria propondo modelo similar, com o objetivo de torná-la uma “plataforma zero-petróleo” para entrar em operação em 2025. Consta o planejamento de operá-la com 75% de resíduos como matéria-prima e maximizar a produção de SAF, com o biogás resultante da biorrefinaria sendo responsável pelo suprimento de hidrogênio em uma unidade de reforma com capacidade de mais de 20 mil toneladas/ano (TOTAL, sd) (TOTAL, 2020). Nesses modelos, o hidrogênio da biomassa se apresenta como alternativa de valorização de resíduos, integração das atividades e autossuficiência energética das biorrefinarias.

Relembrando

O uso do biometano autoproduzido ou adquirido, seja diretamente ou via certificados, é uma estratégia para a descarbonização do H₂ tanto do biorrefino quanto das refinarias de petróleo, conforme ilustrado por chamada pública promovida pela Petrobras e fomentado pelo Combustível do Futuro.

7. Considerações Finais

O avanço e a resiliência da transição energética exigem soluções para a redução de emissões que coexistam com a promoção da competitividade da economia brasileira. A liderança na produção de combustíveis sustentáveis e na descarbonização de setores-chave como a indústria, desde que sob bases custo-efetivas, tem a condição de impulsionar um novo ciclo de atração de investimentos no desenvolvimento produtivo nacional, com características que viabilizem a conquista de mercados globais.

O hidrogênio se destaca nesse contexto, porém encontra desafios na criação de novas cadeias de valor e nos investimentos em infraestrutura. A identificação da bioenergia como parceira nessas construções pode ser um diferencial estratégico do Brasil na liderança da indústria do hidrogênio e na concretização do seu potencial, aproveitando as biorrefinarias como promotoras da pluralidade e da competitividade na oferta e como âncora de demanda.

As múltiplas rotas de produção de hidrogênio a partir da biomassa, com destaque para a conversão de recursos que o Brasil renovadamente produz em abundância, são capazes de ofertar hidrogênio com qualidades únicas. Destacam-se as emissões negativas (desde que com CCUS) ou o aproveitamento do carbono presente na biomassa para a produção de hidrocarbonetos sintéticos, a produção descentralizada de H₂ com custos logísticos relativamente baixos (via etanol) e o aproveitamento de infraestruturas existentes (via biometano), bem como a agregação de valor a subprodutos ou resíduos orgânicos (biogás/biometano, glicerina e materiais lignocelulósicos). Sob o ponto de vista de investimentos, o custo para abatimento de carbono (medido em termos de R\$/kg CO₂) do hidrogênio da biomassa (especificamente aquele produzido por rota de gaseificação) foi estimado como inferior ao do hidrogênio de eletrólise, especialmente se associado ao uso ou captura de carbono, o que destaca o potencial das rotas de biomassa como opções custo-efetivas para descarbonização (IEA BIOENERGY, 2025).

Nesse sentido, dar visibilidade ao potencial da biomassa harmoniza com a estratégia brasileira em relação ao hidrogênio, que tem como princípios observar a diversidade de recursos nacional e evitar pré-seleções tecnológicas.

No que se refere à demanda, os sistemas de bioenergia têm elementos relacionados às principais aplicações atuais do hidrogênio, notadamente o refino do petróleo e as produções de metanol e amônia. O crescimento da participação de atividades de bioeconomia transformaria parte do refino tradicional em operações de biorrefino, com demandas similares ou adicionais de hidrogênio; ampliaria o uso de metanol para produção de biodiesel e criaria um novo mercado para o produto como combustível; e permitiria a produção de amônia de base renovável, que seguiria como insumo crítico para produção de fertilizantes nitrogenados fundamentais à produtividade agrícola e à oferta de biomassa. Nota-se que, nesse cenário, se obteriam hidrocarbonetos renováveis do biorrefino, e produtos como o metanol e fertilizantes que penalizam pouco a intensidade de carbono da bioenergia.

Portanto, uma cadeia de hidrogênio de baixo carbono disseminada, diversa e competitiva tende a impulsionar a evolução da bioenergia para produtos cobiçados na descarbonização, como combustíveis sustentáveis de aviação e o diesel verde, e garantir o atendimento a critérios cada vez mais restritivos em emissão, como sugerem os padrões internacionais em desenvolvimento.

A convergência entre a bioenergia e o hidrogênio reforça o potencial brasileiro de promover soluções sustentáveis para a transição energética, primordialmente aquelas aderentes às vantagens competitivas nacionais.

Há setores relacionados que também podem contribuir e ganhar com o desenvolvimento do hidrogênio combinado à bioenergia. A cadeia do CCUS, por exemplo, seria instrumental em valorizar diversas rotas de produção de hidrogênio, inclusive da biomassa, podendo maximizar as emissões negativas da bioenergia. Essa mesma cadeia pode disponibilizar o CO₂ biogênico, um dos elementos estratégicos para aproveitamento do hidrogênio eletrolítico e uma sinergia evidente entre biocombustíveis e eletrocombustíveis.

Por outro lado, cabe reconhecer os desafios à concretização das oportunidades mencionadas, que se relacionam com ambições amplas de reindustrialização do país em setores rigorosamente competitivos e que não necessariamente priorizam ou capturam valor com os atributos ambientais. Enfrentá-los exige medidas abrangentes que promovam a descarbonização, como a precificação de carbono, representada pela criação do Sistema Brasileiro de Comércio de Emissões de Gases de Efeito Estufa (Lei nº 15.042, de 11 de dezembro de 2024), bem como políticas específicas para o hidrogênio, a bioenergia e para as atividades que podem catalisar essa combinação. Ressalta-se também a necessidade de incentivo para inovação industrial, de forma a amadurecer e tornar economicamente competitivos os processos produtivos relacionados a essas cadeias.

Para o hidrogênio, cabe mencionar a já aprovada Política Nacional do Hidrogênio de Baixo Carbono (Lei nº 14.948, de 2 de agosto de 2024) e mecanismos que vêm sendo implementados nesse âmbito – cita-se, como exemplo, a chamada pública para seleção de *hubs* de hidrogênio realizada pelo Ministério de Minas e Energia. A iniciativa tem potencial de iniciar a indústria do hidrogênio em setores estratégicos, a partir do interesse dos próprios investidores, em um modelo que reconhece a produção e o consumo como adjacentes, ao menos como movimento inicial até que infraestruturas de conexão ganhem racionalidade.

Na bioenergia, a Lei do Combustível do Futuro (Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024) expande o horizonte dos biocombustíveis para novas rotas e produtos que envolvem diretamente o hidrogênio, evidenciando a relação entre ambos. O RenovaBio, por sua vez, estabelece os fundamentos para que o uso do hidrogênio de baixo carbono e seus derivados na cadeia de produção de biocombustíveis sejam considerados na avaliação de ciclo de vida e agreguem valor aos produtos, via redução da intensidade de carbono e geração de créditos de descarbonização.

Finalmente, do ponto de vista transversal, cabe destacar a Nova Indústria Brasil (NIB), estabelecida através da Resolução CNDI/MDIC nº 1 de 6 de julho de 2023 do Conselho Nacional de Desenvolvimento Industrial. A NIB estabelece as diretrizes da política industrial brasileira e explicita as prioridades de desenvolvimento nacional através de missões estratégicas. Nesse sentido, a política evidencia o interesse brasileiro em cadeias como as da bioenergia e do hidrogênio diretamente através das missões I e V ⁴⁹ e indiretamente através das missões III e IV ⁵⁰, estabelecendo um ambiente regulatório e político favorável ao fortalecimento e ampliação dos segmentos.

A presença implícita dessa relação nas políticas atuais inspira seu reconhecimento explícito, e em suas diversas dimensões, ao que se dedica esta Nota Técnica. O alinhamento dos setores do hidrogênio e da bioenergia com a transição energética justa e inclusiva, também pelo fortalecimento mútuo de ambos, indica que as estratégias de descarbonização nacionais podem se aplicar em desenvolvê-los.

⁴⁹ A missão I da NIB se refere às “cadeias agroindustriais sustentáveis e digitais para a segurança alimentar, nutricional e energética”. Já a missão V se refere à “bioeconomia, descarbonização, e transição e segurança energéticas para garantir os recursos para as futuras gerações”.

⁵⁰ A missão III da NIB se refere à “infraestrutura, saneamento, moradia e mobilidade sustentáveis para a integração produtiva e o bem-estar nas cidades”. Já a missão IV se refere à “transformação digital da indústria para ampliar a produtividade”.

8. Referências

- ACATECH. (2016). *oncepts for the German power supply 2050. Ensuring stability in the age of renewable energies*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em acatech - National Academy of Science and Engineering: <https://en.acatech.de/publication/flexibility-concepts-for-the-german-power-supply-in-2050-ensuring-stability-in-the-age-of-renewable-energies/>
- AGORA & FRONTIER ECONOMICS. (2018). *The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2017/SynKost_2050/Agora_SynKost_Study_EN_WEB.pdf
- AGORA & GUIDEHOUSE. (Agosto de 2021). *Making renewable hydrogen cost-competitive: Policy instruments for supporting green H₂*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Agora Energiewende: https://www.agora-energiewende.org/fileadmin/Projekte/2020/2020_11_EU_H2-Instruments/A-EW_223_H2-Instruments_WEB.pdf
- AJINOMOTO. (2024). *Ajinomoto do Brasil firma acordo de compra de amônia renovável com Yara*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://www.ajinomoto.com.br/app/uploads/2024/09/Ajinomoto-do-Brasil-firma-acordo-de-compra-de-amonia-renovavel-com-Yara.pdf>
- ALBUQUERQUE, N. (2019). *Rotas Tecnológicas para produção de combustíveis para aviação*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em I Congresso Brasileiro da Rede Brasileira de Bioquerosene e Hidrocarbonetos Renováveis para Aviação: <https://ubrabio.com.br/wp-content/uploads/2019/08/CURSO-2-NATALY-ABURQUERQUE-UFPB-1.pdf>
- ANP. (23 de Novembro de 2018). *RESOLUÇÃO ANP Nº 758, DE 23.11.2018*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP): <https://atosoficiais.com.br/anp/resolucao-n-758-2018>
- ANP. (2020). *Metanol*. Acesso em 2 de janeiro de 2024, disponível em ANP: <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/producao-de-derivados-de-petroleo-e-processamento-de-gas-natural/metanol>
- ANP. (Novembro de 2024a). *Autorização para produção de biocombustíveis*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP): <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/producao-e-fornecimento-de-biocombustiveis/autorizacao-para-producao-de-biocombustiveis>
- ANP. (Novembro de 2024b). *Certificados da Produção ou Importação Eficiente de Biocombustíveis*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP): <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/renovabio/certificados-producao-importacao-eficiente-biocombustiveis>
- ANTONINI, C., TREYER, K., STREB, A., SPEK, M., BAUER, C., & MAZZOTTI, M. (11 de Março de 2020). Hydrogen production from natural gas and biomethane with carbon capture and storage – A techno-environmental analysis. *Sustainable Energy & Fuels (Royal Society of Chemistry)*. doi:10.1039/D0SE00222D
- ARREGI et al. (2023). Appraisal of agroforestry biomass wastes for hydrogen production by an integrated process of fast pyrolysis and in line steam reforming. *Journal of Environmental Management*, 347, p. 119071. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.119071>
- AUTOESPORTE. (2024). *GWM vai testar veículos movidos a hidrogênio extraído do etanol no Brasil*. Acesso em 25 de setembro de 2024, disponível em <https://autoesporte.globo.com/setor-automotivo/inovacao-e-tecnologia-em-automoveis/noticia/2024/04/gwm-vai-testar-veiculos-movidos-a-hidrogenio-extraido-do-etanol-no-brasil.ghml>
- BADAWI et al. (2023). Value proposition of bio-hydrogen production from different biomass sources. *Energy Nexus*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.nexus.2023.100194>
- BASSO et al. (2023). From landfill to hydrogen: Techno-economic analysis of hybridized hydrogen production systems integrating biogas reforming and Power-to-Gas technologies. *International Journal of Hydrogen Energy*. doi:10.1016/j.ijhydene.2023.07.130
- BIODIESELBR. (2021). *Resolução nº 842, de 14 de maio de 2021*. Acesso em 22 de outubro de 2024, disponível em BIODIESELBR: https://www.biodieselbr.com/pdf/17052021120559_20210517_ResolucaoANP842.pdf
- BIODIESELBR. (2023). *Acelen anuncia contratos com parceiros para construção de biorrefinaria na Bahia*. Acesso em 13 de setembro de 2024, disponível em BIODIESELBR: <https://www.biodieselbr.com/noticias/biocombustivel/cana/acelen-anuncia-contratos-com-parceiros-para-construcao-de-biorrefinaria-na-bahia-111223>

- BRASIL. (2017). *LEI Nº 13.576, DE 26 DE DEZEMBRO DE 2017*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2017/Lei/L13576.htm
- BRASIL. (2023). *Plano nacional de fertilizantes 2050 : uma estratégia para os fertilizantes no Brasil*. Fonte: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/competitividade-industrial/confert/pnf/pnf-v-08-06-12-23.pdf>
- BRASIL. (2024a). *LEI Nº 14.948, DE 2 DE AGOSTO DE 2024*. Acesso em novembro de 2024a, disponível em [planalto.gov: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L14948.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2023-2026/2024/Lei/L14948.htm)
- BRASIL. (8 de outubro de 2024b). *LEI Nº 14.993, DE 8 DE OUTUBRO DE 2024*. Acesso em 16 de dezembro de 2024, disponível em [planalto.gov: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/L14993.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2023-2026/2024/lei/L14993.htm)
- CAO, W., ZHANG, J., & LI, H. (Abril de 2020). Batteries with high theoretical energy densities. *Energy Storage Materials*, 26, pp. 46-55. doi:10.1016/j.ensm.2019.12.024
- CAPAZ et al. (2020). Environmental trade-offs of renewable jet fuels in Brazil: Beyond the carbon footprint. *Science of the Total Environment*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.136696>
- CARB. (2024). *LCFS Pathway Certified Carbon Intensities*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em California Air Resources Board (CARB): <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-pathway-certified-carbon-intensities>
- CARB. (s.d.). *LCFS Land Use Change Assessment*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em California Air Resources Board: <https://ww2.arb.ca.gov/resources/documents/lcfs-land-use-change-assessment>
- CARVALHO et al. (2021). Prospects for carbon-neutral maritime fuels production in Brazil. *Journal of Cleaner Production*, 326. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129385>
- CCC. (Setembro de 2018). *Hydrogen in a low-carbon economy*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Committee on Climate Change: <https://www.theccc.org.uk/publication/hydrogen-in-a-low-carbon-economy/>
- CHEN et al. (2023). Design of experiment for hydrogen production from ethanol reforming: A state-of-the-Art review. *Fuel*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.127871>
- CIBIOGÁS. (2024). *Foz do Iguaçu recebe a primeira planta de produção de petróleo sintético a partir de biogás do Brasil*. Fonte: <https://cibiogas.org/noticias/foz-do-iguacu-recebe-a-primeira-planta-de-producao-de-petroleo-sintetico-a-partir-de-biogas-do-brasil/>
- CMS. (2024). *Global Availability of Biogenic CO2 and Implications for Maritime Decarbonization*. Acesso em 10 de outubro de 2024, disponível em CMS Zero Carbon Shipping: <https://cms.zerocarbonshipping.com/media/uploads/documents/Global-Availability-of-Biogenic-CO2-and-Implications-for-Maritime-Decarbonization.pdf>
- COLLARD & BLIN. (2014). A review on pyrolysis of biomass constituents: Mechanisms and composition of the products obtained from the conversion of cellulose, hemicelluloses and lignin. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.06.013>.
- CONCAWE. (Janeiro de 2020). *Role of e-fuels in the European transport system - Literature review*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em https://www.efuel-alliance.eu/fileadmin/Downloads/Rpt_19-14.pdf
- DAF. (2024). *Hidrogênio: Uma opção de longo prazo para movimentar caminhões*. Acesso em 25 de setembro de 2024, disponível em DAF CAMINHÕES: <https://www.dafcaminhoes.com.br/pt-br/a-daf/sustainability/alternative-fuels-and-drivelines/hydrogen>
- DE BLASIO, N., PFLUGMANN, F., & LEE, H. (Agosto de 2021). *Hydrogen Deployment at Scale: The Infrastructure Challenge*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Harvard Kennedy School - Belfer Center for Science and International Affairs: <https://www.belfercenter.org/sites/default/files/2024-09/HydroInfra.pdf>
- DENA; WEC. (2022). *Global Harmonisation of Hydrogen Certification*. Fonte: German Energy Agency [Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)]; World Energy Council (WEC) - Germany: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/REPORT_Global_Harmonisation_of_Hydrogen_Certification.pdf
- DIETERICH, V., BUTTLER, A., HANEL, A., SPLIETHOFF, H., & FENDT, S. (2020). Power-to-liquid via synthesis of methanol, DME or Fischer-Tropsch-fuels: a review. *Energy & Environmental Science*, pp. 3207-3252. doi:<https://doi.org/10.1039/D0EE01187H>
- DOE. (24 de 01 de 2024). *First Ethanol Alcohol-to-Jet Sustainable Aviation Fuel Production Facility Unveiled*. Acesso em 11 de 02 de 2025, disponível em <https://www.energy.gov/eere/bioenergy/articles/first-ethanol-alcohol-jet-sustainable-aviation-fuel-production->

facility#:~:text=During%20a%20ribbon%2Dcutting%20ceremony%20in%20Soperton%2C%20Georgia%20today%2C,(SAF)%20commercial%20production%20plant

- EC. (2025). *Renewable hydrogen*. Acesso em Março de 2025, disponível em European Commission (EC): https://energy.ec.europa.eu/topics/eus-energy-system/hydrogen/renewable-hydrogen_en
- El. (2024). *73rd Statistical Review of World Energy*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Energy Institute (EI): <https://www.energyinst.org/statistical-review>
- ELHAMBAKHSH et al. (2023). Recent progress and future directions in plasma-assisted biomass conversion to hydrogen. *Renewable Energy*, 218, p. 119307. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.119307>
- ELOFFY et al. (2022). Biomass-to-sustainable biohydrogen: Insights into the production routes, and technical challenges. *Chemical Engineering Journal Advances*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.100410>
- EMAIS ENERGIA. (2024). *12 Insights sobre Hidrogênio – edição Brasil*. Acesso em 22 de outubro de 2024, disponível em EMAIS ENERGIA: <https://emaisenergia.org/publicacao/12-insights-sobre-hidrogenio-edicao-brasil/#:~:text=12%20Insights%20sobre%20Hidrog%C3%AAnio%20%E2%80%93%20edi%C3%A7%C3%A3o%20Brasil.%20>
- ENERGIFORSK. (2023). *Potential use and market of Oxygen as a by-product from hydrogen production*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://energiforsk.se/media/32358/potential-use-and-market-of-oxygen-as-a-by-product-from-hydrogen-production-energiforskrapport-2023-937.pdf>
- EPE. (2020). *Combustíveis renováveis para uso em motores do ciclo Diesel*. Acesso em 22 de outubro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-467/NT_Combustiveis_renovaveis_em_%20motores_ciclo_Diesel.pdf
- EPE. (2021). *Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%C3%A7%C3%A3o_rev01%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidroge%C3%A7%C3%A3o_rev01%20(1).pdf)
- EPE. (2022a). *Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasil*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-producao-e-consumo-de-hidrogenio-em-refinarias-no-brasil>
- EPE. (2022b). *Hidrogênio Cinza: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-dedicadas-ao-hidrogenio-cinza-e-ao-hidrogenio-azul>
- EPE. (2022c). *Hidrogênio Azul: Produção a partir da reforma do gás natural com CCUS*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/notas-tecnicas-dedicadas-ao-hidrogenio-cinza-e-ao-hidrogenio-azul>
- EPE. (2022d). *Hidrogênio Turquesa: Produção a partir da pirólise do gás natural*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/nota-tecnica-sobre-hidrogenio-turquesa>
- EPE. (2023a). *Fact Sheet Combustíveis Sintéticos*. Acesso em 02 de outubro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/fact-sheet-combustiveis-sinteticos>
- EPE. (2023b). *Gás natural como matéria-prima para Ureia*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-772/IT%20Fertilizantes%20nitrogenados%20vf.pdf>
- EPE. (Dezembro de 2023c). *Motorizações alternativas em caminhões e ônibus no Brasil*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-782/NT-EPE-DPG-SDB-2023-02_Motoriza%C3%A7%C3%B5es%20alternativas%20na%20frota%20de%20caminh%C3%B5es%20e%20%C3%B4nibus_2023.pdf
- EPE. (Setembro de 2023d). *Captura e armazenamento de carbono biogênico: Bio-CCS*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-767/FS-EPE-DPG-SDB-2023-05-BioCCS.pdf>

- EPE. (23 de Dezembro de 2024). *SI Energia - Sistema de Informações para Energia*. Acesso em Dezembro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/sienergia-sistema-de-informacoes-para-energia>
- EPE. (2024a). *BEN Relatório Síntese 2024*. Acesso em 14 de outubro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-819/topico-715/BEN_S%C3%ADntese_2024_PT.pdf
- EPE. (2024b). *Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis 2023*. Acesso em 18 de outubro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/analise-de-conjuntura-dos-biocombustiveis-2023>
- EPE. (2024b). *Combustíveis Sustentáveis de Aviação no Brasil – Perspectivas Futuras*. Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (EPE): <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/combustiveis-sustentaveis-de-aviacao-no-brasil-perspectivas-futuras>
- EPE. (11 de Novembro de 2024b). *Potencial das técnicas "poupa-terra" na produção de biocombustíveis no Brasil*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-843/FS-EPE-DPG-SDB-2024-03-Poupa_Terra.pdf
- EPE. (2024c). *Plano Decenal de Expansão de Energia 2034*. Acesso em 17 de novembro de 2024, disponível em Empresa de Pesquisa Energética (EPE): <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>
- ESTADAO. (2024). *Volvo lançará caminhões movidos a hidrogênio em 2026*. Acesso em 25 de setembro de 2024, disponível em ESTRADAO: <https://estradao.estadao.com.br/caminhoes/volvo-lancara-caminhoes-movidos-a-hidrogenio-em-2026/>
- EUROPEAN COMMISSION. (2022). *Renewable fuels of non-biological origin in the European Union*. Acesso em 20 de outubro de 2024, disponível em SETIS EC: https://setis.ec.europa.eu/renewable-fuels-non-biological-origin-european-union_en
- FAN, Z., SHEERAZI, H., BHARDWAJ, A., CORBEAU, A., ..., & FRIEDMANN, J. (Julho de 2022). *Hydrogen leakage: a potential risk for the hydrogen economy*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Center on Global Energy Policy at Columbia University SIPA: https://www.energypolicy.columbia.edu/sites/default/files/file-uploads/HydrogenLeakageRegulations_CGEP_Commentary_063022.pdf
- FENDT. (03 de 2023). *Fendt apresenta o primeiro trator movido a hidrogênio em evento na Alemanha*. Acesso em 11 de 02 de 2025, disponível em <https://vamosfendt.com.br/mundo-fendt/fendt-apresenta-o-primeiro-trator-movido-a-hidrogenio-em-evento-na-alemanha/>
- FERRAZ JUNIOR et al. (2014). Effect of organic loading rate on hydrogen production from sugarcane vinasse in thermophilic acidogenic packed bed reactors. *International Journal of Hydrogen Energy*, 39, pp. 16852-16862. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.08.017>
- FIERN. (2024). *Diretores da agência alemã GIZ visitam o RN e olham para além do hidrogênio verde*. Acesso em 11 de setembro de 2024, disponível em FIERN: <https://www.fiern.org.br/diretores-da-agencia-alema-giz-visitam-o-rn-e-olham-para-alem-hidrogenio-verde/>
- FROTANEWS. (2023). *Teste de uso do diesel verde HVO100 em 16 caminhões da equipe Mercedes-AMG de F1*. Acesso em 25 de setembro de 2024, disponível em FROTANEWS: <https://frotanews.com.br/teste-de-uso-do-diesel-verde-hvo100-em-16-caminhoes-da-equipe-mercedes-de-formula-1/>
- FUESS, L. T., Kiyuna, L., Ferraz Junior, A. D., Persinoti, G., Squina, F., Garcia, M., & Zaiat, M. (2017). Thermophilic two-phase anaerobic digestion using an innovative fixed-bed reactor for enhanced organic matter removal and bioenergy recovery from sugarcane vinasse. *Applied Energy*, 189, pp. 480-491. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.071>
- GASPER, R., & SEARCHINGER, T. (25 de Abril de 2018). *The Production and Use of Waste-Derived Renewable Natural Gas as a Climate Strategy in the United States*. Fonte: World Resources Institute (WRI): <https://www.wri.org/research/production-and-use-waste-derived-renewable-natural-gas-climate-strategy-united-states>
- GAUTAM et al. (1 de January de 2023). Bio-hydrogen production through microbial electrolysis cell: Structural components and influencing factors. *Chemical Engineering Journal*, pp. Volume 455, 1 January 2023, 140535. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.140535>.

- GHAFFRI, S., MUNRO, S., CARDELLA, U., FUNKE, T., ..., & MAY, E. (2022). Hydrogen liquefaction: a review of the fundamental physics, engineering practice and future opportunities. *Energy & Environmental Science*, 15, pp. 2690–2731 . doi:10.1039/d2ee00099g
- GLOBALFERT. (2024). *Outlook GlobalFert 2024*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://globalfert.com.br/Anuario-OGF-2024/>
- GRUBERT, E. (11 de Agosto de 2020). At scale, renewable natural gas systems could be climate intensive: the influence of methane feedstock and leakage rates. *Environmental Research Letters*, 15, p. 084041. doi:10.1088/1748-9326/ab9335
- HANNULA, I. (2016). Hydrogen enhancement potential of synthetic biofuels manufacture in the European context: A techno-economic assessment. *Energy*, 104, pp. 199-212. doi:<https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.03.119>
- IBERDROLA. (2023). *Metanol verde: o combustível que pode acelerar a transição energética do transporte marítimo*. Acesso em 2 de janeiro de 2024, disponível em IBERDROLA: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/hidrogenio-verde/metanol-verde>
- ICAO. (Outubro de 2024). *CORSIA Methodology for Calculating Actual Life Cycle Emissions Values, Fifth Edition*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em International Civil Aviation Organization: <https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Pages/CORSIA-Eligible-Fuels.aspx>
- IEA. (18 de Março de 2019). *Are aviation biofuels ready for take off?* Acesso em Novembro de 2024, disponível em International Energy Agency (IEA): <https://www.iea.org/commentaries/are-aviation-biofuels-ready-for-take-off>
- IEA. (Novembro de 2022). *Opportunities for Hydrogen Production with CCUS in China*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em International Energy Agency (IEA): <https://www.iea.org/reports/opportunities-for-hydrogen-production-with-ccus-in-china>
- IEA. (Abril de 2023). *Towards hydrogen definitions based on their emissions intensity*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://www.iea.org/reports/towards-hydrogen-definitions-based-on-their-emissions-intensity>
- IEA. (2024a). *Global Hydrogen Review 2024*. Acesso em 11 de setembro de 2024, disponível em IEA: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>
- IEA. (18 de Julho de 2024b). *Brazil's opportunity to lead the global dialogue on energy and climate*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em International Energy Agency (IEA): <https://www.iea.org/commentaries/brazil-s-opportunity-to-lead-the-global-dialogue-on-energy-and-climate>
- IEA. (Março de 2024c). *CO2 Emissions in 2023*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em International Energy Agency (IEA): <https://www.iea.org/reports/co2-emissions-in-2023>
- IEA. (Setembro de 2024d). *World Energy Balances Highlights*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em International Energy Agency (IEA): <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances-highlights>
- IEA. (2024e). *The Role of E-fuels in Decarbonising Transport*. Acesso em 2 de outubro de 2024, disponível em IEA: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-e-fuels-in-decarbonising-transport>
- IEA. (2024f). *CCUS Projects Explorer*. Acesso em 10 de 02 de 2025, disponível em <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/ccus-projects-explorer>
- IEA. (Julho de 2024g). *Carbon Accounting for Sustainable Biofuels*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em International Energy Agency (IEA): <https://www.iea.org/reports/carbon-accounting-for-sustainable-biofuels>
- IEA BIOENERGY. (2020). *Bio-Based Chemicals*. Acesso em 29 de novembro de 2024, disponível em IEA BIOENERGY: <https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/02/Bio-based-chemicals-a-2020-update-final-200213.pdf>
- IEA BIOENERGY. (2020). *Green methanol from biogas in Denmark*. Acesso em 2 de janeiro de 2024, disponível em IEA BIOENERGY: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2020/12/Case-Story-DK_-Green-Methanol_web-1.pdf
- IEA BIOENERGY. (2025). *Biomass gasification for hydrogen production*. Fonte: <https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/biomass-gasification-for-hydrogen-production/>
- IFP Energies Nouvelles. (2025). *Life cycle assessment of e-/bio- methanol and e-/grey-/blue- ammonia for maritime transport*. Fonte: https://www.ifpenergiesnouvelles.fr/sites/ifpen.fr/files/inline-images/20250310_IFPEN_CMAGM_ok.pdf

- IRENA & RMI. (2023). *Creating a global hydrogen market: Certification to enable trade*. Abu Dhabi; Colorado: International Renewable Energy Agency (IRENA); RMI. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://www.irena.org/Publications/2023/Jan/Creating-a-global-hydrogen-market-Certification-to-enable-trade>
- IRENA. (2021). *Innovation outlook Renewable Methanol*. Acesso em 22 de setembro de 2024, disponível em METHANOL.ORG: https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/04/IRENA_Innovation_Renewable_Methanol_2021.pdf
- IRENA. (2022a). *Green hydrogen for industry: A guide to policy making*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em International Renewable Energy Agency (IRENA): https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_Green_Hydrogen_Industry_2022_.pdf
- IRENA. (2022b). *SECTOR COUPLING: A KEY CONCEPT FOR ACCELERATING THE ENERGY TRANSFORMATION*. Acesso em 18 de outubro de 2024, disponível em COALITION IRENA: https://coalition.irena.org/-/media/Files/IRENA/Coalition-for-Action/Publication/IRENA_Coalition_sector_coupling_2022.pdf
- IRENA. (2023). *Bioenergy & biofuels*. (IRENA) Acesso em 24 de October de 2023, disponível em <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Bioenergy-and-biofuels>
- IRENA. (31 de July de 2024). *Statistical Profiles. Energy Profile Brazil*. Acesso em 9 de janeiro de 2024, disponível em <https://www.irena.org/Data/Energy-Profiles>
- ITAIPU. (2024). *Itaipu recebe a primeira planta de produção de petróleo sintético a partir de biogás do Brasil*. Acesso em 10 de outubro de 2024, disponível em ITAIPU: <https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/noticia/itaipu-recebe-primeira-planta-de-producao-de-petroleo-sintetico-partir-de-b>
- ITAIPU PARQUETEC. (2024). *Foz do Iguaçu recebe primeira planta de produção de petróleo sintético a partir de biogás do Brasil*. Acesso em 31 de outubro de 2024, disponível em Itaipu Parquetec: <https://www.itaipuparquetec.org.br/foz-do-iguacu-recebe-primeira-planta-de-producao-de-petroleo-sintetico-a-partir-de-biogas-do-brasil/>
- IVANENKO, A., Laikova, A., Zhuravleva, E., Shekhurdina, S., Vishnyakova, A., Kovalev, A., . . . Litti, Y. (2024). Biological production of hydrogen: From basic principles to the latest advances in process improvement. *International Journal of Hydrogen Energy*(55), pp. 740-755. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.11.179>
- KAN et al. (8 de January de 2016). Lignocellulosic biomass pyrolysis: A review of product properties and effects of pyrolysis parameters. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, pp. Volume 57, May 2016, Pages 1126-1140. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.12.185>.
- KAPTEIJN, F., & MOULIJN, J. (2022). Structured catalysts and reactors – Perspectives for demanding applications. *Catalysis Today*, 283, pp. 5-14. doi:10.1016/j.cattod.2020.09.026
- KLERK, A. D. (2011). *Fischer-Tropsch Refining*. Wiley-VCH. Fonte: <https://www.wiley.com/en-us/Fischer-Tropsch+Refining-p-9783527635603>
- LARSON, E., GREIG, C., JENKINS, J., MAYFIELD, E., PASCALE, A., ..., & SWAN, A. (15 de Dezembro de 2020). *Net-Zero America: Potential Pathways, Infrastructure, and Impacts (interim report)*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Princeton University: https://netzeroamerica.princeton.edu/img/Princeton_NZA_Interim_Report_15_Dec_2020_FINAL.pdf
- LEE, R., SEIDL, L., & MEYER, B. (2021). Chemical storage of hydrogen in synthetic liquid fuels: building block for CO2-neutral mobility. *Clean Energy*, pp. 180–186. doi:10.1093/ce/zkab002
- LEPAGE, T., KAMMOUN, M., SCHMETZ, Q., & RICHEL, A. (January de 2021). Biomass-to-hydrogen: A review of main routes production, processes evaluation and techno-economical assessment. *Biomass and Bioenergy*, p. 105920. doi:10.1016/j.biombioe.2020.105920
- LIEBREICH, M. (12 de Dezembro de 2022). *Liebreich: The Unbearable Lightness of Hydrogen*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em BloombergNEF: <https://about.bnef.com/blog/liebreich-the-unbearable-lightness-of-hydrogen>
- LIEBREICH, M. (20 de Outubro de 2023). *Hydrogen Ladder Version 5.0*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Thoughts of Chairman Michael: <https://mliebreich.substack.com/p/hydrogen-ladder-version-50>
- LIU et al. (1 de November de 2020). Overview of Biomass Conversion to Electricity and Hydrogen and Recent Developments in Low-Temperature Electrochemical Approaches. *Engineering*, p. <https://doi.org/10.1016/j.eng.2020.02.021>.
- LIU, W., CUI, Y., DU, X., ZHANG, Z., CHAO, Z., & DENG, Y. (2016). High efficiency hydrogen evolution from native biomass electrolysis. *Energy & Environmental Science*. doi:<https://doi.org/10.1039/C5EE03019F>

- LOU, Y., FAN, Z., FRIEDMANN, J., CORBEAU, A., AGRAWAL, M., & KHATRI, A. (09 de Janeiro de 2023). *The potential role of biohydrogen in creating a net-zero world: The production and applications of carbon-negative hydrogen*. Acesso em 2024, disponível em Center on Global Energy Policy at Columbia SIPA: <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/the-potential-role-of-biohydrogen-in-creating-a-net-zero-world/>
- LU, Y., & YEE, T. (2007). Influence of the Feed Gas Composition on the Fischer-Tropsch Synthesis in Commercial Operations. *Journal of Natural Gas Chemistry*, 16(4), pp. 329-341. doi:10.1016/S1003-9953(08)60001-8
- MACHADO, N. (Março de 2023). *Biogás quer decolar como combustível de aviação*. Fonte: Eixos: <https://eixos.com.br/combustiveis-e-bioenergia/biocombustiveis/biogas-quer-decolar-como-combustivel-de-aviacao/>
- MACHADO, N. (2024). Pernambuco firma acordo com European Energy para instalação de indústria de e-metanol em Suape. *Agência Eixos*. Fonte: <https://eixos.com.br/hidrogenio/pernambuco-firma-acordo-com-european-energy-para-instalacao-de-industria-de-e-metanol-em-suape/>
- MAERSK CENTER. (27 de Junho de 2024). *Global Availability of Biogenic CO2 and Implications for Maritime Decarbonization*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Fonden Mærsk Mc-Kinney Møller Center for Zero Carbon Shipping: <https://www.zerocarbonshipping.com/publications/global-availability-of-biogenic-co2-and-implications-for-maritime-decarbonization/>
- MAHINPEY et al. (29 de September de 2023). Chapter 9 - Biomass gasification for hydrogen production: a pathway to cleaner energy transition. *Biomass to Bioenergy. Modern Technological Strategies for Biorefineries*, pp. Woodhead Series in Bioenergy. <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-15377-8.00009-6>.
- MALINS, C. (Novembro de 2017). *What role is there for electrofuel technologies in European transport's low carbon future?* Acesso em Novembro de 2024, disponível em Ceruly: https://te-cdn.ams3.cdn.digitaloceanspaces.com/files/2017_11_Ceruly_study_What_role_electrofuels_final_0.pdf
- MAPA. (2024). *Projeções do Agronegócio - Brasil 2023/24 a 2033/34*. Brasília: Ministério da Agricultura e Pecuária. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/politica-agricola/todas-publicacoes-de-politica-agricola/projecoes-do-agronegocio/projecoes-do-agronegocio-2024-2034.pdf/view>
- MATSUURA, M., SCACHETTI, M., CHAGAS, M., SEABRA, J., BONOMI, A., BAYMA, G., . . . NOVAES, R. (Março de 2018). *ANP - Consultas e Audiências Públicas - nº 10/2018*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em RenovaCalc: Método e ferramenta para a contabilidade da Intensidade de Carbono de Biocombustíveis no Programa RenovaBio: https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/consultas-e-audiencias-publicas/consulta-audiencia-publica/2018/arquivos-consultas-e-audiencias-publicas-2018/cap-10-2018/cp10-2018_nota-tecnica-renova-calc.pdf/view
- MAZLOOMI, K., & GOMES, C. (Junho de 2012). Hydrogen as an energy carrier: Prospects and challenges. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16, pp. 3024-3033. doi:10.1016/j.rser.2012.02.028
- MENEGAT, S., LEDO, A., & TIRADO, R. (25 de Agosto de 2022). Greenhouse gas emissions from global production and use of nitrogen synthetic fertilisers in agriculture. *Scientific Reports*, 12, p. 14490. doi:10.1038/s41598-022-18773-w
- MENEZES, J. P. (2018). *Reforma a vapor do glicerol com catalisadores de níquel suportados em alumina e nióbia: influência das variáveis de processo e modelagem cinética*. RIO DE JANEIRO: Dissertação de Mestrado EQ/UFRJ. Fonte: <http://tpqb.eq.ufrj.br/download/reforma-a-vapor-do-glicerol-com-catalisadores-de-niquel-suportados-em-alumina-e-niobia.pdf>
- METHANOL INSTITUTE. (2024). *Renewable Methanol*. Acesso em 11 de julho de 2024, disponível em METHANOL INSTITUTE: <https://www.methanol.org/renewable/>
- MME. (2023). *CNPE aprova antecipação do B14 para março de 2024 e B15 para março de 2025, incentivando a produção de biocombustíveis e a transição energética*. Acesso em 2 de janeiro de 2024, disponível em [gov.br/mme: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-aprova-antecipacao-do-b14-para-marco-de-2024-e-b15-para-marco-de-2025-incentivando-a-producao-de-biocombustiveis-e-a-transicao-energetica#:~:text=O%20Conselho%20Nacional%20de%20Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A](https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/cnpe-aprova-antecipacao-do-b14-para-marco-de-2024-e-b15-para-marco-de-2025-incentivando-a-producao-de-biocombustiveis-e-a-transicao-energetica#:~:text=O%20Conselho%20Nacional%20de%20Pol%C3%ADtica%20Energ%C3%A)
- MOLINO, A., CHIANESE, S., & MUSMARRA, D. (January de 2016). Biomass gasification technology: The state of the art overview. *Journal of Energy Chemistry*, pp. 10-25. doi:10.1016/j.jchem.2015.11.005
- MONTEIRO, R., SANTOS, I., ARCANJO, M., CAVALCANTE, C., LUNA, F., FERNANDEZ-LAFUENTE, R., & VIEIRA, R. (2022). Production of Jet Biofuels by Catalytic Hydroprocessing of Esters and Fatty Acids: A Review. *Catalysts*, pp. 237 - 261. doi:10.3390/catal12020237

- MOREIRA, M., ARANTES, S., GAROFALO, D., SILVA, J., SOUZA, G., ..., & CRUZ, G. (Novembro de 2024). *Evaluation of the Brazilian RenovaBio conversion-free criteria on land use change emissions - Brazilian Biofuel Program and the use of risk-management approach*. Acesso em Dezembro de 2024, disponível em IEA Bioenergy: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/11/Report_ILUC_RenovaBio_t45_Final-version.pdf
- MUKOMA, P., HILDEBRANDT, D., & GLASSER, D. (2006). A Process Synthesis Approach To Investigate the Effect of the Probability of Chain Growth on the Efficiency of Fischer-Tropsch Synthesis. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 45(17). doi:10.1021/ie0505256
- MURPHY, J., RUSMANIS, D., GRAY, N., & O'SHEA, R. (Janeiro de 2024). *Circular economy approaches to integration of anaerobic digestion with Power to X technologies*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em IEA Bioenergy Task 37: https://www.ieabioenergy.com/wp-content/uploads/2024/03/IEA_power_to_X_Report.pdf
- NEMMOUR et al. (2023). Green hydrogen-based E-fuels (E-methane, E-methanol, E-ammonia) to support clean energy transition: A literature review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(75), pp. 29011-29033. doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.03.240>
- NETO et al. (2000). Produção de biocombustível alternativo ao óleo diesel através da transesterificação de óleo de soja usado em frituras. *Química Nova*, 4. doi:<https://doi.org/10.1590/S0100-40422000000400017>
- NG et al. (2021). Global biorenewable development strategies for sustainable aviation fuel production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111502>
- NIERMANN, M., BECKENDORFF, A., KALTSCHMITT, M., & BONHOFF, K. (Março de 2019). Liquid Organic Hydrogen Carrier (LOHC) – Assessment based on chemical and economic properties. *International Journal of Hydrogen Energy*, 44, pp. 6631-6654. doi:10.1016/j.ijhydene.2019.01.199
- OCKO, I., & HAMBURG, S. (20 de Julho de 2022). Climate consequences of hydrogen emissions. *Atmospheric Chemistry and Physics*, 22(14), pp. 9349–9368. doi:<https://doi.org/10.5194/acp-22-9349-2022>
- OLIVEIRA, G., LOBO, C., CARVALHO, F., RUIZ, J., LIRA, D., & BARBOSA, T. (2022). Produção de gás de síntese utilizando glicerina no processo de Recirculação Química. *Apresentação no 61º CONGRESSO BRASILEIRO DE QUÍMICA*. Rio de Janeiro. Fonte: <https://www.abq.org.br/cbq/2022/trabalhos/5/283-412.html>
- OLIVEIRA, L., SOUZA, L., MACHADO, B., TREVISAN, S., GASPARRINI, L., & ALVES, H. (2021). Obtenção de gás de síntese por reforma a seco do metano em unidade piloto. *MATÉRIA*, 26. doi:<https://doi.org/10.1590/S1517-707620210003.13024>
- OUR WORLD IN DATA. (2023). *Agricultural production*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://ourworldindata.org/agricultural-production>
- PALYS, M., & DAOUTIDIS, P. (2022). Power-to-X: A review and perspective. *Computers & Chemical Engineering*, p. 107948. doi:10.1016/j.compchemeng.2022.107948
- PANG. (6 de July de 2023). Recent advances in thermochemical conversion of woody biomass for production of green hydrogen and CO2 capture: A review. *Journal Bioresources and Bioproducts*, p. <https://doi.org/10.1016/j.jobab.2023.06.002>
- PARKINSON, et al. (2019). Levelized cost of CO2 mitigation from hydrogen production routes. *Energy & Environmental Science*, 12, pp. 19-40. doi:10.1039/C8EE02079E
- PAVLENKO, N., & KHARINA, A. (2018). *Policy and Environmental Implications of Using HEFA+ for Aviation*. Acesso em 27 de outubro de 2024, disponível em INTERNATIONAL COUNCIL ON CLEAN TRANSPORTATION: https://theicct.org/sites/default/files/publications/Green-Diesel-Aviation_ICCT-Working-Paper_20180321_vF.pdf
- PEECOCK, A., HULL-BAILEY, B., HASTINGS, A., MARTINEZ-FELIPE, A., & WILCOX, L. (Dezembro de 2024). Techno-economic assessment of liquid carrier methods for intercontinental shipping of hydrogen: A case study. *International Journal of Hydrogen Energy*, 94, pp. 971-983. doi:10.1016/j.ijhydene.2024.11.205
- PETROBRAS. (dezembro de 2024). *Plano de Negócios Petrobras 2025-2029*. Acesso em 30 de janeiro de 2025, disponível em Petrobras: <https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/4c9eccc5-c298-081d-799f-217fff1a1c82?origin=2>
- PETROBRAS. (Janeiro de 2025). *Chamada para Aquisição de Biometano*. Acesso em Janeiro de 2025, disponível em Petrobras: <https://petrobras.com.br/negocios/aquisicao-de-biometano>

- PROQR. (Julho de 2019). *Geração de combustíveis sintéticos de aviação a partir da glicerina oriunda da produção de biodiesel*. Fonte: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/combustivel-do-futuro/subcomites-1/probioqav/proqr_estudo-geracao-de-gas-de-sintese.pdf
- PROQR. (Julho de 2021). *Potencial de diferentes indústrias no Brasil para produzir gás de síntese*. Acesso em Novembro de 2025, disponível em <https://ptx-hub.org/wp-content/uploads/2021/09/Potencial-Producao-de-Gas-de-Sintese-Industria-Brasileira-PT.pdf>
- PUIG-SAMPER, G., BARGIACCHI, E., IRIBARREN, D., & DUFOUR, J. (2024). Life-cycle assessment of hydrogen systems: A systematic review and meta-regression analysis. *Journal of Cleaner Production*, p. 143330. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.143330>
- QUELHAS, A., SOUSA, E., SANTOS, M., & BRASIL, N. (2012). Geração de Hidrogênio. Em M. A. ARAUJO, N. I. BRASIL, & E. C. SOUSA, *Processamento de Petróleo e Gás* (p. 259). Rio de Janeiro: LTC.
- RABELO, S., SCOPEL, E., ARAUJO, M., BRETAS, A., & COSTA, A. (2023). Biorrefinarias para Produção de Biocombustíveis. Em R. NUNES, & M. REZENDE, *Tecnologias Ambientais*. São Carlos: Editora Cubo.
- RAÍZEN. (20 de Setembro de 2021). *Comunicado ao Mercado - Contrato Biometano*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://ri.raizen.com.br/divulgacoes-e-documentos/aviso-comunicados-e-fatos-relevantes/>
- RAÍZEN. (sd). *Raízen anuncia a construção da sua segunda planta de Biogás, a primeira dedicada à produção de gás natural renovável*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://www.raizen.com.br/sala-de-imprensa/raizen-anuncia-a-construcao-da-sua-segunda-planta-de-biogas-a-primeira-dedicada-a-producao-de-gas-natural-renovavel>
- RAMOS, A., MARQUES, J., SANTOS, V., FREITAS, L., SANTOS, R., & SOUZA, M. (2011). Atual estágio de desenvolvimento da tecnologia GTL e perspectivas para o Brasil. *Química Nova*, 34(10), pp. 1704-1716. doi:10.1590/S0100-40422011001000004
- REPSOL SINOPEC BRASIL. (05 de 04 de 2021). *Repsol Sinopec inicia projeto que desenvolverá tecnologia de captura de CO2 para produção de hidrocarbonetos verdes*. Acesso em 10 de 02 de 2025, disponível em <https://repsolsinopec.com.br/noticias/repsol-sinopec-inicia-projeto-que-desenvolvera-tecnologia-de-captura-de-co2-para-producao-de-hidrocarbonetos-verdes/>
- RESTREPO-VALENCIA, S., CAPAZ, R. S., & ORTIZ, P. S. (13 de 02 de 2025). Waste biogenic carbon to alternative methanol production: a comprehensive analysis for ethanol distilleries. *Journal of Cleaner Production*. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2025.145019>
- RODRÍGUEZ et al. (5 de Abril de 2023). A fundamental level understanding of the oxidative steam reforming of ethanol (OSRE) reaction: A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(29). doi:<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.12.147>
- ROITMAN, T. (2019). *Perspectivas e propostas de inserção de bioquerosene de aviação no transporte aéreo de passageiros no Brasil*. Dissertação de Mestrado, PPE/COPPE/UFRJ. Fonte: <https://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/12266/1/TamarRoitman-min.pdf>
- ROSA, B. (2024). Petrobras terá primeira fábrica de metanol verde, combustível usado em navios, do Brasil. *O Globo*. Fonte: <https://oglobo.globo.com/economia/negocios/noticia/2024/11/28/petrobras-tera-primeira-fabrica-de-metanol-verde-combustivel-usado-em-navios-do-brasil.ghtml>
- ROYAL SOCIETY. (2019). *Sustainable synthetic carbon-based fuels for transport*. Acesso em Novembro de 2025, disponível em <https://royalsociety.org/-/media/policy/projects/synthetic-fuels/synthetic-fuels-briefing.pdf>
- RSB. (2023). *Power-to-X in the sustainable transition*. Acesso em 18 de outubro de 2024, disponível em RSB: <https://rsb.org/wp-content/uploads/2023/08/23-12-8-RSB-PtX-Handbook.pdf>
- RUBINSIN, N. J., KARIM, N. A., TIMMIATI, S. N., LIM, K. L., ISAHAK, W. N., & PUDUKUTY, M. (5 de Septemer de 2023). An overview of the enhanced biomass gasification for hydrogen production. *International journal o f hydrogen energy*, p. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.09.043>.
- SANJAYA & ABBAS. (11 de November de 2022). Plasma gasification as an alternative energy-from-waste (EFW) technology for the circular economy: An environmental review. *Resources, Conservation and Recycling*, pp. Volume 189, February 2023, 106730. <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2022.106730>.
- SENAI. (01 de Setembro de 2023). *RN ganha primeira planta piloto do Brasil para produzir combustível sustentável de aviação*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://www.rn.senai.br/rn-ganha-primeira-planta-piloto-brasil-para-produzir-combustivel-sustentavel-de-aviacao/>

- SENAI-RN. (2023). *Brasil inaugura primeira planta piloto para produzir combustível sustentável de aviação; infraestrutura foi instalada no RN*. Acesso em 11 de setembro de 2024, disponível em SENAI-RN: <https://www.rn.senai.br/brasil-inaugura-primeira-planta-piloto-para-produzir-combustivel-sustentavel-de-aviacao-infraestrutura-foi-instalada-no-rn/>
- SHAFIEE, R. T., & SCHRAG, D. P. (18 de Dezembro de 2024). Carbon abatement costs of green hydrogen across end-use sectors. *Joule*, 8, pp. 1–9. doi:<https://doi.org/10.1016/j.joule.2024.09.003>
- SHARMA et al. (6 de junho de 2015). Biomass pyrolysis—A review of modelling, process parameters and catalytic studies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.04.193>.
- SINGH et al. (23 de October de 2023). Green hydrogen production from biomass – A thermodynamic assessment of the potential of conventional and advanced bio-oil steam reforming processes. *International Journal of Hydrogen Energy*, p. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.099>.
- SMAGALA et al. (2013). Hydrocarbon Renewable and Synthetic Diesel Fuel Blendstocks: Composition and Properties. *Energy & Fuels*, 1, pp. 237–246. doi:[dx.doi.org/10.1021/ef3012849](https://doi.org/10.1021/ef3012849)
- SOLLAI et al. (2023). Renewable methanol production from green hydrogen and captured CO₂: A techno-economic assessment. *Journal of CO₂ Utilization*, 68, p. 102345. doi:<https://doi.org/10.1016/j.jcou.2022.102345>
- SORIA et al., 2. (15 de May de 2019). Hydrogen production through steam reforming of bio-oils derived from biomass pyrolysis: Thermodynamic analysis including in situ CO₂ and/or H₂ separation. *Fuel*, pp. Volume 244, 15 May 2019, Pages 184-195. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.01.156>.
- SOUZA, M. d. (2018). *Hidrogênio e Células a Combustível* (1 ed.). Synergia Editora.
- SPATH, P., & DAYTON, D. (Dezembro de 2003). *Preliminary Screening - Technical and Economic Assessment of Synthesis Gas to Fuels and Chemicals with Emphasis on the Potential for Biomass-Derived Syngas*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em NREL - National Renewable Energy Laboratory: <https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/34929.pdf>
- STENINA & YAROSLAVTSEV. (26 de December de 2022). Modern Technologies of Hydrogen Production. *Hydrogen Production and Purification*, p. <https://doi.org/10.3390/pr11010056>.
- SUZANO. (07 de 03 de 2024). *Eletrobras e Suzano se unem para desenvolver mercado de produção de hidrogênio verde e combustíveis sintéticos*. Acesso em 10 de 02 de 2025, disponível em <https://www.suzano.com.br/noticia/eletrobras-e-suzano-se-unem-para-desenvolver-mercado-de-producao-de-hidrogenio-verde-e-combustiveis-sinteticos>
- SWAIN, P., DAS, L., & NAIK, S. (December de 2011). Biomass to liquid: A prospective challenge to research and development in 21st century. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(9), pp. 4917-4933. doi:10.1016/j.rser.2011.07.061
- TOTAL. (24 de Setembro de 2020). *Energy Transition: Total Is Investing More Than €500 Million To Convert Its Grandpuits Refinery Into a Zero-Crude Platform for Biofuels and Bioplastics*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://totalenergies.com/news/news/energy-transition-total-investing-more-eu500-million-convert-its-grandpuits-refinery-zero>
- TOTAL. (sd). *Grandpuits: A Zero-Crude Platform in 2025*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://totalenergies.com/expertise-energies/projets/bioenergies/grandpuits-biofuels-bioplastics>
- UDOP. (2024). *O e-fuel como opção para descarbonizar os transportes*. Acesso em 11 de outubro de 2024, disponível em UDOP: <https://www.udop.com.br/noticia/2024/03/27/o-e-fuel-como-opcao-para-descarbonizar-os-transportes-por-sergio-eminente.html>
- UK GOVERNMENT. (08 de Abril de 2022). *Fugitive hydrogen emissions in a future hydrogen economy*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Department for Energy Security and Net Zero and Department for Business, Energy & Industrial Strategy: <https://www.gov.uk/government/publications/fugitive-hydrogen-emissions-in-a-future-hydrogen-economy>
- UNFCCC. (15 de Junho de 2004). *Information on Global Warming Potentials*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC): <https://unfccc.int/resource/docs/tp/tp0403.pdf>
- US. (03 de Janeiro de 2025). *U.S. Department of the Treasury Releases Final Rules for Clean Hydrogen Production Tax Credit*. Acesso em Março de 2025, disponível em U.S. Department of the Treasury - Press Releases: <https://home.treasury.gov/news/press-releases/jy2768>
- USDA. (2024). *World markets and trade - Sugar, Grains, Oilseeds, Cotton, Coffee, Livestock and Poultry*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em United States Department of Agriculture: <https://fas.usda.gov/data>

- USP. (10 de agosto de 2023). *Cidade Universitária terá a primeira estação de hidrogênio renovável a partir do etanol do mundo*. Acesso em 26 de julho de 2024, disponível em Jornal da USP: <https://jornal.usp.br/institucional/cidade-universitaria-tera-a-primeira-estacao-de-hidrogenio-renovavel-a-partir-do-etanol-do-mundo/>
- VINHADO, F., SOUZA, L., & GONÇALVES, M. (2019). *Regulamentação e garantia da qualidade de combustíveis de aviação sustentáveis*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em I Congresso da Rede Brasileira de Bioquerosene e Hidrocarbonetos Renováveis para Aviação: <https://ubrabio.com.br/wp-content/uploads/2019/08/CURSO-1-FABIO-VINHADOANP-LORENAANP-MARCELO-GON%C3%87ALVESEMBRAER-1.pdf>
- WAKIN, G., & TOVAR, M. (21 de Novembro de 2023). *Hydrogen for Decarbonization: A Realistic Assessment*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em Clean Air Task Force (CATF): <https://www.catf.us/resource/hydrogen-decarbonization-realistic-assessment/>
- WARDACH-SWIECICKA, I., & KARDAS, D. (Janeiro de 2023). Prediction of Pyrolysis Gas Composition Based on the Gibbs Equation and TGA Analysis. *Energies*, p. 1147. doi:<https://doi.org/10.3390/en16031147>
- WBA. (2024). *GLOBAL BIOENERGY STATISTICS 2024*. Stockholm, Sweden. Fonte: <https://www.worldbioenergy.org/global-bioenergy-statistics/>
- WEISS, G. (19 de Agosto de 2024). *Ajinomoto e Yara firmam acordo de compra de amônia produzida a partir de biometano*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://globorural.globo.com/negocios/noticia/2024/08/ajinomoto-e-yara-firmam-acordo-de-compra-de-amonia-produzida-a-partir-de-biometano.ghtml>
- WORLD BANK. (2025). *Methanol (methyl alcohol) exports by country in 2023*. Acesso em Março de 2025, disponível em World Integrated Trade Solution (WITS) - World Bank: <https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/ALL/year/2023/tradeflow/Exports/partner/WLD/product/290511>
- WWF-BRASIL. (01 de Junho de 2023). *Rotas para a produção de hidrogênio sustentável no Brasil - Análise ambiental e econômica*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em WWF-BRASIL: https://wwfbrnew.awsassets.panda.org/downloads/factsheet_hidrogeniobaixocarbono_final.pdf
- YAMAMOTO, E. (2023). *Cidade Universitária terá a primeira estação de hidrogênio renovável a partir do etanol do mundo*. Fonte: <https://jornal.usp.br/institucional/cidade-universitaria-tera-a-primeira-estacao-de-hidrogenio-renovavel-a-partir-do-etanol-do-mundo/>
- YARA. (21 de Setembro de 2021). *Yara anuncia aquisição de biometano e dá primeiro passo para a produção de amônia verde no Brasil*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://www.yarabrasil.com.br/noticias-e-eventos/press-releases/biometano/>
- YOUNAS et al. (11 de Fevereiro de 2022). An Overview of Hydrogen Production: Current Status, Potential, and Challenges. *Fuel*, p. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2022.123317>.
- ZAPAROLLI, D. (2023). *Elétricos movidos a etanol*. Fonte: <https://revistapesquisa.fapesp.br/eletricos-movidos-a-etanol/>
- ZECH et al. (2018). Techno-economic assessment of a renewable bio-jet-fuel production using power-to-gas. *Applied Energy*, pp. 997-1006. doi:<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.169>
- ZHANG et al. (27 de Abril de 2023). A review of biomass pyrolysis gas: Forming mechanisms, influencing parameters, and product application upgrades. *Fuel*, p. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2023.128461>.
- ZHANG, H., SUN, Z., & HU, Y. H. (2021). Steam reforming of methane: Current states of catalyst design and process upgrading. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, p. 111330. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111330>
- ZHANG, T., URATANI, J., HUANG, Y., XU, L., GRIFFITHS, S., & DING, Y. (Abril de 2023). Hydrogen liquefaction and storage: Recent progress and perspectives. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 176, p. 113204. doi:<https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113204>
- ZHOU, Y., SWIDLER, D., SEARLE, S., & BALDINO, C. (2021). *Life-cycle greenhouse gas emissions of biomethane pathways in the European Union*. Acesso em Novembro de 2024, disponível em <https://theicct.org/sites/default/files/publications/lca-biomethane-hydrogen-eu-oct21.pdf>