

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

GABRIELA BRUNA RAUBER KLAMT

**ESTUDO SOBRE A PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO DE BAIXO
CARBONO POR MEIO DO SUPRIMENTO ENERGÉTICO POR SOLAR
FOTOVOLTAICA E POR BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR: UMA
PROPOSTA DE AVALIAÇÃO INTEGRADA DA PERFORMANCE
ENERGÉTICA**

FLORIANÓPOLIS, 2025

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA
CURSO SUPERIOR DE TECNOLOGIA EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

GABRIELA BRUNA RAUBER KLAMT

**ESTUDO SOBRE A PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO DE BAIXO
CARBONO POR MEIO DO SUPRIMENTO ENERGÉTICO POR SOLAR
FOTOVOLTAICA E POR BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR: UMA
PROPOSTA DE AVALIAÇÃO INTEGRADA DA PERFORMANCE
ENERGÉTICA**

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para aprovação obtenção do título de Engenheira Eletricista.

Orientador:
Prof. Everthon Taghori Sica, D.Eng.

FLORIANÓPOLIS, 2025

Klamt, Gabriela Bruna Rauber
ESTUDO SOBRE A PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO POR MEIO
DO SUPRIMENTO ENERGÉTICO POR SOLAR FOTOVOLTAICA E POR BIOMASSA
DA CANA-DE-AÇÚCAR : UMA PROPOSTA DE AVALIAÇÃO INTEGRADA DA
PERFORMANCE ENERGÉTICA / Gabriela Bruna Rauber Klamt ;
orientador, Everthon Taghori Sica, 2025.
128 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Instituto Federal
de Santa Catarina, Campus Florianópolis, Graduação em Engenharia
eletrica, Florianópolis, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia eletrica. 2. Engenharia Elétrica. 3. Hidrogênio de
baixo carbono. 4. Performance energética. 5. Rotas tecnológicas
de produção de hidrogênio. I. Sica, Everthon Taghori. II.
Instituto Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia
eletrica. III. Título.

ESTUDO SOBRE A PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO DE BAIXO CARBONO POR MEIO DO SUPRIMENTO ENERGÉTICO POR SOLAR FOTOVOLTAICA E POR BIOMASSA DA CANA-DE-AÇÚCAR: UMA PROPOSTA DE AVALIAÇÃO INTEGRADA DA PERFORMANCE ENERGÉTICA

GABRIELA BRUNA RAUBER KLAMT

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro(a) Eletricista e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 06 de março, 2025.

Banca Examinadora:

Prof. Everthon Taghori Sica, D.Eng.

Prof. Daniel Tenfen, Dr. Eng.

Rayane Kunert Langbehn, D. Eng.

AGRADECIMENTOS

Dedico esta seção à minha família, que, através do seu exemplo diário, me inspirou e incentivou a seguir este curso, que se tornou um sonho. Agradeço o apoio incondicional, que, mesmo à distância, sempre fizeram o possível para que este momento se tornasse realidade. Agradeço também aos meus irmãos, Lucas e Amanda, pela proximidade e pelo carinho que sempre demonstraram. Vocês são parte essencial da minha trajetória.

Um agradecimento especial ao meu companheiro, Rafael, que esteve ao meu lado em todos os momentos, e me acompanhou durante estudos, trabalhos e desafios acadêmicos. Sua presença foi fundamental para que eu chegasse até aqui.

Às amigadas que construí ao longo desse caminho, em especial, à Pâmella, que foi uma fonte constante de incentivo e motivação, acompanhando-me até a conclusão deste curso.

Aos professores que tive o privilégio de conhecer, meu sincero agradecimento por dedicarem seu tempo e conhecimento para nos preparar tanto academicamente quanto profissionalmente. Destaco aqui o professor Sica, que não apenas orientou este trabalho com maestria, mas também foi uma grande inspiração desde a primeira disciplina lecionada por ele que eu pude cursar

Aos membros da banca, agradeço a atenção e contribuição neste momento tão importante.

Por fim, sou imensamente grata por todas as experiências que vivenciei ao longo da minha jornada acadêmica. As oportunidades que tive na empresa júnior Lamp, bem como nos estágios que realizei, foram fundamentais para a minha formação profissional e pessoal. Cada desafio superado e cada aprendizado adquirido foram peças essenciais para que eu chegasse até aqui.

RESUMO

Os desafios para alcançar uma matriz energética limpa ganharam destaque global, especialmente diante das mudanças climáticas. O setor energético tem investido em soluções para promover a descarbonização, com a produção de hidrogênio verde surgindo como uma alternativa promissora. O Brasil, com uma matriz elétrica 89,2% renovável em 2023 e uma matriz energética com 49,1% de fontes renováveis, está bem posicionado para liderar essa transição. Para reduzir emissões de gases de efeito estufa, a produção de hidrogênio deve focar em recursos energéticos não esgotáveis. Duas rotas se destacam: eletrólise alimentada por energia solar fotovoltaica e reforma a vapor do biometano derivado do bagaço de cana-de-açúcar, ambas com grande potencial no país devido à abundância de recursos naturais e expertise em biocombustíveis. Este estudo avaliou a performance energética e os impactos ambientais em ocupação do solo dessas rotas para uma planta de hidrogênio no Nordeste do Brasil. A eletrólise com energia solar fotovoltaica mostrou alta eficiência, com produtividade de 37.433,97 kg de hidrogênio por hectare ao ano, especialmente no Nordeste do Brasil, onde o fator de capacidade é de 31,46%. Essa rota garante um retorno energético positivo, com superávit de 5,55% já no primeiro ano. Apesar do investimento inicial em módulos fotovoltaicos e pilhas eletrolíticas, a alta eficiência (90% a 99%) e a capacidade de gerar hidrogênio em larga escala justificam o custo. Além disso, promove uso eficiente do solo, embora exija manutenção e replantio para minimizar impactos do desmatamento. Já a reforma a vapor do biometano derivado do bagaço de cana-de-açúcar apresentou produtividade menor, de 363,76 kg de hidrogênio por hectare ao ano, devido à complexidade da cadeia de processos, que vai do cultivo da cana à conversão do biogás em hidrogênio. A energia demandada no cultivo e processamento foi de 19.101,9 MJ por hectare, com destaque para fertilizantes e agrotóxicos. Apesar da menor eficiência, essa rota promove circularidade na cadeia sucroenergética, transformando resíduos agrícolas em recurso energético e contribuindo para a sustentabilidade. Ambas as rotas são viáveis e complementares, podendo ser integradas em sistemas híbridos. A rota fotovoltaica é mais eficiente e escalável, ideal para regiões com alta irradiação solar, enquanto a rota da biomassa é uma opção para áreas com menor disponibilidade de luz solar, além de promover sustentabilidade agrícola. Para equilibrar produção energética e preservação ambiental, é essencial adotar práticas sustentáveis e considerar as particularidades de cada região. Ambas as tecnologias são fundamentais para a transição energética e a redução de emissões, alinhando-se aos objetivos globais de sustentabilidade e fortalecendo o papel do Brasil como líder em energias renováveis.

Palavras-chave: Hidrogênio de baixo carbono. Eletrolisador PEM. Reforma a vapor de biometano. Performance energética.

ABSTRACT

The challenges of achieving a clean energy matrix have gained global prominence, particularly in the context of climate change. The energy sector has been investing in decarbonization solutions, with green hydrogen production emerging as a promising alternative. Brazil, with its electricity matrix being 89.2% renewable in 2023 and its overall energy matrix reaching 49.1% renewable sources, is well-positioned to lead this transition. To reduce greenhouse gas emissions, hydrogen production must prioritize inexhaustible energy resources. Two key pathways stand out: electrolysis powered by photovoltaic solar energy and steam reforming of biomethane derived from sugarcane bagasse, both of which hold significant potential in Brazil due to the country's abundant natural resources and expertise in biofuels. A study evaluating the energy performance and environmental impacts of these pathways—particularly regarding land use—for a hydrogen plant in northeastern Brazil revealed important insights. Photovoltaic-powered electrolysis demonstrated high efficiency, producing 37,433.97 kg of hydrogen per hectare annually, especially in northeastern Brazil, where solar capacity reaches 31.46%. This method ensures a positive energy return, yielding a 5.55% surplus in the first year alone. Despite the initial investment in solar panels and electrolyzers, its high efficiency (90–99%) and scalability justify the cost. Additionally, it promotes efficient land use, though it requires careful maintenance and replanting strategies to mitigate deforestation effects. On the other hand, steam reforming of sugarcane bagasse-derived biomethane showed lower productivity, generating 363.76 kg of hydrogen per hectare annually due to the complexity of the process, which spans from sugarcane cultivation to biogas conversion. The energy demand for cultivation and processing reached 19,101.9 MJ per hectare, largely due to fertilizers and pesticides. While less efficient, this pathway enhances circularity in the sugarcane industry by converting agricultural waste into energy, contributing to sustainability. Both approaches are viable and complementary, potentially integrated into hybrid systems. Photovoltaic electrolysis is more efficient and scalable, ideal for high-solar regions, while biomass-based hydrogen production suits areas with lower solar availability while supporting agricultural sustainability. Balancing energy production with environmental preservation requires sustainable practices tailored to regional conditions. These technologies are essential for the energy transition, aligning with global sustainability goals and reinforcing Brazil's leadership in renewable energy.

Keywords: Low-carbon hydrogen. PEM electrolyzer. Steam reforming of biomethane. Energy performance.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Emissões globais de GEE por setor.....	23
Figura 2 - Matriz elétrica mundial	25
Figura 3 - Taxonomia de cores do hidrogênio	28
Figura 4 - Estimativa de demanda global de hidrogênio em 2050.....	29
Figura 5 - Fluxo energético BEN 2024/ ano base 2023.....	30
Figura 6 - Capacidade de redução de GEE com hidrogênio entre 2030 e 2050	31
Figura 7 - Matriz energética Brasil/mundo.....	33
Figura 8 - Variação em milhões de toneladas equivalentes de petróleo 2023/2022	34
Figura 9 - Matriz elétrica brasileira estimada 2024, 2029 e 2034.	34
Figura 10 - Matriz elétrica brasileira 2023	35
Figura 11 - Histórico de participação de fontes renováveis na matriz brasileira	36
Figura 12 - Geração de energia solar fotovoltaica.....	39
Figura 13 - Irradiação solar do Brasil [Wh/m ² .dia] e potência de projetos FV outorgados [GW].....	40
Figura 14 - Módulos fotovoltaicos importados pelo Brasil 2024	42
Figura 15 - Cadeia de produção de um módulo FV.....	43
Figura 16 - Processo de produção de módulo fotovoltaico	44
Figura 17 - Processo de Czochralski.....	45
Figura 18 - Processo de produção de célula fotovoltaica PERC	46
Figura 19 - Processo de montagem do módulo fotovoltaico	47
Figura 20 - Processo produtivo usina sucroenergética	50
Figura 21 - Demanda de biometano no mundo	53
Figura 22 - Produção esperada de biometano no Brasil em 2027 por matéria-prima	54
Figura 23 - Publicações bibliográficas em relação a hidrogênio	57
Figura 24 - Rotas tecnológicas para produção de hidrogênio	58
Figura 25 - Produção de hidrogênio por tecnologia e região, 2021-2024.....	59
Figura 26 - Esquema geral de uma célula de eletrólise alcalina.	62
Figura 27 - Design de um sistema típico de uma planta para eletrolisador alcalino.	63
Figura 28 - Esquema geral de uma célula de eletrólise através de Membrana de Troca de Prótons (PEM)	64
Figura 29 - Design de um sistema típico de uma planta para eletrolisador PEM	65
Figura 30 - Esquema geral de uma célula de eletrólise AEM.....	67

Figura 31 - Design de um sistema típico de uma planta para eletrolisador AEM	67
Figura 32 - Indicadores de performance de tecnologias de eletrolisadores em 2020 e 2050.	68
Figura 33 - Esquema típico de uma planta de reforma de vapor de metano.....	73
Figura 34 - Consumo global anual de água por setor	75
Figura 35 - Ciclo de Vida da produção de hidrogênio verde.....	77
Figura 36 - Pegada de carbono da produção de hidrogênio	78
Figura 37 - Ciclo de vida do berço ao túmulo	81
Figura 38 - Arquitetura de um eletrolisador PEM	85
Figura 39 - Montagem da pilha.....	86
Figura 40 - Ciclo produtivo do biometano.....	89
Figura 41 - Substratos para os tipos de biodigestores	90
Figura 42 - Biodigestor Lagoa coberta	91
Figura 43 - Etapas de tratamentos do biogás e concentração de biometano para o uso final.....	92
Figura 44 - Processo de reforma a vapor do biometano	93
Figura 45 - Sistema de produção de hidrogênio suprido por solar fotovoltaica	95
Figura 46 - Representação área ocupada pelo gerador fotovoltaico.....	100
Figura 47 - Rotas tecnológicas para produção de hidrogênio a partir da cana-de-açúcar	102
Figura 48 - Sistema de produção de hidrogênio suprido por biomassa da cana-de-açúcar	102

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Características gerais dos tipos de reforma do metano	71
Tabela 2 - Parâmetros gerais módulo fotovoltaico e fator de capacidade do Nordeste	105
Tabela 3 - Parâmetros de Referência da Manufatura de um Módulo Fotovoltaico Típico	105
Tabela 4 - Parâmetros de referência da manufatura de uma pilha de 1 MW	106
Tabela 5 - Parâmetros de referência da operação do eletrolisador.....	107
Tabela 6 - Parâmetros de referência da operação de uma usina fotovoltaica	107
Tabela 7 – Geração solar fotovoltaica para atendimento a demanda	108
Tabela 8 - Produção de hidrogênio suprida por geração solar fotovoltaica.....	108
Tabela 9 – Consolidação da energia demandada pelo sistema	108
Tabela 10 - EROI da rota de eletrólise suprida por solar fotovoltaica	109
Tabela 11 - Parâmetros de referência da energia empregada no cultivo e processamento da cana-de-açúcar.....	110
Tabela 12 - Produtividade da cana-de-açúcar no Nordeste	110
Tabela 13 - Parâmetros de referência da produção de gás a partir do bagaço da cana-de-açúcar	111
Tabela 14 - EROI da rota de reforma a vapor do biometano suprido por biomassa da cana-de-açúcar	112
Tabela 15 - Comparação da produção de hidrogênio suprida por geração solar fotovoltaica x biomassa da cana-de-açúcar	112
Tabela 16 - TRE eletrólise suprida a solar fotovoltaica	113
Tabela 17 - TRE de reforma a vapor suprida por bagaço de cana-de-açúcar	113

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACV	Avaliação de Ciclo de Vida
AEL	Eletrolisador alcalino
AEM	Membrana de Troca Aniônica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
BOP	<i>Balance of plant</i>
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCUS	Captura, Utilização e Armazenamento
CO	Monóxido de Carbono
CO ₂	Dióxido de Carbono
COP	Confederação das Partes
CVD	Deposição Química de Vapor
DDP	Diferença de Potencial
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration</i>
EROI	Retorno Energético do Investimento
FC	Fator de Capacidade
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
GEE	Gases de Efeitos Estufa
H ₂	Hidrogênio
HSP	Horas de Sol Pleno
IEA	Agência Internacional de Energia
KOH	Hidróxido de potássio
LCA	Análise de Ciclo de Vida

LCOE	Custo Nivelado da Energia
LCOH	Custo Nivelado do Hidrogênio
LCOS	Custo Nivelado de Armazenamento
MME	Ministério de Minas e Energia
MMGD	Mini e Micro Geração Distribuída
OIE	Oferta Interna de Energia
OMM	Organização Mundial de Meteorologia
PCI	Poder Calorífico Inferior
PCS	Poder Calorífico Superior
PEM	Membrana de Troca de Prótons
PERC	Emissor Passivado de Célula Traseira
PHBC	Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono
PNH2	Programa Nacional do Hidrogênio
Rehidro	Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono
REN	Resolução Normativa
SBCH	Sistema Brasileiro de Certificação de Hidrogênio
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMR	Reforma de Vapor de Metano
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TRE	Taxa de Retorno Energético
TRL	<i>Technology Readiness Level</i>
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

UNFCCC	Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	Justificativa	17
1.2	Definição do Problema	18
1.3	Objetivo Geral.....	19
1.4	Objetivos Específicos.....	19
1.5	Estrutura do Trabalho.....	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
2.1	Transição energética	22
2.2	Matriz Energética Brasileira	32
2.2.1	Recurso Solar Fotovoltaico	39
2.2.2	Recurso da Biomassa da cana-de-açúcar	48
2.3	Tecnologias e meios de produção de hidrogênio	55
2.3.1	Eletrólise da água	61
2.3.2	Reforma a vapor de biometano.....	69
3	MÉTRICAS DE PERFORMANCE ENERGÉTICA	74
3.1	Indicadores energéticos e de ciclo de vida	78
3.2	Eletrolisador tipo PEM.....	84
3.3	Reformador de biometano a vapor	89
4	AVALIAÇÃO DA PERFORMANCE ENERGÉTICA	93
4.1	Rota de eletrólise suprida por solar fotovoltaica	94
4.2	Rota de reforma a vapor do biometano por bagaço da cana-de-açúcar	101
4.3	Apresentação e análise de resultados	104
4.3.1	Resultados de demanda e produção energética na rota de eletrólise suprida por solar fotovoltaica	105
4.3.2	Resultados de demanda e produção energética na rota de reforma do biometano por bagaço de cana-de-açúcar.....	109
4.3.3	Comparação entre a rota de eletrólise suprida por solar fotovoltaica e reforma a vapor do biometano por cana-de-açúcar	112
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	115
	REFERÊNCIAS	117

1 INTRODUÇÃO

Milton Santos (2021) argumenta que a cognoscibilidade dos recursos naturais é fundamental para o aproveitamento econômico do capital natural como fator de produção. Especificamente, o aproveitamento dos recursos energéticos primários como fator de produção econômico perpassa pelo desenvolvimento das técnicas e das tecnologias. As técnicas englobam o saber, o conhecimento sobre comportamento, a sazonalidade, a taxa de recomposição do estoque do capital natural e a taxa de exploração econômica (depleção do estoque) para classificar este capital com esgotável ou não esgotável. As tecnologias se referem aos meios de produção e de transformação, especificamente a energética, utilizados para exploração do capital natural pelos quais pode-se desenvolver os setores econômicos por meio uso dos recursos naturais. Milton Santos (2021), afirma que:

[...] o desenvolvimento da história vai de par com o desenvolvimento das técnicas. Kant dizia que a história é um progresso sem fim; acrescentemos que é também um progresso sem fim das técnicas. A cada evolução técnica, uma nova etapa histórica se torna possível. [...] as técnicas transportam uma história, cada sistema técnico representa uma época. [...] Ao surgir uma nova família de técnicas, as outras não desaparecem. [...] Na história da humanidade é a primeira vez que tal conjunto de técnicas envolve o planeta como um todo e faz sentir, instantaneamente, sua presença. (SANTOS, 2021, p.24 e 14).

Nesse sentido, pode-se afirmar que a história-econômica é marcada por segmentos de transição de técnicas, conforme o desenvolvimento científico, e das tecnologias, conforme os meios de produção e transformação energética. Ou seja, a história-econômica é perceptível por suas transições energéticas. Na pré-história houve o domínio de técnicas e tecnologias, mesmo que embrionárias, dos recursos naturais primários, tais como: fogo, água, madeira. A partir do século XVIII, através da primeira revolução industrial, os combustíveis fósseis predominaram, carvão e petróleo moveram as primeiras máquinas industriais. No século XXI, todavia, a cognoscibilidade dos recursos naturais juntamente com a consciência ambiental promoveram o desenvolvimento de técnicas e tecnologias avançadas para o aproveitamento econômico dos recursos naturais. Dessa maneira, pode-se constatar que a história-econômica se encontra em uma nova transição de técnicas e de tecnologias. A atual transição energética é pautada em esforços e investimentos em recursos energéticos primários não esgotáveis, renováveis e sustentáveis menos danosas ao meio ambiente a fim de reduzir a emissão de Gases de Efeito Estufa

(GEE). Ressalta-se que o estoque de capital natural não-esgotável pode se tornar não-renovável caso a taxa de exploração econômica supere a taxa de recomposição do estoque em razão do planejamento e gestão antrópicas. O objetivo desses esforços e recursos é atenuar o aumento de temperatura global provocada pelas atividades antrópicas, que de acordo com a Organização Mundial de Meteorologia (OMM, 2024) em 2023 atingiu a temperatura de 1,45°C, ou seja, apenas 0,05°C a menos do limite acordado entre os países comprometidos com o Acordo de Paris.

A partir do Acordo de Paris, as nações participantes têm desenvolvido ações em prol de seu próprio país e dos outros, afinal o aquecimento é global. Um dos vetores energéticos que tem recebido os holofotes nos últimos anos é o hidrogênio, o menor elemento da tabela periódica, com elevada densidade energética gravimétrica, porém com baixa densidade energética volumétrica. O aproveitamento econômico do hidrogênio recebe a denominação de Economia do Hidrogênio, sendo uma das promessas de combustível de baixa emissão de carbono. O hidrogênio pode ser encontrado na natureza, ou produzido, pela separação das moléculas da água por exemplo. O tipo de hidrogênio, conforme a tecnologia de transformação energética e meios de produção, que tem recebido elevados investimentos nos últimos anos é produzido a partir da eletrólise da água com eletricidade proveniente de recursos energéticos primários não esgotáveis, renováveis e sustentáveis como o eólico e o solar fotovoltaico.

O número de projetos de plantas de hidrogênio não para de crescer, de acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA) a produção anual de hidrogênio de baixo-carbono pode chegar em 38 milhões de toneladas em 2030 se todos os projetos anunciados até 2023 forem implantados (IEA, 2023a). Apesar do potencial positivo da implantação dos projetos de plantas de hidrogênio de baixo carbono, poucos projetos recebem a aprovação de investimento final, a expectativa é que o número de projetos até 2030 fosse entre 134-240 GW, porém até o momento apenas 9 GW recebem a aprovação necessária (HOSSEINI, 2024).

Muitos fatores influenciam na decisão de investir em uma planta de hidrogênio, as variáveis são desde a disponibilidade e o acesso a recursos naturais como terra, água, sol e vento, até variáveis tecnológicas, financeiras, ambientais, legais e políticas. Ao analisar um recorte do Brasil neste segmento, as variáveis de

decisão são as mesmas, porém nos últimos anos os investimentos da ordem de US\$ 27 bilhões, além de políticas para desenvolvimento de negócios em hidrogênio no país, têm gerado um grande interesse de empresas estrangeiras em desenvolver projetos de hidrogênio no Brasil (SPILLEIR *et al.*, 2024).

Além da necessidade de investimentos intensivos para desenvolvimento de políticas para a economia do hidrogênio, o Brasil promove uma grande mudança em sua matriz elétrica, deixando de ser enquadrado como um sistema hidrotérmico para um sistema hidro-termo-eólico. De acordo com a IEA, em 2022 cerca de 87,6% da geração elétrica brasileira foi proveniente de recursos energéticos primários hídrico, eólico e solar fotovoltaico.

O desenvolvimento de técnicas e tecnologias para promover a economia do hidrogênio no Brasil é muito promissor, pois o país possui relações geopolíticas favoráveis, recursos naturais abundantes e uma das matrizes elétricas mais limpas do mundo. Assim essas condições fazem com que a produção de hidrogênio de baixo carbono seja feita a custos competitivos a nível internacional (ANEEL, 2024).

1.1 Justificativa

A busca por soluções que mitiguem as mudanças climáticas, conforme estabelecido nos objetivos do Acordo de Paris, demanda uma análise cuidadosa e estratégica, especialmente no que diz respeito à geração de energia elétrica. No Brasil, o avanço dos recursos energéticos primários não esgotáveis e renováveis na matriz energética, evidenciado pelo Balanço Energético Nacional de 2023, reflete o comprometimento do país com a descarbonização, com um aumento significativo de 78,1% para 87,9% em apenas um ano (BEN, 2023).

Contudo, o desafio da intermitência dos recursos eólicos e solares fotovoltaicos exige estratégias assertivas para garantir a segurança energética do Sistema Elétrico Nacional (SIN). Nesse contexto, o hidrogênio de baixo carbono (H₂) surge como uma solução crucial, especialmente o hidrogênio verde, produzido por eletrólise a partir de fontes renováveis, que se alinha diretamente com os objetivos de descarbonização e transição energética.

Para que o Brasil, com seu vasto potencial em recursos naturais e disponibilidade de água, possa se destacar na produção de H₂, é essencial compreender os impactos energéticos ao longo do ciclo de vida e da operação dos ativos de geração. Isso inclui avaliar desde a fabricação e instalação dos equipamentos até a operação, manutenção e descomissionamento, garantindo que os benefícios ambientais e econômicos sejam maximizados. Além disso, é fundamental considerar os impactos sociais, ambientais, regulatórios e energéticos da implementação de projetos de H₂, assegurando que as soluções adotadas sejam não apenas tecnicamente viáveis, mas também socialmente justas e ambientalmente sustentáveis. Somente com uma abordagem sistêmica, que integre todas essas dimensões, será possível construir um sistema energético eficiente, eficaz e alinhado com as metas globais de descarbonização.

1.2 Definição do Problema

O problema central desta pesquisa reside na necessidade de avaliar e comparar os diferentes meios de produção e transformação energéticas imbricadas utilizadas em plantas de produção de hidrogênio de baixo carbono considerando as tecnologias de eletrólise PEM e reforma a vapor de biometano.

Com a variedade de técnicas e tecnologias que podem ser utilizadas para produção do H₂, o problema consiste em identificar quais recursos energéticos e meios de produção de energia elétrica resultarão no menor impacto ambiental, e outros fatores como a performance energética, a área de solo ocupada e quaisquer outros impactos ambientais relevantes.

Portanto, o desafio fundamental deste trabalho é encontrar formas de mensuração que permitam quantificar e comparar de maneira abrangente os impactos ambientais e a performance associados à produção de hidrogênio, fornecendo subsídios para a tomada de decisão em relação à escolha dos recursos energéticos e meios de produção de energia elétrica mais sustentáveis para esse fim.

1.3 Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo de mensurar o impacto ambiental na ocupação do solo e a performance energética, em Joules [J], por meio da Taxa de Retorno Energético (TRE) e Retorno Energético do Investimento (EROI) de meios de produção (tecnologias) para produção de hidrogênio.

1.4 Objetivos Específicos

Com o intuito de atender ao objetivo geral a proposta de avaliação considera os objetivos específicos a seguir:

- a) apresentar os aspectos da transição energética e o potencial brasileiro, ressaltando a capacidade de oferta e capilaridade energética;
- b) apresentar as rotas tecnológicas e os principais aspectos que influenciam os impactos ambientais de ocupação do solo e energéticos da produção de hidrogênio, considerando variáveis como disponibilidade de recursos naturais, infraestrutura energética e características geográficas;
- c) analisar a matriz energética brasileira, sobretudo os aspectos referentes a biomassa de cana-de-açúcar e a solar fotovoltaica; e
- d) avaliar as rotas tecnológicas selecionadas por meio da performance energética – TRE e EROI.

1.5 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado em 4 capítulos e uma seção de referências bibliográficas. No primeiro capítulo, é apresentada a introdução ao tema, onde são discutidos a justificativa, a definição do problema e os objetivos gerais e específicos da pesquisa. As seções deste capítulo destacam a relevância do tema, os motivos que levaram à sua escolha e o contexto em que se insere, com foco na importância do hidrogênio como vetor energético na transição para uma economia de baixo carbono.

O segundo capítulo é dedicado à fundamentação teórica, abordando de forma abrangente os conceitos e temas centrais do trabalho. Os subcapítulos exploram tópicos como a transição energética global, a matriz elétrica brasileira (com ênfase no potencial do recurso solar fotovoltaico e da biomassa da cana-de-açúcar), e as tecnologias de produção de hidrogênio, com destaque para a eletrólise da água e a reforma a vapor do metano. Essa seção fornece a base conceitual necessária para compreender as rotas de produção de hidrogênio analisadas no estudo.

No terceiro capítulo, são discutidas as métricas de performance energética aplicáveis à planta de hidrogênio, sob o viés da eficiência energética no ciclo de vida, e durante a operação das plantas. Essa abordagem permite avaliar os impactos energéticos associados à fabricação dos equipamentos, à operação do sistema e ao desempenho global das tecnologias analisadas.

O quarto capítulo apresenta as rotas de produção de hidrogênio que tiveram sua performance energética avaliada: a eletrólise suprida por energia solar fotovoltaica e a reforma a vapor do biometano derivado do bagaço de cana-de-açúcar. Essas rotas são analisadas considerando a energia demandada em todas as etapas, desde a produção dos equipamentos até a operação do sistema. Ao final do capítulo, são apresentados os resultados obtidos, acompanhados de análises que contextualizam as conclusões da pesquisa. Essas conclusões retomam os objetivos propostos, destacando os principais achados e contribuições do trabalho para o avanço do conhecimento sobre a produção sustentável de hidrogênio.

Por fim, a seção de referências reúne todas as fontes bibliográficas utilizadas ao longo do trabalho, garantindo a fundamentação teórica e metodológica da pesquisa.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Definido por Yang *et al.* (2024), a transição energética pode ser descrita como um processo de transformações fundamentais nos sistemas de energia para configurar novos serviços energéticos a longo prazo. Esse processo é essencial, pois abrange todas as etapas da cadeia energética, desde a produção e armazenamento até o consumo e questões de segurança e geopolítica. Momentos importantes da história da transição energética como a assinatura do Protocolo de Kyoto e do Acordo de Paris fomentaram o desenvolvimento sustentável dos países, e investimentos em energias limpas.

Nesse escopo, ressalta-se o hidrogênio como um vetor energético estratégico na transição energética. A produção de hidrogênio a partir de recursos energéticos primários não esgotáveis e renováveis pode ser crucial para diversificar a matriz energética e reduzir a dependência de combustíveis fósseis. Este capítulo examina o crescimento da produção de eletricidade por meio de plantas eólicas e solar fotovoltaicas no Brasil, além da cadeia de valor da cana-de-açúcar que hoje aproveita 100% da cana, sem desperdícios. O Brasil tem se destacado na expansão da participação dessas fontes para geração de eletricidade, especialmente após 2015 quando houve um aumento significativo de investimentos, porém na matriz energética ainda possui um grande caminho a trilhar.

Finalmente, neste capítulo são apresentadas as tecnologias de produção de hidrogênio por eletrólise, incluindo os eletrolisadores alcalinos (AEL), de membrana de troca de prótons (PEM) e de membrana de troca de ânions (AEM) e a produção de hidrogênio a partir da reforma do biometano. Cada tecnologia possui suas características, vantagens e desafios e, neste sentido, a evolução e a maturidade dessas tecnologias são cruciais para a viabilidade econômica e operacional da produção de hidrogênio classificado como verde e/ou de baixo carbono em função dos meios de produção e tecnologias utilizadas. A métrica de performance, como a Taxa de Retorno Energético (TRE) e os impactos ambientais são apresentadas para avaliar a viabilidade econômica e ambiental dessas tecnologias e nortear investimentos alinhados com o desenvolvimento econômico sustentável orientados por indicadores de avaliação de impacto ambiental. Este capítulo, portanto, justifica a importância de cada um desses tópicos ao demonstrar como eles são interligados e

relevantes para alcançar uma transição energética sustentável e eficiente no contexto global e nacional.

2.1 Transição energética

O impulsionador para que diferentes países se orientassem com mais afinco para a cadeia energética como um processo a ser transformado, foi a 3ª Conferência das Partes (COP), um evento que aconteceu em 1997 no Japão e produziu um documento chamado de Protocolo de Kyoto. Conforme Schneiders *et al.* (2023a), as mudanças climáticas foram pontuadas, nesse acordo, como um problema global, e o uso e queima de combustíveis fósseis foram elencados como potencializadores do aumento de GEE estufa na atmosfera terrestre.

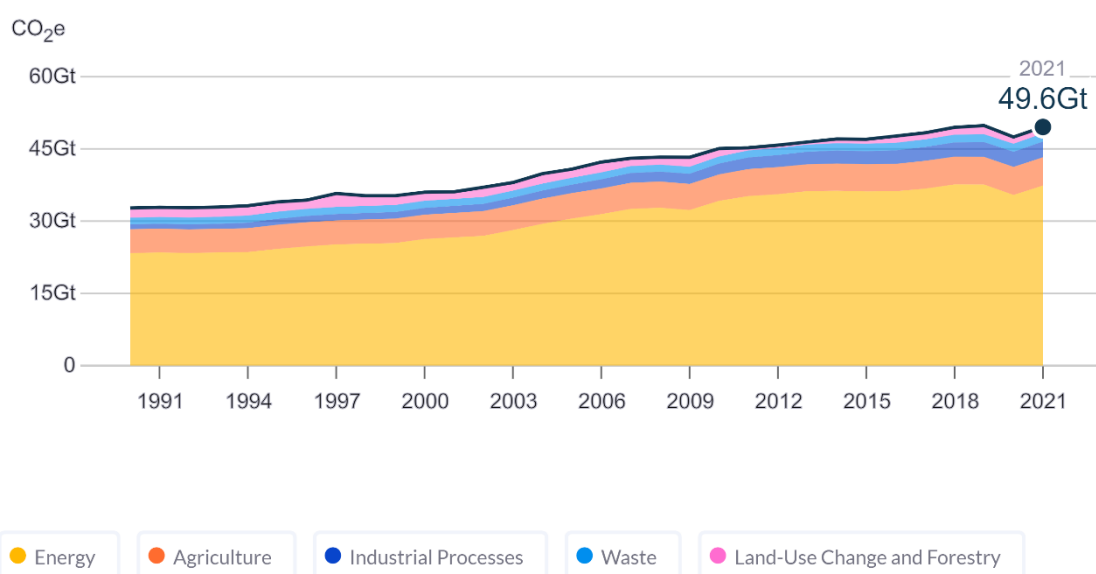
O Protocolo de Kyoto estabeleceu que, entre 2008 e 2012, os países industrializados, em processo de industrialização, e a União Europeia deveriam reduzir 5% suas emissões de GEE em relação a 1990. Isso porque os gases CO₂, CH₄, N₂O, CFC e SF₆ quando lançados na atmosfera fazem com que parte da radiação solar fique retida, causando o efeito estufa e aumentando a temperatura no globo terrestre. Foi estabelecido um rigoroso sistema de monitoramento, revisão e validação para garantir a transparência da contabilização das metas de redução de GEE (UNFCCC, 1997). Em 2012, durante a 18ª COP, em Doha, foi firmado um aditivo prolongando o acordo do Protocolo de Kyoto entre 2013 e 2020, e alterando a meta de redução para 18% em relação às emissões de 1990 (UNFCCC, 2012).

No ano de 2015, em Paris, foi sediada a 21ª COP, neste evento foi estabelecido o objetivo de limitar o aquecimento global a 2°C acima dos níveis pré-industriais, porém, com esforços os para atingir no máximo 1,5°C até o fim do século, este compromisso foi firmado juridicamente através do Acordo de Paris. O Acordo de Paris, para que seja implementado, exige uma transformação econômica e social baseada na evolução da ciência, e com apoio de todos os países, principalmente os mais industrializados como Estados Unidos, Japão, Alemanha, Reino Unido, China, etc. O acordo sugere que sejam tomadas ações gradativas e personalizadas para a realidade de cada país, as ações e resultados são reavaliados e intensificados a cada cinco anos.

O Acordo de Paris reafirmou a necessidade de investimentos dos países industrializados em países “em desenvolvimento”, com o objetivo de incentivar estes últimos a reduzirem suas emissões de GEE e propôs uma estrutura para suporte financeiro, técnico e de suporte de capacidade construtiva (HAUSER, *et al.*, 2018).

Considerando que as mudanças necessárias para atingir a meta envolvem grandes investimentos, o Acordo de Paris reafirmou que países desenvolvidos devem liderar a assistência financeira para os investimentos nos países mais vulneráveis. Muitos desses investimentos foram dedicados ao setor de energia, que como pode ser observado na Figura 1, representa mais de 79% das emissões de GEE no âmbito setorial (CLIMATE WATCH, 2021).

Figura 1 - Emissões globais de GEE por setor



Fonte: Adaptado de Climate Watch, (2021).

De acordo com o World Energy Outlook 2023 (IEA, 2023a), apesar dos acordos estabelecidos, todas as políticas mundiais voltadas para transição energética até 2030 não serão suficientes para que o planeta se mantenha abaixo do limite de 1,5°C. Segundo EU's Copernicus Climate Change Service (2024), o aquecimento global alcançou 1,27°C em março de 2024, o que de acordo com a tendência de crescimento faz com que a marca de 1,5°C seja atingida em julho de 2033. Apesar do desafio que o mundo tem para desenvolver a transição energética de forma sustentável, existem muitas oportunidades para atingir o objetivo. Atualmente os combustíveis fósseis, grandes detratores da camada do ozônio e que são recursos

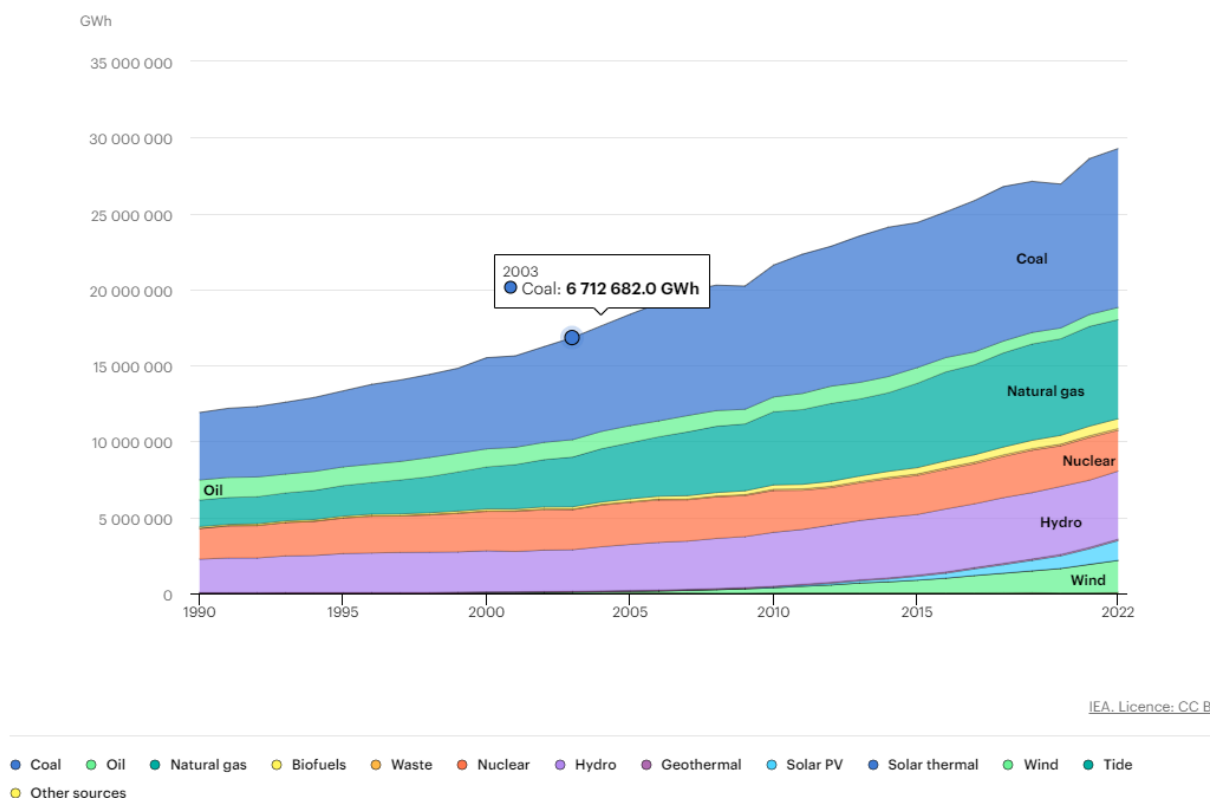
energéticos esgotáveis, têm 60% de participação na matriz energética mundial (FGV, 2020).

Com o aumento dos países estabelecendo metas de neutralidade de carbono e mercados com vieses mais sustentáveis, as soluções zero-carbono têm se apresentado cada vez mais competitivas, principalmente no setor elétrico e de transporte. Para que a transição energética seja implementada e sustentada no longo prazo é importante que haja integração entre as fontes de energia disponíveis como calor, frio, eletricidade e combustíveis (SCHNEIDERS *et al.*, 2023a).

Os recursos energéticos utilizados na produção de eletricidade já possuem uma alternativa clara. Conforme Figura 2, que apresenta crescimento em prol da redução de GEE, o objetivo é substituir os combustíveis fósseis usados na geração de energia elétrica por recursos energéticos primários não esgotáveis, renováveis e que emitam menos CO₂, como o uso de recursos energéticos primários como a solar fotovoltaica, eólica e biomassa. Apesar do crescimento das fontes renováveis para geração de eletricidade, nota-se que o percentual proveniente de combustíveis fósseis continua representando a maior parcela (IEA, 2024).

Estima-se que, em 2028, os recursos energéticos primários não esgotáveis e renováveis serão responsáveis por 42% da geração global de energia (IEA, 2024). Entretanto, para garantir a integração com os demais recursos primários de energia (calor, frio e combustível) necessários para o funcionamento da sociedade, surge como alternativa a produção de hidrogênio (H₂) a partir de recursos energéticos primários não esgotáveis e renováveis, por meio de tecnologias de eletrólise, que produzem o chamado Hidrogênio Verde.

Figura 2 - Matriz elétrica mundial



Fonte: Adaptado de IEA (2023c).

O hidrogênio tem inúmeras aplicações já consolidadas na história da humanidade, no século XXI ele é considerado um vetor energético que pode ser produzido por diversos recursos energéticos primários e métodos de produção. A versatilidade na produção e consumo e a possibilidade de armazenamento do hidrogênio, são os principais aspectos que o acarretam como um dos vetores da transição energética.

Em 2023, o Ministério de Minas e Energia (MME) promoveu passos estratégicos para impulsionar a economia do hidrogênio de baixa emissão de carbono no Brasil, alinhando-se às oportunidades internacionais e ao avanço da transição energética. Um dos principais marcos desse movimento foi a publicação do Plano de Trabalho Trienal 2023-2025 do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), sob a coordenação do MME (MME, 2023).

O Plano Trienal estabeleceu marcos temporais e prioridades para o Brasil e, de forma clara, o foco será em rotas tecnológicas que produzam hidrogênio de baixa emissão de carbono. Ou seja, proveniente de processos que abrangam recursos

energéticos primários não esgotáveis e renováveis, como biomassa e biocombustíveis, além de combustíveis fósseis com captura, armazenamento ou uso do carbono, entre outras tecnologias de baixa emissão (Mattos Filho, 2023).

A meta até 2025 é implantar plantas piloto de hidrogênio de baixa emissão de carbono em todas as regiões do Brasil e até 2030 tornar o país referência global na produção competitiva dessa molécula, e, até 2035, consolidar hubs especializados para sua geração. Três ações prioritárias pretendem garantir a realização dos objetivos propostos, sendo elas: definir o Marco Legal para o setor; intensificar os investimentos em pesquisa e desenvolvimento para hidrogênio; e ampliar o acesso a financiamento para o setor (MME, 2023).

A primeira ação prioritária foi efetivada em 2023, por meio da Lei Nº 14.948, de 2 de agosto de 2024, que instituiu o Marco Legal do Hidrogênio de baixa emissão de carbono, dispendo sobre o Regime Especial de Incentivos para a Produção de Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (Rehidro), e criou o Programa de Desenvolvimento do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono (PHBC) (Brasil, 2023). A Lei Nº 14.948 ainda definiu que hidrogênio de baixa emissão de carbono é aquele obtido a partir de fonte de processo de produção que possua emissão de GEE em sua análise de ciclo de vida com valor inicial menor ou igual a $7 \text{ kgCO}_2^{\text{equiv.}}/\text{kgH}_2$. Nesse tipo de hidrogênio não podem ser utilizadas fontes fósseis com ou sem a estocagem de carbono, tornando sua produção restrita ao uso de biomassa, outros biocombustíveis, e eletrólise da água usando energia eólica ou solar fotovoltaica para suprimento de eletricidade.

O Marco Legal do Hidrogênio instituiu o Sistema Brasileiro de Certificação de Hidrogênio (SBCH) de adesão voluntária pelos produtores de hidrogênio. Essa certificação visa atestar a intensidade de emissões de GEE na produção do hidrogênio. Essa certificação permitirá a inserção do hidrogênio em mercados de ativos de descarbonização que possui alta demanda, como por exemplo a união europeia (CALIXTO, E., SALGADO, V., 2024).

O benefício do Rehidro, traz estímulo à produção e comercialização do hidrogênio, através de propostas de medidas tributárias como, por exemplo, a habilitação dos produtores de hidrogênio de baixo carbono no benefício para isenção dos tributos PIS/Cofins e PIS/Cofins-importação. O programa contempla a análise de

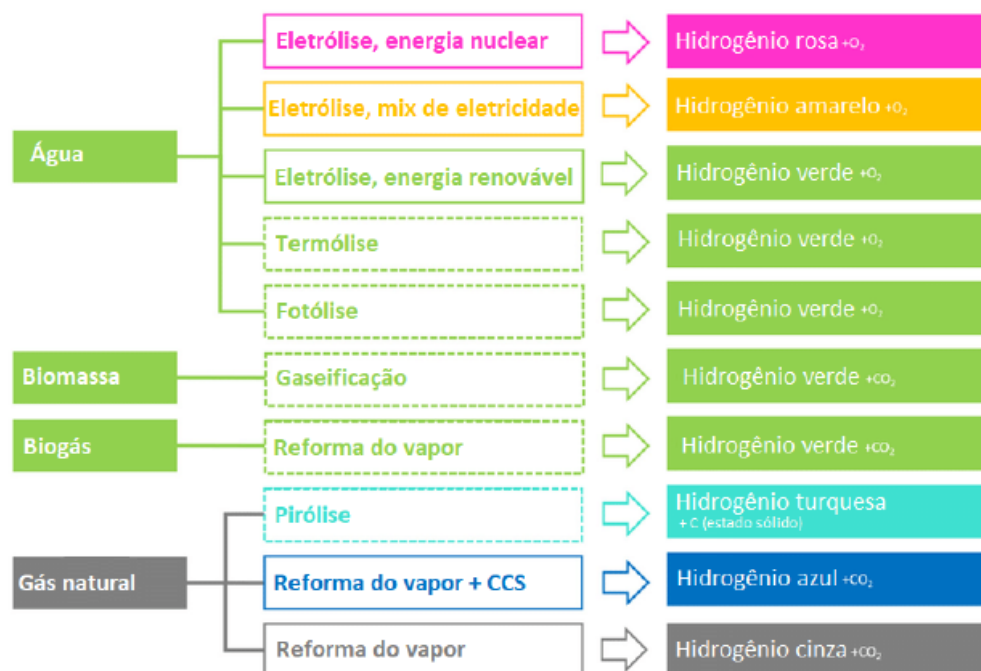
propostas tributárias e fiscais voltadas para o hidrogênio, considerando a reforma tributária e a melhoria de normativas existentes. O objetivo é viabilizar incentivos já disponíveis, como as debêntures incentivadas, para impulsionar o mercado de hidrogênio nacional a aproveitar a ascensão desse mercado mundialmente (Calixto, E.; Salgado, V., 2024; Mattos Filho, 2023).

A taxonomia do hidrogênio possui diversas vertentes, existem escalas de cores, classificação quanto a quantidade de carbono emitido e tantas outras. No Brasil, desde 2022, existem Projetos de Lei que buscam nomear o hidrogênio com nomenclaturas como Hidrogênio sustentável, Hidrogênio Combustível, Hidrogênio Verde, Hidrogênio Renovável ou Hidrogênio de Baixo Carbono. Quando produzido por eletrólise da água e com eletricidade proveniente de recursos energéticos primários não esgotáveis o hidrogênio é comumente chamado de hidrogênio verde. No Marco Legal do Hidrogênio no Brasil convencionou-se

[...] chamar o hidrogênio proveniente da eletrólise da água e outras rotas que possam demonstrar, através da análise de ciclo de vida, sua baixa pegada de carbono, de hidrogênio de baixa emissão de carbono. (ANP, 2024)

A partir das tecnologias e meios de produção, o hidrogênio pode ser classificado como “verde”, “azul”, “cinza”, etc. Na Figura 3 são apresentadas as classificações de cores propostas por Ringsgwandl *et al.* (2022), que incorporou na legislação alemã, leis e regulamentos. Algumas tecnologias ainda estão em estágio inicial de desenvolvimento como a termólise, fotólise, gaseificação, reforma a vapor e pirólise, restando apenas a geração por eletrólise alimentada por recursos energéticos primários não esgotáveis como opção sem emissão de GEE.

Figura 3 - Taxonomia de cores do hidrogênio



Fonte: Adaptado de Ringsgwandl *et al.* (2022).

Atualmente, cerca de 95% do hidrogênio produzido no mundo é classificado como cinza, neste caso o hidrogênio é produzido pela reforma de vapor de metano (SMR) sem armazenamento, utilização e captura de carbono (CCUS), ou seja, a partir de combustíveis fósseis como o gás natural ou o metano, e aproximadamente 75% da produção mundial de hidrogênio é a partir de gás natural (EPE, 2022). A sigla CCS, por sua vez, se refere às técnicas de captura e armazenamento de carbono (EPE, 2022, p. 6), ou seja, o hidrogênio cinza emite CO₂ na atmosfera durante a sua produção e caso haja CCS, a captura do CO₂, o hidrogênio é chamado de hidrogênio azul.

O hidrogênio verde é produzido a partir de recursos energéticos primários não esgotáveis e renováveis, como fontes solar fotovoltaica, eólica entre outras. Ademais o método de produção é através de eletrólise da água, processo que a partir da aplicação de uma corrente no eletrolisador gera a quebra das moléculas da água em hidrogênio e oxigênio.

O hidrogênio musgo é outra classificação de cor para o hidrogênio, ele é produzido a partir da eletricidade proveniente de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS, através de reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão

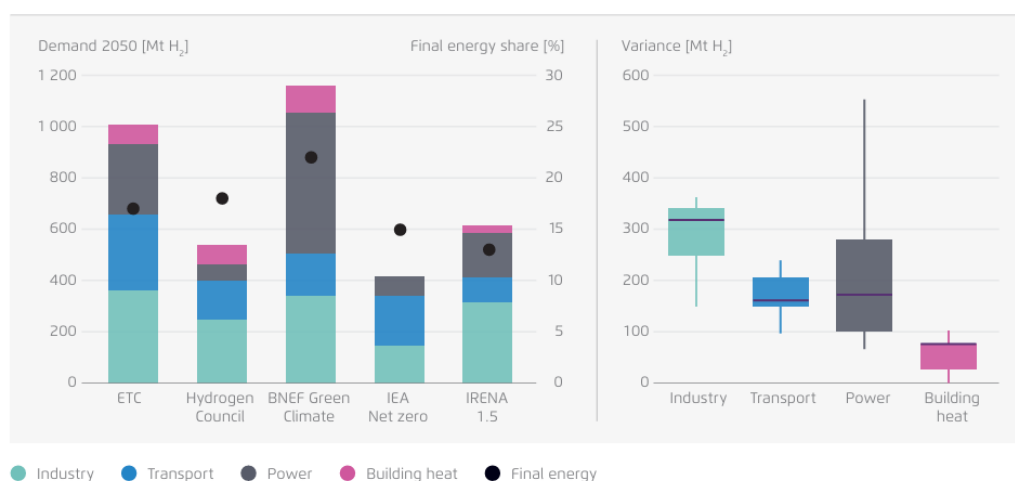
anaeróbica (IPEA, 2022). Este tipo de hidrogênio tem despontado no Brasil, pois o país possui biomassa em abundância (PROPEQ, 2024).

Para o desenvolvimento de projetos de plantas de hidrogênio de baixo carbono aspectos como os insumos para a produção devem ser considerados. Entre eles estão a disponibilidade de recursos energéticos primário como água para a produção do hidrogênio, sol, vento ou biomassa para a produção de eletricidade, área ocupada, impactos na comunidade, e logística de distribuição do hidrogênio, bem como logística para a chegada da tecnologia e outros materiais necessários.

Segundo Ali *et al.* (2014) para a produção de 1 kg de hidrogênio por PEM são necessários cerca de 54 kWh e 18 litros de água. Na prática, estima-se que sejam utilizados no mínimo mais 25% de água, devido a perdas que ocorrem no processo de purificação, transporte etc.

As projeções globais de consumo de hidrogênio estimam atingir valores entre 400 e 1200 milhões de toneladas por ano em 2050, conforme apresentado na Figura 4. Isso é uma oportunidade para países com alta disponibilidade de recursos energéticos primários renováveis e não esgotáveis, como o Brasil.

Figura 4 - Estimativa de demanda global de hidrogênio em 2050

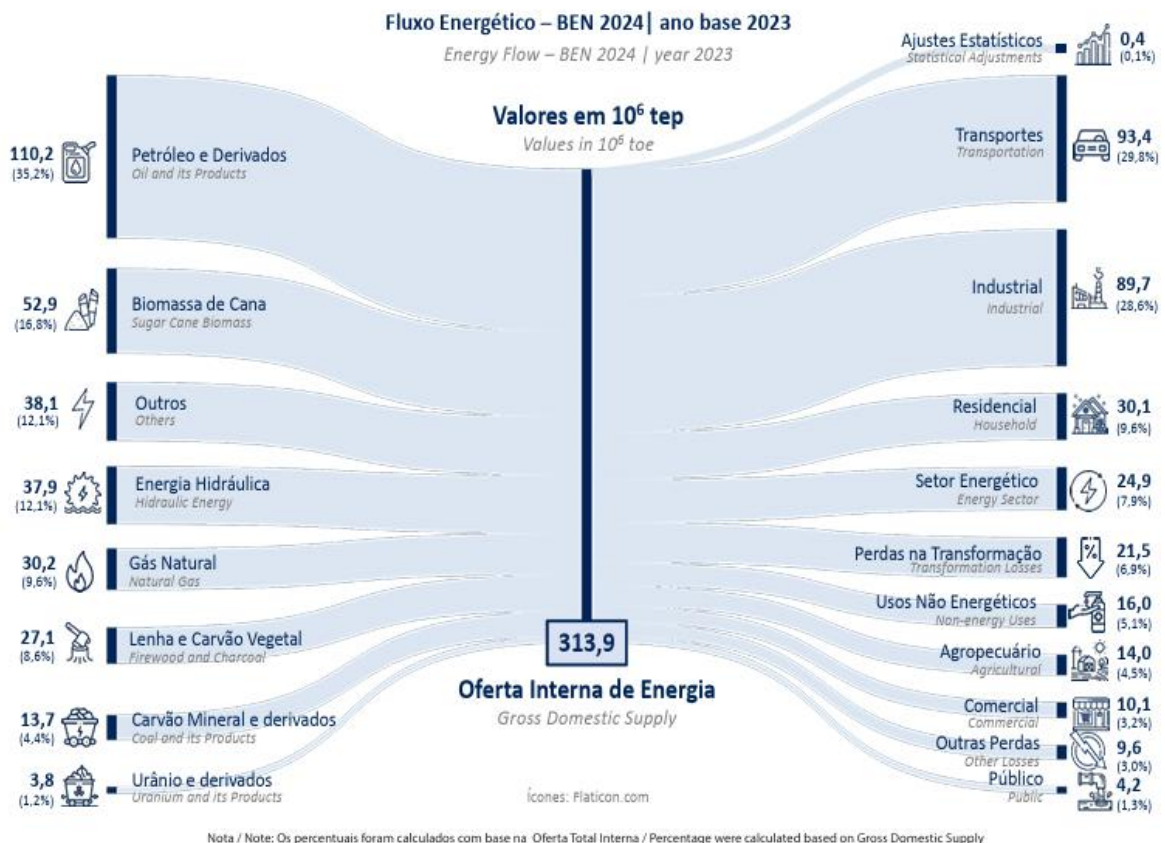


Fonte: Agora Industry (2024).

O maior consumidor de hidrogênio é o setor industrial, sendo tradicionalmente utilizado no refino, produção de amônia, fertilizantes, produção de metanol, além do uso puro do hidrogênio ou em misturas. Novos mercados tendem a ser desenvolvidos a fim de inserir o hidrogênio em segmentos como transporte, geração de eletricidade, entre outros processos (Barbosa, 2024).

No fluxo energético apresentado na Figura 5 observa-se a destinação dos recursos energéticos, em que no lado da oferta o petróleo e derivados correspondem a mais de 35% de participação, e no lado da demanda o setor de transportes e industrial correspondem juntos a quase 60% de participação. Essas informações destacam que há oportunidades de descarbonização no setor energético.

Figura 5 - Fluxo energético BEN 2024/ ano base 2023



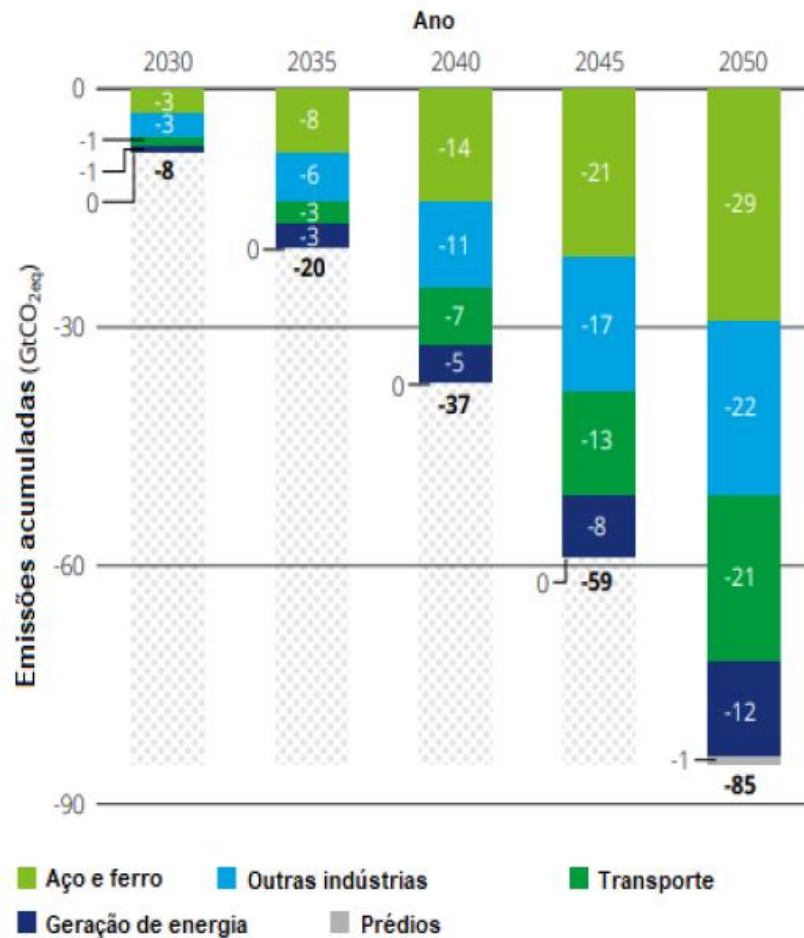
Fonte: EPE, 2024.

Em 2023, a produção de hidrogênio alcançou 97 milhões de toneladas no mundo, e apenas 1% dessa quantidade foi produzida com baixa emissão de carbono. No mesmo ano, a produção emitiu 920 milhões de toneladas de CO₂, das quais 75%-95% ocorreram no local de produção, onde poderiam ter sido capturadas. Para atingir o cenário de zero emissões até 2050, as emissões precisam ser reduzidas em torno de 10% por ano até 2030 (IEA, 2024b).

De acordo com o relatório da Deloitte (2023), até 2050, a demanda por hidrogênio verde nas indústrias de aço, ferro e outros setores pode atingir 42% da demanda total. O hidrogênio verde, portanto, tem potencial para contribuir

significativamente na descarbonização de matérias-primas, como na produção de amônia para fertilizantes e metanol para plásticos e têxteis. A Figura 6 ilustra a capacidade de redução de emissões de GEE com a produção de hidrogênio entre 2030 e 2050, podendo chegar a reduzir quase de 80 Gt de CO₂^{equiv} em 2050.

Figura 6 - Capacidade de redução de GEE com hidrogênio entre 2030 e 2050



Fonte: Deloitte, 2023.

A produção centralizada em larga escala de hidrogênio verde exige a consideração do transporte e armazenamento, fatores que elevam tanto os custos operacionais quanto a pegada de carbono do processo. Devido à baixa densidade volumétrica do H₂, é necessário armazená-lo em tanques ou sob alta pressão. Dentre as alternativas para facilitar a distribuição do hidrogênio há o enriquecimento de outros produtos como a amônia (NH₃), pois pode ser liquefeita mais facilmente melhorando a densidade energética volumétrica, e o gás natural. Já, o hidrogênio líquido, resfriado

abaixo de -253°C , perde cerca de 30% de seu conteúdo energético, mas alcança maior densidade energética em comparação ao estado gasoso (Barbosa, 2024).

O hidrogênio produzido a partir de recursos energéticos primários não esgotáveis e por eletrólise tem ganhado espaço estratégico em empresas e governos, gerando possibilidade de descarbonização e oportunidades da utilizando do hidrogênio como vetor energético. Considerando o elevado Poder Calorífico Inferior (PCI), de 120MJ/kg, e sua flexibilidade, visto que pode ser armazenado, o hidrogênio verde, ou de baixo carbono tem sido chamado de combustível do futuro. Seu uso para abastecer veículos movidos a células de combustível e armazenar a eletricidade produzida pelas usinas solar fotovoltaica e eólioeleétrica para atender a demanda de eletricidade quando o recurso natural não estiver disponível (Lisboa, 2021).

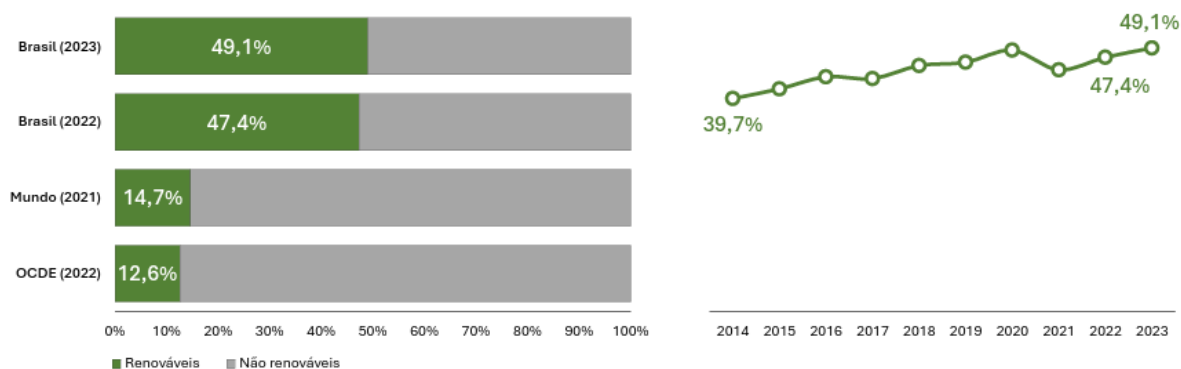
A produção de H_2 a partir de eletrólise poderia expandir rapidamente, a estimativa de IEA (2023a) é de que se todos os projetos iniciados forem implantados, serão mais de 443 GW que serão instalados em 1760 projetos. Os países que possuem abundância de recursos energéticos primários como água, sol e ventos são os mais procurados por investidores para desenvolvimento de projetos de plantas de produção de hidrogênio verde. Sob essa perspectiva o Brasil tem chamado a atenção, com uma crescente expansão de sua matriz elétrica a partir de plantas de geração de eletricidade como solar fotovoltaica e eólioeleétrica, e dedicação em projetos de pesquisa e desenvolvimento de projetos de H_2 . O país tem despontado com um participante importante no setor, e países como Alemanha, Canadá e Austrália já tem trabalhado em paralelo com o Brasil a fim de impulsionar negócios em H_2 (FRANCKE, 2024).

2.2 Matriz Energética Brasileira

O Brasil é um país que utiliza muito de seus recursos naturais, por vezes de forma indevida. No âmbito energético, porém, o aumento da participação de recursos energéticos primários não esgotáveis é crescente ano após ano. Em 2023, atingiu 49,1% de participação de fontes renováveis na matriz energética, sendo marcado pelo crescimento da oferta interna de biomassa, eólica e solar. Na Figura 7, é possível observar que em comparação à participação de fontes renováveis na matriz global, o Brasil está bem classificado e com tendência de continuar aumentando a

parcela de renováveis na Oferta Interna de Energia (OIE) conforme o crescimento percentual apresentado à direita da Figura 7 (EPE, 2024A).

Figura 7 - Matriz energética Brasil/mundo

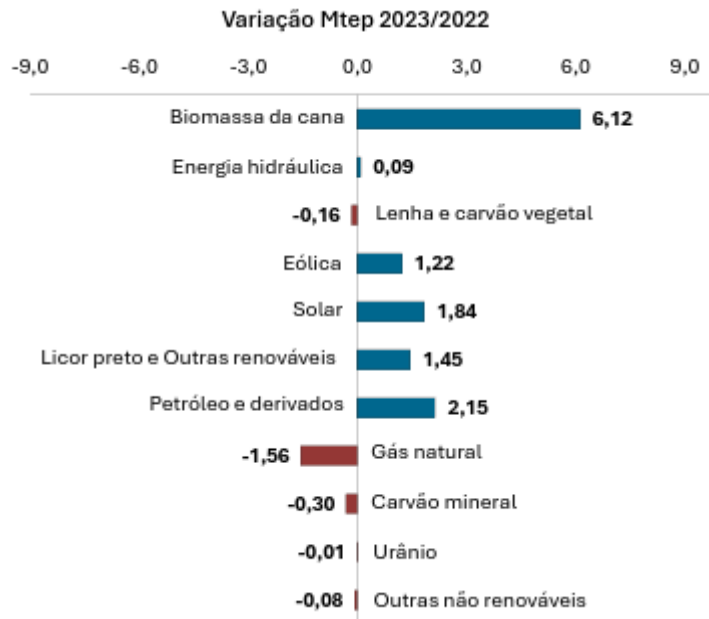


Fonte: EPE (2024).

No Brasil, os combustíveis fósseis ainda são representativos no consumo de energia. A OIE de 2023 atingiu 50,9% de participação de fontes não renováveis, 35% proveniente de petróleo e seus derivados, apesar de ainda ser a maioria, os últimos anos têm mostrado queda desse valor.

A Figura 8 ilustra a variação em milhões de toneladas equivalentes de petróleo entre 2023 e 2022, a participação de renováveis como a biomassa, eólica e solar cresceram, enquanto o uso de gás natural e carvão diminuiu (EPE, 2024a). O aumento da biomassa foi resultado do aumento da produção do setor sucroalcooleiro. A redução do gás natural foi causada pela redução do consumo final, menor despacho de termelétricas devido ao cenário hidrológico e queda na produção siderúrgica, que impactou o consumo de carvão mineral (EPE, 2024a).

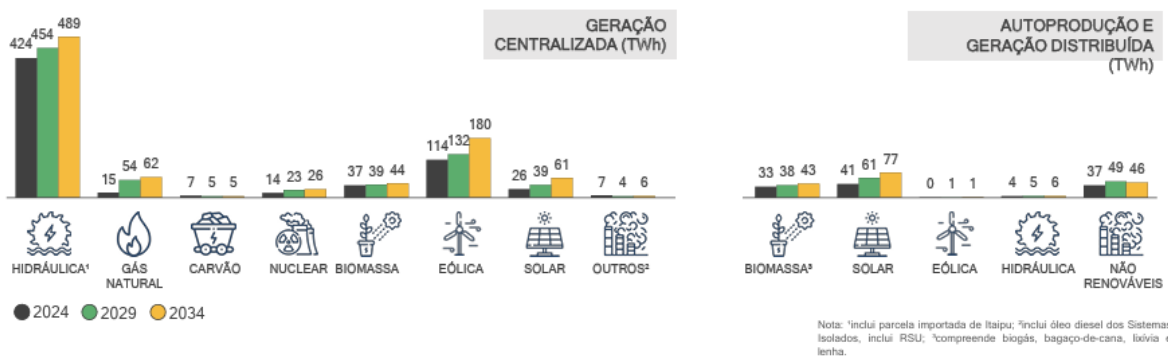
Figura 8 - Variação em milhões de toneladas equivalentes de petróleo 2023/2022



Fonte: EPE (2024a).

De acordo com a EPE (2024a) a matriz elétrica brasileira atingiu 89,2% de renovabilidade em 2023, calculado pela oferta interna de energia elétrica mais importação líquida. Removendo a participação dos sistemas isolados, importação de eletricidade, autoprodução não injetada e a Mini e Micro Geração Distribuída (MMGD), o percentual de renovabilidade é de 93%. A matriz elétrica brasileira prospectada no Plano Decenal da Expansão de 2024 é apresentada na Figura 9, nela é possível observar que além do gás natural, as demais fontes devem crescer em oferta de eletricidade, o que mostra o posicionamento do Brasil em direção ao desenvolvimento de fontes de eletricidade consideradas renováveis (EPE, 2024b).

Figura 9 - Matriz elétrica brasileira estimada 2024, 2029 e 2034.



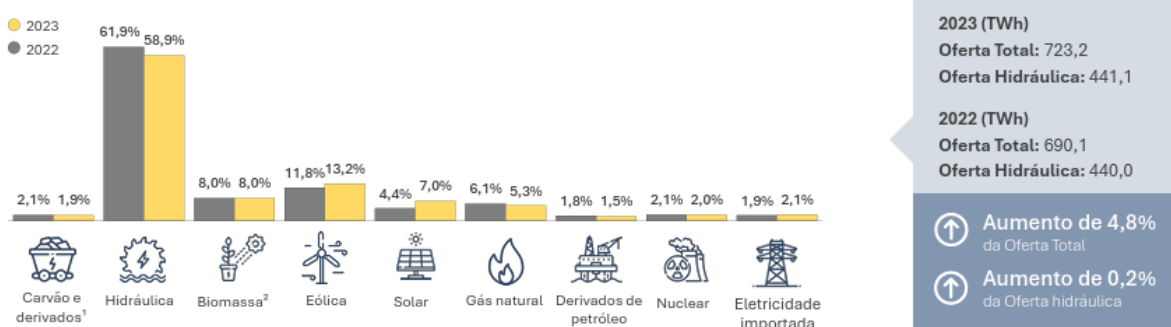
Fonte: EPE (2024b).

Por muito tempo o Brasil foi conhecido pela sua matriz hidrotérmica, mas a partir de 2015 os recursos eólicoelétricos e solar fotovoltaico, embora em quantidade menor, passaram a receber mais investimentos e destaque, tornando a matriz hidrotérmica-eólica. Dado seu largo território, o Brasil possui uma grande diversidade de recursos que podem ser aproveitados. A região Nordeste tem despontado no aproveitamento da força dos ventos e irradiância solar através da geração eólicoelétrica e solar fotovoltaica. A região sudeste, centro-oeste e sul apresentam ótimos resultados de geração de energia com biomassa, e grande potencial com biogás.

Água, sol, vento e biomassa são os recursos energéticos primários chaves para a expansão de uma matriz renovável e o aproveitamento do potencial destes recursos em cada região, variando entre estações e horários, é muito importante para o sistema elétrico do Brasil. Todavia, apesar de suas grandes bacias hidrográficas, durante períodos de seca o país precisa ser cauteloso e criativo para mitigar o risco de déficit de fornecimento energético, e a variabilidade do preço da eletricidade. O país tende a sofrer com altas nos momentos de seca, devido à necessidade de despacho de usinas termelétricas.

A expansão da matriz elétrica do Brasil, principalmente renovável, cresce ano após ano, sobretudo em virtude dos subsídios oferecidos pelo Governo Federal, a partir de 2015, para promover o investimento em recursos energéticos primários não-esgotáveis e renováveis. Na Figura 10 é apresentada a matriz elétrica brasileira do ano de 2023, o recurso hidráulico é o mais representativo, porém, destaca-se o crescimento dos recursos fotovoltaicos e eólicos frente a redução do uso de combustíveis fósseis para a geração de eletricidade.

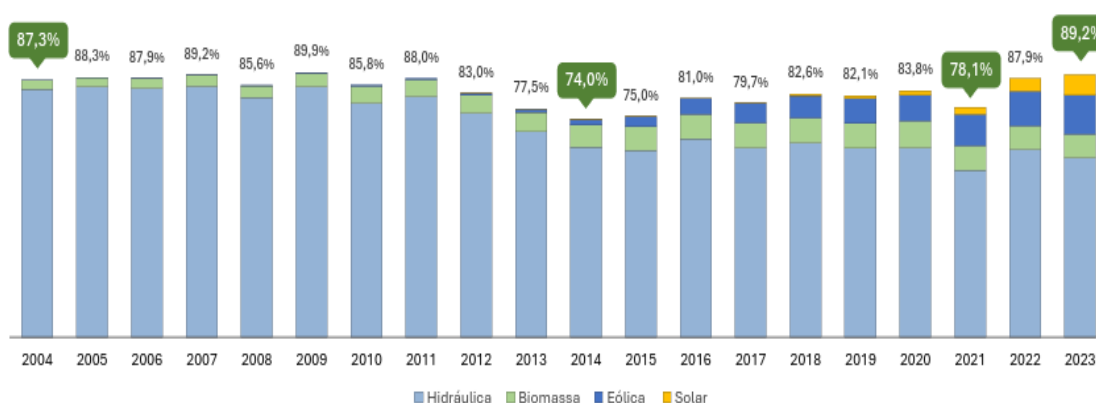
Figura 10 - Matriz elétrica brasileira 2023



Fonte: EPE (2024a).

A energia solar fotovoltaica, considerando geração centralizada e descentralizada, totaliza 18% de participação na matriz elétrica Nacional, de acordo com a Figura 11. Figura 11 é possível constatar o crescimento da participação deste tipo de recurso energético na matriz elétrica nacional. A trajetória do uso desse recurso primário como fonte de geração de energia elétrica no Brasil iniciou em 2010, com a Consulta Pública nº 015/2010 a fim de reduzir as barreiras para instalação de Geração Distribuída (GD) a partir de recursos energéticos primários não-esgotáveis e renováveis. Em 2012, foi publicada a Resolução Normativa (REN) n. 482, de 17 de abril de 2012 (BRASIL, 2012), que regulariza o sistema de compensação de energia elétrica, permitindo que os geradores possam compensar a energia gerada em diferentes pontos de consumo, dentro das regras determinadas na Resolução Normativa. Um dos subsídios oferecidos pelo governo foi o desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) para projetos outorgados ou homologados até março de 2022, isto gerou uma espécie de corrida por outorgas de projetos a fim de garantir este desconto que impacta nos custos operacionais das plantas de geração a partir de recursos energéticos primários renováveis. Com isto, existiu um aumento expressivo na evolução da fonte solar a partir de 2020, apresentado na Figura 11.

Figura 11 - Histórico de participação de fontes renováveis na matriz brasileira



Fonte: EPE (2024a).

A capacidade instalada de fontes eólicas, por sua vez, apresenta um perfil constante de crescimento em sua história no Brasil que iniciou por volta de 2005, e hoje corresponde a aproximadamente 13% da matriz elétrica do país. A fonte solar fotovoltaica, teve um crescimento mais expressivo a partir de 2012, ano em que a REN

n. 482, de 17 de abril de 2012, foi homologada e passou a movimentar o mercado nacional com os descontos nas tarifas de transmissão e distribuição. A capacidade de geração a partir de biomassa apresenta, também, crescimento ano após ano, quando se compara a capacidade instalada em 2022 em relação ao ano de 2013, houve 42% de expansão de plantas de geração a biomassa.

Devido à intermitência de fontes como eólica e solar, que dependem da disponibilidade do recurso primário, pode haver impactos na produção de H₂. De acordo com a tecnologia empregada para a produção do H₂ é requerido até 30% da capacidade de carga para manter a integridade do sistema. A geração de eletricidade por plantas solar fotovoltaicas e eolioelétricas possui variações ao longo do dia, de acordo com várias especificidades das plantas de geração. Essas variações podem causar diversos problemas ao eletrolisador como, por exemplo, degradação dos eletrodos devido a brusca alteração de tensão, reduzindo por esse e outros motivos a performance dos eletrolisadores (KOJIMA *et al.*, 2022).

Comparando as tecnologias de eletrolisadores, Kojima *et al.* (2022) apresentam o eletrolisador alcalino como uma tecnologia mais suscetível à degradação, devido às flutuações de potência. Enquanto, o eletrolisador por Membrana de Troca de Prótons (PEM) pode ser operado em baixa carga (de 10% a 20%) e com potência flutuante. Porém, os metais, como platina, que podem ser utilizados na produção desse tipo de catalisador elevam muito o custo. Para evitar a degradação é necessário estudar os padrões de flutuação da energia e seus efeitos nos eletrolisadores, além da necessidade de haver mais investimentos nas tecnologias desses materiais de forma que se tornem mais resilientes. Na etapa de planejamento de uma planta de hidrogênio, é necessário investigar o perfil de intermitência dos recursos energéticos primários e as combinações possíveis de eletrolisador e seus componentes para garantir a operação mais eficiente da planta (KOJIMA *et al.*, 2022).

A infraestrutura para a planta de hidrogênio depende também de sua conexão com o Sistema Integrado Nacional (SIN) e das tecnologias empregadas podem ocasionar impactos na qualidade de energia. No Plano Decenal de Expansão de Energia, publicado em 2024, foram apresentados como premissas para o próximo ciclo: proporcionar a integração segura de mais 10 GW de geração renovável no

Nordeste; e aumentar a capacidade de importação da região sul em até 4GW. Do ponto de vista de abastecimento à planta de hidrogênio, o principal desafio é definir o montante de carga de hidrogênio para então preparar o sistema de transmissão para essa demanda (EPE, 2024b).

De acordo com IEA (2021), o Brasil correspondeu a 0,44% da demanda global de hidrogênio em 2019, uma quantidade baixa, mas que pode ser oportunidade para incentivo do uso de hidrogênio ao invés de combustíveis fósseis. Nesse sentido, promove ao país a oportunidade de comercializar para os países que não conseguem atender a própria necessidade localmente, aproveitando melhor os recursos solar fotovoltaico, eólico e de biomassa.

A diversificação da matriz elétrica e o crescimento da participação de fontes intermitentes trazem desafios técnicos que precisam ser enfrentados, especialmente no que se refere à estabilidade do sistema elétrico e ao impacto dessas flutuações na produção de hidrogênio verde. Tecnologias como os eletrolisadores PEM surgem como alternativas viáveis para mitigar esses desafios, permitindo maior flexibilidade na integração da eletrólise à geração de eletricidade renovável.

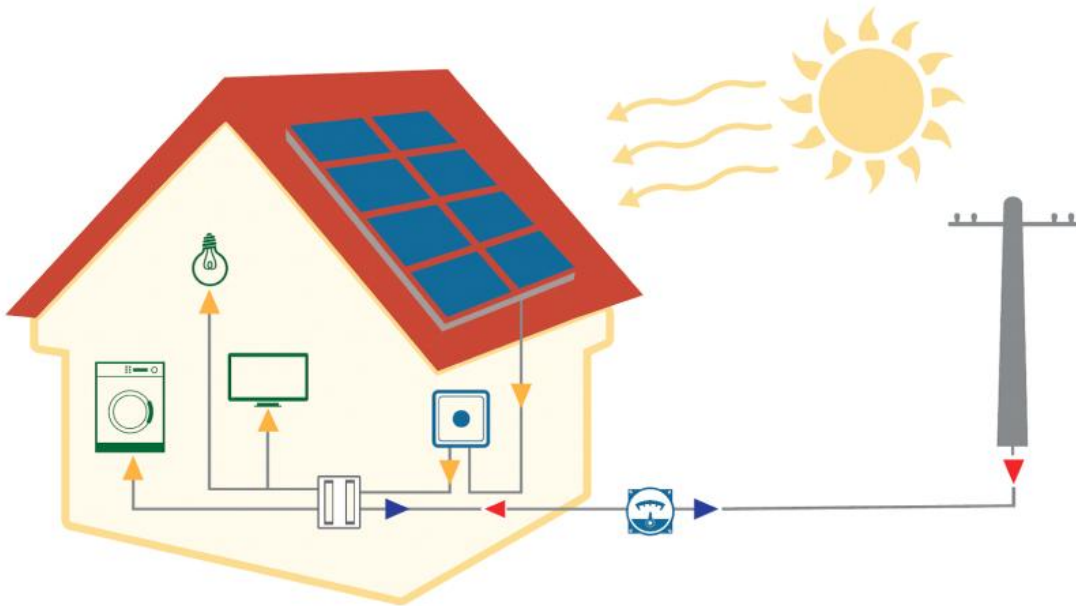
Dentre os recursos energéticos renováveis e não esgotáveis com maior potencial de crescimento no Brasil, destacam-se a energia solar fotovoltaica e a biomassa da cana-de-açúcar. A energia solar fotovoltaica tem avançado rapidamente devido à redução dos custos das tecnologias e ao alto potencial de geração em diversas regiões do país. Além disso, a biomassa da cana-de-açúcar continua sendo um dos principais recursos para geração de energia no Brasil na produção de biocombustíveis. A partir do bagaço e da palha da cana, é possível obter energia térmica e elétrica, contribuindo para a sustentabilidade do setor sucroenergético e ampliando as possibilidades de produção de hidrogênio renovável.

Dessa forma, a expansão da matriz energética renovável e a consolidação do hidrogênio verde como vetor energético representam oportunidades estratégicas para o Brasil. O aprofundamento nas características dos recursos solar fotovoltaico e biomassa permitirá uma visão mais clara sobre como essas fontes podem contribuir para um sistema energético mais sustentável e competitivo.

2.2.1 Recurso Solar Fotovoltaico

A radiação solar que incide sobre a terra pode ser transformada em diferentes tipos de energia como calor e eletricidade. A energia solar fotovoltaica (FV) é uma tecnologia que converte a radiação do sol em eletricidade. Os fótons da luz solar fornecem energia para que os elétrons se desloquem dos átomos de silício dentro da célula fotovoltaica, gerando corrente elétrica, que em seguida é conduzida para um inversor que converte a corrente elétrica contínua para alternada, permitindo que ela possa ser utilizada nas instalações. Conforme ilustrado na Figura 12, as setas indicam a direção dos fluxos de eletricidade para suprir a demanda da residência pelo sistema FV e pela rede elétrica do sistema de distribuição de energia elétrica (ABSOLAR,2025).

Figura 12 - Geração de energia solar fotovoltaica



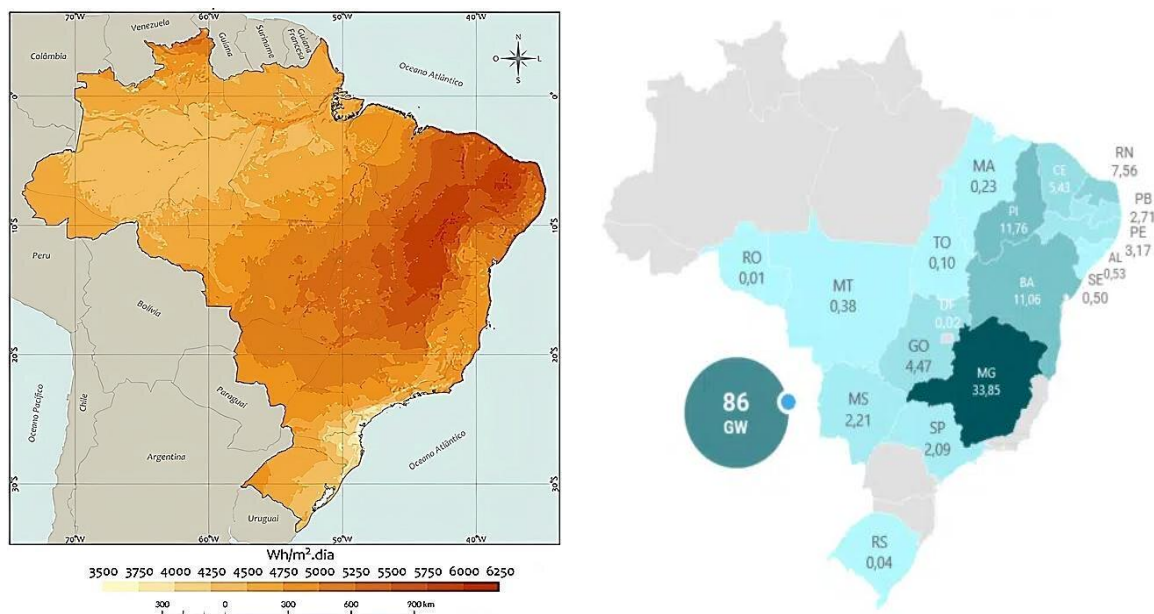
Fonte: ABSOLAR (2025).

Além de conhecer o gerador, no caso o módulo fotovoltaico, que transforma a radiação solar em eletricidade, é essencial considerar as características do ambiente para maximizar a eficiência do recurso natural. A avaliação da localização geográfica, a sazonalidade, área disponível e potencial solarimétrico são cruciais para determinar onde e como o sistema de geração será instalado. O potencial solarimétrico é calculado com base em dados de radiação solar, histórico solarimétrico, inclinação do terreno, entre outros fatores. Além disso, as tecnologias fotovoltaicas evoluíram

significativamente ao longo dos anos: a eficiência de conversão da energia solar em eletricidade aumentou de 6% na década de 1950 (CHODOS, 2009), quando os primeiros módulos foram lançados, para quase 30% na segunda década do século XXI (Fraunhofer ISE, 2024).

As regiões com maior irradiação global horizontal são as que concentram a maior parte dos projetos de geração solar fotovoltaica outorgados. Até 2023, esses projetos somaram 86 GW de capacidade instalada. A Figura 13 ilustra a relação entre a irradiação solar e a potência outorgada acumulada por estado, destacando que os estados com maior irradiação, como Minas Gerais, Piauí e Bahia, possuem os maiores índices de projetos fotovoltaicos. Juntos, esses estados somam quase 50 GW de projetos outorgados, demonstrando a forte correlação entre o potencial solarimétrico e o desenvolvimento de usinas fotovoltaicas (BRAGA, 2021; GREENER, 2023).

Figura 13 - Irradiação solar do Brasil [Wh/m².dia] e potência de projetos FV outorgados [GW]



Fonte: Elaborado a partir de Braga (2021) e Greener (2023).

As perspectivas de crescimento do mercado de geração fotovoltaica no Brasil são altas. O planejamento, até 2024, é dobrar a capacidade instalada desta fonte, indicando que o mercado permanecerá aquecido por alguns anos. Cada vez mais soluções conjuntas serão demandadas, como, por exemplo, o desenvolvimento de plantas de hidrogênio e datacenters, pois ambos demandam altos níveis de consumo de eletricidade. Para isso a associação desses projetos com geração a partir

de recurso energético primário não esgotável garante uma economia globalizada e comprometida com a descarbonização (ONS, 2025).

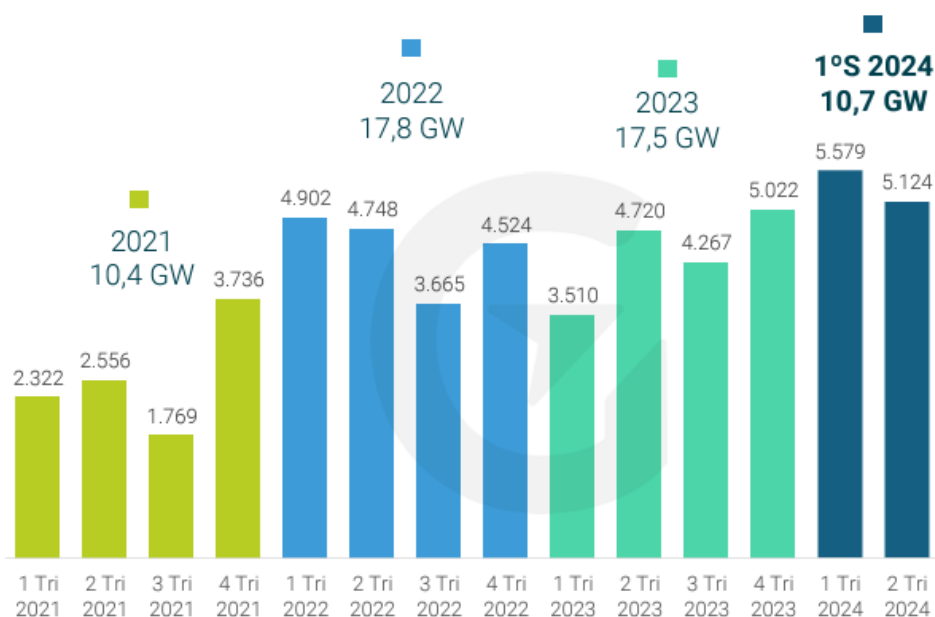
O mercado e indústria fotovoltaica são impulsionados por incentivos governamentais, fiscais e regulatórios, como comprovado pela taxa de crescimento médio anual entre 2025 e 2034 calculada em 9,64%, tendo como maior mercado a Ásia. Porém outras regiões trabalham para desenvolver a indústria nacional, como por exemplo o Brasil. De acordo com U.S. *Energy Information Administration* (EIA) (2024) até 2022, o Brasil assumiu a 8ª colocação no ranking mundial de geração solar fotovoltaica. Isso tem relação direta com o potencial solarimétrico do país que mesmo no local menos ensolarado de toda sua extensão territorial ainda pode gerar mais eletricidade solar fotovoltaica do que na Alemanha (Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2017).

Em 2022, o Brasil atingiu 30 TWh de geração, quase 80% de crescimento em relação a 2021, este aumento foi impulsionado pela Lei nº 14.120/2021 que dispôs que somente estariam elegíveis a um desconto de 50% na tarifa de transmissão e distribuição os empreendimentos outorgados até o dia 02 de março de 2022. Isso manteve o mercado fotovoltaico aquecido para geração fotovoltaica centralizada e descentralizada.

Quanto à cadeia de suprimentos para o setor fotovoltaico, o Brasil não possui muitas opções nacionais de tecnologia, fazendo-se necessária a importação da maior parte dos materiais e equipamentos. Diante disso, medidas de recomposição tarifária foram implantadas para estímulo da produção de módulos fotovoltaicos nacionalmente (Gecex-Camex, 2023).

Analisando a Figura 14 é possível identificar o aumento no volume de importações do país entre os anos de 2021 e 1º semestre de 2024. No decorrer desses anos, em torno de 70% das importações foi destinada para instalação em sistemas descentralizados. Devido às mudanças de critério e revogações de ex-tarifário que existiam e tornavam a importação de módulos mais atrativa do que a compra nacional é estimado um aumento de em torno de 18,75% no valor dos módulos fotovoltaicos, o que pode, talvez, impulsionar a produção nacional desse tipo de tecnologia (GREENER, 2024).

Figura 14 - Módulos fotovoltaicos importados pelo Brasil 2024



Fonte: Greener (2024).

A China é o maior exportador de módulos fotovoltaicos para o Brasil, e desafia a indústria local. A empresa chinesa BYD, que está em operação no Brasil, desde 2017, defende políticas públicas que favoreçam a produção de equipamentos nacionais (Valor, 2023). Existem desafios comerciais para consolidar a produção das tecnologias fotovoltaicas no Brasil, mas isto decorre, em boa parte, devido ao parque tecnológico deficitário do país.

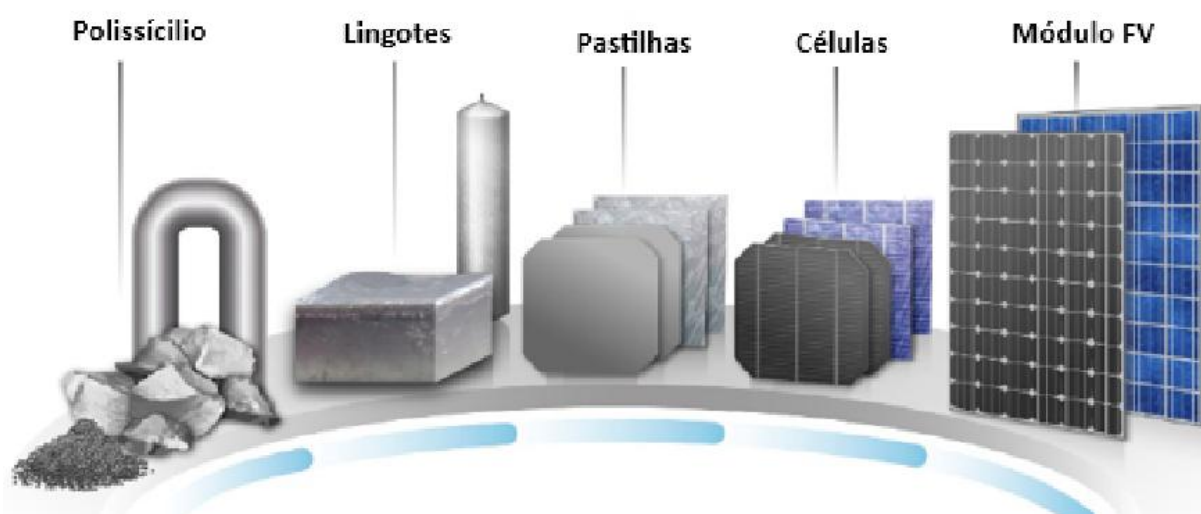
A cadeia de produção dos componentes para uma usina fotovoltaica é complexa e adentra o mundo da eletrônica de potência para produzir os melhores inversores. Sua base é a extração de minérios para produção dos componentes para inversores, módulos fotovoltaicos e as estruturas metálicas de suporte e cabeamento. Para o desenvolvimento de indústrias de manufatura dos módulos é importante avaliar todo o ciclo de vida até que um módulo exista e possa ser instalado para exercer seu objetivo fim: gerar energia elétrica.

Sob a ótica da cadeia de suprimentos podemos dividir os processos de produção para entender melhor o que ocorre e é demandado de cada etapa. E, dessa forma, entender qual é o impacto ambiental gerado por essas tecnologias de energia “renovável”.

O módulo fotovoltaico é constituído por dezenas de células fotovoltaicas que quando são atingidas pela radiação solar, geram corrente elétrica contínua através da excitação dos elétrons de silício, semicondutor que é a matéria-prima das células fotovoltaicas. Para a conversão da corrente contínua para alternada, de acordo com o sistema de eletricidade brasileiro, é necessário empregar um inversor anti-ilhamento que realiza a conversão entre os tipos de corrente, permitindo o uso da eletricidade gerada, com segurança elétrica.

A cadeia de produção de um módulo passa por 5 etapas principais até se tornar o produto, este processo é apresentado na Figura 15. O silício policristalino é a matéria-prima, ele é usado para produzir lingotes de silício monocristalino ou policristalino. Esses lingotes são posteriormente cortados em pastilhas, mais conhecidas como “*wafers*”, transformadas em células e, por fim, montados em módulos completos, com o vidro e estrutura de alumínio.

Figura 15 - Cadeia de produção de um módulo FV



Fonte: NREL (2018).

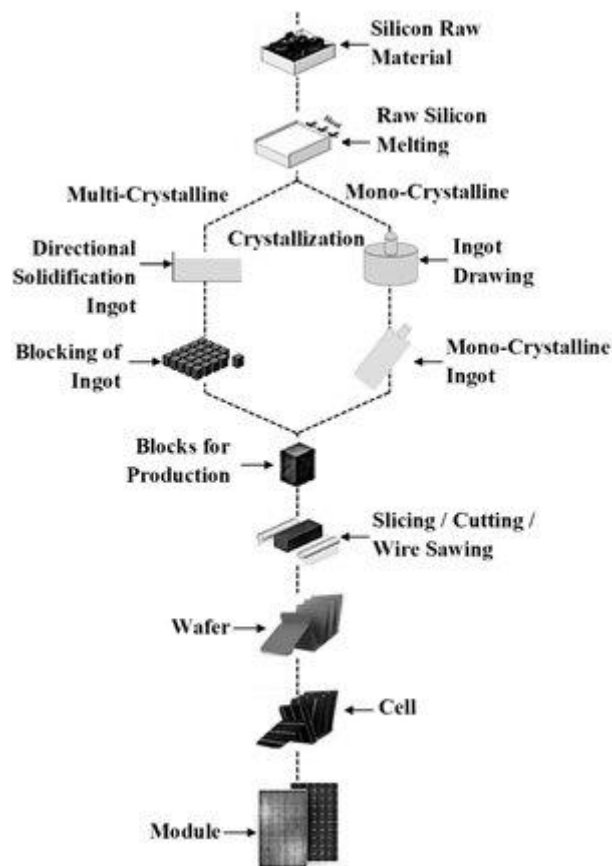
O silício policristalino é insumo para produção de microeletrônicos e módulos fotovoltaicos, extremamente demandado pela expansão do mercado fotovoltaico mundialmente na última década a maior parte foi destinada para módulos fotovoltaicos. Em torno de 90% da produção dos módulos fotovoltaicos é feita pelo método de Deposição Química de Vapor (CVD), sendo também o método para a produção de filmes finos sólidos e revestimentos de alta qualidade. Esse processo ocorre em um reator chamado de reator Siemens, ele é composto por uma câmara

hermética onde algumas hastes de silício são aquecidas pela corrente elétrica (NREL, 2018; Fang *et al.*, 2014).

A matéria-prima do processo CVD é o silício metalúrgico (mgSi) que é produzido por redução carbotérmica de quartzo em alta temperatura ($\sim 2.000^{\circ}\text{C}$) em forno elétrico a arco. O silício se liquidifica e posteriormente é despejado em um molde para ser solidificado novamente e depois triturado.

A próxima etapa para a fabricação dos módulos fotovoltaicos é a produção de lingotes e pastilhas. Para tanto, duas rotas se difundiram com mais relevância no mercado, a rota monocristalina, usando o processo de Czochralski (Cz); e a rota multicristalina pelo processo de solidificação direcional (DS). A Figura 16 apresenta as duas rotas produtoras das pastilhas. A principal diferença entre o método Cz e DS é a forma como o silício policristalino é fundido, transformado em lingote, e no formato do lingote.

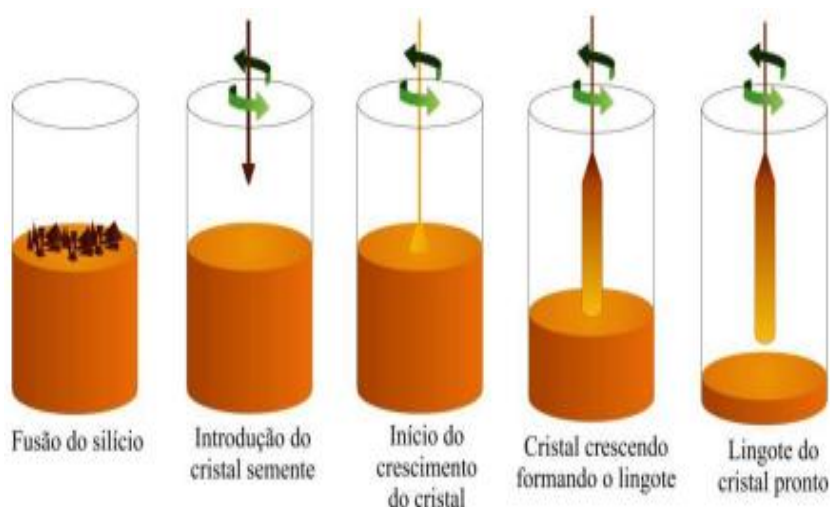
Figura 16 - Processo de produção de módulo fotovoltaico



Fonte: Majdi, *et al.* (2020).

No processo Czochralski, um lingote cilíndrico de silício monocristalino é cultivado ao tocar uma semente cristalina na superfície do líquido, silício fundido, e puxá-la lentamente. Durante o crescimento do cristal ele recebe pequenas quantidades de boro, assim forma-se o semiconductor dopado do tipo p (MACHADO *et al.*, 2014). A Figura 17 ilustra o processo de formação do lingote, o resultado é um lingote mono cristalino, normalmente para produção de células cilíndricas, em que o lingote pode chegar até 200kg.

Figura 17 - Processo de Czochralski



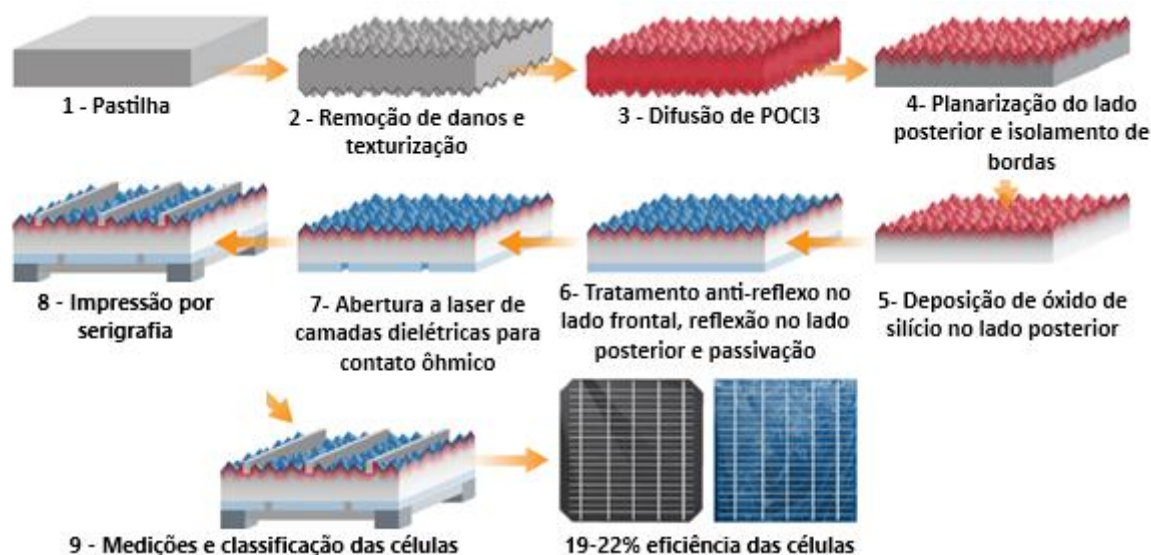
Fonte: Machado, *et al.* (2015).

No método de produção policristalino, DS, são produzidos lingotes mais largos, pesados, porém de menor comprimento e as pastilhas assumem um formato mais quadrado. A etapa seguinte à produção dos lingotes é um tratamento químico e térmico, para produzir a célula fotovoltaica a partir das pastilhas, sendo que cada pastilha equivale a uma célula. As células do tipo PERC (Emissor Passivado de Célula Traseira), tem sido muito utilizadas devido à alta eficiência da conversão da irradiação solar.

Para a produção dessas células fotovoltaicas, elas passam pelo tratamento que envolve a remoção de danos e texturização da superfície da pastilha seguida pela difusão de oxiclreto de fósforo (POCl_3) em alta temperatura. Após o resfriamento, a camada de vidro fosfosilicato formada é removida por gravação química úmida. Em seguida, deposita-se uma camada de nitrito hidrogenado de silício para passivação e redução da reflexão. Por fim, realiza-se a serigrafia de pastas de alumínio e prata nas superfícies frontal e traseira, seguida pelo recozimento e co-fusão das pastas

condutoras (NREL, 2018). Esse processo está ilustrado na Figura 18, e apresenta também o resultado final que são células com eficiência entre 19 e 22%.

Figura 18 - Processo de produção de célula fotovoltaica PERC

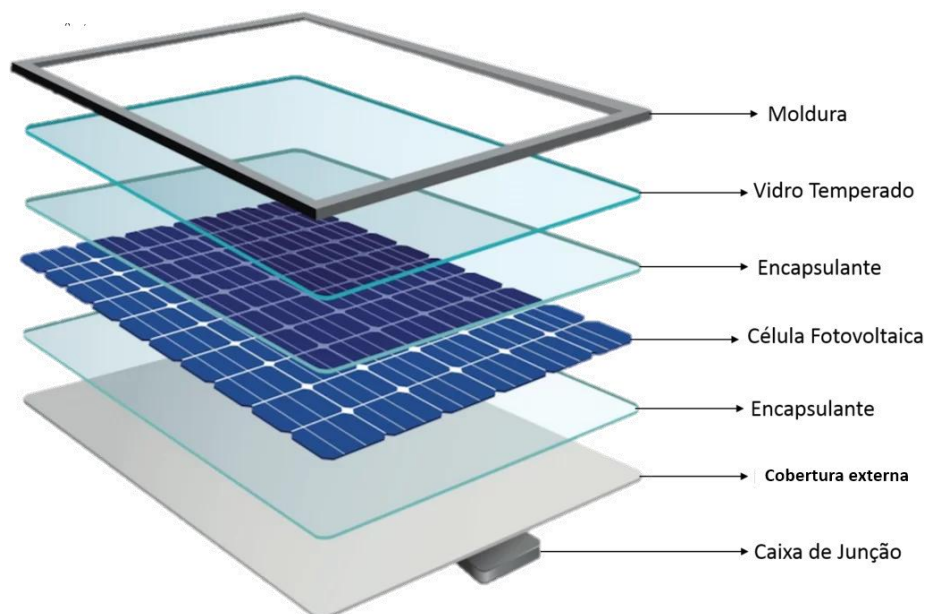


Fonte: Adaptado de NREL, 2018.

No início da manufatura, as pastilhas passam por uma inspeção para detectar defeitos visíveis, e ao fim da linha de produção as células completas são avaliadas em um teste rápido que as expõe a uma intensidade de luz conhecida (geralmente 1.000 W/m^2) enquanto suas características elétricas são medidas. Quando as pastilhas e células finalizadas falham nas inspeções iniciais e não atingem o desempenho elétrico mínimo estabelecido elas são descartadas (NREL,2018).

Na montagem do módulo de silício cristalino (c-Si), as células são conectadas em grupos chamados de *strings* e organizadas em um arranjo paralelo. Essas *strings* são interligadas por fitas metálicas e fixadas sobre uma camada de encapsulante, posicionada sobre vidro. Outra camada de encapsulante e um vidro frontal são laminados para selar a estrutura. As conexões elétricas passam por um orifício traseiro e são organizadas na caixa de junção. Por fim, o módulo recebe uma moldura de alumínio ao redor do seu perímetro. É comum que os módulos sejam montados com 60 ou 72 células, na Figura 19 estão representadas as etapas da montagem do módulo.

Figura 19 - Processo de montagem do módulo fotovoltaico



Fonte: Maringá Solar, 2022.

Além dos módulos fotovoltaicos, outros componentes são essenciais para o funcionamento eficiente de uma usina solar fotovoltaica. Entre eles, destacam-se os inversores, os seguidores solares e o *Balance of Plant* (BOP). Os inversores são responsáveis por converter a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA), que pode ser utilizada na rede elétrica ou em instalações industriais. A eficiência dos inversores modernos varia entre 97% e 99%, com tecnologias avançadas minimizando perdas e maximizando a produção de energia. Além da conversão, os inversores desempenham funções críticas, como o monitoramento do sistema, a otimização do ponto de máxima transferência de potência (MPPT) e a proteção contra falhas na rede.

Os seguidores solares, também chamado de *trackers*, são sistemas que ajustam a inclinação e a orientação dos módulos fotovoltaicos para maximizar a captação de radiação solar ao longo do dia. Existem dois tipos principais: seguidores solares de eixo único (que seguem o movimento do sol no eixo leste-oeste) e seguidores solares de eixo duplo (que também ajustam a inclinação vertical). O uso de seguidores solares pode aumentar a produção de energia de 25% a 30%, dependendo da localização e das condições climáticas. No entanto, eles também demandam maior investimento inicial e manutenção, o que deve ser considerado no planejamento da usina.

O BOP engloba todos os componentes auxiliares necessários para o funcionamento da usina, como cabos, estruturas de suporte, transformadores, sistemas de monitoramento e controle, e infraestrutura de conexão à rede. A eficiência do BOP é crucial para minimizar perdas energéticas e garantir a confiabilidade do sistema. Por exemplo, a escolha de cabos de alta qualidade e a otimização do layout da usina podem reduzir perdas por resistência e sombreamento. Além disso, o BOP desempenha um papel fundamental na integração de tecnologias complementares, como sistemas de armazenamento de energia.

A instalação de usinas fotovoltaicas traz impactos ambientais que devem ser cuidadosamente avaliados. A área necessária para uma usina fotovoltaica varia conforme a tecnologia utilizada e a eficiência dos módulos. Segundo estudos, como o de Rediske *et al.* (2019), são necessários cerca de 26 hectares para uma planta de 30 MW, o que equivale a uma média de 1,15 MW instalado por hectare. Além do uso do solo, é importante considerar outros impactos, como a alteração do ecossistema local e a necessidade de medidas de mitigação para reduzir esses efeitos.

A geração fotovoltaica pode ser integrada à produção de hidrogênio por meio de eletrólise, mas esta conexão apresenta desafios técnicos e operacionais. A qualidade do hidrogênio produzido depende da estabilidade da eletricidade fornecida ao eletrolisador, assim, flutuações no suprimento de eletricidade podem afetar a eficiência do processo e a pureza do hidrogênio. Sistemas de controle avançados e inversores de alta precisão são essenciais para garantir a qualidade e a eficiência do sistema. Em condições ideais, essa integração pode resultar em uma produção eficiente e sustentável de hidrogênio, mas estudos detalhados são necessários para garantir sua viabilidade técnica e econômica.

2.2.2 Recurso da Biomassa da cana-de-açúcar

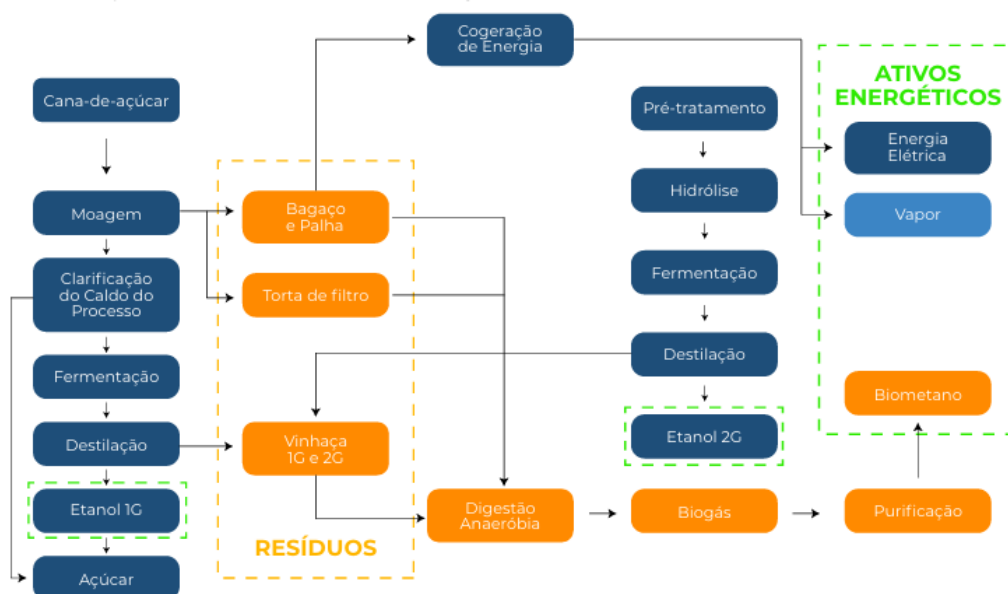
O Brasil é o líder mundial na produção de cana-de-açúcar de acordo com a Conab (2022). A cana-de-açúcar pode ser 100% utilizada. A principal utilização é como matéria-prima para a produção de açúcar e álcool, sendo os subprodutos e resíduos utilizados para co-geração de energia elétrica, entre outros (EMBRAPA, 2022).

Os resultados positivos do país na economia sucroalcooleira têm relação com investimentos na década de 1970. Em decorrência da crise do petróleo, o Brasil criou o Pró-álcool, programa de incentivo à substituição de combustíveis fósseis por álcool. O incentivo contou com a construção de infraestrutura de produção, transporte e comercialização da cana-de-açúcar, esse programa alavancou a experiência do Brasil com a indústria sucroalcooleira, e tem sido motivo de interesse de outros países para usufruir dessa experiência para a produção de hidrogênio (da SILVA *et al.*, 2016).

A produtividade da cana-de-açúcar depende da combinação entre clima e solo. Em 2022, os estados de São Paulo, Goiás e Minas Gerais foram os maiores produtores sucroalcooleiros do país. A indústria convencional no Brasil consiste em um sistema de plantio de uso extensivo de terras, técnicas de cultura única, uso intensivo de pesticidas e alto consumo hídrico. Além disso a sazonalidade é uma característica intrínseca desde o plantio até a colheita, pois as chuvas que trazem boas condições para o crescimento da cana-de-açúcar em determinado momento, atrasam o processo de maturação, o que mostra quão dinâmicas são as condições que podem garantir ou não uma boa colheita da cana e de seus subprodutos (Conab, 2022).

A cadeia produtiva da cana-de-açúcar conta com a participação de diferentes agentes econômicos nos diferentes processos pelo qual perpassa para ser utilizada em produtos, pois até os resíduos e subprodutos podem ser reutilizados. Além dos produtos açúcar e etanol, que são muito conhecidos pela população, os subprodutos como bagaço, palha e vinhaça tem recebido mais valor agregado para outros usos. O processo produtivo de usinas sucroenergéticas possui muitas interfaces, afinal todas as partes da cana colhida são utilizadas para algum fim. A Figura 20 apresenta os caminhos mais consolidados na indústria da cana-de-açúcar.

Figura 20 - Processo produtivo usina sucroenergética



Fonte: EPE, 2023.

O etanol é um dos principais produtos da cana-de-açúcar, mas o dióxido de carbono é um resíduo metabólico de processo biológico de fermentação alcoólica, podendo ser produzido a partir do milho e da cana-de-açúcar. Num cenário de constante busca por melhoria no desempenho da produção, uma das estratégias é o processamento da cana para produção de etanol de duas formas: pela fermentação da sacarose da cana, o caldo, neste caso sendo considerado etanol de primeira geração, ou quando gerado pela fermentação dos açúcares da fibra, bagaço da cana, forma-se o etanol de segunda geração (DONKE, 2016).

O etanol possui diferentes classificações dada a sua graduação alcoólica, e presença de outros componentes. Explorando as diferenças entre o etanol anidro e o hidratado, identifica-se que a diferença entre eles é a concentração de água presente. De acordo com o Centro de Conhecimento em Bioenergia da Universidade Federal de Viçosa (2020), a separação desses tipos de etanol ocorre no processo de destilação. A solução obtida após a destilação é o etanol hidratado que contém 4,9% de água em sua composição. Para a produção do etanol anidro é necessário submeter a solução à desidratação via peneira molecular, que irá manter uma concentração de no máximo 0,4% de água na solução. Ambos podem ser utilizados como combustível.

O potencial energético do etanol como entrada para geração de eletricidade para a produção de hidrogênio parece promissora. Considerando a planilha CONAB

2019/2020, o estado de SP produziu 5.182 kg etanol/ha-ano, e com 13,04% do etanol sendo composto por hidrogênio obtém-se o número de 675,9 kg de H₂/ha-ano presente no etanol. Quando o etanol é submetido à reforma a vapor, processo catalítico e endotérmico que promove a conversão de uma mistura de hidrocarboneto e vapor de água, é gerado hidrogênio de alto rendimento (da SILVA *et al.*, 2016), há um gasto energético maior, resultando em uma taxa de conversão em torno de 60% (CAMARGO, 2021).

Segundo a CONAB (2023), a estimativa da safra brasileira 2023/2024 foi de 16,08 bilhões de litros de etanol hidratado, e 11,64 bilhões de litros de etanol anidro. Porém, para a cana se tornar etanol, os processos desde o plantio até a entrega da cana na indústria de processamento devem ocorrer com atenção para a gestão ambiental sustentável e extraindo o máximo de energia de forma a demandar menos recurso natural.

No Brasil, a geração de resíduos que está em constante crescimento isto aumenta a necessidade de agregar valor a esse material, com potencial para impulsionar a economia circular. Nesse cenário, surgem as biorrefinarias, cujo objetivo é converter biomassa em biocombustíveis, eletricidade e outros produtos de interesse (GAETE *et al.*, 2020).

Devido às iniciativas de práticas socioambientais que reduzem os possíveis impactos ambientais, a metodologia de Análise de Ciclo de Vida (ACV) tem se apresentado como uma análise promissora para entender mais a fundo o impacto de cada etapa do processo sucroalcooleiro. O desenvolvimento de melhorias em um segmento que já é dominado pelo Brasil é de grande interesse, pois a população tem aderido à utilização de etanol como combustível, assim até novembro de 2023 o crescimento no consumo do etanol foi de 6% em relação a 2022 (EPE, 2023).

Sob o ponto de vista ambiental, a colheita é considerada a etapa mais agressiva ao meio ambiente, pois é comum, apesar de regulamentado através do Decreto Federal nº 2.661/1998, que ocorra a queima controlada em áreas com limites definidos. Nos canaviais, a queima é feita antes da colheita para “limpar folhas”, facilitando a colheita da cana-de-açúcar (MACHADO, 2024).

A produção tradicional de cana-de-açúcar consome energia de diferentes fontes, como plantas, esterco, fertilizantes, proteção de plantas, irrigação e

maquinário. A utilização dessa energia pode ser de forma direta, indireta ou combinando as duas e sua quantidade pode variar de acordo com o tamanho da fazenda, tipo de solo, nível de mecanização do processo, entre outros fatores. A mensuração da energia utilizada na agricultura é mais desafiadora do que mensurá-la na indústria, pois é um sistema de conversão biológica (MODI *et al.*, 2023).

Rodrigues *et al.* (2023) desenvolveram uma ACV sobre a cadeia de suprimentos da cana-de-açúcar considerando sua aplicação como açúcar e etanol. O estudo delimitou a microrregião de Anápolis, em Goiás, e analisou as entradas e saídas dos processos de cultivo e transporte da cana, produção e transporte do etanol. No aspecto de consumo de recursos, foram analisados a utilização do solo, combustíveis fósseis, minerais, metais e o uso da água. Na utilização de recursos de combustíveis fósseis a produção de etanol foi a mais impactante, com quase 95% de todo o consumo de recursos fósseis, atingindo 43,085MJ.

Apesar do consumo inerente ao processo de produção, a energia que pode ser gerada a partir da biomassa pode ser produzida em usina a biomassa, pelo processo de queima dela para aquecer água e então movimentar as turbinas que acionam os geradores de eletricidade. Nesse método é muito importante haver formas de capturas o CO₂ emitido na queima para que não contribua com os GEE.

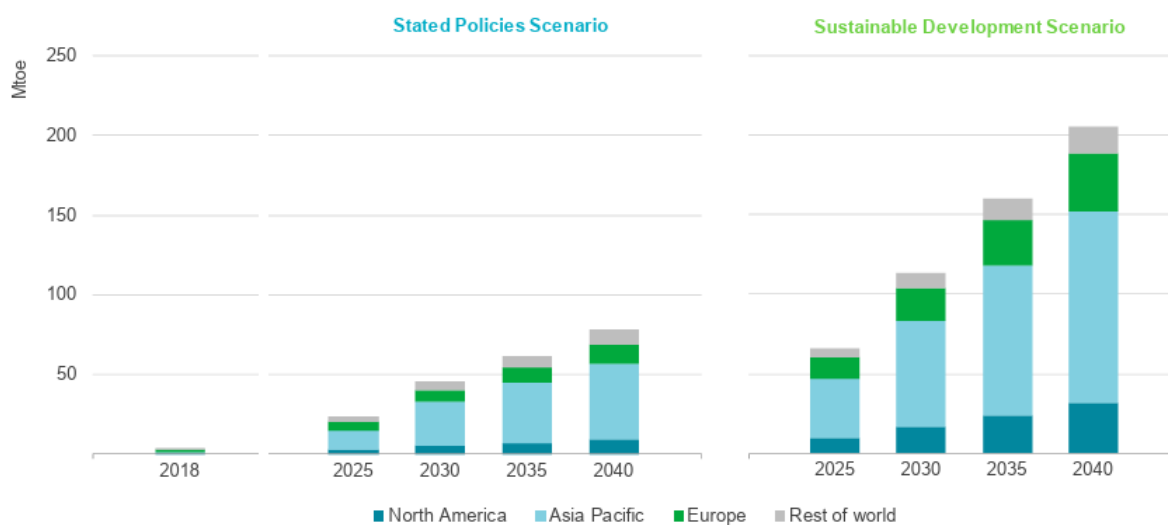
Uma outra aplicação da biomassa que tem sido muito estudada e atrelada às rotas de produção de hidrogênio é a biodigestão da biomassa para produção de biogás que também é conhecido como gás natural renovável, sendo cerca de 45% a 75% da composição do biogás composto por metano. Devido à variação da concentração de metano, o PCI, que é a quantidade de calor disponível no combustível após a dedução do calor latente de vaporização do Poder Calorífico Superior (PCS), pode variar entre 16 MJ/m³ e 28MJ/m³ (IEA, 2020).

Os custos relativamente altos da produção de eletricidade por meio do biogás podem limitar seu crescimento em mercados de leilões de eletricidade renovável. No entanto, diferentemente das fontes eólica e solar, as usinas de biogás operam de forma flexível, oferecendo serviços auxiliares à rede, cujo reconhecimento poderia impulsionar sua adoção futura. Além disso, a cogeração de biogás é mais vantajosa economicamente do que usinas exclusivamente elétricas quando há demanda local

de calor, pois alcança maior eficiência energética, com cerca de 35% da fonte primária gerando eletricidade e 40-50% do calor residual sendo reaproveitado (IEA, 2020).

Atualmente, uma pequena, porém crescente, parcela do biogás global é convertida em biometano (o biogás precisa passar por um processo de purificação para obter biometano), porém é possível produzir de maneira sustentável mais de 700 Mtep (milhões de toneladas equivalentes de petróleo) de biometano, volume que corresponde a mais de 20% do consumo mundial de gás natural. A produção mundial ainda é pequena, e a demanda apesar de ainda ser tímida, tem perspectivas de crescimento. A Figura 21 mostra que, visando um cenário de desenvolvimento sustentável, o crescimento da demanda mais que dobrará até 2040, pois o biometano pode ser considerado um componente crucial na contenção do aquecimento global (IEA, 2020).

Figura 21 - Demanda de biometano no mundo



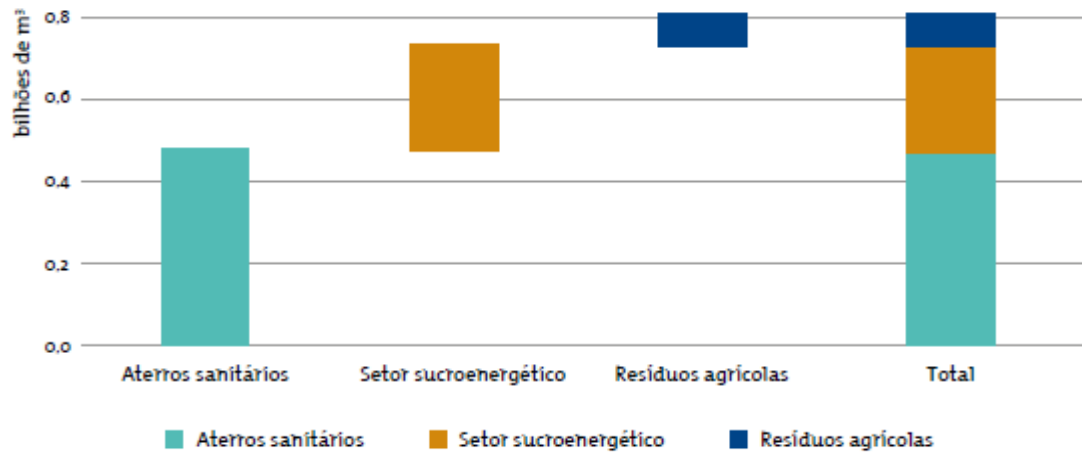
Note: 1 Mtoe = 11.63 TWh = 41.9 PJ.

Fonte: IEA, 2020.

No Brasil, o maior potencial de produção do biometano se encontra no setor agroindustrial, porém este setor é responsável por cerca de 75% das emissões no país são decorrentes de desmatamento e agropecuária. Entretanto, a produção de biometano pode tratar as emissões do setor de resíduos do país, utilizando-o como matéria-prima os resíduos sólidos urbanos, efluentes domésticos, industriais e agropecuários.

De acordo com o BNDES, a produção esperada de biometano no Brasil em 2027 é de que quase 0,5 bilhão de metros cúbicos sejam provenientes do tratamento dos resíduos de aterros sanitários, como apresentado na Figura 22.

Figura 22 - Produção esperada de biometano no Brasil em 2027 por matéria-prima



Fonte: BNDES, 2024.

Os resíduos agrícolas têm uma participação menor na geração de bioeletricidade, mas a vasta experiência do Brasil na produção agrícola da cana-de-açúcar, especialmente na geração de energia a partir do bagaço, destaca-se significativamente entre as demais fontes de bioeletricidade. Em 2020, a cana-de-açúcar foi responsável por mais de 80% da geração de eletricidade a partir de biomassa de bagaço de cana-de-açúcar no país, com uma produção de aproximadamente 22,41 TWh (CCEE, 2020).

Segundo estudo desenvolvido pela EPE (2023b), a expansão do biometano será acelerada pela integração entre os setores produtores de resíduos, desenvolvedores de tecnologia, distribuidores de gás e outras soluções de escoamento. Além disso, fornecedores de equipamentos a gás, consumidores de energia e a atuação estratégica de reguladores e formuladores de políticas serão fundamentais para impulsionar seu desenvolvimento.

A região sudeste e sul do Brasil possui disponibilidade de matéria-prima para produção de biogás e biometano, e com potencial de serem utilizados para produção descentralizada de hidrogênio. A riqueza de recursos e experiências do Brasil com as duas fontes de geração de eletricidade, colocam o país numa situação de destaque positivo para desenvolvimento de projetos de hidrogênio.

A cana-de-açúcar, embora seja uma importante fonte de energia renovável, traz impactos ambientais significativos, como a ocupação de grandes extensões de terra, compreendendo mais de 8695 mil hectares no ano de 2024 (Conab, 2024), e a degradação do solo. O cultivo intensivo pode levar à perda de matéria orgânica, compactação e erosão, especialmente quando práticas como a queima da palha são utilizadas. No entanto, técnicas modernas, como a colheita mecanizada sem queima e o uso de resíduos como a vinhaça para fertilização, têm sido adotadas para reduzir esses impactos e promover um manejo mais sustentável.

A produção de hidrogênio a partir da cana-de-açúcar, seja por reforma a vapor do etanol ou gaseificação do bagaço, conecta-se à geração de energia renovável, mas esgotável, e oferece uma alternativa de baixo carbono. No entanto, esse processo enfrenta desafios operacionais, como a sazonalidade da biomassa, a necessidade de otimização dos processos de conversão e a garantia da qualidade do hidrogênio produzido. A pureza do H₂ pode variar, exigindo etapas adicionais de purificação para atender aos padrões industriais ou de uso como combustível.

A integração de tecnologias de captura e armazenamento de carbono pode ampliar o potencial da cana-de-açúcar na produção de hidrogênio sustentável. Durante a gaseificação do bagaço, por exemplo, o CO₂ gerado pode ser capturado e armazenado, transformando o processo em uma fonte de hidrogênio de baixo carbono ou até mesmo neutra em carbono. Essa abordagem alinha-se aos objetivos globais de descarbonização e pode contribuir para a produção de hidrogênio verde ou azul.

Em resumo, a cana-de-açúcar apresenta tanto desafios ambientais quanto oportunidades para a transição energética. Com práticas sustentáveis e a adoção de tecnologias avançadas, como a CCUS, é possível mitigar os impactos negativos e aproveitar seu potencial para a produção de energia renovável e hidrogênio de baixo carbono, contribuindo para um futuro mais sustentável.

2.3 Tecnologias e meios de produção de hidrogênio

O hidrogênio é um elemento químico descoberto em 1776 por Henry Cavendish, cientistas produziram-no anos antes de reconhecerem o hidrogênio como um elemento, composto por 1 próton e 1 elétron, sendo o elemento mais abundante

no planeta. A palavra hidrogênio deriva de “hidro” que significa água e “genes” que se refere a “gerar”, porque quando queimado no ar, o hidrogênio se transforma em água (CIAAW, 2020), e o contrário também acontece, pode-se transformar água em hidrogênio.

O hidrogênio não pode ser encontrado puro em seu estado natural, mas pode ser produzido a partir de outras substâncias que contém hidrogênio em sua composição, como água e biomassa. O hidrogênio pode ser produzido a partir de diversas rotas tecnológicas, sendo as mais consolidadas baseadas em processos com uso de energia térmica e química (GRIMALDO-GUERRERO *et al.*, 2021).

Segundo o Relatório Global Hydrogen Review IEA de 2023 (IEA, 2023a), a prioridade é mudar a demanda atual por hidrogênio na indústria e refino, por hidrogênio de baixa emissão de carbono. Para isso, o hidrogênio produzido através da eletrólise é apresentado como a melhor alternativa, visto que é produzido a partir de água e eletricidade, sendo esta proveniente de recursos energéticos primários não esgotáveis e renováveis como solar fotovoltaica e eólicoelétrica, e seu único subproduto é o oxigênio (ALI *et al.*, 2024).

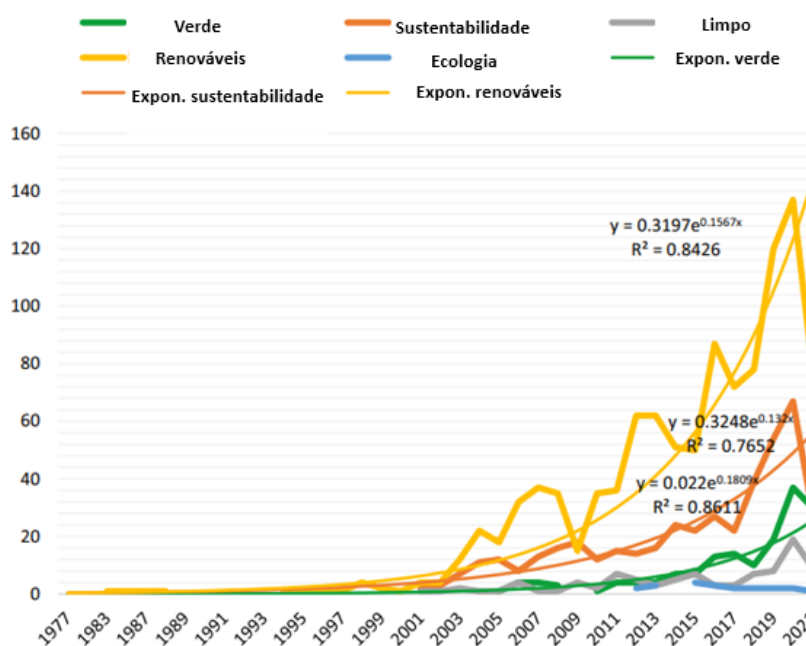
No Brasil, o desenvolvimento e a pesquisa sobre essas tecnologias vêm avançando com o apoio de instituições acadêmicas, empresas e programas governamentais, com destaque para iniciativas que visam à descarbonização da matriz energética e à integração do hidrogênio na transição energética. As principais rotas tecnológicas para a produção de hidrogênio são a reformação e eletrólise. A reforma de hidrocarbonetos é o processo que produz o hidrogênio cinza, azul e turquesa. Na reforma ocorre a produção de H₂ a partir do gás natural, biomassa ou metano, utilizando processos como reforma a vapor (Steam Methane Reforming - SMR) e pirólise. A eletrólise da água que resulta no hidrogênio verde, consiste na separação do hidrogênio e oxigênio utilizando eletricidade proveniente de fontes renováveis e não esgotáveis (IPEA, 2022).

Diversos grupos de pesquisa se destacam no estudo dessas tecnologias, como aqueles vinculados ao Instituto de Energia e Ambiente da USP (IEE-USP) ou ao Centro de Pesquisa em Gás e Energias Renováveis da UFRJ (RCGI), entre outros (Jornal USP, 2023). Dentre os estudos para diferentes rotas tecnológicas, existe a pesquisa para produção do hidrogênio a partir de processos biológicos e

termoquímicos, por meio da fermentação de biomassa e ciclos termoquímicos. Outrossim, ressalta-se também a existência de cursos de especialização em hidrogênio verde e de rotas tecnológicas que foram lançados por empresas como SENAI (SENAI CIMATEC, 2025) e Bio Energy Academy (Bio Energy Academy, 2024) para capacitar mais profissionais para adentrar ao mercado do hidrogênio.

Uma revisão bibliográfica feita por Guevara-Ramirez *et al.* (2022) teve como objetivo aprofundar o entendimento do conceito do hidrogênio verde e estabelecer limites entre os diferentes termos. As publicações relacionadas aos conceitos de H₂ começaram a ser registradas em 1977, com valores discretos até 2000, seguidos por um crescimento exponencial até o presente, como apresentado na Figura 23. De um total de 1.751 registros, 60,4% estão associados ao termo H₂ renovável, que foi o primeiro a ser utilizado em 1977, e apesar das diferentes nomenclaturas nota-se um crescimento exponencial de publicações sobre hidrogênio.

Figura 23 - Publicações bibliográficas em relação a hidrogênio



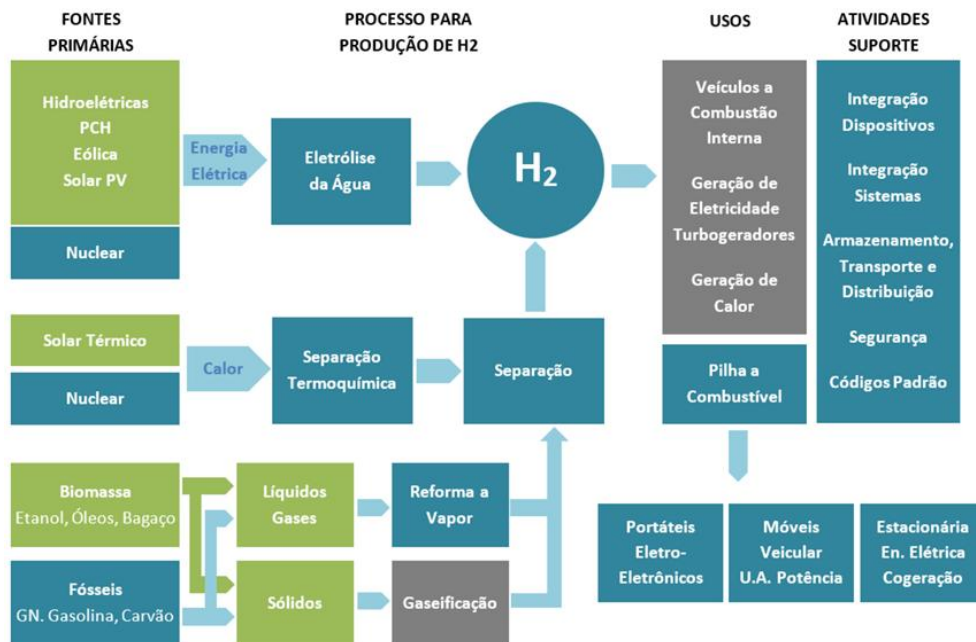
Fonte: Adaptado de Guevara-Ramirez, *et al.*, (2022).

Diversas publicações abordam as diferentes rotas de produção de hidrogênio, destacando as tecnologias e insumos que permitem classificá-lo em "rotas" ou "cores". A Figura 24 ilustra os principais meios de produção de hidrogênio a partir de fontes primárias variadas. Fontes renováveis, como hidráulicas, eólicas e solar fotovoltaicas, suprem de eletricidade a eletrólise da água, enquanto a energia

solar térmica e nuclear permitem a separação termoquímica. Já, a biomassa e os combustíveis fósseis produzem hidrogênio por meio de reforma a vapor ou gaseificação.

O hidrogênio gerado por essas rotas pode ser aplicado em diversas áreas, como transporte, geração de eletricidade e cogeração de calor, incluindo o uso em células a combustível. Suas aplicações abrangem setores portáteis, móveis e estacionários, demonstrando sua versatilidade. No entanto, para viabilizar toda a cadeia de produção e uso do hidrogênio, é essencial desenvolver infraestruturas adequadas para armazenamento, transporte e segurança, garantindo eficiência e confiabilidade no processo.

Figura 24 - Rotas tecnológicas para produção de hidrogênio

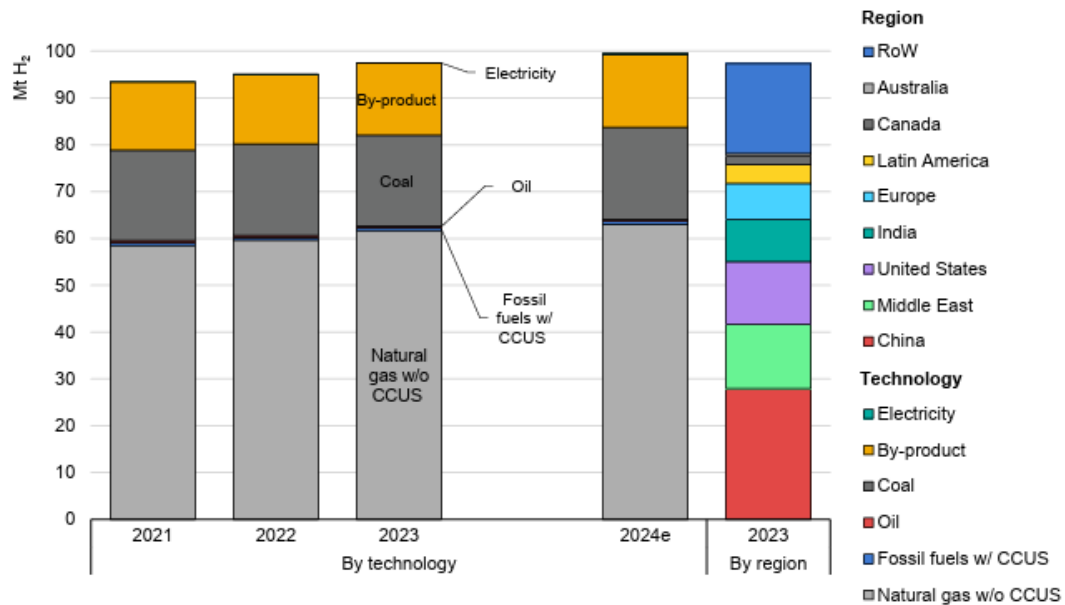


Fonte: EPE, 2021.

Historicamente, a tecnologia de produção de hidrogênio é dependente de gás natural sem Captura, Utilização e Armazenamento de Carbono (CCUS), como apresentado em estudo desenvolvido pela IEA (2024b) e ilustrado na Figura 25, pois as tecnologias com CCUS não são representativas frente a produção total. A produção de hidrogênio com baixas emissões cresceu ligeiramente nos últimos dois anos, ainda abaixo de 1 milhão de toneladas de H_2 , representando menos de 1% da produção mundial. Esse hidrogênio é principalmente produzido a partir de combustíveis fósseis com CCUS. A produção eletrolítica, por sua vez, continua sendo uma pequena fração

do total, abaixo de 100 mil toneladas de H₂ em 2023. A maior parte dessa produção está concentrada na China, Europa e Estados Unidos, que juntas representam cerca de 75% da produção global de hidrogênio (IEA, 2024b).

Figura 25 - Produção de hidrogênio por tecnologia e região, 2021-2024



Fonte: IEA, 2024b.

A produção anual de hidrogênio com baixas emissões pode atingir 49 Mt por ano de H₂ até 2030. Excluindo projetos em fases iniciais de desenvolvimento, como aqueles em que apenas houve anúncio de acordos de cooperação, a produção anual de hidrogênio com baixas emissões poderá ultrapassar 26 Mt por ano de H₂ até 2030. Para que esses números sejam alcançados as tecnologias de eletrólise e reforma a vapor com CCUS são altamente pressionadas a se desenvolverem mais e reduzirem custos (IEA, 2024b).

A eletrólise ocorre em um processo eletroquímico no qual a água (H₂O) é decomposta em hidrogênio e oxigênio por meio da aplicação de corrente elétrica. O Brasil possui vantagens na eletrólise devido à abundância de fontes renováveis, permitindo a produção de hidrogênio verde com custos competitivos. Estudos indicam que o país pode atingir custos entre US\$ 2,5/kg de hidrogênio verde, em 2025, e US\$ 1,4/kg, em 2030 até 2030, tornando-se um potencial exportador global. (de CASTRO, *et al.*, 2021).

Houve uma expressiva redução dos custos nivelados de energia (LCOE) de eletricidade proveniente de recursos eólicos e solar fotovoltaico na última década, entre 70% e 80%. Isso, aliado ao aumento do fator de capacidade e à queda nos custos de investimento das unidades geradoras, torna plausível a hipótese de uma tendência semelhante para o hidrogênio verde (Siffert, *et al.*, 2023).

A reforma de hidrocarbonetos é atualmente a rota mais utilizada para produção de hidrogênio, especialmente via Reforma a Vapor do Metano (SMR). Esse processo gera hidrogênio cinza quando não há captura de carbono, e hidrogênio azul quando são implementadas tecnologias de captura e armazenamento de carbono. O Brasil tem potencial para explorar o hidrogênio azul com CCUS, principalmente devido à infraestrutura de gás natural e possíveis sinergias com campos de petróleo offshore para armazenamento de CO₂.

As tecnologias térmicas para produção de hidrogênio, como reforma a vapor, oxidação parcial, gaseificação e pirólise de biomassa, são economicamente atrativas, com custos em torno de US\$ 7/GJ. No entanto, a inclusão da captura e armazenamento de gases de efeito estufa pode elevar esse custo em 20% a 30%. Além disso, o uso de biomassa requer estudos detalhados, considerando fatores de escala e logística de suprimento (De Castro, *et al.*, 2021).

O vasto potencial e a ampla disponibilidade de recursos renováveis a preços competitivos para a geração de energia elétrica são fundamentais para a competitividade e as oportunidades do Brasil na formação da economia do H₂. A matriz elétrica composta por mais de 90% de fontes renováveis, preços baixos de eletricidade contratadas em leilões, e um Sistema Interligado Nacional (SIN) que transmite a energia elétrica pelo país todo são elementos que garantem a competitividade do hidrogênio no Brasil (De Castro, *et al.*, 2021).

O Brasil tem avançado no desenvolvimento de tecnologias de produção de hidrogênio, com destaque para a eletrólise e a reforma de hidrocarbonetos. O domínio do conhecimento no país é fortalecido por pesquisas acadêmicas, desenvolvimento tecnológico e iniciativas governamentais, posicionando o Brasil como um potencial líder na produção de hidrogênio de baixo carbono. Para acelerar essa transição, investimentos em infraestrutura, políticas públicas e capacitação profissional são essenciais.

2.3.1 Eletrólise da água

Dentre as rotas de produção de hidrogênio de baixo carbono, a mais sustentável ambientalmente é a eletrólise da água. Esse processo, que divide a água em hidrogênio e oxigênio com o uso de eletricidade, é conhecido desde o início do século XIX.

Uma condição essencial para a eletrólise do hidrogênio é que tanto a água quanto a eletricidade utilizada atendam a padrões de sustentabilidade. A eletricidade deve ser 100% proveniente de fontes renováveis e não esgotáveis para garantir uma produção de hidrogênio livre de CO₂. Além disso, o suprimento de água deve ser sustentável, evitando conflitos com necessidades de usos múltiplos, como o abastecimento de água potável ou a irrigação agrícola (SCHNEIDERS, *et al.* 2023a).

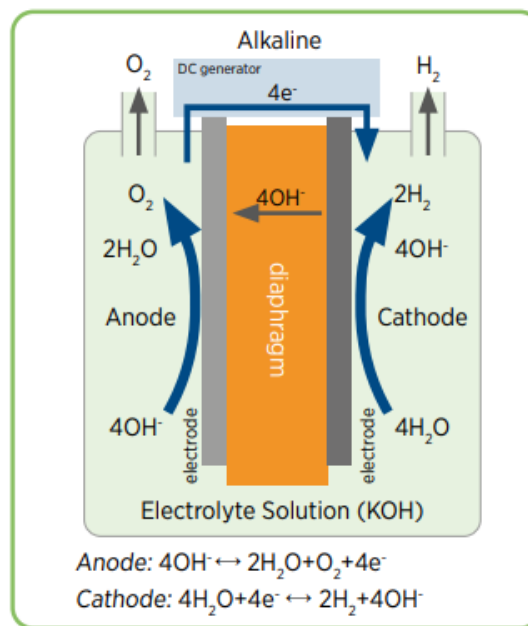
O princípio básico da eletrólise é a decomposição eletroquímica da água em oxigênio e hidrogênio por meio da aplicação de eletricidade. Esse processo ocorre pela separação das reações parciais, que acontecem nos dois eletrodos – o cátodo (-) e o ânodo (+) – dentro da célula de eletrólise. Na prática, os eletrolisadores são compostos por várias células interconectadas, chamadas de pilhas. Quando a diferença de potencial (ddp) é aplicada, o hidrogênio é produzido no cátodo e o oxigênio no ânodo (SCHNEIDERS, *et al.* 2023a).

Entre as duas reações parciais, ocorre uma equalização de carga por meio da migração de íons através do eletrólito (uma substância condutora de eletricidade). Além disso, uma membrana é necessária para separar espacialmente as duas reações e evitar a mistura dos gases produzidos. Tanto a carga iônica quanto o tipo de eletrólito variam entre as diferentes tecnologias de eletrólise. Atualmente, destacam-se os tipos principais: eletrólise alcalina (AEL), eletrólise com membrana de troca de prótons (PEM), a eletrólise com membrana de troca de ânions (AEM) e eletrólise de óxido sólido (SOEL), sendo que as duas primeiras operam em temperaturas, enquanto a SOEL funciona em temperaturas maiores (SCHNEIDERS, *et al.* 2023a).

A eletrólise alcalina (AEL) é a tecnologia mais madura e consolidada no mercado de produção de hidrogênio. Até 2022, essa tecnologia respondia por 60% da capacidade instalada global de eletrólise (IEA, 2023a). A Figura 26 ilustra o modelo

de uma célula de eletrólise alcalina, onde a eletrólise ocorre pela passagem de uma corrente contínua entre dois eletrodos imersos em uma solução aquosa de alta condutividade, como o hidróxido de potássio (KOH). Quando a corrente elétrica percorre a solução, os elétrons são forçados a se deslocar, permitindo a liberação de hidrogênio no cátodo e oxigênio no ânodo. A eficiência desse processo é estimada em até 82% (SCHNEIDERS *et al.*, 2023b).

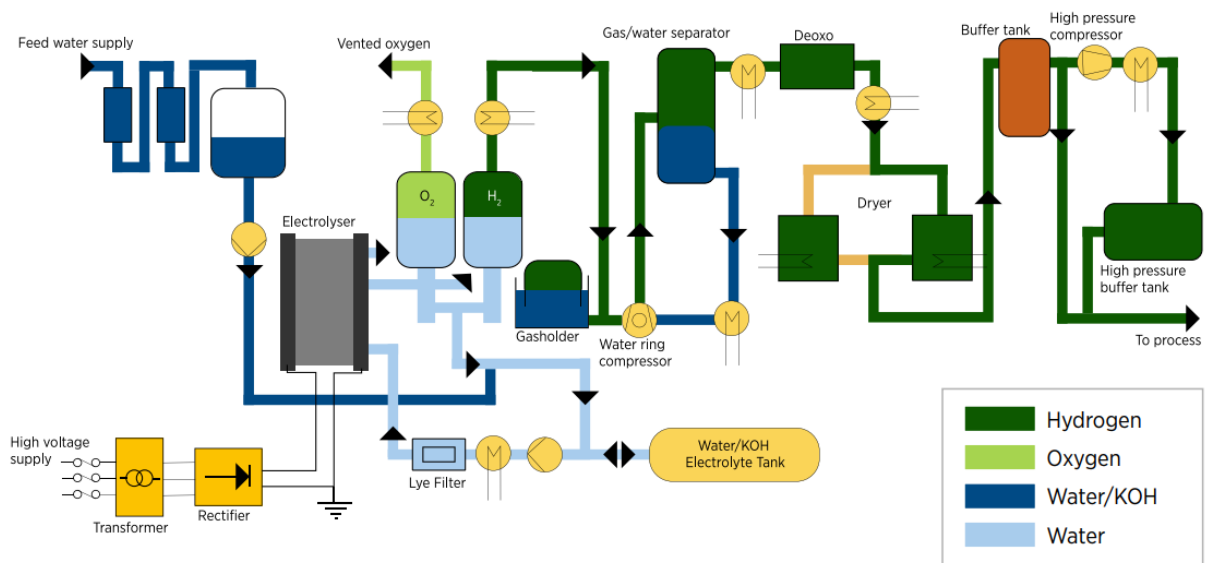
Figura 26 - Esquema geral de uma célula de eletrólise alcalina.



Fonte: IRENA (2020).

A seleção e integração dos componentes de uma planta de eletrólise são cruciais para minimizar perdas e otimizar custos de implantação e operação. A Figura 27 apresenta um design básico de uma planta de eletrolisador alcalino, destacando as etapas necessárias para a produção de hidrogênio. Os principais insumos são água e eletricidade, e, após a eletrólise, os gases e líquidos passam por etapas adicionais, como separação de gás e água e compressão do hidrogênio em alta pressão. (SCHNEIDERS *et al.*, 2023b).

Figura 27 - Design de um sistema típico de uma planta para eletrolisador alcalino.



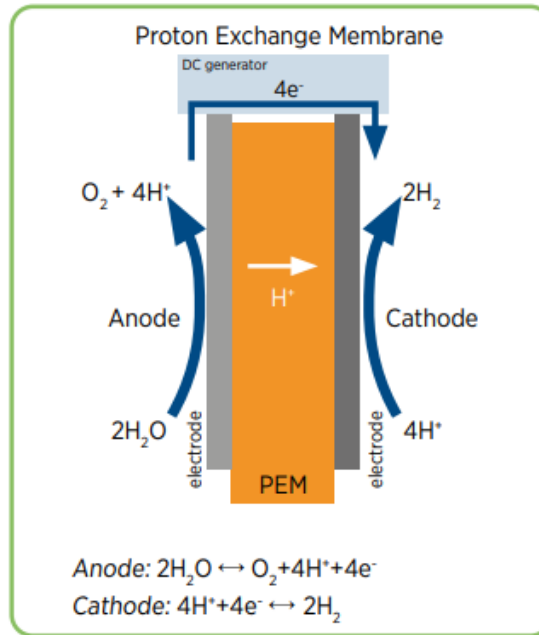
Fonte: Irena (2020).

O sistema AEL é utilizado há mais de 100 anos e, embora robusto e com vida útil de até 30 anos, requer grandes áreas de instalação e produz hidrogênio de pureza média com pouca flexibilidade operacional. A estabilidade da potência é fundamental, pois flutuações energéticas podem acelerar a degradação dos eletrodos devido à corrente reversa (KOJIMA, 2022).

Em contraste com outras tecnologias de eletrólise, como a PEM e SOEL, os eletrolisadores alcalinos são mais tolerantes a impurezas na água, mas ainda sofrem com a degradação de componentes como diafragmas e catalisadores. Apesar desses desafios, a AEL continua sendo uma opção viável para a produção de hidrogênio em larga escala, especialmente em aplicações onde a pureza extrema e a flexibilidade operacional não são requisitos críticos (KOJIMA, 2022).

Em contraste com AEL, os eletrolisadores do tipo PEM representam cerca de 30% do mercado global, de acordo com dados de 2022. Essa tecnologia foi desenvolvida entre as décadas de 1950 e 1960 para aplicações espaciais, como a geração de oxigênio para astronautas e cosmonautas, e posteriormente foi adaptada para uso em submarinos e outras aplicações (AYERS *et al.*, 2021). A Figura 28 ilustra o modelo de uma célula de eletrolisador PEM, onde a membrana, geralmente feita de polímeros, é responsável por separar os íons presentes na solução eletrolítica, permitindo que apenas os prótons se movimentem e formem o hidrogênio.

Figura 28 - Esquema geral de uma célula de eletrólise através de Membrana de Troca de Prótons (PEM)

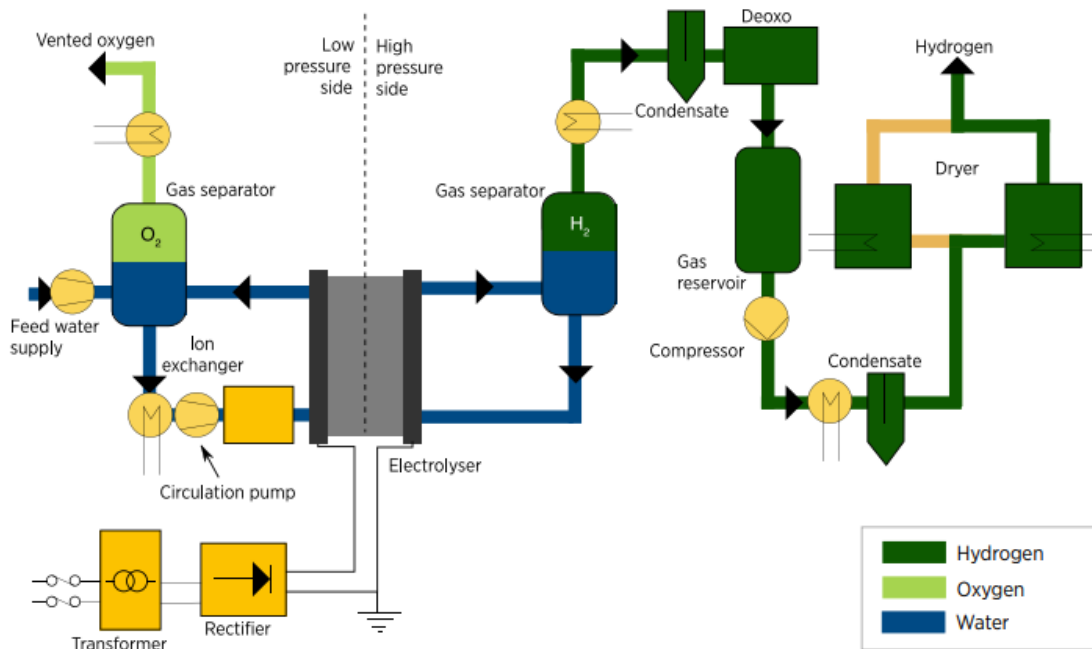


Fonte: Irena (2020).

Ao comparar a tecnologia PEM com a AEL, destacam-se vários fatores que favorecem a escolha dos eletrolisadores PEM, como sua construção compacta, devido à alta densidade energética, e a maior flexibilidade operacional, permitindo operação com baixa carga e potência flutuante, porém requer um suprimento mínimo de 10%-20% da carga da pilha eletrolítica. Para garantir a durabilidade dos eletrodos, é necessário utilizar metais nobres, como platina, para evitar a corrosão causada pelo ambiente ácido gerado pelos íons H^+ . A platina é o principal e mais eficiente catalisador da reação de redução do H_2 (IRENA, 2020).

Durante o processo de eletrólise PEM, há consumo de água, o que exige que a membrana esteja constantemente hidratada para permitir o fluxo de prótons. A Figura 29 apresenta o design de uma planta de eletrolisador PEM, onde a água é bombeada para o sistema para garantir o suprimento necessário e manter a pressão elevada, essencial para a passagem dos prótons pela membrana e sua transformação em gás hidrogênio. Após a geração, o hidrogênio passa por um processo de purificação para remover resíduos de oxigênio (SCHNEIDERS *et al.*, 2023b).

Figura 29 - Design de um sistema típico de uma planta para eletrolisador PEM



Fonte: Irena (2020).

Os componentes da pilha, que consiste em um empilhamento das células tipo membrana de troca de prótons, são ânodo, cátodo, membrana revestida com catalisador, camada de difusão de gás, placas bipolares, placas de fechamento.

A membrana revestida com catalisador é um componente fundamental em eletrolisadores PEM, ela é recoberta com camadas de catalisador, sendo platina utilizada no cátodo e irídio no ânodo. As camadas catalíticas possuem diferentes concentrações de material, otimizando as reações eletroquímicas. Além de permitir o transporte de prótons, a membrana também atua como uma barreira semipermeável, separando os gases gerados na reação. Historicamente, é o componente mais caro da pilha e por isso tem sido alvo de estudos para redução dos custos (KAMPKER *et al.*, 2024). A membrana pode ser fabricada por duas formas, por meio de revestimento por pulverização ultrassônica que atualmente está em estágio de produção experimental e convencional para revestimento das membranas, é um processo lento e que não se adapta facilmente a produção em larga escala; ou por revestimento spray que pode atingir maiores rendimento e atender economia de escala (NREL, 2024).

A placa bipolar é composta por duas meias placas unidas, permitindo o transporte de reagentes e produtos dentro da célula do eletrolisador. O sistema pode ser resfriado por meio da cavidade formada entre essas placas, caso a refrigeração

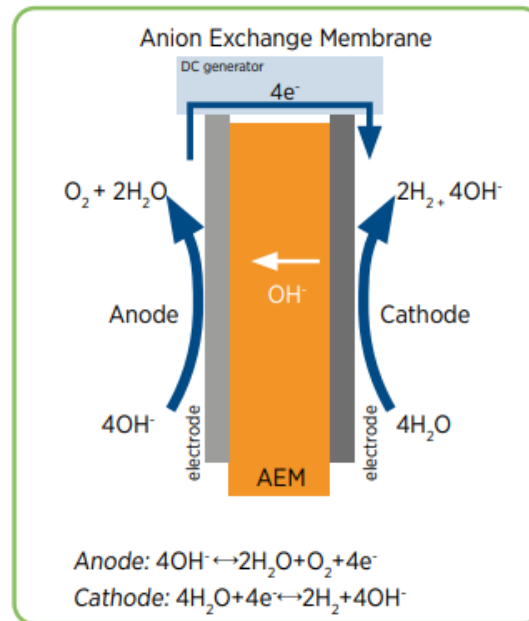
não seja realizada pela água do processo. Em eletrolisadores PEM, a BPP é geralmente fabricada com titânio ou aço inoxidável, sendo revestida com materiais como titânio-prata, óxido de rutênio, platina ou ouro para melhorar sua durabilidade e desempenho (NREL, 2024).

Existem diversas variações de tecnologia PEM, dependendo da temperatura e pressão utilizadas no processo. Um dos principais pontos positivos dos eletrolisadores PEM é sua capacidade de operar em diferentes pressões, graças à membrana que impede a passagem de bolhas, ao contrário dos separadores porosos. Essa característica permite a compressão do hidrogênio com menor consumo de energia adicional. A durabilidade dos eletrolisadores PEM pode atingir cerca de 50.000 horas, mas fatores como condições operacionais, dissolução do ânodo e impurezas na água podem reduzir significativamente sua vida útil. A membrana e os catalisadores são particularmente sensíveis à qualidade da água, sendo altamente degradados por impurezas.

Em resumo, os eletrolisadores PEM oferecem vantagens significativas em termos de compactação e flexibilidade operacional, mas exigem cuidados especiais com a qualidade da água e a seleção de materiais para garantir sua eficiência e durabilidade. Essa tecnologia continua a evoluir, com potencial para desempenhar um papel crucial na produção de hidrogênio verde.

Com a intenção de unir o potencial de um ambiente menos agressivo, como do eletrolisador alcalino, com a simplicidade e eficiência de um eletrolisador tipo PEM, foi desenvolvido o eletrolisador tipo AEM, (IRENA, 2020). Nesse eletrolisador são usados catalisadores não nobres, e operação a diferentes pressões. Na Figura 30, é possível observar o esquema geral de uma célula AEM, neste tipo de eletrólise, como na membrana de troca de prótons, a membrana separa catodo do anodo, isolando os eletrodos eletricamente e conduzindo os íons.

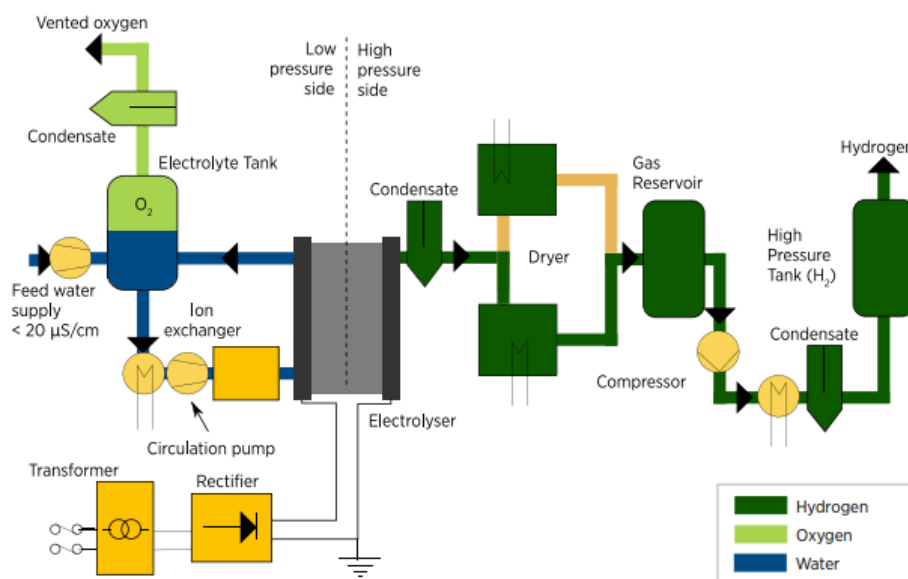
Figura 30 - Esquema geral de uma célula de eletrólise AEM



Fonte: Irena (2020).

A estrutura do processo de produção de hidrogênio no AEM é apresentada na Figura 31, contudo devido à baixa maturidade desta tecnologia, ainda não há muitos dados sobre os desafios da operação deste tipo de planta. Assim, a AEM ainda carece de maiores informações sobre as características de performance e estabilidade.

Figura 31 - Design de um sistema típico de uma planta para eletrolisador AEM



Fonte: Irena (2020).

Diversos grupos de pesquisas e cientistas trabalham para resolver as desvantagens das tecnologias de eletrolisadores, a fim de torná-las mais acessíveis, e duradouras. O uso de indicadores, como os mostrados na Figura 32, para monitorar e entender o avanço dessas tecnologias é fundamental para compreender em qual fase o mercado de hidrogênio está, como o TRL¹, e em qual direção ele está se desenvolvendo. De acordo com Irena (2023), até 2050 estima-se que as tecnologias tipo AEL, AEM e PEM tenham melhorias consideráveis em pressão na célula, eficiência, durabilidade e custos.

Figura 32 - Indicadores de performance de tecnologias de eletrolisadores em 2020 e 2050.

	2020				2050			
	Alkaline	PEM	AEM	SOEC	Alkaline	PEM	AEM	SOEC
Cell pressure [bara]	< 30	< 70	< 35	< 10	> 70	> 70	> 70	> 20
Efficiency (system) [kWh/KgH ₂]	50-78	50-83	57-69	45-55	< 45	< 45	< 45	< 40
Lifetime [thousand hours]	60	50-80	> 5	< 20	100	100-120	100	80
Capital costs estimate for large stacks (stack-only, > 1 MW) [USD/kW _{el}]	270	400	-	> 2 000	< 100	< 100	< 100	< 200
Capital cost range estimate for the entire system, >10 MW [USD/kW _{el}]	500-1000	700-1400	-	-	< 200	< 200	< 200	< 300

Fonte: Irena (2020).

Para que seja possível compreender as nuances técnicas e econômicas desses processos é fundamental que sejam criados indicadores de performance. Dessa forma, é possível obter dados sobre viabilidade e impacto do hidrogênio como fonte de energia (FOLGANES *et al.*, 2023).

Arunachalam, *et al.* (2024) estudaram o acoplamento de módulos fotovoltaicos com eletrolisadores PEM que é uma abordagem promissora para a produção de hidrogênio a partir de fontes renováveis. No entanto, a variação da

¹ Índice TRL, *Technology Readiness Level*, é a métrica que avalia a maturidade de uma tecnologia ao longo do ciclo de desenvolvimento da concepção até a operação regular.

irradiação solar impacta na eficiência do sistema, tornando o acoplamento direto um desafio. Nesse estudo, foi proposto um sistema de gerenciamento de energia que estabiliza a produção de hidrogênio, mesmo com flutuações da irradiação solar. A inclusão de baterias permite operação independente da rede, mitigando a intermitência da fonte solar. Isso melhora a eficiência do sistema e prolonga sua vida útil. Essa estratégia otimiza o aproveitamento da energia solar, tornando a eletrólise PEM mais eficiente e viável.

Devido às perspectivas de contínuo crescimento das usinas de geração fotovoltaica no Brasil e no mundo, é importante que a produção de hidrogênio por meio da eletrólise com suprimento energético por solar fotovoltaica seja mais aprofundada. E, assim, para que com o avanço científico e produtivo seja obtida a melhor eficiência permitindo a produção de hidrogênio de forma estável e permitindo análises comparativas com outros métodos de produção de hidrogênio de baixo carbono.

2.3.2 Reforma a vapor de biometano

A produção de hidrogênio tem sido um tema central no desenvolvimento de soluções energéticas mais limpas e sustentáveis. Dentre as diversas opções, a reforma do biometano (composto essencialmente de metano, CH_4) surge como uma alternativa promissora, principalmente por ser uma fonte não fóssil proveniente do tratamento de resíduos orgânicos. O desenvolvimento da reforma catalítica, que é um processo químico que converte hidrocarbonetos leves, como metano, biogás ou biometano, em gás de síntese (uma mistura de H_2 e CO), pode ser purificado para a obtenção de hidrogênio ou utilizado na produção de combustíveis sintéticos (DALENA *et al.*, 2018).

O biometano e biogás são provenientes de digestão anaeróbica de biomassa em um ambiente livre de oxigênio. Biomassa é toda matéria orgânica de origem vegetal ou animal que armazena energia química. Quando utilizada para a geração de energia, a biomassa é classificada como uma fonte primária de energia não fóssil. A liberação dessa energia química pode ocorrer por meio de diferentes processos tecnológicos voltados para a produção de bioenergia (LEMOS *et al.*, 2024). O biogás é uma mistura de gases composto por metano e dióxido de carbono, entre outros. Ele pode ser substituído por resíduos agrícolas, dejetos animais e resíduos

sólidos urbanos. O biometano é proveniente da purificação do biogás, é composto principalmente por metano (CH_4), dióxido de carbono (CO_2) e outros componentes residuais, possui um PCI de cerca de 36 MJ/m^3 (IEA, 2020).

A purificação do biogás para produção do metano pode ocorrer por diferentes métodos. Os métodos de purificação de lavagem com água, separação por membrana, e adsorção retiram quase que totalmente o CO_2 de sua composição, diminuindo a emissão de gases poluentes e aumentando seu poder calorífico devido à alta quantidade de metano. Contudo, cada método possui desafios diferentes, por vezes com simples implementação, porém alto custo de energia para o funcionamento. O método com melhores avaliações nos quesitos eficiência, custo, complexidade e tempo foi a Absorção física por lavagem com água (ANTÔNIO, 2023).

A reforma a vapor é um o método dominante na produção de hidrogênio, porém existem outros métodos que realizam a reforma catalítica, como reforma a seco; reforma oxidativa ou oxidação parcial; e reforma autotérmica. Esses processos podem ser aplicados à reforma de metano e do biogás.

Para obter hidrogênio a partir do gás de síntese gerado na reforma do biogás, é necessário realizar a reação de deslocamento de água e um processo de purificação. Nesse caso, quanto maior a razão H_2/CO no processo de reforma, menores serão os custos com a reação de deslocamento e a purificação. Assim, para a produção de hidrogênio a partir do biogás, com ou sem remoção de CO_2 , os métodos mais adequados são a reforma a vapor, a oxidação parcial e a reforma autotérmica (SCHULTZ *et al.*, 2014).

A reforma seca, ou reforma com CO_2 , ocorre pela reação entre metano e dióxido de carbono, gerando gás de síntese ($2\text{CO} + 2\text{H}_2$). Esse processo é ambientalmente relevante, pois utiliza dois gases contribuintes para o efeito estufa, o CH_4 e o CO_2 . No entanto, apresenta a desvantagem do maior risco de desativação do catalisador pela formação de coque, devido ao maior teor de carbono na superfície catalítica (SCHULTZ *et al.*, 2014).

Na oxidação parcial, o metano reage com uma quantidade limitada de oxigênio puro, produzindo gás de síntese em uma reação exotérmica mais rápida que a reforma a vapor. A equação dessa reação é: $\text{CH}_4 + \frac{1}{2}\text{O}_2 \leftrightarrow \text{CO} + 2\text{H}_2$. A oxidação parcial pode ser dividida em térmica e catalítica. A versão catalítica atrai interesse por

ser mais eficiente energeticamente e por reduzir custos, sendo também mais eficaz para a produção de gás de síntese com uma razão H_2/CO próxima de 2, ideal para metanol e síntese de Fischer-Tropsch (Schultz, *et al.*, 2014).

A reforma autotérmica combina a reforma a vapor com a oxidação parcial, permitindo a conversão de hidrocarbonetos em um único reator. Existem dois tipos de sistemas: um compacto, adequado para células de combustível, com um único leito catalítico, na qual ocorrem simultaneamente as reações de combustão e reforma a vapor; e outro com duas seções, onde a oxidação parcial não catalítica ocorre em um queimador e a reforma em um leito catalítico, sendo indicado para conversão de gás natural ou biogás em combustíveis líquidos. Este processo é considerado uma das principais opções para produção de gás de síntese em grande escala, sendo mais simples e compacto que os reformadores a vapor e com menor custo de investimento. Na reforma autotérmica, o calor gerado pela oxidação parcial é usado para a reforma a vapor, proporcionando maior eficiência. No entanto, para a produção de hidrogênio, é necessária uma unidade de separação de oxigênio, que é complexa e cara (SCHULTZ *et al.*, 2014).

A reforma a vapor, que ocorre a altas temperaturas de $900^\circ C$, é um processo utilizado para produzir hidrogênio a partir de fontes de metano. Durante a reforma, o metano reage com o vapor de água sob pressão na presença de um catalisador, resultando em hidrogênio, monóxido de carbono e dióxido de carbono (SCHULTZ *et al.*, 2014). As principais vantagens do uso desse tipo de reforma incluem o alto rendimento na produção de hidrogênio, a não necessidade de uma planta de oxigênio no local e o menor risco de inflamabilidade (da SILVA, *et al.*, 2016).

Tabela 1 – Características gerais dos tipos de reforma do metano

Tipo de reforma	Energia por mol [kJ/mol]	Avaliação geral
Reforma a vapor de metano	$\Delta H = +206,2 \text{ kJ/mol}$	Reação endotérmica, método mais utilizado, alto consumo energético.
Reforma seca de metano	$\Delta H = +247,3 \text{ kJ/mol}$	Reação endotérmica que pode levar a depósitos de coque.

Reforma oxidação parcial de metano	$\Delta H = -35,7 \text{ kJ/mol}$	Reação levemente exotérmica que pode levar a pontos quentes.
Reforma autotérmica do metano	$\Delta H = +85,3 \text{ kJ/mol}$	Reação endotérmica, menor consumo energético.

Fonte: Adaptado de Xavier, 2011.

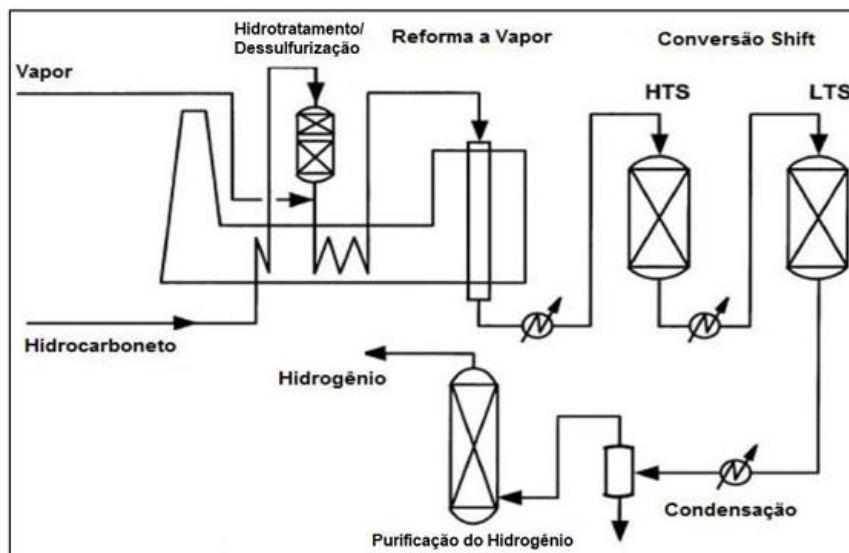
A reforma a vapor é muito utilizada devido ao seu alto rendimento de hidrogênio, com uma relação de $3\text{H}_2/\text{CO}$ e sua produção ocorre pelo processo que foi dividido em 5 etapas por Bakey (2015):

- a) a água é introduzida no forno, onde é aquecida a temperaturas extremamente elevadas, gerando vapor e forçando reações entre metano e água.
- b) o vapor reage com o gás natural ou biogás, resultando na produção de hidrogênio e monóxido de carbono.
- c) no reator de deslocamento de água, o monóxido de carbono reage com o vapor, formando dióxido de carbono e gerando mais hidrogênio.
- d) o hidrogênio gerado é purificado conforme as especificações do cliente, removendo qualquer contaminante presente, como dióxido de carbono, metano, monóxido de carbono e água, sendo a absorção de oscilação de pressão o método mais comum de purificação; e
- e) o hidrogênio é então entregue ao cliente e, devido à eficiência da reforma a vapor ser de 65-75%, uma parcela de metano é reciclada no processo ou recuperada para outros fins, sendo o dióxido de carbono resultante usualmente capturado e usado para enriquecimento de petróleo.

A observação de como as etapas do processo ocorrem pode ser visualizada na Figura 33 que mostra um esquema típico de uma planta de reforma de vapor de metano para a produção de hidrogênio. O vapor e hidrocarboneto são inseridos como matéria-prima do processo, passam pelo hidrotreatamento para remover os compostos de enxofre, que são tóxicos, e seguem para a reforma a vapor. A saída do reator de reforma é resfriada no conversor *shift* que realiza uma reação de deslocamento gás-água em alta temperatura e, em seguida, em baixa temperatura para maximizar a produção de hidrogênio consumindo monóxido de carbono. Em

seguida, o gás passa por um condensador para separar produtos não reagidos antes de o hidrogênio ser purificado (Villaça, 2018).

Figura 33 - Esquema típico de uma planta de reforma de vapor de metano



Fonte: Villaça, 2018.

O mercado de biometano possui um grande potencial de expansão, tendo como potenciais usuários montadoras e fabricantes de caminhões e maquinários agrícolas, unidades industriais e setores com demanda de gás. Seu crescimento depende de políticas públicas eficazes para descarbonizar o fornecimento de gás em todo o mundo. No Brasil, o programa RenovaBio visa reduzir em 10% a intensidade de carbono dos combustíveis de transporte até 2028, o que oferece um impulso significativo para essa economia. Além disso, o biometano se destaca pela sua capacidade de ser injetado na rede de gás natural, permitindo sua distribuição através da infraestrutura já existente (EPE, 2023a).

O Brasil já utiliza o bagaço de cana, lixívia, cascas de arroz, sebos e gorduras animais em diversas rotas tecnológicas, mas sua utilização pode ser expandida no setor de transportes e energia (EPE, 2020). O Brasil é o maior produtor de etanol de cana-de-açúcar, o que mostra seu potencial no setor sucroalcooleiro associado aos demais setores (EPE, 2025).

O bagaço da cana-de-açúcar é um resíduo altamente energético proveniente da indústria sucroalcooleira, corresponde a cerca de 26% da cana, composto principalmente por celulose, hemicelulose e lignina. Sua utilização como

fonte de energia para alimentar os processos de reforma do biometano tem grande potencial, pois possui um alto poder calorífico, aproximadamente 8604,5kJ/kg de Poder Calorífico Inferior (PCI), o que pode contribuir significativamente para a geração de calor necessário nos processos de reforma, especialmente na reforma a vapor (DONKE, 2020).

Em resumo, a produção de hidrogênio a partir da reforma do biometano, utilizando o bagaço da cana-de-açúcar como fonte de energia, é uma alternativa promissora para a geração de energia limpa e sustentável. O avanço nos métodos de purificação do biogás, juntamente com a otimização dos processos de reforma a vapor, oxidação parcial e reforma autotérmica, são essenciais para o sucesso dessa estratégia. O Brasil possui um grande potencial para a produção de biometano e, para alavancar a indústria de hidrogênio, contribuindo para a transição energética global.

3 MÉTRICAS DE PERFORMANCE ENERGÉTICA

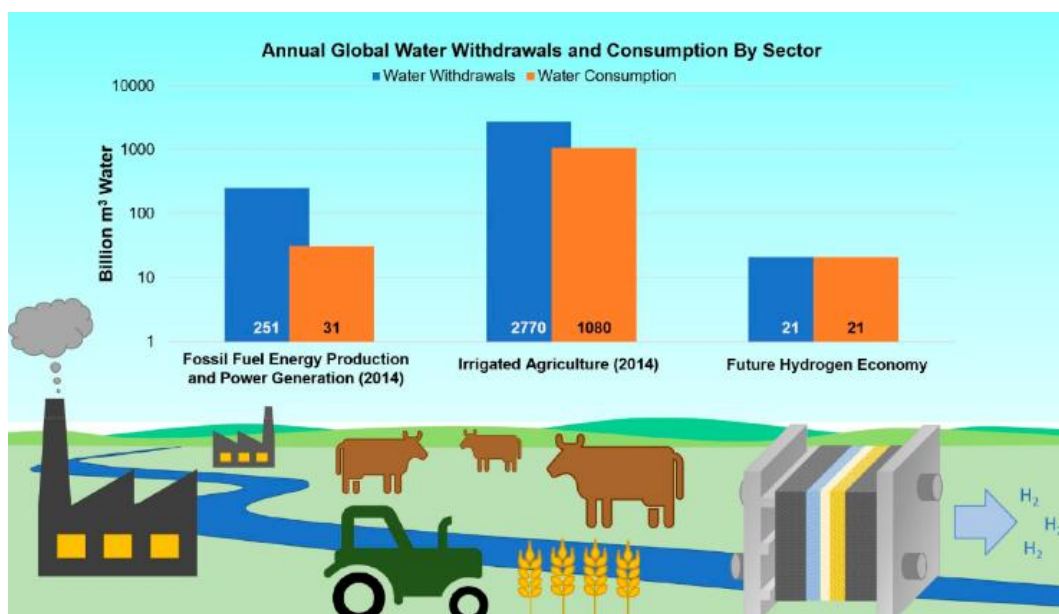
Métricas de avaliação de performance energética como a Taxa de Retorno Energético (TRE) e o Custo Nivelado da Energia (LCOE) são muito utilizados no setor de energia. Os métodos de comparação de custo permitem avaliar as oportunidades sob perspectivas financeiras e energéticas, e definir qual estratégia melhor se aplica ao objetivo.

Por ser muito utilizada no setor, o LCOE foi adaptado para a economia do hidrogênio. O LCOE representa o custo de uma unidade de geração por tipo de tecnologia empregada, apresentando o valor presente líquido de todo ciclo de vida dos custos relacionados à tecnologia selecionada, desde a construção de uma planta de geração de energia elétrica, até seu descomissionamento. É uma metodologia consolidada e que pode ser estendida, com algumas adaptações para representar a competitividade do hidrogênio (FOLGANES *et al.*, 2023). Assim, na economia do hidrogênio, o LCOE passou a ser chamado de LCOH, Custo Nivelado do Hidrogênio, obtido pelo cálculo do custo de produção por kg de hidrogênio. De acordo com um estudo publicado pela Lazard (2021), entre 30% e 60% do custo para produção de hidrogênio é referente à eletricidade demandada pelos eletrolisadores com capacidade a partir de 20 MW, por isso o LCOH é extremamente dependente do preço da eletricidade. O LCOH relaciona estudos do LCOE com o Custo Nivelado de

Armazenamento (LCOS), pois são dois indicadores de grande influência na análise de viabilidade de projetos de produção de hidrogênio.

Além da eletricidade, o consumo de água e ocupação do solo também devem ser considerados no desenvolvimento de projetos e implantação de plantas de produção de hidrogênio. A literatura expõe que um eletrolisador do tipo PEM demanda aproximadamente 18 Litros de água e 54 kWh de eletricidade para produzir 1 kg de H₂. Assim, considerando estes números e a produção atual de hidrogênio, o consumo de água representaria 1,3% do consumo global do setor energético (BESWICK *et al.*, 2021). Apesar dos grandes números, a maior parte dessa água pode ser recuperada e quando comparada ao uso consuntivo em setores (Figura 34) como a produção de eletricidade por termelétricas e irrigação na agricultura, nota-se que o consumo esperado do setor de produção de hidrogênio é menor.

Figura 34 - Consumo global anual de água por setor



Fonte: Beswick *et al.* (2021).

Uma alternativa que tem sido estudada é a osmose reversa para a dessalinização de água do mar. A adição de dessalinização no processo da economia do hidrogênio exige a utilização de mais água e mais eletricidade, mesmo assim, a água não se apresenta como um limitante para o uso de eletrolisadores (YUE *et al.*, 2021). Outras formas de obtenção de água para a eletrólise seria a partir da água do esgoto tratada. De acordo com Klaime Filho (2023), a tecnologia para reuso da água de esgoto tratada enfrenta desafios em termos de eficiência energética, custos e

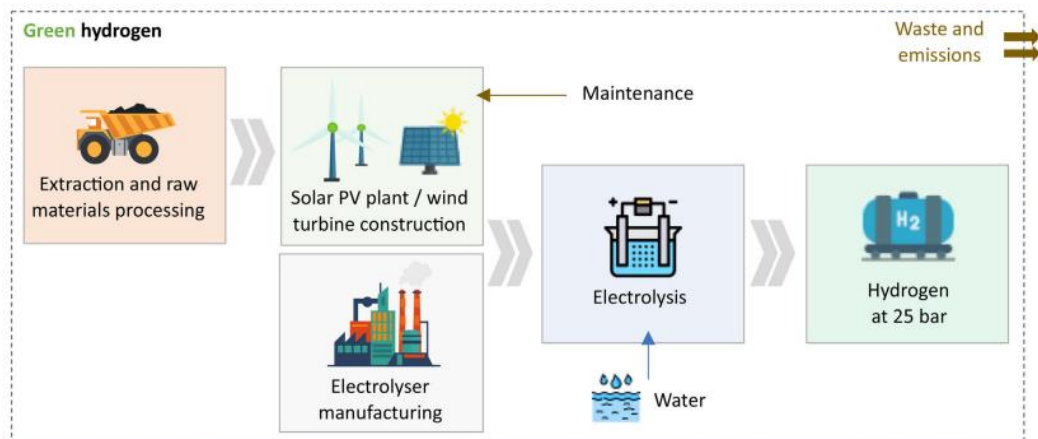
influência de fatores como qualidade da água residuária, apesar disso, é uma forma promissora e uma solução potencial em regiões com histórico de escassez de água, como o Nordeste brasileiro.

O uso de água e de eletricidade são apenas duas das diversas entradas do processo de produção de hidrogênio. Para garantir a sustentabilidade e que a transição energética ocorra de forma consciente, ferramentas como a Análise de Ciclo de Vida podem ser eficientes para avaliar os impactos ambientais. Diferentes técnicas têm sido desenvolvidas para orientar tomadas de decisão que compreendam os impactos ambientais associados aos produtos e serviços que promovem o bem-estar humano.

Para expandir a análise além dos aspectos econômicos, foram desenvolvidas técnicas de análise ambiental para mensurar os possíveis impactos dos processos e sistemas como os de geração de eletricidade e produção de hidrogênio. Uma das técnicas que tem sido utilizada por pesquisadores, para ampliar o leque de conhecimento científico, e pela indústria, para aumentar eficiência de processos e redução de custos é a Avaliação de Ciclo de Vida (ACV), do inglês *Life Cycle Assessment* (LCA). A ACV envolve uma abordagem sistêmica conhecida por estudar todo o ciclo de vida do produto ou serviço, a expressão do “berço ao túmulo” é resultado dessa abordagem que busca mensurar os possíveis impactos ambientais desde a aquisição de matéria-prima, produção, uso, tratamento, até a disposição final do produto (IBICT, 2025).

No estudo de Weidner *et al.* (2023) foram analisados os impactos ambientais de plantas de produção de hidrogênio de larga escala em diferentes estágios de desenvolvimento tecnológico, o estudo foi guiado pela norma ISO 14040 que é muito utilizada para análises de ciclo de vida. O ciclo de vida para a produção de hidrogênio verde está apresentado na Figura 35, nela é possível observar um cenário de ciclo de vida que considera desde a extração dos minérios até o armazenamento do hidrogênio como um sistema.

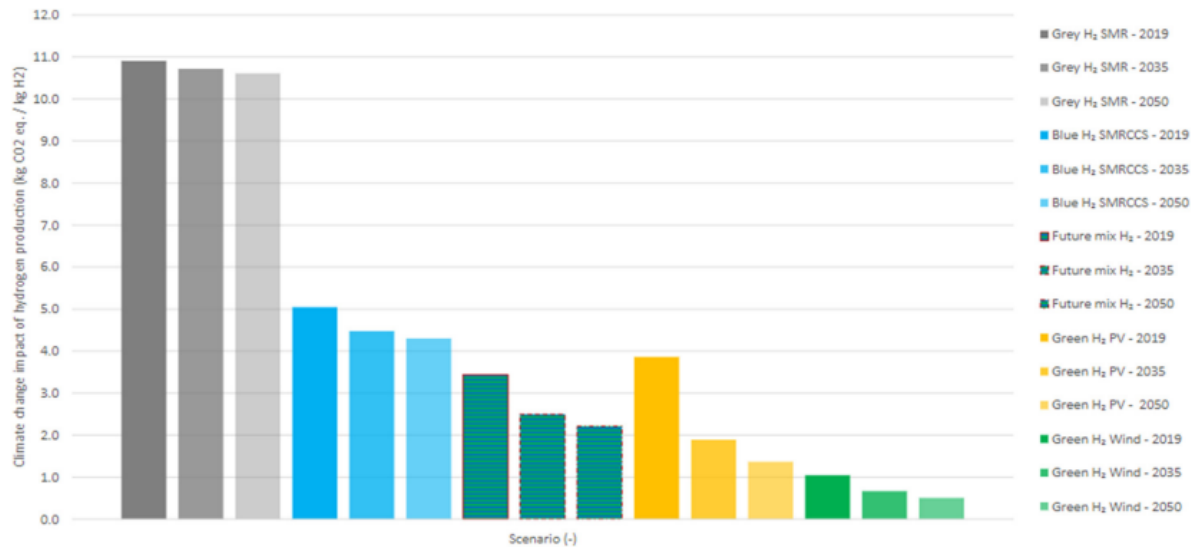
Figura 35 - Ciclo de Vida da produção de hidrogênio verde.



Fonte: Weidner *et al.* (2023).

Quando avaliados os índices de pegada de carbono de acordo com o tipo de produção de hidrogênio e de eletricidade, é possível observar as tendências no período entre 2019 e 2050. Na Figura 36 os autores apresentam em termos de $\text{kgCO}_2^{\text{equiv}}/\text{kgH}_2$ os níveis de emissões de carbono de acordo com método desenvolvido, através disso pode-se avaliar o impacto da transição energética que pode ser promovida pela economia de hidrogênio verde. Já ao considerar o mix futuro, apresentado na Figura 36, que é composto por 62% de hidrogênio verde e 38% de hidrogênio azul, pode-se reduzir as emissões de CO_2 em mais de 3 vezes em comparação ao histórico e perspectivas se o hidrogênio produzido for majoritariamente cinza (WEIDNER *et al.*, 2023).

Figura 36 - Pegada de carbono da produção de hidrogênio



Fonte: Weidner *et al.* (2023).

A extração e o processamento dos metais utilizados na infraestrutura de geração de eletricidade a partir de fontes renováveis são os fatores que mais impactam o meio ambiente no contexto do ciclo de vida analisado. Isso reforça a necessidade de práticas como reciclagem e redução do uso desses metais, além de destacar a importância de uma análise de ciclo de vida abrangente, que considere desde a geração de eletricidade usada na produção de hidrogênio até os métodos de transporte e armazenamento. Essa abordagem é essencial para minimizar os impactos ambientais e promover uma transição energética verdadeiramente sustentável.

3.1 Indicadores energéticos e de ciclo de vida

A avaliação da performance energética e ambiental dos sistemas de produção de hidrogênio envolve o uso de indicadores que permitam quantificar sua eficiência e impacto e que auxiliem na comparação entre diferentes rotas tecnológicas. A partir do estudo de como os organismos, inclusive os humanos, investem energia na obtenção de energia adicional para melhorar o ambiente e seu bem-estar, Charles Hall utilizou o conceito de Retorno Energético do Investimento (EROI), que é conceitualmente similar a ideia de Taxa de Retorno Energético (TRE). Em sua dissertação para PhD., Hall investigou essa abordagem com foco em compreender

sua relação com as migrações de peixes, o balanço de carbono, as alterações no uso da terra em regiões tropicais, a extração de petróleo e outros combustíveis, além do impacto do EROI na capacidade da sociedade de atingir distintos níveis de desenvolvimento econômico e social (HALL, 2017).

Esse indicador representa a relação entre a energia disponível, útil e a energia para a qual foram despendidos investimentos (LAMBERT, 2013). A métrica é utilizada para economias tradicionais de combustíveis fósseis, mas tem sido empregada para recursos energéticos primários não esgotáveis e renováveis como eólica e solar fotovoltaica. No contexto da produção de hidrogênio, o EROI mostra-se relevante, pois considera todo o processo desde a obtenção dos insumos para produção e entrega do hidrogênio ao uso final (FOLGANES *et al.*, 2023).

Matematicamente, o EROI pode ser definido pela equação 1.

$$\text{EROI} = \frac{\text{Energia útil}}{\text{Energia investida}} \quad (1)$$

Esta equação utiliza da energia total entregue pela tecnologia de geração de eletricidade, dividida pela energia que foi investida para que fosse possível gerar a eletricidade. Nesse contexto, a energia investida consiste nos investimentos realizados em energia que foram utilizados para captar o recurso energético natural e convertê-lo em energia elétrica para bens de consumo (MURPHY *et al.*, 2022). Quando o resultado da equação 1 é um valor acima de 1, existe uma indicação de que existe uma fonte de energia que pode ser utilizada para outras atividades. Caso o resultado seja menor que 1, existe um sumidouro de energia (JACKSON *et al.*, 2021).

Em torno de 2021, o crescimento da inserção de fontes de geração de eletricidade a partir de recursos energéticos não esgotáveis fez com que autores estudassem mais a fundo o declínio do EROI que foi percebido nas últimas décadas. Ainda não existe um consenso, porém são estudadas as relações entre a queda do EROI com o aumento da inserção de recursos energéticos primários não-esgotáveis, renováveis de geração de eletricidade. A redução do EROI implica em mais investimentos para produzir a energia de fato a ser consumida, podendo levar a aumentos consideráveis nos preços de eletricidade (JACKSON *et al.*, 2021).

De acordo com estudo feito por Brockway *et al.* (2019), os combustíveis fósseis, em muitos cenários, continuarão sendo a principal fonte de energia pelo

menos até 2050. No entanto, a extração de combustíveis fósseis de fontes mais difíceis de acessar requer mais energia, aumentando o "custo energético". Para adaptação desses indicadores em termos energéticos, é importante ter transparência em relação as unidades de medida utilizadas, e aos limites do sistema analisado, considerando os fluxos de entrada e saída de energia no sistema analisado (GUEVARA-RAMIREZ, *et al.*, 2023).

O declínio do EROI para os combustíveis fósseis pode parecer inicialmente pouco preocupante, já que as estimativas publicadas para petróleo, carvão e gás são tipicamente superiores a 25:1. No entanto, essas taxas são medidas na etapa primária de energia, mas deveriam ser estimadas na etapa final (por exemplo, eletricidade, gasolina), onde a energia entra na economia. Neste estudo, Brockway *et al.* (2019), calcularam as taxas de EROI globais para combustíveis fósseis em ambas as etapas (primária e final) no período de 1995 a 2011. Assim, esses autores confirmaram as estimativas comuns na etapa inicial (~30:1), mas encontraram taxas muito mais baixas na etapa final: cerca de 6:1 e em declínio. Isso sugere que as taxas de EROI dos combustíveis fósseis podem estar muito mais próximas das energias renováveis e podem cair drasticamente em breve.

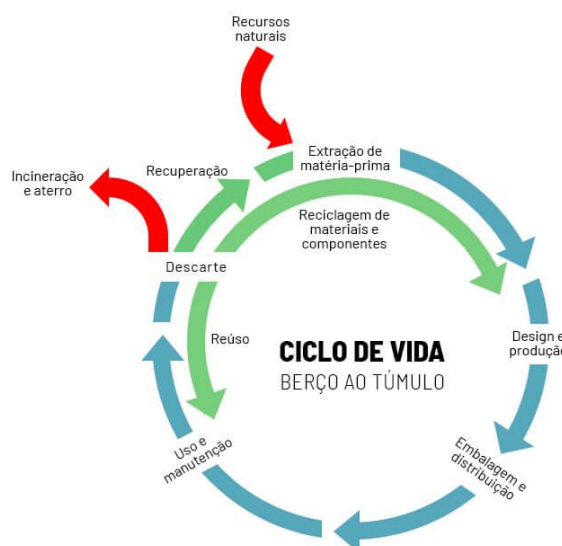
Outro indicador que pode ser integrado a avaliação da performance energética dos sistemas de produção de energia é a TRE. Ela é uma métrica fundamental para avaliar a eficiência e a viabilidade de sistemas energéticos, medindo a relação entre a energia gerada e a energia consumida ao longo do ciclo de vida do sistema. Inspirada no conceito de Taxa Interna de Retorno (TIR), utilizada na análise financeira, a TRE aplica uma abordagem similar ao contexto energético, buscando determinar o ponto em que a energia produzida pelo sistema se iguala à energia investida em sua construção, operação e manutenção. Essa analogia permite uma avaliação mais integrada, considerando não apenas os aspectos econômicos, mas também os impactos energéticos e ambientais.

A TIR é uma ferramenta usada para avaliar investimentos, considerada viável se for maior ou igual à Taxa Mínima de Atratividade (TMA). No entanto, a TIR pode superestimar retornos e enfrentar limitações em fluxos de caixa não convencionais, onde múltiplas inversões de sinais podem resultar em várias soluções ou nenhuma. Ela assume uma única taxa de remuneração, ignorando diferentes

custos de capital e reinvestimentos, e é calculada pelo valor que torna o Valor Presente Líquido (VPL) zero. A TIR pode ser complexa ou insolúvel em cenários com variações de sinais, devido à natureza polinomial das equações envolvidas (ALVES, *et al.*, 2005).

A Análise de Ciclo de Vida pode ser utilizada como ferramenta para obtenção das informações de demanda energética dos processos de produção de bens e serviços. Ela apresenta uma abordagem relativa, em uma unidade de medida funcional, que permite comparações entre desempenhos de diferentes alternativas. A Figura 37 representa no formato de fluxo de processos do berço ao túmulo do ciclo de vida de um produto.

Figura 37 - Ciclo de vida do berço ao túmulo



Fonte: Donke, 2025.

Para normatizar o desenvolvimento da ACV e permitir que existam formas de comparação entre metodologias, a partir de 1960 a Organização Internacional de Normalização (ISO) criou as seguintes normas de gestão ambiental (EUROFINS, 2024), ISO 14040, 14041, 14042, 14043 e 14044.

A ACV não prevê impactos ambientais absolutos, pois expressa os impactos ambientais potenciais relativamente a uma unidade de referência, integrada dados ambientais nas dimensões espaço e tempo, além de que é necessário considerar a incerteza inerente à modelagem de impactos ambientais (Paiva, 2016). O estudo ACV pode ser utilizado nas áreas de sistemas e ferramentas de gestão

ambiental, gestão de ciclo de vida, de produtos e da cadeia de fornecedores, entre outros. Os impactos ambientais mais comuns de análise nos estudos são impactos nos recursos renováveis e não renováveis, potencial de aquecimento global, o potencial de destruição da camada de ozono, entre outros.

De acordo com o pipeline de projetos globais de hidrogênio, Krishnan *et al.* (2024) expõe que diversos estudos sobre CAPEX e redução de custos de construção e operação das plantas foram desenvolvidos para que seja possível ir da escala de MW para GW. Assim, é necessário avaliar os possíveis impactos ambientais, através de ferramentas como ACV, para identificar oportunidades nos estágios iniciais de desenvolvimento. Uma revisão bibliográfica realizada por Krishnan *et al.* (2024) identificou no mínimo 34 estudos de ACV relacionados a eletrolisadores PEM e alcalinos, a maioria deles define os limites do sistema entre o “berço e o portão”², ou seja, considera a extração dos recursos naturais e minerais, produção e suprimento do hidrogênio à demanda.

A opção de limitar o estudo entre o berço e portão é selecionada quando existem incertezas quanto aos processos após a utilização do produto. Para a tomada de decisão pelo investidor é importante saber os impactos energéticos e ambientais do processo de descomissionamento dos sistemas de produção de hidrogênio e eletricidade, porém, devido ao escopo das bibliografias disponíveis não possuem muitos dados do berço ao túmulo, comumente os trabalhos abordam o escopo do berço ao portão.

Para obter os valores mais precisos de possíveis impactos são necessários detalhes da produção de cada parte do processo, detalhes como quantidade e especificação dos minérios extraídos da natureza, quantidade de energia e eletricidade utilizada na manufatura das peças. Não é trivial, mas traz condições para que as tomadas de decisão sejam mais assertivas, e para que pontos de atenção ambientais possam ser atendidos desde o início dos projetos e, com sucesso, talvez, totalmente mitigados.

² O termo do “berço ao portão” considera o impacto da extração das matérias primas e a manufatura do material, até o momento em que o produto é entregue para uso final. Quando comparado ao termo do “berço ao túmulo, este analisa também a destinação ao fim da vida útil do bem ou serviço

De forma qualitativa alguns indicadores podem ser atrelados ao atingimento dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da ONU. Os ODS são um convite global à ação, até 2030, para erradicar a pobreza, proteger o meio ambiente e o clima. Dentre os 17 ODS, alguns podem ser relacionados a este trabalho tendo em vista o escopo de geração de energia e emissões de GEE (NAÇÕES UNIDAS BRASIL, 2025).

O ODS 7 é sobre energia limpa e acessível e visa garantir o acesso a fontes de energia fiáveis, sustentáveis e modernas para todos. A atualização da matriz energética com tecnologias mais sustentáveis, e com menos emissões de GEE direcionam as nações para atingir a meta (NAÇÕES UNIDAS BRASIL, 2025).

Já, o ODS 15 é sobre vida terrestre e dispõe sobre proteger, restaurar e promover o uso sustentável dos ecossistemas terrestres, gerir de forma sustentável as florestas, combater a desertificação, travar e reverter a degradação dos solos e travar a perda da biodiversidade. Nesse aspecto os impactos gerados pela ocupação do solo têm influência e devem ser considerados (NAÇÕES UNIDAS BRASIL, 2025).

A definição e aplicação de indicadores energéticos e ambientais são fundamentais para avaliar a viabilidade das diferentes rotas tecnológicas para a produção de hidrogênio. Métricas são essenciais para orientar decisões estratégicas sobre investimentos em infraestrutura, otimização de processos e transição para uma matriz energética mais sustentável. Além disso, a relação de indicadores como EROI e TRE com os ODS da ONU evidencia seu papel na construção de um futuro energético mais limpo e acessível. A integração desses parâmetros desde as fases iniciais de projeto é crucial para minimizar impactos ambientais, reduzir emissões de GEE e garantir que a produção de hidrogênio contribua efetivamente para a descarbonização do setor energético.

Duas tecnologias promissoras para a produção de hidrogênio e com relação com os indicadores apresentados são o eletrolisador de membrana trocadora de prótons (PEM) e o reformador de biometano. O eletrolisador PEM, alimentado por eletricidade renovável e não esgotável, destaca-se por sua alta eficiência e resposta dinâmica, sendo uma alternativa viável para a produção de hidrogênio verde. Já, o reformador de biometano oferece uma solução estratégica para o aproveitamento de fontes renováveis e resíduos orgânicos, possibilitando a produção de hidrogênio com

menor pegada de carbono. A análise desses sistemas permitirá compreender como cada tecnologia contribui para a eficiência energética, a redução de emissões e a viabilidade econômica da produção de hidrogênio no contexto da transição energética.

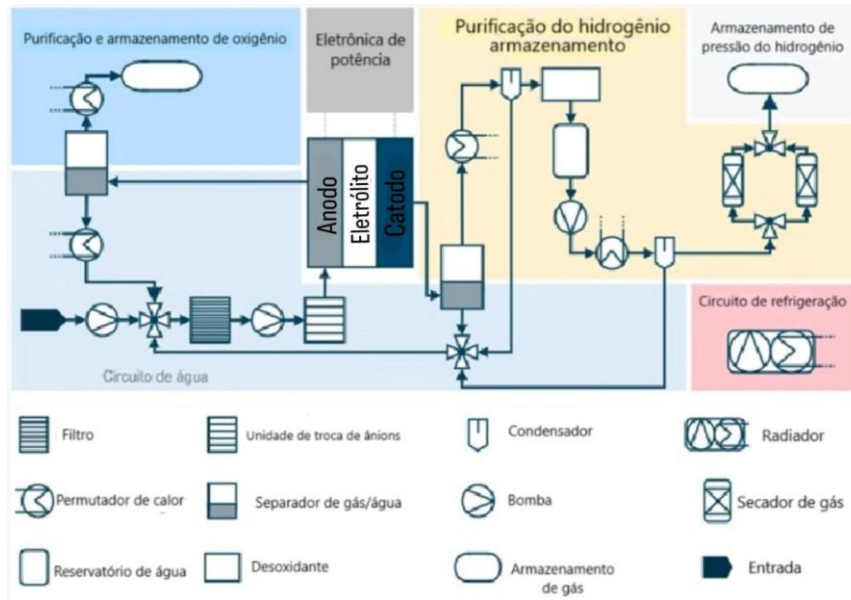
3.2 Eletrolisador tipo PEM

O eletrolisador do tipo PEM é uma das principais tecnologias para a produção de hidrogênio verde, destacando-se por sua eficiência e capacidade de resposta dinâmica às variações na oferta de eletricidade renovável, porém com limite mínimo de carga entre 10% e 20%. O eletrolisador é composto pela pilha, popularmente conhecida como *stack*, sistema de separação de gás e líquido, sistema de recirculação de eletrólitos, sistema de purificação de hidrogênio, fonte de eletricidade com transformador e inversor, sistemas de controle, bombeamento de água e pressurização. A Figura 38 ilustra a arquitetura de um eletrolisador PEM que pode ser dividida em seis áreas principais:

- a) Ciclo da Água - A água deionizada é fornecida ao sistema, passando por filtros e trocadores iônicos para garantir qualidade. Como a reação não é 100% completa, os produtos (hidrogênio e oxigênio) contêm água, que é separada e retornada ao eletrolisador;
- b) Purificação e Armazenamento de Hidrogênio - O hidrogênio produzido contém traços de água e oxigênio. Para aumentar sua pureza, passa por separadores, condensadores, desoxidadores e um sistema de adsorção por variação de pressão (PSA). Bombas de compressão e trocadores térmicos armazenam o hidrogênio em alta pressão e baixa temperatura;
- c) Purificação e Armazenamento de Oxigênio - O oxigênio de alta pureza é separado da água e pode ser armazenado ou comercializado para processos industriais;
- d) Circuito de Resfriamento - O calor gerado pelo processo eletroquímico e pelas bombas de compressão é dissipado por trocadores de calor e um sistema de circulação de água; e

- e) Eletrônica de Potência - Controla a alimentação de tensão contínua para o stack, convertendo corrente alternada em corrente contínua por meio de transformadores e retificadores.

Figura 38 - Arquitetura de um eletrolisador PEM

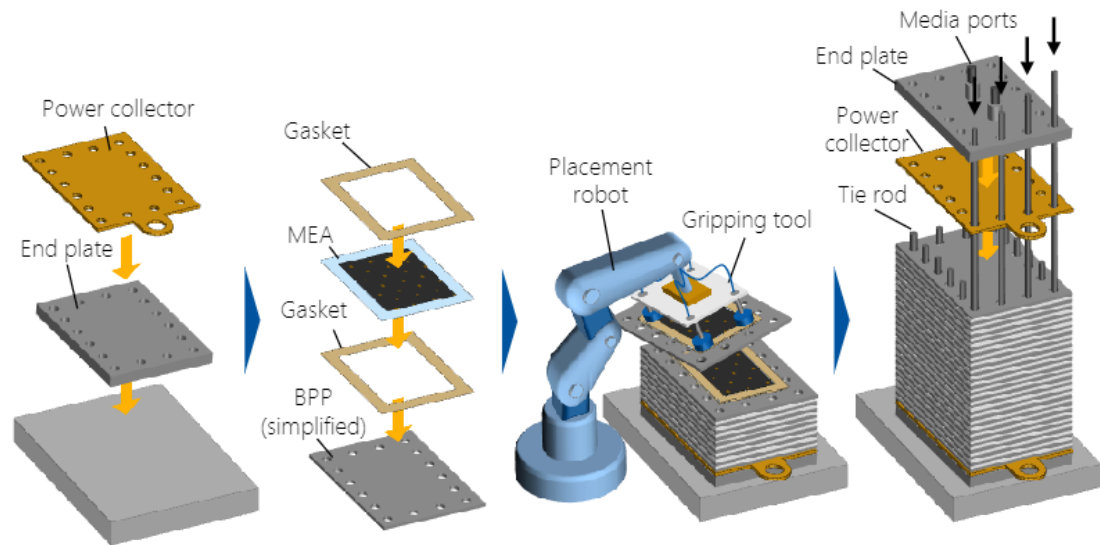


Fonte: Adaptado de Kampker, *et al.*, 2024.

A camada de difusão de gás é um facilitador para transportar líquidos, gases e cargas, permitindo maior aproveitamento dos eletrocatalisadores e menores custos de produção e operação. Essa camada é formada por tecido de fibra de carbono. No mercado também existe a opção de pilha com camada de transporte porosa (PTL) é um componente de um eletrolisador de água que transporta água, oxigênio e hidrogênio. Também ajuda a manter a pressão e a distribuição de gás e fornece suporte mecânico (NREL, 2024).

O processo da manufatura da pilha consiste na produção dos componentes individuais e empilhamento das células. As etapas de montagem da pilha são apresentadas na Figura 39, nesta figura é possível observar as partes individuais, o início e final da montagem utilizam de placas monopolares e coletor de energia (NREL, 2024).

Figura 39 - Montagem da pilha



Fonte: Kampker, *et al.*, 2024.

A matéria-prima para produção dos componentes apresentados na Figura 39 consiste principalmente em minerais (como titânio, carbono, platina, irídio, cobre, e aço) e um polímero, o Nafion que é utilizado na produção da membrana (GERHARDT-MÖRSDORF *et al.*, 2023). Além da pilha, os sistemas de bombeamento, secagem, circulação são essenciais para a operação da planta de hidrogênio, segundo Gerhardt-Mörsdorf, *et al.* (2023). Esses sistemas correspondem a menos de 4kWh/kg H₂.

O fluxo de entradas e saídas do processo de produção de são água (H₂O) e eletricidade, e as saídas que são gás oxigênio e hidrogênio. O processo de produção de hidrogênio por eletrolise não gera emissões de CO₂, porém, avaliando todo o ciclo de vida, é importante considerar que subprodutos como calor, perdas elétricas e emissões de CO₂ que podem ocorrer em alguma das etapas como a extração da matéria-prima para o eletrolisador, e tecnologias de geração de eletricidade, além do transporte deles (BAREIß *et al.*, 2019).

No estudo desenvolvido por Bareiß, *et al.* (2019), afirma-se que a área ativa para uma pilha PEM é de 37m² no estado-da-arte, mas no futuro pode chegar em 18,5m². A redução da área ocupada é positiva, pois talvez permita a instalação em mais locais e possui mais potência por área. Em relação ao consumo de água requerida para produção de 1kg de hidrogênio, pela equação estequiométrica são 9 Litros, além de cerca de 55kWh para que ocorra a eletrólise dessa água.

Avaliar a demanda energética dos eletrolisadores é muito importante para entender o impacto de cada insumo no processo, considerando diferentes recursos energéticos primários. Isso serve de referência para medir a eficiência do sistema em termos de energia consumida e produzida, considerando toda a cadeia de abastecimento (BAREIß *et al.*, 2019).

Em 2021, a capacidade global de fabricação de eletrolisadores era de 6,7 GW, com previsão de crescimento para 37,3 GW até 2025, impulsionando o mercado global de hidrogênio. Atualmente, os eletrolisadores alcalinos dominam o setor, representando cerca de 75% da capacidade global, enquanto os eletrolisadores de PEM correspondem a aproximadamente 25%. A fabricação está concentrada na região Ásia-Pacífico, especialmente na China, que produziu 58% dos AEL e 4% dos PEM em 2022 (ESCÓCIA, 2022).

O mercado está se dividindo entre soluções compactas e modulares, de fácil instalação e rápida implantação, e eletrolisadores industriais de grande escala, geralmente instalados por empresas de BOP. A escolha do tipo de eletrolisador dependerá da estratégia de fornecimento de eletricidade: projetos solar fotovoltaicos priorizam menor CAPEX, enquanto projetos conectados à rede elétrica favorecem alta eficiência energética.

Com o crescimento de projetos na escala de GW, há um movimento para padronizar os eletrolisadores e facilitar a integração entre fabricantes. Essa abordagem reduziria riscos de suprimento e técnicos, permitindo maior flexibilidade no setor. Enquanto o Ocidente investe em políticas e incentivos para atrair fabricantes, a China já lidera em capacidade de produção de eletrolisadores (19 GW) e projetos operacionais (0,64 Mt por ano), com custos inferiores. A indústria pode seguir o modelo da energia solar (domínio chinês) ou eólica (mercado mais equilibrado entre regiões). A evolução dependerá de fatores como políticas industriais, inovação e acordos globais (GROUES, 2023).

Em estudo desenvolvido por Murphy, *et al.*, (2022), os pesquisadores refutam a ideia de que as fontes renováveis não esgotáveis têm menor retorno energético que os combustíveis fósseis. Eólica, solar e hidrelétrica apresentam EROIs superiores a 10, enquanto combustíveis líquidos, como o petróleo refinado, ficam abaixo desse valor. A transição para veículos elétricos pode aumentar a energia

líquida disponível. Além disso, a tendência é que os EROIs dos combustíveis fósseis diminuam com o tempo, enquanto os das renováveis não esgotáveis aumentem. O armazenamento de energia será essencial para a estabilidade da rede, mas seu impacto no EROI é pequeno.

Ainda na pesquisa de Bareiß, *et al.*, (2019), a modelagem detalhada dos componentes do eletrólito revelou que seu impacto nas emissões é insignificante, sendo o fator determinante o mix energético utilizado. Com a matriz elétrica da Alemanha em 2017, o potencial de aquecimento global foi de 29,5 kg CO₂ equivalente por kg de hidrogênio produzido. Esses resultados destacam que a matriz elétrica utilizada é um fator crítico para minimizar o impacto ambiental do hidrogênio eletrolítico e reforçam a importância de fontes renováveis não esgotáveis na descarbonização do setor.

O mercado global de eletrolisadores está em expansão, com previsão de crescimento significativo até 2025, impulsionado pela demanda por hidrogênio verde. Atualmente, os eletrolisadores alcalinos dominam o setor, mas os PEM ganham espaço devido à sua flexibilidade e eficiência. A China lidera a produção global, enquanto outras regiões buscam incentivos e políticas para fortalecer suas capacidades industriais. A padronização e a integração entre fabricantes são tendências importantes para reduzir custos e riscos, facilitando a implantação de projetos em larga escala.

Por fim, concluindo este tópico, estudos recentes reforçam que as fontes renováveis têm retornos energéticos (EROI) superiores aos combustíveis fósseis, destacando o potencial da transição energética para aumentar a energia líquida disponível. A matriz elétrica utilizada na produção de hidrogênio é um fator crítico para minimizar o impacto ambiental, reforçando a necessidade de investimentos em energias renováveis. Assim, a produção de hidrogênio verde representa uma peça-chave na descarbonização global, mas sua viabilidade depende de avanços tecnológicos, políticas eficazes e uma matriz energética limpa.

3.3 Reformador de biometano a vapor

O reformador de biometano é o equipamento, ou conjunto de sistemas que transforma o biometano no gás síntese. A reforma do biometano é resultado de algumas etapas de tratamento de substratos orgânicos. O bagaço da cana-de-açúcar é um dos tipos de substrato que dá origem ao processo para reformar o metano. Na Figura 40 é apresentada a sequência de etapas para obter como resultado o biometano para produção do hidrogênio, partindo da indústria sucroenergética, com o plantio da cana-de-açúcar, passando pelo sistema de biodigestão, obtenção e purificação do biogás para então chegar no biometano.

Figura 40 - Ciclo produtivo do biometano



Fonte: CIBIOGÁS, 2023.

O bagaço da cana-de-açúcar passa por monodigestão anaeróbica para formar o biogás, quando é usado apenas um substrato, ou codigestão quando mais de um substrato é utilizado. A monodigestão é o método mais antigo e disseminado, possui baixo custo operacional, porém há menor eficiência na conversão do biogás, além de ser mais suscetível a distúrbios de estabilidade dos organismos anaeróbios. A codigestão é mais aplicada quanto há intenção de melhorar parâmetros operacionais, pois há maior rendimento de metano, porém pode ocorrer excesso, deficiência ou desequilíbrio dos nutrientes (MARTINEZ *et al.*, 2020).

Para aumentar a concentração de metano sem aumentar a área necessária para o tratamento e digestão dos substratos surgiram alguns processos para modificar a estrutura do substrato, facilitando a degradação da matéria orgânica e assim aumentar o rendimento da produção de metano. Esses processos são chamados de pré-tratamento: os pré-tratamentos físicos envolvem atividades mecânicas, de irradiação ou térmicas para gerar ganhos de produção; os tratamentos químicos

podem ser alcalinos ou ácidos; tratamentos biológicos com fungos, consórcio de microrganismos ou enzimas; e ainda podem haver combinações entre os pré-tratamentos, neste caso as principais combinações de pré-tratamento são os métodos físico-químicos e termoquímicos. Os físico-químicos utilizam uma solução química como catalisador, associada a um processo físico, como irradiação, micro-ondas ou ultrassom. Já, os termoquímicos combinam o efeito da temperatura (100-160 °C) com um pré-tratamento químico, que pode ser ácido ou alcalino (MARTINEZ *et al.*, 2020).

A reação anaeróbia ocorre em reatores configurados para o tipo de substrato, espaço e mão de obra disponíveis. De acordo com o teor de sólidos no resíduo, foi adaptada a Figura 41, para relacionar o tipo de reator com os principais substratos. A cana-de-açúcar se encaixa como substrato semelhante à vinhaça, assim o reator de fluxo pistão, mais conhecido como biodigestor de lagoa coberta, é o modelo mais indicado.

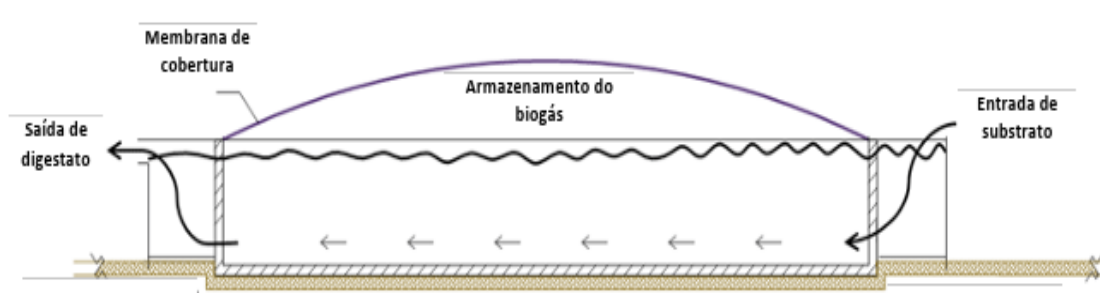
Figura 41 - Substratos para os tipos de biodigestores

Característica	ASBR	Lagoa coberta	UASB	Mistura completa	Rota seca
Substratos mais utilizados	Efluentes de laticínios, dejetos da suinocultura e esgoto sanitário.	Dejetos de animais, vinhaça, manipueira, soro do leite e efluentes agroindustriais	Esgoto sanitário e efluentes agroindustriais	Dejetos de animais, vinhaça, manipueira, soro do leite, efluentes agroindustriais, esgoto sanitário, resíduos da agricultura e resíduos em co-digestão.	Resíduos da agricultura, cama de frango e resíduos sólidos agroindustriais.

Fonte: Adaptado de Martinez, *et al.*, 2020.

O biodigestor de lagoa coberta, Figura 42, consiste em uma lagoa anaeróbia impermeabilizada, de base retangular e escavada no solo, equipada com um sistema de cobertura de geomembrana de PEAD ou PVC, responsável pelo armazenamento do biogás produzido. A biomassa a ser digerida é inserida por uma extremidade do reator e será degradada ao passar por seu interior, sendo removida na extremidade oposta. Esse modelo de biodigestor é muito encontrado no sul do Brasil devido a demanda de produtores de animais (MARTINEZ *et al.*, 2020).

Figura 42 - Biodigestor Lagoa coberta



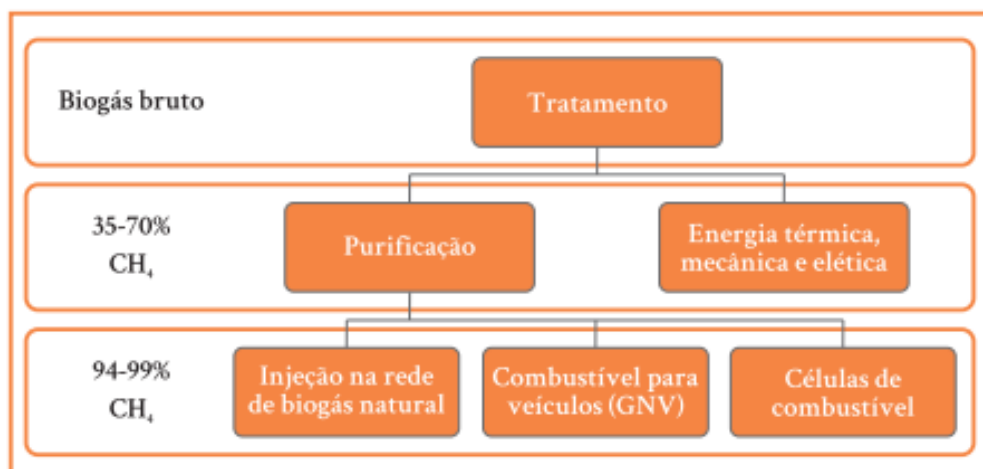
Fonte: Martinez, *et al.*, 2020.

Para que a digestão anaeróbia funcione corretamente condições de alcalinidade, tempo e carga orgânica precisam ser acompanhadas e controladas para garantir o melhor rendimento para o biodigestor instalado. Para avaliar a qualidade do lodo gerado pelos substratos e do substrato podem ser feitos ensaios laboratoriais para medir a interação entre microrganismos e substratos, analisando a produção de biogás ou metano. Métodos como AME, ISO 13.641 e VDI 4.630 avaliam desde a eficiência microbiana até a toxicidade e o potencial bioquímico de metano. Os testes são realizados sob condições controladas, permitindo otimizar processos de digestão anaeróbia. Essas análises são essenciais para aprimorar a conversão de resíduos orgânicos em biogás, aumentar a eficiência dos reatores e reduzir impactos ambientais (KUNZ *et al.*, 2019).

O potencial calorífico do biogás (15-30 MJ/Nm³) depende da pureza e da concentração de metano, sendo afetado por contaminantes como H₂S, CO₂ e NH₃. O H₂S, além de corrosivo e tóxico, pode atingir concentrações de até 30.000 ppm, variando conforme o substrato da biodigestão anaeróbia. Para a separação dos contaminantes presentes no biogás existem tecnologias de purificação (KUNZ *et al.*, 2019).

A purificação da biomassa tem como premissas ajustar o valor calorífico, remover contaminantes que afetam a qualidade do biogás e concentrar o biometano para sua distribuição e transporte. Na Figura 43 são apresentadas as etapas que devem ser seguidas para o tratamento e purificação do biogás, e a concentração de metano aceitável em cada etapa, para produção de hidrogênio que apresenta entre 94-99% de pureza (KUNZ *et al.*, 2019).

Figura 43 - Etapas de tratamentos do biogás e concentração de biometano para o uso final



Fonte: Kunz, *et al.*, 2019.

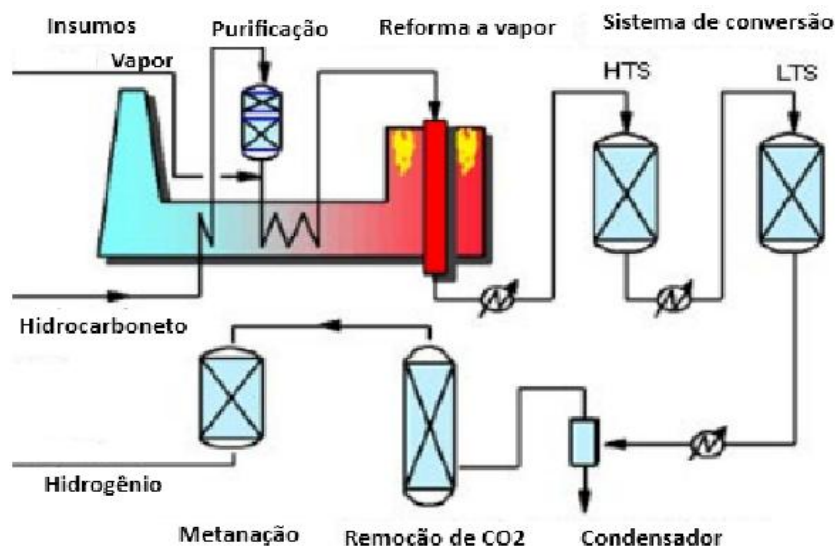
O biogás obtido do biodigestor possui alta umidade, que deve ser removida para evitar corrosão nos compressores e tubulações. Os principais métodos de remoção de umidade do biogás incluem a separação por condensação, utilizando ciclones e desembaçadores, e a secagem química, que emprega materiais absorventes ou adsorventes. A condensação é eficiente, mas tem alto custo de implantação e manutenção, enquanto a secagem química exige trocas frequentes dos materiais para manter a eficiência (MARTINEZ *et al.*, 2019).

A produção de hidrogênio atualmente é dominada por métodos termoquímicos, como a reforma a vapor do gás natural (NGSMR) e a gaseificação do carvão. No entanto, há um interesse crescente em métodos de baixo carbono, como a reforma de biogás (BGSMR) com captura e armazenamento de carbono (CCUS), que pode até ser carbono negativo. O biogás, composto principalmente de CH_4 e CO_2 , também contém H_2S , um gás inflamável, explosivo e tóxico, cuja remoção é obrigatória. Essa remoção pode ser realizada por processos biológicos, químicos ou físicos, sendo os processos biológicos uma alternativa sustentável e de baixo custo para reduzir H_2S e CO_2 . A remoção de CO_2 pode ocorrer simultaneamente à dessulfurização, utilizando técnicas como lavagem com água, reagentes químicos ou sistemas pressurizados. Além disso, membranas seletivas são eficazes na separação de CO_2 , H_2S e NH_3 (KUNZ *et al.*, 2019).

Após a purificação, o metano é utilizado como matéria-prima para o reformador de biometano na produção de hidrogênio. O processo de reforma a vapor

do metano, ilustrado na Figura 44, envolve a inserção de insumos, purificação, reforma a vapor e conversão.

Figura 44 - Processo de reforma a vapor do biometano



Fonte: Adaptado de Figueiredo, *et al.*, 2008.

Durante a reforma a vapor, são emitidos 9 kg de CO₂ por kg de H₂ produzido. No entanto, ao considerar as emissões diretas e indiretas, esse valor pode chegar a 13 kg de CO₂ por kg de H₂ (PARKINSON *et al.*, 2018). Apesar dessas emissões, a reforma de biogás com captura e armazenamento de carbono tem o potencial de reduzir significativamente o impacto ambiental, podendo ser categorizada como uma forma de hidrogênio azul, especialmente quando associada a um ciclo de carbono curto.

Essa abordagem destaca a importância de tecnologias de purificação e captura de carbono para minimizar as emissões e tornar a produção de hidrogênio a partir de biometano uma alternativa viável e sustentável na transição energética global.

4 AVALIAÇÃO DA PERFORMANCE ENERGÉTICA

Este trabalho utilizará os conceitos apresentados no capítulo de Fundamentação Teórica como base e seguirá o método científico dedutivo que, conforme descrito por Gil (2008), parte de princípios considerados verdadeiros e indiscutíveis e permite chegar a algumas conclusões a partir da lógica.

O método dedutivo é amplamente utilizado nas ciências exatas, seus princípios são comumente interpretados como leis, um exemplo citado por Gil (2008) e de que:

[...] Por exemplo, da lei da gravitação universal, que estabelece que "matéria atrai matéria na razão proporcional às massas e ao quadrado da distância", podem ser deduzidas infinitas conclusões, das quais seria muito difícil duvidar. (GIL, 2008, p.10).

Nesse sentido, será utilizada a perspectiva racionalista, seguindo uma cadeia de raciocínio que vai da análise geral para a particular até alcançar uma conclusão. A pesquisa possui caráter não-dinâmico, determinístico.

Frente à fundamentação teórica foi desenvolvida a pesquisa para obtenção de dados através de bancos de relatórios públicos, como Irena, Embrapa, Conab, NREL, Conselho de Hidrogênio, entre outros a fim de criar os cenários propostos para o estudo de caso. O objeto de estudo se concentra nas rotas tecnológicas de produção de hidrogênio através da tecnologia de eletrólise tipo PEM suprida por geração solar fotovoltaica, e através da tecnologia de reforma a vapor de metano suprida por biomassa proveniente do bagaço da cana-de-açúcar.

Para a rota de eletrólise tipo PEM suprida por geração solar fotovoltaica, o sistema foi delimitado para analisar as entradas e saídas de energia do processo de produção dos módulos fotovoltaicos e no eletrolisador tipo PEM, e energia para operação da planta de hidrogênio. E, a partir dessas informações mensurar a quantidade de energia necessária para produção de 1kg de hidrogênio e variações no tempo. De forma análoga, para a rota de reforma a vapor do biometano do bagaço da cana-de-açúcar foram obtidas a energia demandada do cultivo da cana e as transformações necessárias até resultar em hidrogênio. Comparações entre área ocupada e produtividade serão feitas para avaliar qual fonte de produção é mais eficiente do ponto de vista energético.

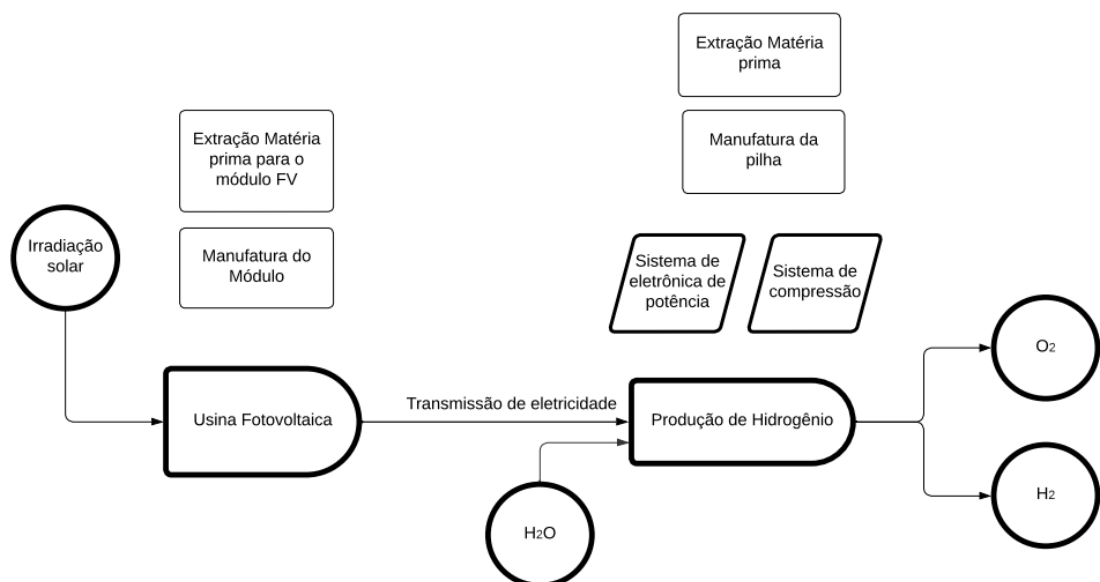
4.1 Rota de eletrólise suprida por solar fotovoltaica

A produção de hidrogênio por meio de eletrólise, utilizando eletricidade gerada a partir de recursos energéticos primários não esgotáveis, tem ganhado destaque como uma alternativa sustentável para a descarbonização de diversos setores. Dentre as fontes renováveis, a energia solar fotovoltaica tem se destacado

devido ao crescimento expressivo de sua participação na matriz elétrica brasileira nos últimos anos. Esse crescimento, impulsionado pela redução de custos e pelo avanço tecnológico, tem aquecido o mercado e aumentado o interesse em compreender os impactos e a performance energética do processo de produção de hidrogênio suprido por essa fonte. Assim, o escopo deste estudo concentra-se na análise da produção de hidrogênio por eletrólise alimentada por energia solar fotovoltaica.

A rota de produção de hidrogênio por eletrólise, suprida por energia solar fotovoltaica, é representada pelo sistema ilustrado na Figura 45. Para esse sistema, foram calculados, os requisitos energéticos associados à produção do módulo fotovoltaico e da pilha do eletrolisador, utilizando a metodologia de ACV. Além disso, foi estimada a energia necessária para a operação da planta de hidrogênio, visando a produção de 1 kg de hidrogênio. Com base nesses cálculos, determinou-se a capacidade do gerador fotovoltaico necessária para suprir a energia consumida, considerando as perdas do inversor fotovoltaico, dos sistemas de transmissão AC e DC, do processamento eletrônico de potência a eletrônica e de compressão, de modo a resultar na produção de 1 kg de H₂.

Figura 45 - Sistema de produção de hidrogênio suprido por solar fotovoltaica



Fonte: Elaboração própria, 2025.

Ao estudar as principais etapas do fluxograma apresentado na Figura 45 é possível compreender melhor o que cada etapa demanda e entrega ao sistema. A

partir do conceito de ciclo de vida "do berço ao portão" do módulo fotovoltaico, investigou-se a quantidade de energia utilizada em cada etapa de sua manufatura, desde a produção do silício até a montagem final do módulo. O processo de identificação dessas etapas foi baseado em revisão bibliográfica de artigos e estudos que realizam análises de ciclo de vida de tecnologias e sistemas integrados, além de avaliações de custos associados à produção.

A região Nordeste foi escolhida como área de aplicação deste estudo por ser uma importante produtora de cana-de-açúcar, o que permitirá comparar a produção de hidrogênio por eletrólise com a rota de reforma do biometano, uma alternativa energética relevante na região. Segundo Lima (2015), no Nordeste, o período chuvoso ocorre entre setembro e novembro, que também é a época em que a irradiação solar atinge seus níveis mais altos. Durante esse período, a irradiação solar varia entre 4,3 e 5,8 kWh/m², com uma média de 5,05 kWh/m² na região. Esse valor representa a quantidade de energia solar que incide sobre cada metro quadrado ao longo de um dia.

A Horas de Sol Pleno (HSP) é uma medida usada para estimar a quantidade de energia solar disponível em uma determinada região. A HSP representa o número de horas em que a irradiação solar equivale à intensidade máxima usada como referência em testes padrão, que é de 1.000 W/m² (ou 1 kW/m²). Por exemplo, caso uma região receba 5,05 kWh/m² de energia solar em um dia, isto significa que, em média, há 5,05 horas de sol pleno naquele local. Em outras palavras, é como se o sol estivesse brilhando com intensidade máxima (1.000 W/m²) durante 5,05 horas (LIMA, 2015).

Os módulos fotovoltaicos são testados em Condições de Testes Padrões (STC), que consideram uma irradiação solar de 1.000 W/m², temperatura de 25°C e massa de ar de 1,5. No entanto, na prática, o desempenho dos módulos pode variar dependendo do ambiente de instalação. Por isso, é essencial considerar as características locais, como a irradiação solar média e as horas de sol pleno, para dimensionar corretamente o sistema fotovoltaico (LIMA, 2015).

Esse valor é um indicador importante para calcular a eletricidade que pode ser gerada pelos módulos fotovoltaicos na região. Além da importância do ambiente,

é necessário entender a capacidade de transformação do recurso solar em eletricidade, transformação esta que é realizada pelo módulo fotovoltaico.

O Fator de Capacidade (FC) é um indicador essencial para avaliar a eficiência e o desempenho de usinas de geração de eletricidade, incluindo as usinas fotovoltaicas. Ele representa a razão entre a energia real gerada pela usina e a energia máxima que ela poderia gerar se operasse continuamente em sua capacidade nominal (ou seja, 100% do tempo e com a máxima irradiação solar).

O fator de capacidade é calculado pela seguinte fórmula:

$$FC = \frac{\text{Energia gerada no período}}{\text{Capacidade inst.} \times \text{Número de horas do período}} \times 100\% \quad (2)$$

A capacidade instalada, por sua vez, representa a potência máxima que a usina pode gerar sob condições ideais, medida em kWp ou MWp. Para calcular a eficiência ou a produção real da usina, é necessário considerar o número total de horas no período analisado, como 8.760 horas em um ano, que serve como base para comparar a eletricidade gerada com a capacidade instalada.

O FC de usinas fotovoltaicas é influenciado por diversos fatores, como a irradiação solar, que determina a quantidade de energia disponível, e as horas de sol pleno, quando a irradiação atinge 1.000 W/m². A eficiência dos módulos fotovoltaicos, que converte luz solar em eletricidade, também é crucial, assim como as perdas no sistema, que incluem ineficiências em inversores, cabos, sombreamento e sujeira nos módulos fotovoltaicos. Além disso, condições climáticas, como nuvens, chuvas e variações de temperatura, impactam diretamente a geração de energia.

O Nordeste do Brasil é uma das regiões com maior potencial para geração de energia solar no mundo, graças às suas condições climáticas favoráveis. De acordo com dados públicos disponibilizados pelo ONS (2025), o fator de capacidade do Nordeste foi em média no ano de 2024 de 31,46%.

A usina fotovoltaica é composta por diversos equipamentos, como detalhado no tópico 2.2.1 sobre o Recurso Solar Fotovoltaico. Cada componente da usina possui características operacionais específicas e demanda energia para funcionar. No entanto, antes mesmo de entrar em operação, esses equipamentos já consomem energia durante sua fabricação.

Neste estudo, devido à escassez de referências bibliográficas sobre a fabricação de inversores e condutores, a análise da demanda energética foi focada apenas na manufatura dos módulos fotovoltaicos, que são as unidades responsáveis pela geração de eletricidade na usina fotovoltaica. Esses módulos representam o núcleo do sistema fotovoltaico, convertendo a luz solar em energia elétrica, e foram escolhidos como ponto central para a avaliação do consumo energético associado à produção.

Em 2018, foi desenvolvido um relatório que apresenta uma atualização sobre os custos e projeções da cadeia de produção de silício cristalino (c-Si), desenvolvida pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL). Os principais objetivos são acompanhar o progresso da indústria: verificar como a indústria tem evoluído em termos de eficiência e redução de custos; e analisar como os custos variam em diferentes locais de produção. Para isso, o estudo utiliza métodos de modelagem de custos de baixo para cima (*bottom-up*) e frameworks contábeis reconhecidos. Essas ferramentas permitem estimar os custos e os preços mínimos sustentáveis em cada etapa da cadeia de produção que inclui o polissilício, lingotes, pastilhas, células fotovoltaicas e os módulos fotovoltaicos (NREL, 2018).

A produção do silício inicia com a liquefação e solidificação do minério de silício em moldes, seguida pela trituração do material. Para obter silício metalúrgico com pureza entre 98% e 99%, o consumo energético é de aproximadamente 10 kWh/kg. No processo de refino pelo reator de tipo Siemens, altamente eletrointensivo, o consumo varia entre 120 e 180 kWh/kg de silício policristalino, conforme Cabal (2015). No entanto, estudos mais recentes, como o da NREL (2018), indicam um consumo menor, entre 50 e 65 kWh/kg (WOODHOUSE *et al.*, 2018).

No processo de Czochralski, utilizado para a produção de lingotes monocristalinos, estima-se um consumo energético entre 0,7 e 1,1 kWh por pastilha, com cada lingote gerando cerca de 5.000 a 6.000 pastilhas. Já na solidificação direcional (DS), o resfriamento controlado do silício líquido resulta em lingotes multicristalinos, que são cortados em pastilhas finas utilizando serras de arame revestidas de diamante, com um consumo energético de 0,3 a 0,4 kWh por pastilha (NREL, 2018).

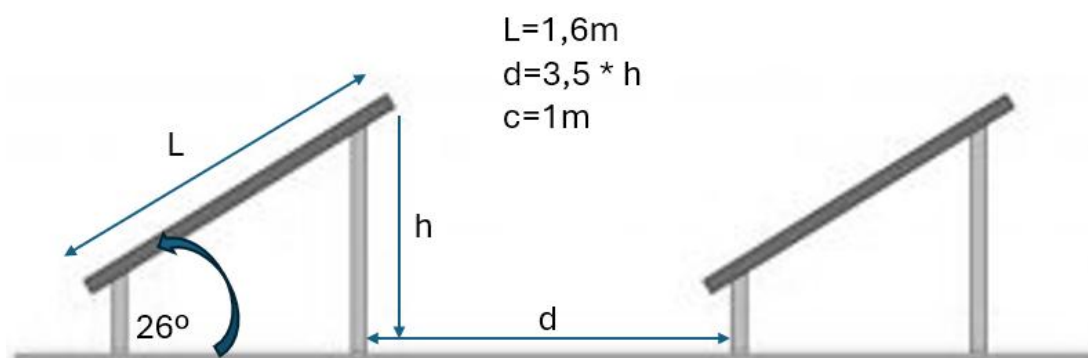
A fabricação das células fotovoltaicas apresenta um consumo energético de aproximadamente 0,4 a 0,6 kWh por célula. Por fim, a montagem do módulo fotovoltaico, que agrega as células finalizadas, requer entre 20 e 25 kWh por unidade contendo 60 células, conforme estimativas da NREL (NREL, 2018).

Para o módulo fotovoltaico, as unidades de medida apresentadas em kWh foram utilizadas, exigindo a aplicação de relações entre o peso de uma barra de lingote e o número de pastilhas, células e módulos. Em média, 1 kg de lingote resulta em aproximadamente 5.500 pastilhas, com uma relação de 1:1 entre pastilhas e células. Para a montagem do módulo, são necessárias 60 células por unidade (NREL, 2018).

Outros parâmetros essenciais foram considerados para o dimensionamento do sistema, como a área ocupada pelos módulos fotovoltaicos e o rendimento global do sistema. De acordo com o relatório da NREL (2018), o módulo fotovoltaico estudado ocupa uma área de 1,6 m², mas sua instalação não é feita de forma horizontal. Os módulos são posicionados voltados para a direção de maior incidência solar, com uma inclinação aproximada de 26° em relação ao solo para o Nordeste do Brasil, para maximizar a captação de energia. Além disso, fatores como sombreamento e o espaçamento entre os módulos devem ser cuidadosamente considerados para evitar perdas de eficiência.

Considerando as dimensões do módulo, representadas na Figura 46 (1,6 m de altura e 1 m de largura), a inclinação de 26°, o distanciamento inclinado de 10 cm entre módulos para evitar o efeito vela e o espaçamento entre fileiras de 3,5 m multiplicado pela altura do topo do módulo até o solo, calculou-se que cada módulo ocupa aproximadamente 4,28 m². Esse valor reflete a área real necessária para minimizar o sombreamento e otimizar a captação de energia solar. Com base nisso, é possível dimensionar a área total do gerador fotovoltaico necessária para atender à demanda energética do eletrolisador do tipo PEM.

Figura 46 - Representação área ocupada pelo gerador fotovoltaico



Fonte: Elaboração própria, 2025.

Os inversores e os sistemas de transmissão de energia também foram considerados no dimensionamento, uma vez que apresentam perdas que impactam a eficiência global do sistema. Para este estudo, foi selecionado o inversor ELGIN 100 kW (ELGIN, 2025), que possui um rendimento de 99%. As perdas na transmissão de energia foram calculadas com base nos Procedimentos de Rede do ONS, perdas máximas permitidas na transmissão AC de 5% (ONS, 2016) e transmissão de CC de 1% (ONS, 2011). Esses valores foram utilizados para garantir maior precisão no dimensionamento do gerador fotovoltaico, considerando todas as perdas associadas ao sistema.

O eletrolisador do tipo PEM é o equipamento central que será alimentado pelo gerador fotovoltaico e responsável pela produção de hidrogênio. Ele é composto por diversos sistemas, incluindo a pilha de eletrólise, onde ocorre a reação de separação da água em hidrogênio e oxigênio, além de sistemas auxiliares como bombeamento de água, controle de temperatura, processamento eletrônico de potência e compressão do hidrogênio produzido.

Um estudo recente da NREL (2024) analisou os custos de fabricação e a energia demandada na produção de uma pilha de eletrolisador PEM de 1 MW. De acordo com o relatório, a fabricação da pilha consome 51,1 kWh/kgH₂ produzido. No entanto, quando considerada a eficiência operacional de 75%, o consumo total do sistema sobe para cerca de 68,13 kWh/kg de H₂.

Durante a operação, o eletrolisador também demanda eletricidade para bombeamento de água, necessário para alimentar o processo de eletrólise; controle

de temperatura que mantém as condições ideais para a reação química; processamento eletrônico de potência que gerencia a conversão e distribuição de energia; e compressão do hidrogênio que prepara o hidrogênio para armazenamento ou uso imediato.

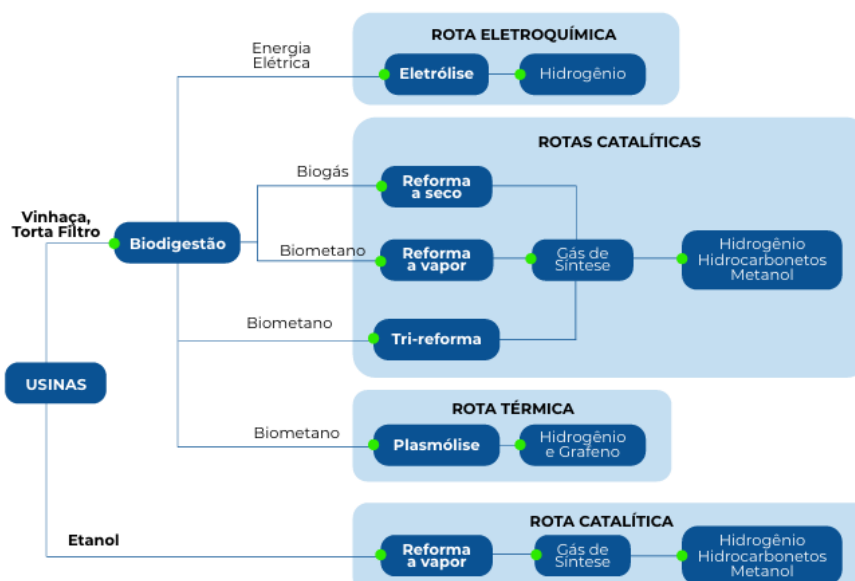
O dimensionamento do sistema fotovoltaico para alimentar um eletrolisador PEM requer a consideração de diversos fatores, como a área ocupada pelos módulos, as perdas nos inversores e nos sistemas de transmissão, e o consumo energético do eletrolisador. A análise detalhada desses parâmetros, aliada aos dados obtidos de estudos como o da NREL, permite uma estimativa precisa da energia necessária para a produção de hidrogênio, garantindo a viabilidade técnica do sistema.

4.2 Rota de reforma a vapor do biometano por bagaço da cana-de-açúcar

A produção de hidrogênio por meio da reforma a vapor do biometano, utilizando como matéria-prima o biogás gerado a partir da cana-de-açúcar, tem se destacado como uma alternativa sustentável para a descarbonização de diversos setores, especialmente no contexto brasileiro. Dentre as fontes renováveis, o biometano derivado da cana-de-açúcar ganha relevância devido à vasta experiência do Brasil na produção de biocombustíveis e à infraestrutura já consolidada no setor sucroenergético. Esse cenário, aliado ao potencial de redução de emissões de gases de efeito estufa, tem impulsionado o interesse em compreender os impactos e a performance energética do processo de produção de hidrogênio por essa rota. Assim, o escopo deste estudo concentra-se na análise da produção de hidrogênio por reforma a vapor do biometano, com foco no biogás proveniente da cana-de-açúcar.

A produção de hidrogênio a partir dos produtos da cana-de-açúcar pode ocorrer por algumas rotas, apresentadas na Figura 47. A rota que é foco do presente estudo é a reforma a vapor do biometano a partir do bagaço da cana-de-açúcar, que produz gás síntese resultando posteriormente no hidrogênio.

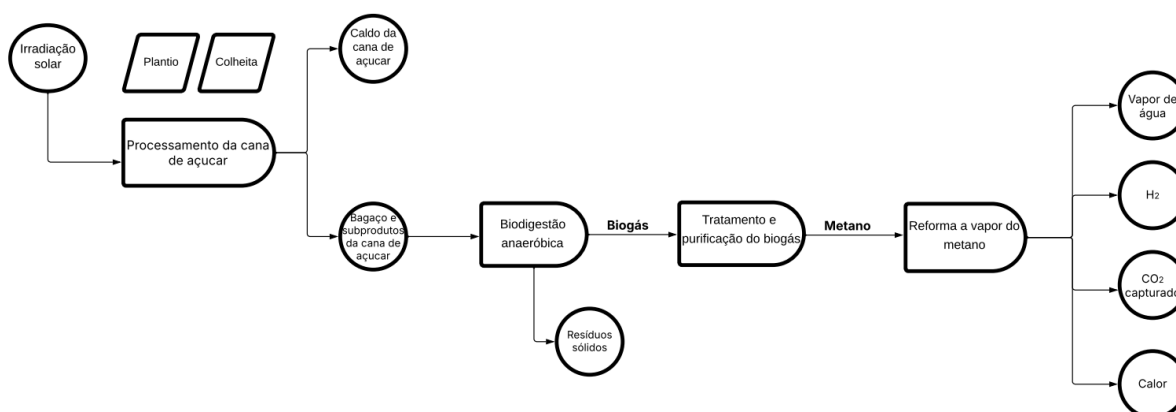
Figura 47 - Rotas tecnológicas para produção de hidrogênio a partir da cana-de-açúcar



Fonte: EPE, 2023.

A rota de produção de hidrogênio por reforma a vapor do biometano é representada pelo sistema ilustrado na Figura 48. Para esse sistema, foram calculados, os requisitos energéticos associados à produção do biometano a partir do biogás gerado pela cana-de-açúcar. Além disso, foi estimada a energia necessária para a operação da planta de reforma a vapor, visando a produção de 1 kg de hidrogênio. Com base nesses cálculos, determinou-se a capacidade do sistema de reforma necessária para suprir a demanda energética, considerando as perdas nos processos de purificação do biogás, reforma a vapor e compressão do hidrogênio, de modo a resultar na produção de 1 kg de H₂.

Figura 48 - Sistema de produção de hidrogênio suprido por biomassa da cana-de-açúcar



Fonte: Elaboração própria, 2025.

A produção de hidrogênio a partir da cana-de-açúcar envolve uma série de etapas, desde o cultivo da cana até o processamento do biometano por reforma a vapor. Situando o sistema de produção no Nordeste do Brasil, segundo a CONAB (2024), na safra 2024/25, a área cultivada de cana-de-açúcar no Nordeste é de 919863,37 hectares por ano, enquanto a produtividade média da cultura é de 62746,00 kg de cana-de-açúcar por hectare por ano, resultando em uma produção total anual de 57717,75 mil toneladas por ano, esses números já consideram as perdas relacionadas ao plantio, cultivo e colheita da cana-de-açúcar. O bagaço da cana-de-açúcar representa 25% da massa da cana colhida, e, por vezes, é combinada com outros substratos para a produção de biogás.

Em artigo desenvolvido por Salla *et al.* (2009), foi apresentado um estudo realizado na região do Médio Paranapanema (SP), entre janeiro e dezembro de 2007, que analisou o consumo energético da produção de etanol a partir da cana-de-açúcar, destacando que o custo energético total na fase agrícola foi de 14.370,9 MJ/ha, com os insumos representando 50,4% desse valor. No processamento industrial, o consumo foi de 1.641,6 MJ/t de cana, sendo a etapa de hidrólise, sacarificação e tratamento do caldo responsável por 71,7% do dispêndio energético. O custo energético do etanol foi de 2,0 MJ/L na fase agrícola e 19,4 MJ/L no processamento industrial, com uma eficiência energética global de 1,1, indicando viabilidade energética para a produção de etanol a partir da cana-de-açúcar.

Os resultados do estudo de Salla *et al.* (2009) foram adaptados para o estudo voltado para o uso do bagaço da cana-de-açúcar, a fim de entender o consumo energético para produzir o insumo do biogás. As etapas utilizadas no processo incluem a preparação do solo para o plantio da cana-de-açúcar, a aplicação de insumos, fertilizantes e agrotóxicos, a condução da lavoura, a colheita da cana-de-açúcar, o transporte da cana até a indústria e a desintegração e moagem da cana-de-açúcar. Essas etapas foram selecionadas por se adaptarem melhor ao cenário que visa obter energia a partir do bagaço de cana, destacando a importância de cada fase no ciclo de produção e processamento da cana-de-açúcar.

O bagaço de cana-de-açúcar, um subproduto da indústria sucroalcooleira, é processado em biodigestores do tipo lagoa coberta, gerando 3.102,79 Nm³ de biogás

por hectare ao ano (CIBIOGÁS, 2025). Essa conversão é calculada com base na relação de 250 kg de bagaço que produz 49,45 Nm³ de biogás.

O biogás gerado contém aproximadamente 60% de metano (MACIEL, 2003). Após o tratamento e purificação, o volume de biometano resultante é de 1.861,67 Nm³/(ha.ano). Em massa, isso equivale a 1.334,53 kg de biometano por hectare ao ano, considerando que 1 kg de metano corresponde a 1,395 Nm³ (NITROTEC, 2025).

O biometano é submetido ao processo de reforma a vapor, que converte o metano em hidrogênio com uma eficiência de 97,5%. A relação de conversão utilizada é de 3,577 kg de biometano com concentração de 97,5% de metano para produzir 1 kg de hidrogênio. Assim, a produção final de hidrogênio é de 363,76 kg de H₂ por hectare ao ano.

O processo começa com a utilização do bagaço de cana-de-açúcar, um resíduo abundante na indústria sucroalcooleira, que é convertido em biogás por meio da biodigestão. Esse biogás, composto principalmente por metano e dióxido de carbono, é purificado para aumentar a concentração de metano, resultando em biometano. Por fim, o biometano passa por reforma a vapor para produzir hidrogênio. Cada etapa é interligada por relações de conversão específicas, que garantem a eficiência e a viabilidade do processo como um todo.

A produção de hidrogênio a partir do biometano derivado do bagaço de cana-de-açúcar é um exemplo de como resíduos agrícolas podem ser transformados em um combustível limpo. As relações de conversão entre as etapas, da geração de biogás à reforma a vapor, demonstram a viabilidade técnica e energética desse processo, contribuindo para a descarbonização de setores industriais e de transporte.

4.3 Apresentação e análise de resultados

Neste capítulo, são apresentados os resultados de energia demandada e produzida a partir das rotas de produção de hidrogênio por eletrólise e pela reforma a vapor de biometano. Inicialmente, apresentando a energia demandada para manufatura dos módulos fotovoltaicos e eletrolisador PEM, seguido pelo que é demandado energeticamente para a operação da planta de hidrogênio na rota de eletrólise suprida por solar fotovoltaica. Na rota de reforma a vapor do biometano é

calculada a partir energia demandada na cultura da cana-de-açúcar, desde o plantio até a colheita, e apresentada as transformações que ocorrem nos processos até a produção do hidrogênio.

4.3.1 Resultados de demanda e produção energética na rota de eletrólise suprida por solar fotovoltaica

Para realização dos cálculos da energia demandada foram utilizados valores e parâmetros disponíveis em bibliografia online e, através da correlação entre eficiência, potência, tempo e energia, foi possível obter a energia demandada em kWh por cada etapa. Os cálculos utilizaram como referências os parâmetros do módulo fotovoltaico e de FC da região Nordeste. Os valores associados a cada parâmetro estão escritos na Tabela 2.

Tabela 2 - Parâmetros gerais módulo fotovoltaico e fator de capacidade do Nordeste

Parâmetro	Valor	Referência
FC médio mensal em 2024 para o nordeste	31,46%	ONS, 2025
Potência nominal do módulo [Wp]	310	NREL, 2018
Área total do módulo [m ²]	1,60	NREL, 2018
Número total de células fotovoltaicas no módulo	60	NREL, 2018

Fonte: Elaboração própria (2025).

A manufatura do módulo foi avaliada a partir dos resultados da Tabela 3. Algumas relações foram utilizadas para obtenção dos valores apresentados, como, por exemplo, a relação de 1 célula ser equivalente a 1 pastilha, e 60 células ser equivalente a 1 módulo fotovoltaico para o modelo típico analisado.

Tabela 3 - Parâmetros de Referência da Manufatura de um Módulo Fotovoltaico Típico

Parâmetro	Valor	Referência
Energia consumida na produção de silício metalúrgico [kWh/kg]	10,00	NREL, 2018
Energia consumida na fabricação do lingote Cz [kWh/kg]	57,50	Woodhouse, et al., 2018
Energia consumida na produção de uma pastilha fotovoltaica [kWh/unidade]	0,90	NREL, 2018
Energia consumida na fabricação de uma célula fotovoltaica [kWh/unidade]	0,50	NREL, 2018
Energia consumida na montagem do módulo fotovoltaico [kWh/unidade]	22,50	NREL, 2018
Energia total consumida na produção de um módulo FV [kWh]	172,15	

Fonte: Elaboração própria (2025).

Somando todas as etapas, a energia total consumida na produção de um módulo fotovoltaico é de 172,15 kWh. Esse valor reflete o custo energético associado à fabricação de um módulo, desde a produção do silício até a montagem final.

A especificação técnica do módulo fotovoltaico (Tabela 2) define sua capacidade de geração de eletricidade, enquanto os parâmetros de manufatura (Tabela 3) mostram o custo energético para produzi-lo. O módulo analisado, com potência nominal de 310 Wp e área de 1,60 m², demanda 172,15 kWh de energia para ser fabricado. Esse custo energético é compensado pela eficiência do módulo, especialmente em regiões como o Nordeste, onde o FC é de, em média, 31,46%, garantindo um retorno energético positivo ao longo de sua vida útil.

No caso da pilha eletrolítica de 1 MW, com 300 células, sua eficiência de 75% e capacidade de produzir 470 kg de hidrogênio por dia a tornam um componente essencial para a integração com sistemas fotovoltaicos, viabilizando a produção de hidrogênio verde em larga escala. A fabricação de uma pilha eletrolítica de 1 MW envolve diversas etapas, cada uma com seu consumo energético, tempo de produção, potência requerida e eficiência específica. A Tabela 4 apresenta os parâmetros detalhados de cada processo, desde a fabricação do ânodo tipo GDL até a montagem final da pilha, totalizando uma demanda energética de 514,437 kWh para a produção completa. Esses dados são essenciais para compreender o custo energético associado à manufatura da pilha, assim como para avaliar a viabilidade técnica do sistema de produção de hidrogênio por eletrólise.

Tabela 4 - Parâmetros de referência da manufatura de uma pilha de 1 MW

Parâmetro	Energia [kWh]	Tempo [h]	Potência [kW]	Eficiência	Referência
Fabricação do ânodo tipo GDL	305,556	2,500	110,000	90%	NREL, 2024
Fabricação da membrana catalisadora (CCM)	84,211	1,000	80,000	95%	NREL, 2024
Fabricação da placa bipolar	30,303	0,455	60,000	90%	NREL, 2024
Montagem da pilha	91,837	3,000	30,000	98%	NREL, 2024
Processo de corte e vinco da célula	0,848	0,043	17,800	90%	NREL, 2024
Produção das placas de fechamento	1,684	0,017	100,000	99%	NREL, 2024
Energia demandada na fabricação de uma pilha de 1 MW	514,437				

Fonte: Elaboração própria (2025).

A análise dos dados da tabela demonstra que, embora a fabricação de uma pilha eletrolítica de 1 MW demande um investimento energético significativo (514,437 kWh), a eficiência dos processos (variando entre 90% e 99%) e a capacidade de produção de hidrogênio em larga escala justificam esse custo.

A operação da planta de hidrogênio possui demanda energética que pode variar de acordo com o tipo de eletrolisador, sua configuração, equipamentos etc. A Tabela 5 apresenta os parâmetros e suas respectivas energias consumidas e eficiência em alguns sistemas do eletrolisador.

Tabela 5 - Parâmetros de referência da operação do eletrolisador

Parâmetro	Energia [kWh]	Eficiência	Referência
Bombeamento de água	37,285	100%	NREL, 2024
Variação de temperatura	5,000	100%	NREL, 2024
Manutenção da planta de hidrogênio	4,200	100%	NREL, 2024
Pilha de eletrólise	68,133	75%	NREL, 2024
Perdas do sistema de eletrônica de potência AC/DC	5,678	90%	Hassan, et al., 2024
Compressor	84,270	89%	BETITLES, 2025 e Pellow, et al., 2015
Energia demandada na operação do eletrolisador [kWh]	204,566		

Fonte: Elaboração própria (2025).

O consumo energético da pilha eletrolítica é frequentemente discutido na literatura, com diversos estudos indicando valores entre 40 e 60 kWh/kgH₂ produzido. No entanto, conforme apresentado na Tabela 5, observa-se que, embora a energia demandada pela pilha seja significativa (68 kWh), ela representa apenas uma parte do consumo total da planta de hidrogênio, que é de 204 kWh. Isso demonstra que, além da eletrólise, outros processos, como bombeamento de água, controle de temperatura, compressão e perdas no sistema, também contribuem de forma relevante para o consumo energético total.

Com o objetivo de dimensionar o tamanho do gerador fotovoltaico necessário para suprir a demanda da planta de hidrogênio e compensar as perdas entre o gerador fotovoltaico e a planta de H₂, foram utilizados dados de eficiência de sistemas de transmissão e conversão de energia, obtidos a partir de bibliografias especializadas e apresentados na Tabela 6 .

Tabela 6 - Parâmetros de referência da operação de uma usina fotovoltaica

Parâmetro	Eficiência [%]	Referência
FC médio mensal em 2024 para o nordeste	31,46%	ONS, 2025
Eficiência de transmissão em corrente contínua (CC)	99,00%	ONS, 2011
Eficiência de transmissão em corrente alternada (CA)	95,00%	ONS, 2016
Eficiência de conversão do inversor solar trifásico	99,00%	ELGIN, 2025

Fonte: Elaboração própria (2025).

Esses valores foram essenciais para calcular a potência instalada do gerador fotovoltaico, assegurando que a energia gerada seja suficiente para suprir a demanda da planta de hidrogênio, incluindo as perdas associadas aos sistemas de transmissão e conversão. Considerando a energia demandada na operação da planta de hidrogênio e as perdas resultantes da eficiência apresentada na Tabela 7, foi calculado que são necessários 219,7045 kWh para atender à planta. Além disso, com base na geração média horária de um módulo fotovoltaico de 310 Wp no Nordeste, que possui 5,05 Horas de Sol Pleno (HSP), estimou-se que serão necessários 2.253

módulos para suprir a eletricidade demandada pelo eletrolisador. Isso resulta em uma potência instalada total do gerador fotovoltaico de 698 kWp para atender a produção de 1 kg de hidrogênio por hora.

Tabela 7 – Geração solar fotovoltaica para atendimento a demanda

Parâmetro	Valor
Demanda energética da planta de hidrogênio [kWh]	204,5658
Energia do gerador fotovoltaico para suprir a planta de hidrogênio produzir 1 kg de H ₂ [kWh]	219,7045
Geração média horária de um módulo FV de 310 Wp no nordeste [kWh]	0,0975
Quantidade de módulos FV do gerador FV [unidade]	2253
Potência instalada do gerador FV [kWp]	698

Fonte: Elaboração própria (2025).

Expandindo o cálculo para a capacidade de produção anual, a Tabela 8 apresenta que o gerador fotovoltaico especificado é capaz de suprir a produção de mais de 36 mil kg de hidrogênio por ano, ocupando uma área de 0,9643 hectares. Isso resulta em uma produtividade de quase 37.434 kg de H₂ por hectare ao ano, destacando a eficiência e a viabilidade do sistema fotovoltaico para a produção de hidrogênio verde em larga escala. Essa solução é particularmente vantajosa na região Nordeste, onde a alta irradiação solar favorece a geração de eletricidade.

Tabela 8 - Produção de hidrogênio suprida por geração solar fotovoltaica

Parâmetro	Valor	Referência
Produção de hidrogênio pelo eletrolisador [kg de H ₂ / h]	19,5833	NREL, 2024
Irradiação média diária global horizontal total no nordeste [kWh/m ²]	5,0500	LIMA, 2015.
HSP estimado no nordeste (padrão na STC = 1000 W/m ²)	5,0500	LIMA, 2015.
Produção de hidrogênio pela Usina FV [kg de H ₂ / ano]	36096,9792	
Área de instalação do gerador FV [ha]	0,9643	
Produção de hidrogênio pela gerador FV [kg de H ₂ / (ha.ano)]	37433,9709	

Fonte: Elaboração própria (2025).

De forma geral, o sistema delimitado demanda energia na produção dos módulos fotovoltaicos, do eletrolisador, e na operação e manutenção do eletrolisador. Para calcular o EROI da rota de eletrólise suprida por solar fotovoltaica, padronizamos a unidade de medida para MJ, por uma relação matemática, os resultados são apresentados na Tabela 9

Tabela 9 – Consolidação da energia demandada pelo sistema

Parâmetro	Valor	Unidade	Valor [MJ]
Para produzir os módulos do gerador FV	387843,0484	kWh	1396223,804
Para produzir o eletrolisador	514,4369676	kWh	1851,958268
Para o gerador FV suprir a O&M do eletrolisador a cada ano	404970,3446	kWh [acum. ano]	1457881,577

Fonte: Elaboração própria (2025).

O EROI, que tem como intuito representar a performance da energia demandada pelo processo de transformação de energias, foi calculado pela relação da energia entregue dividida pela energia requerida, permitindo obter um resultado que representa se há um sumidouro de energia ou se ele gera energia para consumo. Na Tabela 10 é apresentado o EROI de duas situações: o processo de produção dos módulos fotovoltaicos, eletrolisador, operação e manutenção da planta de produção de H₂, que é 1,52; e a operação e manutenção da planta de produção de H₂ o EROI é 2,97.

Tabela 10 - EROI da rota de eletrólise suprida por solar fotovoltaica

Etapa	Energia requerida [MJ]	Energia entregue [MJ]	EROI
Produção e O&M	2855957,34	4331637,5	1,52
O&M regular	1457881,577	4331637,5	2,97

Fonte: Elaboração própria (2025).

O sistema de produção é uma fonte de geração, visto que o resultado do EROI é maior que 1. Com os resultados obtidos é possível compreender os impactos da produção dos equipamentos no resultado do indicador.

4.3.2 Resultados de demanda e produção energética na rota de reforma do biometano por bagaço de cana-de-açúcar

A rota de reforma do biometano a partir do bagaço de cana-de-açúcar envolve uma cadeia de processos que se inicia antes mesmo do cultivo da cana. Etapas como preparação do solo, plantio, aplicação de insumos, transporte, colheita e processamento demandam tempo e energia para sua execução. Para este estudo de caso, foram adaptados parâmetros e valores mensurados em uma pesquisa de Salla *et al.* (2009). A Tabela 11 apresenta as etapas consideradas e a respectiva energia demandada em MJ por hectare cultivado no Brasil em meados de 2008. O total de energia demandada no cultivo e processamento da cana-de-açúcar foi de 19.101,9 MJ por hectare.

Tabela 11 - Parâmetros de referência da energia empregada no cultivo e processamento da cana-de-açúcar

Parâmetro	Valor	Referência
Preparação do solo para plantio da cana-de-açúcar [MJ/ha]	722,30	Salla, et al., 2009
Plantio da cana-de-açúcar [MJ/ha]	329,10	Salla, et al., 2009
Aplicação de insumos, fertilizantes e agrotóxicos [MJ/ha]	7239,00	Salla, et al., 2009
Condução da lavoura [MJ/ha]	1922,40	Salla, et al., 2009
Colheita da cana-de-açúcar [MJ/ha]	1900,80	Salla, et al., 2009
Transporte da cana até a indústria [MJ/ha]	1729,60	Salla, et al., 2009
Desintegração e moagem da cana-de-açúcar [MJ/ha]	5258,70	Salla, et al., 2009
Energia demandada total no cultivo da cana-de-açúcar [MJ/ha]	19101,90	

Fonte: Elaboração própria (2025).

A preparação do solo e o plantio demandam 722,30 MJ/ha e 329,10 MJ/ha, respectivamente. Essas etapas são fundamentais para estabelecer as condições ideais para o crescimento da cana-de-açúcar. A aplicação de fertilizantes e agrotóxicos é a etapa mais energointensiva, com um consumo de 7.239,00 MJ/ha. Esse valor reflete a necessidade de garantir a produtividade e a saúde da lavoura. A condução da lavoura e a colheita demandam 1.922,40 MJ/ha e 1.900,80 MJ/ha, respectivamente. Essas etapas incluem práticas agrícolas como irrigação, controle de pragas e a colheita mecanizada. O transporte da cana até a indústria e o processamento (desintegração e moagem) consomem 1.729,60 MJ/ha e 5.258,70 MJ/ha, respectivamente.

Para compreender o potencial do Brasil na produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do biometano, é fundamental analisar a disponibilidade e a produtividade da cana-de-açúcar, principal matéria-prima para a geração do biogás que será convertido em biometano. A Tabela 12 apresenta os dados referentes à área cultivada, produtividade e geração de bagaço de cana-de-açúcar no Nordeste para a safra 2024/25. A área cultivada é de 919.863,37 hectares por ano, com uma produtividade média de 62.746 kg de cana-de-açúcar por hectare ao ano resultando em uma produção total anual de 57.717,75 mil t (CONAB, 2024). Desse total, aproximadamente 25% correspondem ao bagaço de cana-de-açúcar úmido, o que equivale a 15.686,50 kg de bagaço por hectare ao ano (CIBIOGÁS, 2025).

Tabela 12 - Produtividade da cana-de-açúcar no Nordeste

Parâmetro	Valor	Referência
Área cultivada na safra 2024/25 no Brasil [ha.ano]	919863,37	CONAB, 2024
Produtividade da cultura da cana-de-açúcar[kg de cana-de-açúcar/(ha.ano)]	62746,00	CONAB, 2024
Produção total anual [mil t.ano]	57717,75	CONAB, 2024
Quantidade de bagaço de cana-de-açúcar úmido (25% da produção total) [kg de bagaço/(ha.ano)]	15686,50	CIBIOGÁS, 2025

Fonte: Elaboração própria (2025).

A alta produtividade da cana-de-açúcar e a quantidade de bagaço gerado, são apresentadas na Tabela 12. Segundo Arora (2024), o Brasil assume o primeiro lugar no ranking de maiores produtores de cana-de-açúcar, com uma diferença de mais de 300 milhões de toneladas do segundo colocado que é a Índia. Com uma área cultivada extensa e uma produção anual significativa, o Brasil possui uma base sólida para expandir a produção de hidrogênio verde, integrando a cadeia sucroenergética a processos de descarbonização. Essa abordagem não apenas aproveita um resíduo abundante, mas também contribui para a sustentabilidade do setor agrícola e industrial, alinhando-se aos objetivos de transição energética e redução de emissões de gases de efeito estufa.

A Tabela 13 apresenta os parâmetros de referência para a produção de gás a partir do bagaço de cana-de-açúcar, destacando as etapas de conversão do bagaço em biogás, biometano e, finalmente, hidrogênio. O biogás é gerado em biodigestores do tipo lagoa coberta, com uma produção de 3.102,79 Nm³ por hectare por ano, utilizando a relação de 250 kg de bagaço de cana-de-açúcar para 49,45 Nm³ de biogás (CIBIOGÁS, 2025). Após a purificação, o biogás é convertido em biometano, com um volume de 1.861,67 Nm³ por hectare por ano (MACIEL, 2003), correspondendo a 60% de metano presente no biogás. Em massa, isso equivale a 1.334,53 kg de biometano por hectare por ano, considerando que 1 kg de metano corresponde a 1,395 Nm³ (NITROTEC, 2025).

Tabela 13 - Parâmetros de referência da produção de gás a partir do bagaço da cana-de-açúcar

Parâmetro	Valor	Referência
Biogás gerado por bagaço de cana em biodigestor lagoa coberta [Nm ³ /(ha.ano)]	3102,79	CIBIOGÁS, 2025
Biometano resultante do tratamento e purificação biogás [Nm ³ /(ha.ano)]	1861,67	MACIEL, 2003
Biometano resultante do tratamento e purificação biogás [kg de biometano/(ha.ano)]	1334,53	NITROTEC, 2025
Reforma a vapor do biometano com eficiência de 97,5% [kg de H ₂ /(ha.ano)]	363,76	

Fonte: Elaboração própria (2025).

O EROI para a rota de reforma a vapor do biometano suprido por biomassa da cana-de-açúcar considera a energia requerida desde o plantio até a colheita da cana-de-açúcar, e a energia entregue pela produção de H₂, desta forma, a Tabela 14 apresenta os valores utilizados no cálculo do EROI.

Tabela 14 - EROI da rota de reforma a vapor do biometano suprido por biomassa da cana-de-açúcar

Etapa	Energia requerida [MJ]	Energia entregue [MJ]	EROI
Para plantio e colheita da cana de açúcar	19101,9	43651,21	2,29

Fonte: Elaboração própria (2025).

O EROI é de 2,29, mas representa uma etapa isolada de todo o processo de transformações e operação que produz o H₂ para que seja possível representar o sistema de forma mais completa é necessário obter mais informações sobre os processos de biodigestão, purificação e bioreforma.

4.3.3 Comparação entre a rota de eletrólise suprida por solar fotovoltaica e reforma a vapor do biometano por cana-de-açúcar

A comparação entre a rota de eletrólise suprida por energia solar fotovoltaica e a reforma a vapor do biometano derivado da cana-de-açúcar revela diferenças significativas em termos de produtividade e eficiência por hectare. A produção de hidrogênio por meio de um gerador fotovoltaico alcança 37.433,97 kg de H₂ por hectare ao ano, enquanto a reforma a vapor do biometano produz 363,76 kg de H₂ por hectare ao ano. Essa disparidade resulta em uma eficiência por hectare 102,9 vezes maior para a rota fotovoltaica em comparação com a biomassa, conforme exposto na Tabela 15. Esse contraste evidencia que há maior eficiência da geração solar fotovoltaica, que aproveita diretamente a irradiação solar para produzir hidrogênio, sem a necessidade de etapas intermediárias, como a conversão de biomassa em biogás e biometano.

Tabela 15 - Comparação da produção de hidrogênio suprida por geração solar fotovoltaica x biomassa da cana-de-açúcar

Parâmetro	Valor
Produção de hidrogênio pela gerador FV [kg de H ₂ / (ha.ano)]	37433,97087
Reforma a vapor do biometano com eficiência de 97,5% [kg de H ₂ / (ha.ano)]	363,760099
Eficiência por hectare em prol da FV contra a biomassa	102,908403

Fonte: Elaboração própria (2025).

Por outro lado, a rota da reforma a vapor do biometano, embora menos eficiente em termos de produção por hectare, apresenta vantagens relacionadas ao aproveitamento de resíduos agrícolas, como o bagaço de cana-de-açúcar. Essa abordagem promove a circularidade na cadeia sucoenergética, transformando um

subproduto em um recurso energético valioso. Além disso, a produção de hidrogênio a partir da biomassa pode ser complementar à geração solar fotovoltaica, especialmente em regiões com menor irradiação ou em sistemas híbridos que combinam ambas as tecnologias. Ambas as rotas contribuem para a descarbonização, mas a escolha entre elas depende de fatores como disponibilidade de recursos, custos e infraestrutura local.

Foi calculado ainda o TRE através da relação entre energia gerada e energia utilizada pelo sistema no decorrer dos anos, assim tem-se os resultados nos anos 0 (ano da implantação da planta de hidrogênio) e no ano 1 (primeiro ano de operação). Na Tabela 16 é exposto o resultado da TRE obtido já no primeiro ano de operação da planta, e neste primeiro ano já existe um superavit de 5,55% da energia investida para manufatura dos módulos fotovoltaicos, da pilha do eletrolisador e para a operação anual da planta de hidrogênio.

Tabela 16 - TRE eletrólise suprida a solar fotovoltaica

Etapa	Valor [MJ]
Ano 0 Implantação	-1398075,76
Ano 1 Operação regular	2873755,92
TRE	105,55%

Fonte: Elaboração própria (2025).

Ao aplicar o TRE para a reforma a vapor de biometano alimentada por bagaço de cana-de-açúcar, o superávit foi de 28,52%, apresentado na Tabela 17. No entanto, é importante destacar que, neste cenário, não foram considerados os consumos energéticos do sistema de biodigestão, reforma a vapor e outros processos, devido à falta de dados bibliográficos disponíveis.

Tabela 17 - TRE de reforma a vapor suprida por bagaço de cana-de-açúcar

Etapa	Valor [MJ]
Ano 0 Cultivo da cana	-19101,90
Ano 1 Operação regular	43651,21
TRE	128,52%

Fonte: Elaboração própria (2025).

Do ponto de vista de impacto aos ODS (Objetivos de Desenvolvimento Sustentável), ambas as rotas de produção atendem ao ODS 7, que trata do acesso à

energia limpa e acessível. No entanto, em relação ao ODS 15 (Vida Terrestre), a rota de eletrólise apresenta resultados mais favoráveis, pois é capaz de gerar maior quantidade de energia em uma área menor, promovendo um uso mais eficiente do solo. Ainda assim, é importante destacar que essa rota também afeta o solo, exigindo ações de manutenção e replantio em áreas afetadas para minimizar os impactos do desmatamento necessário à implantação de usinas fotovoltaicas

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise comparativa entre as rotas de produção de hidrogênio verde por eletrólise suprida por energia solar fotovoltaica e reforma a vapor do biometano derivado do bagaço de cana-de-açúcar revela aspectos importantes sobre eficiência, produtividade e impactos ambientais. Ambas as tecnologias contribuem para a descarbonização e o atendimento ao ODS 7 (Energia Limpa e Acessível), mas apresentam diferenças significativas em termos de eficiência energética, uso do solo e viabilidade energética.

A produção de hidrogênio por eletrólise, alimentada por energia solar fotovoltaica, demonstrou uma eficiência por hectare, com uma produtividade de 37.433,97 kg de H₂ por hectare ao ano. Essa rota se beneficia da alta irradiação solar da região Nordeste, onde o fator de capacidade é de 31,46%, garantindo um retorno energético positivo ao longo da vida útil do sistema. O custo energético para a fabricação de um módulo fotovoltaico foi calculado em 172,15 kWh, enquanto a produção de uma pilha eletrolítica de 1 MW demandou 514,437 kWh. Apesar do investimento energético inicial, a eficiência dos processos (entre 90% e 99%) e a capacidade de gerar hidrogênio em larga escala justificam o custo energético. Além disso, o TRE mostrou um superávit de 5,55% já no primeiro ano de operação, indicando que a energia gerada compensa a energia investida.

A produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do biometano derivado do bagaço de cana-de-açúcar apresentou uma produtividade menor, de 363,76 kg de H₂ por hectare ao ano. Essa rota envolve uma cadeia de processos mais complexa, desde o cultivo da cana-de-açúcar até a conversão do biogás em biometano e, finalmente, em hidrogênio. A energia demandada no cultivo e processamento da cana-de-açúcar foi de 19.101,9 MJ por hectare, com destaque para a etapa de aplicação de fertilizantes e agrotóxicos, que consome 7.239,00 MJ/ha. Apesar da menor eficiência por hectare, essa rota promove a circularidade na cadeia sucroenergética, transformando resíduos agrícolas em um recurso energético valioso. O TRE para essa rota foi de 28,52%, embora não tenham sido considerados os consumos energéticos do biodigestor, da purificação, e do bioreformador, devido à falta de dados.

Ambas as rotas atendem ao ODS 7, contribuindo para a geração de energia limpa. No entanto, em relação ao ODS 15 (Vida Terrestre), a rota de eletrólise apresenta vantagens, pois gera mais energia em uma área menor, promovendo um uso, aproximadamente 102,9%, mais eficiente do solo em relação a biomassa. Ainda assim, a rota da biomassa, embora menos eficiente em termos de produtividade por hectare, contribui para a sustentabilidade agrícola ao aproveitar resíduos como o bagaço de cana-de-açúcar.

A rota fotovoltaica se destaca pela alta produtividade e escalabilidade, especialmente em regiões com alta irradiação solar, como o Nordeste do Brasil. Com uma área de 0,9643 hectares, é possível produzir mais de 36 mil kg de hidrogênio por ano, demonstrando a viabilidade energética dessa solução. Por outro lado, a rota da biomassa, embora menos eficiente, pode ser complementar em regiões com menor irradiação ou em sistemas híbridos que combinam ambas as tecnologias. A escolha do substrato é um fator importante, resíduos que tenham substrato de fácil degradação e não necessitam de pré-tratamento aumentam a competitividade da biomassa. O uso da ACV para obter as informações do berço ao portão das tecnologias e sistemas de produção de hidrogênio são muito importantes, e necessitam de mais estudos para permitir que a mensuração quantitativa seja mais próxima ao demandado.

A escolha entre as rotas depende de fatores como disponibilidade de recursos, custos e infraestrutura local. A rota fotovoltaica é mais eficiente e escalável, enquanto a rota da biomassa promove a circularidade e o aproveitamento de resíduos agrícolas. Ambas contribuem para a transição energética e a redução de emissões de gases de efeito estufa, alinhando-se aos objetivos globais de sustentabilidade. Para maximizar os benefícios, é essencial integrar essas tecnologias em sistemas híbridos e adotar práticas de manejo sustentável, garantindo um equilíbrio entre produção energética e preservação ambiental.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. **Entenda como funciona a energia solar fotovoltaica**. 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/o-que-e-energia-solar-fotovoltaica/>. Acesso em: 23 fev. 2025.

RELVA, Stefania, LEITE, Clauber, SANTOS, Rosana, Barrera, Fabian, JANKE, Leandro, MARZANO, Karina, OLIVEIRA, Camila, GRETENET, Kathrin, NAREDO, BBruno, DA SILVA, Ennio, BOEIRA, Jorge. **12 Insights on Hydrogen – Brazil Edition**. Agora Industry, 2024.

ALI, M.S. *et al.* Hydrogen energy storage and transportation challenges: A review of recent advances. Dhaka, 2024. Elsevier. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/B978-0-443-15329-7.00001-6>

ALVES, J. *et al.* Taxa Interna de Retorno modificado aplicada a avaliação de investimentos no setor elétrico brasileiro. In: SNPTEE, 2005, Curitiba.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **CHAMADA Nº 023/2024 PROJETO ESTRATÉGICO: HIDROGÊNIO NO CONTEXTO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**. 2023.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. 2012.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis do Brasil. **Implementação do Marco Regulatório do Hidrogênio de Baixa Emissão de Carbono no Brasil**. 2024.

ANTÔNIO, Lavínia de Souza. **PURIFICAÇÃO DE BIOGÁS PARA A UTILIZAÇÃO COMO UMA FONTE DE ENERGIA RENOVÁVEL**. 2023. 57 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2023.

ARORA, A. **Top 10 Sugarcane Producing Countries in the World 2024**. 2024. Disponível em: <https://currentaffairs.adda247.com/top-10-sugarcane-producing-countries-in-the-world/>. Acesso em 22 fev. 2025.

ARUNACHALAM, M., *et al.* Efficient solar-powered PEM electrolysis for sustainable hydrogen production: an integrated approach. **Emergent Materials**, Volume 7, pages 1401–1415, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s42247-024-00697-y>.

AYERS, K. *et al.* PEM Electrolysis, a Forerunner for Clean Hydrogen. **Electrochem. Soc. Interface**, v. 30, n. 4, p. 67-72, dez. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1149/2.F16214IF>.

Badgett, A. *et al.* **Updated Manufactured Cost Analysis for Proton Exchange Membrane Water Electrolyzers**. NREL, 2024.

BARBOSA, S. **Simulação de uma planta típica de produção de hidrogênio com eletrolisador pem suprida por geração solar fotovoltaica, eolioelétrica e híbrida.** 2024.

BAKEY, K. **The Production of Hydrogen Gas: Steam Methane Reforming.** 2015.

BAREIß, K. *et al.* Life cycle assessment of hydrogen from proton exchange membrane water electrolysis in future energy systems. **Applied Energy** p. 862-872, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.001>.

BESWICK, R. *et al.* Does the Green Hydrogen Economy Have a Water Problem? **ACS Energy Letters**, v. 6, n. 9, p. 3167-3169, set. 2021. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acsenergylett.1c01375>. Acesso em: 21 jul. 2024.

BIOGÁS BRASIL. **Operação e monitoramento de reatores anaeróbios.** 2020.

BRASIL. **LEI Nº 14.948, DE 2 DE AGOSTO DE 2024.** 2024. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/lei-n-14.948-de-2-de-agosto-de-2024-576003914>. Acesso em: 23 fev. 2025.

BRASIL. **LEI Nº 14.120, DE 1 DE MARÇO DE 2021.** 2021. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/lei/L14120.htm. Acesso em: 23 fev. 2025.

BRAGA, F. *et al.* Análise da degradação de painéis fotovoltaicos. **Revista Mundi Engenharia, Tecnologia e Gestão**, Paranaguá, PR, v.6, n.2, p. 330-01, 330-24, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.21575/25254782rmetg2021vol6n21033>.

BROCKWAY, P *et al.* Estimation of global final-stage energy-return-on-investment for fossil fuels with comparison to renewable energy sources. **Nature Energy**, 4 (7). pp. 612-621. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41560-019-0425-z>.

CABAL, A. **Understanding and improving the chemical vapor deposition process for solar grade silicon production.** Universidad politécnica de Madrid, 2015. Disponível em: <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.3387.1122>.

CAMARGO, A. Faz sentido pensar em etanol como fonte sustentável de hidrogênio verde – H2V?. **GESEL**, UFRJ, 2021.

CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Produção de bioeletricidade a partir do bagaço da cana de açúcar.** 2020. Disponível em: https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_664102. Acesso em: 23 fev. 2025.

CENTRO DE CONHECIMENTO EM BIOENERGIA. **Etanol hidratado e anidro: qual a diferença?**. Universidade Federal de Viçosa, 2020. Disponível em: <https://ccbioenergia.ufv.br/etanol-hidratado-e-anidro-qual-a-diferenca/>. Acesso em 23 fev. 2025.

CIAAW. **Hydrogen**. Disponível em: <https://www.ciaaw.org/hydrogen.htm>. Acesso em: 25 maio 2024.

CIBIOGÁS. **O biogás no setor sucroenergético – Benefícios e Desafios**. 2025. Disponível em: <https://cibiogas.org/blog/o-biogas-no-setor-sucroenergetico-beneficios-e-desafios/>. Acesso em: 16 fev. 2025.

CONAB. Companhia Nacional de Abastecimento. **Acompanhamento da safra brasileira: Cana de açúcar safra 2022/2023**. 2022. Disponível em: https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/cana/boletim-da-safra-de-cana-de-acucar/item/download/45237_f809c71bf5e75edb7e50e587ad9d219b. Acesso em: 23 fev. 2025.

CONAB. Companhia Nacional de Abastecimento. **3º Levantamento - Safra 2024/25**. 2024. Disponível em: https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/cana/boletim-da-safra-de-cana-de-acucar/item/download/55859_78a512b8608a82a9fa33ef0c9c1351a7. Acesso em: 23 fev. 2025

DALENA, F., *et al.* Advances in Methanol Production and Utilization, with Particular Emphasis toward Hydrogen Generation via Membrane Reactor Technology. **Membranes**, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/membranes8040098>.

DA SILVA, C. *et al.* Produção de Hidrogênio através de reforma de etanol. **CGTI**, 2016.

DELOITTE. **Green hydrogen: Energizing the path to net-zero**. Disponível em: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ca/Documents/about-deloitte/ca-global-green-hydrogen-executive-summary-en-aoda.pdf?icid=ghes-en>. Acesso em 08 fev. 2025.

DONKE, A. **Avaliação de desempenho ambiental e energético da produção de etanol de cana, milho e sorgo em uma unidade integrada**. 2016. Pós- graduação em energia do Instituto de Energia e Ambiente da Universidade de São Paulo. Disponível em: <https://repositorio.usp.br/item/002770624>. Acesso em: 09 fev. 2025.

DS New Energy. Crescimento de lingotes de silício multicristalino por solidificação direcional (DS). 2021. Disponível em: <https://pt.dsisolar.com/info/polycrystalline-silicon-ingot-growth-by-direct-64200161.html>. Acesso em: 06 jan. 2025.

ELGIN. **Elgin-100K-G03**. 2025.

EMBRAPA. Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária. **Cana**. 2022. Disponível em: <https://www.embrapa.br/agencia-de-informacao-tecnologica/cultivos/cana>. Acesso em: 23 fev. 2025.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**. 2021.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Hidrogênio Cinza**: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural. 2022.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Nacional de Energia 2050**. 2020.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Cenários de oferta de etanol e demanda de ciclo Otto 2024-2033**. 2023a.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Panorama do biometano**: Setor Sucroenergético. 2023b.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **BEN**, Relatório Síntese 2024. 2024a.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Consolidação de Resultados PDE 2034**. 2024b.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Cenários energéticos Plano Nacional de Energia 2055**. 2025.

ESCÓCIA. **Assessment of electrolyzers**: report. Escócia, 2022. Disponível em: <https://www.gov.scot/publications/assessment-electrolyzers-report/documents/>. Acesso em :15 fev. 2025.

EUROFINS. **ISO 14040**: Avaliação do ciclo de vida. 2024. Disponível em: <https://www.eurofins-environment.es/pt/iso-14040-avaliacao-do-ciclo-de-vida-principios-e-enquadramento/>. Acesso em: 13 jan. 2025.

FANG, M. *et al.* **Numerical Analysis of the Chemical Vapor Deposition of Polysilicon in a Trichlorosilane and Hydrogen System**. 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.12.058>. Acesso em: 23 fev. 2025.

FGV Energia. **Dados Matriz Energética**. 2020. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/dados-matriz-energetica>. Acesso em: 22 maio 2024.

FIGUEIREDO, R. *et al.* **Análise dos fatores determinantes do tempo de campanha do catalisador industrial de reforma a vapor do gás natural**. Universidade Tiradentes, 2008. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/238786820_analise_dos_fatores_determinantes_antigos_do_tempo_de_campanha_do_catalisador_industrial_de_reforma_a_vapor_do_gas_natural. Acesso em: 15 fev. 2025.

FOLGANES, V. *et al.* A competitividade do hidrogênio como vetor energético para sistemas econômicos produtivos frente aos recursos energéticos distribuídos (REDS). In: **XXVII SNPTEE**, 2023, Brasília. Acesso em: 21 jul. 2024.

FRANKE, M. H2Brasil. **GIZ**, Brasília, 2023..

GAETE, A. *et al.* Utilização de resíduos agroindustriais para produção de celulase: uma revisão. **Research, Society and Development**, v. 9, n. 8, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.33448/rsd-v9i8.5785>.

GERHARDT-MÖRSDORF, J., *et al.* Life Cycle Assessment of a 5 MW Polymer Exchange Membrane Water Electrolysis Plant. **Advanced Energy and Sustainability Research**, 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1002/aesr.202300135>.

GIL, A. **Métodos e Técnicas de pesquisa social**. São Paulo: Atlas, 2008.

GREENER. **A Geração Centralizada pela ótica dos estados brasileiros**. 2023. Disponível em: <https://www.greener.com.br/a-geracao-centralizada-pela-otica-dos-estados-brasileiros/>. Acesso em: 23 fev. 2025.

GREENER. **Estudo estratégico**: referente ao 1º semestre de 2024 geração distribuída. 2024. Disponível em: <https://www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-1o-semester-de-2024/>. Acesso em: 23 fev. 2025.

GRIMALDO-GUERRERO, J. *et al.* A Review of History, Production and Storage of Hydrogen. **Journal of Eng. Science and Technology Review**, v. 14, n. 5, p. 121-134, out. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.25103/jestr.145.14>

GROUES, N. **Five trends to watch for in the electrolyser supply chain**. 2023. Disponível em: <https://www.woodmac.com/news/opinion/five-trends-to-watch-for-in-the-electrolyser-supply-chain/>. Acesso em: 15 fev. 2025.

HALL, C. **Will EROI be the Primary Determinant of Our Economic Future?** The View of the Natural Scientist versus the Economist. *Joule* 1, 635–638, December 20, 2017. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2017.09.010>.

HOSSEINI, S. Hydrogen fuel, a game changer for the world's energy scenario. **International Journal of Green Energy**, v. 21, n. 6, p. 1366–1382, maio 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/15435075.2023.2244050>.

HUSSY, C. **Water electrolysis explained** – the basis for most Power-to-X processes. 2025. Disponível em: <https://ptx-hub.org/water-electrolysis-explained/>. Acesso em: 23 fev. 2025.

IBICT. **O que é Avaliação do Ciclo de Vida**. Disponível em: <https://acv.ibict.br/acv/o-que-e-o-acv/#:~:text=A%20s%C3%A9rie%20de%20normas%20ISO,avalia%C3%A7%C3%A3o%20de%20impactos%20e%20interpreta%C3%A7%C3%A3o>. Acesso em: 13 jan. 2025.

IEA. Agência Internacional de Energia. **Outlook for biogas and biomethane**. 2020.

IEA. Agência Internacional de Energia. **Global Hydrogen Review 2023**. 2023a

IEA. Agência Internacional de Energia. **World Energy Outlook 2023**. 2023b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>. Acesso em: 09 abr. 2024.

IEA. Agência Internacional de Energia. **Energy Statistics Data**. 2024a. Disponível em: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-renewable-electricity-generation-by-source-2014-2025>. Acesso em: 2 maio 2024.

IEA. Agência Internacional de Energia. **Global Hydrogen Review 2024**. 2024b.

IEA. Agência Internacional de Energia. **Hydrogen in Latin America**. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/hydrogen-in-latin-america>. Acesso em: 08 fev. 2025.

IPEA. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. **Panorama do Hidrogênio no Brasil**. Brasília, 2022.

IRENA. **Green Hydrogen Cost Reduction**. Abu Dhabi, 2020.

JACKSON, A. *et al.* Modelling energy transition risk: The impact of declining energy return on investment (EROI). **Ecological Economics**, v.185, jul. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ecolecon.2021.107023>.

JORNAL DA USP. **Centro atua em três grandes frentes de tecnologia para produção de hidrogênio**. 2023. Disponível em: <https://jornal.usp.br/ciencias/centro-atua-em-tres-grandes-frentes-de-tecnologia-para-producao-de-hidrogenio/>. Acesso em: 23 fev. 2025.

KAMPKER, A. *et al.* **Production of electrolyzer systems**. 2023. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/373841493_Production_of_Electrolyzer_Systems. Acesso em: 23 fev. 2025.

KLAIME FILHO, M. Produção De Hidrogênio Por Eletrólise De Água Utilizando Águas Residuárias: Uma Revisão. **Revista de Engenharia e Tecnologia**, v. 15, 2023. Disponível em: <https://revistas.uepg.br/index.php/ret/article/download/22240/209209218189/209209259059>. Acesso em: 21, jul. 2024.

KRISHNAN, S. *et al.* Prospective LCA of alkaline and PEM electrolyser systems. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2024, 55, pp.26-41. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.10.192>.

KOJIMA, H. *et al.* Influence of renewable energy power fluctuationson water electrolysis for green hydrogen production. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 48, n. 12, p.4572-4593, fev. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.018>.

LAMBERT, J. *et al.* Energy, EROI and quality of life. **Energy Policy**, Marcellus, v. 64, p. 153-167, jan. 2014. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.07.001>.

LAZARD. **Lazard's Levelized Cost Of Hydrogen Analysis**. 2021.

LEMOS, G., *et al.* Biogás e biometano no Brasil: panorama e perspectivas. **Desenvolv. e Meio Ambiente**, Vol. 63, p. 464-485, jan./jun. 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.5380/dma.v63i0.88929>.

LIMA, F. **Previsão de irradiação solar no nordeste do brasil empregando o modelo wrf ajustado por redes neurais artificiais (RNAs)**. INPE, 2015.

MACHADO, C. *et al.* Energia Solar Fotovoltaica: Uma Breve Revisão. **Revista Virtual de Química**, 2015.

MACHADO, S. Por que queima de canaviais ainda é permitida no país, apesar dos incêndios? **BBC News Brasil**, 2024. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/articles/cjdk41z41zno>. Acesso em: 14 jan. 2025.

MAJDI, A. *et al.* Fundamental study related to the development of modular solar panel for improved durability and repairability. **IET Renewable Power Generation**, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1049/rpg2.12079>.

MARTINEZ, D., *et al.* **Operação e monitoramento de reatores anaeróbios**. Biogás Brasil, 2020.

MATTOS FILHO. **MME divulga plano trienal do Programa Nacional do Hidrogênio**. 2023. Disponível em: <https://www.mattosfilho.com.br/unico/mme-programa-nacional-hidrogenio/>. Acesso em: 23 fev. 2025.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional 2024**. 2024.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Balanco Energético Nacional 2023**. 2023a.

MME. Ministério de Minas e Energia. **Programa Nacional do Hidrogênio reforça estratégia do Brasil para liderar a transição energética**. 2023b. Disponível em: <https://agenciagov.ebc.com.br/noticias/202312/programa-nacional-do-hidrogenio-reforca-estrategia-do-brasil-para-liderar-a-transicao-energetica>. Acesso em: 23 fev. 2025.

MACIEL, F. **Estudo da geração, percolação e emissão de gases no aterro de resíduos sólidos de Muribeca/PE**. UFPE, 2003. Disponível em: <https://repositorio.ufpe.br/handle/123456789/5806>. Acesso em: 20 fev. 2025.

Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços. **Recomposição tarifária estimula produção nacional de painéis solares e aerogeradores**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/noticias/2023/dezembro/recomposicao-tarifaria-estimula-producao-nacional-de-paineis-solares-e-aerogeradores>. Acesso em: 02 fev. 2025.

MORAES, L. **O cenário do hidrogênio verde: uma revisão como suporte ao recente interesse surgido em indústrias e governos na região**. 2022. 72 f. Trabalho

de Conclusão de Curso (Curso Superior de Bacharelado em Engenharia Mecânica) – UFRP, Pernambuco, 2022.

MURPHY, D.J. *et al.* Energy Return on Investment of Major Energy Carriers: Review and Harmonization. **Sustainability** 2022, 14, 7098. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su14127098>.

ONU. NAÇÕES UNIDAS BRASIL. **Objetivos de Desenvolvimento Sustentável**. 2025. Disponível em: <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs>. Acesso em: 23 fev. 2025.

NITROTEC. **Tabela de gases**. 2025. Disponível em: <https://nitrotec.com.br/global/tabela-de-gases/> Acesso em 16 fev. 2025.

Woodhouse, M. *et al.* **Crystalline Silicon Photovoltaic Module Manufacturing Costs and Sustainable Pricing**: 1H 2018 Benchmark and Cost Reduction Road Map. NREL, 2018.

OMETTO, A. *et al.* **Sustainable Directions For Fuel Ethanol in Brazil Based on Life cycle Assessment**. USP. 2004.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 2.5**: Requisitos mínimos para elos de corrente contínua. 2011.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Submódulo 2.4**: Requisitos mínimos para linhas de transmissão. 2017.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sumário Executivo PAR/PEL 2024**. 2024.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Fator de Capacidade**. 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/fator-capacidade.aspx>. Acesso em: 20 fev. 2025.

PAIVA, R. **Informação ambiental sobre produtos para o consumo sustentável**: os métodos de avaliação de impacto do ciclo de vida sob a ótica da sustentabilidade forte. USP, 2016.

PARKINSON, B., *et al.* Levelized cost of CO2 mitigation from hydrogen production routes. **Energy & Environmental Science**, 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1039/c8ee02079e>.

PEREIRA, E. B., *et al.* **Atlas brasileiro de energia solar**. 2.ed. São José dos Campos: INPE, 2017. 80p. Disponível em: <http://doi.org/10.34024/978851700089>.

PROPEQ. **Como produzir hidrogênio musgo**. 2024. Disponível em: <https://propeq.com/como-produzir-hidrogenio-musgo/>. Acesso em: 18 ago. 2024.

ROBALINHO, E. *et al.* Célula a combustível tipo pemfc: Energia renovável e eficiente. **Revista de Engenharia e Tecnologia**, 2021, ISSN 2176-7270. Disponível em: <http://orcid.org/0000-0003-1105-3792>.

RODRIGUES, T. *et al.* Life Cycle Assessment of the Sugarcane Supply Chain in the Brazilian Midwest Region. **Sustainability** 2024, 16, 285. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/su16010285>.

REDISKE, G. *et al.* Identificação de locais ideais para instalação de usinas de energia fotovoltaica: um estudo de caso. ENEGEP, 2019.

SALLA, D. *et al.* Avaliação energética da produção de etanol utilizando como matéria-prima a cana-de-açúcar. **Ciência Rural**, Santa Maria, v.39, n.8, p.2516-2520, nov, 2009. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S0103-84782009005000170>.

SANTOS, Milton. **Por uma outra globalização**: do pensamento único à consciência universal. Rio de Janeiro: Editora Record, 2021.

SANTOS, D. *et al.* Hydrogen production by alkaline water electrolysis. *Quim. Nova*, v. 36, n. 8, p. 1176-1193, out. 2013. Disponível em: <https://doi.org/10.1590/S0100-40422013000800017>.

Kunz, A. *et al.* Fundamentos da digestão anaeróbia, purificação do biogás, uso e tratamento do digestato. **SBERA e Embrapa**, 2019. Disponível em: <https://www.embrapa.br/busca-de-publicacoes/-/publicacao/1108617/fundamentos-da-digestao-anaerobia-purificacao-do-biogas-uso-e-tratamento-do-digestato>. Acesso em: 15 fev. 2025.

SCHNEIDERS, T. *et al.* **A Transição Energética para o Carbono Zero**. Brasília: Lasus FAU UnB, v. 1, 2023a.

SCHNEIDERS, T. *et al.* **Rotas de produção de hidrogênio e os principais tipos de eletrolisadores**. Brasília: Lasus FAU UnB, v. 2, 2023b.

SCHULTZ, E. *et al.* Reforma do biogás – revisão. **Circular Técnica, EMBRAPA**. 2014.

TEIXEIRA, C. *et al.* A hora do biometano no Brasil. **BNDDES**, 2024.

UNFCCC. **KYOTO PROTOCOL TO THE UNITED NATIONS FRAMEWORK CONVENTION ON CLIMATE CHANGE**. Kyoto, dez. 1997.

UNFCCC. **Doha amendment to the Kyoto Protocol**. Doha, dez. 2012

UNFCCC. **Paris Agreement**. 2015.

WEIDNER, T. *et al.* Environmental sustainability assessment of large-scale hydrogen production using prospective life cycle analysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, Zurique, v. 48, p. 8310-8327, mar. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.044>.

WMO. WORLD METEOROLOGICAL ORGANIZATION. **Climate change indicator reached record levels in 2023**: WMO. 2023. Disponível em: <https://wmo.int/news/media-centre/climate-change-indicators-reached-record-levels-2023-wmo>. Acesso em: 09 abr. 2024.

XAVIER, T. **Reforma de biogás para produção de hidrogênio usando catalisadores tipo perovskitas a base de lantânio e níquel, dopados com cério**. Universidade Federal de Uberlândia-MG, 2011.

YANG, Y. *et al.* Energy transition: Connotations, mechanisms and effects. **Energy Strategy Reviews**, v. 52, mar. 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2024.101320>.

YUE, M. *et al.* Hydrogen energy systems: A critical review of technologies, applications, trends and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Review**, v. 146, ago. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111180>