

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA - PECE

GUILHERME BITHENCOURT MARTINELLI

**POTENCIAL TÉCNICO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE A PARTIR DE
PARQUE EÓLICO ONSHORE PARA APLICAÇÃO EM AMÔNIA VERDE**

São Paulo

2024

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA - PECE

GUILHERME BITHENCOURT MARTINELLI

**POTENCIAL TÉCNICO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE A PARTIR DE
PARQUE EÓLICO ONSHORE PARA APLICAÇÃO EM AMÔNIA VERDE**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

São Paulo

2024

ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA - PECE

GUILHERME BITHENCOURT MARTINELLI

**POTENCIAL TÉCNICO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO VERDE A PARTIR DE
PARQUE EÓLICO ONSHORE PARA APLICAÇÃO EM AMÔNIA VERDE**

Monografia apresentada ao Programa de Educação Continuada da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para a obtenção do título de Especialista em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética.

Área de Concentração:
Energias Renováveis

Orientadora:
Prof.^a Dr.^a Marilin Mariano dos Santos

São Paulo
2024

FICHA CATALOGRÁFICA

--

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me proporcionar esta oportunidade e por sempre me permitir alcançar meus objetivos.

Agradeço a todos os professores que tive ao longo da vida, por todo o conhecimento e ensinamentos transmitidos, o que me trouxe até o presente momento.

Agradeço à Prof.^a Dr.^a Marilin Mariano dos Santos por ter aceitado me orientar no desenvolvimento deste trabalho.

Por último, mas não menos importante, agradeço à minha família, namorada e amigos por toda a paciência e apoio.

RESUMO

Diante do compromisso global em reduzir as emissões de gases de efeito estufa e minimizar as mudanças climáticas, o papel do hidrogênio verde, produzido a partir da eletrólise da água utilizando energia elétrica renovável, na transição energética tem ganhado cada vez mais a atenção, uma vez que poderia ser aplicado em setores com elevadas emissões, porém de difícil descarbonização. O Brasil pode apresentar uma posição de destaque no mercado de hidrogênio verde, frente à abundância de recursos naturais e à alta competitividade na produção de energias renováveis. Sendo assim, este trabalho visa, além de estabelecer uma fundamentação teórica a respeito do hidrogênio, elaborar um estudo de caso para avaliação do potencial técnico de produção de hidrogênio e amônia verdes em uma planta com energia elétrica oriunda de um parque eólico *onshore*, avaliando também a redução de emissões de CO₂ proporcionada. A metodologia para esse estudo de caso foi elaborada com base em dados públicos nos sites eletrônicos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e em levantamentos bibliográficos com reconhecimento científico pertencentes a este campo de estudo. Os resultados mostraram que, a partir de 1,5 TWh/ano de energia eólica gerada no Piauí, seria tecnicamente possível produzir 28 mil t/ano de hidrogênio verde e 152 mil t/ano de amônia verde, o que corresponderia a 6,3% da capacidade de produção atual de amônia, porém com aproximadamente 93% menos emissões de CO₂. Por fim, o trabalho ainda traz algumas reflexões a respeito do consumo de energia e de água no processo produtivo de hidrogênio verde.

Palavras-chave: Hidrogênio Verde. Amônia Verde. Transição Energética. Energia Eólica. Energias Renováveis. Matriz Energética. Descarbonização. Mudanças Climáticas.

ABSTRACT

Given the global commitment to reducing greenhouse gas emissions and minimizing climate change, the role of green hydrogen, produced through water electrolysis using renewable electricity, in the energy transition is becoming more noticeable, since it could be applied in high emission sectors that are difficult to decarbonize. Brazil can occupy a prominent position in the green hydrogen market, given the abundance of natural resources and high competitiveness in renewable energy production. Therefore, this work aims to, in addition to establishing a theoretical foundation regarding hydrogen, conduct a case study to evaluate the technical potential for producing green hydrogen and ammonia in a plant using electricity from an onshore wind farm, also assessing the reduction in CO₂ emissions provided. The methodology for this case study was developed based on public data from the websites of the National Electric Energy Agency (ANEEL) and bibliographic with scientific recognition in this field of study. The results showed that, from 1.5 TWh/year of wind energy generated in Piauí, Brazil, it would be technically possible to produce 28,000 tons/year of green hydrogen and 152,000 tons/year of green ammonia, which would correspond to 6.3% of the current ammonia production capacity, but with approximately 93% less CO₂ emissions. Finally, the work also presents some reflections on the energy and water consumption in the green hydrogen production process.

Keywords: *Green Hydrogen. Green Ammonia. Energy Transition. Wind Energy. Renewable Energies. Energy Matrix. Decarbonization. Climate Change.*

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1 – MATRIZ ENERGÉTICA BRASILEIRA 2022	15
FIGURA 2 – MATRIZ ENERGÉTICA MUNDIAL 2021	16
FIGURA 3 – PARTICIPAÇÃO DAS RENOVÁVEIS NA OIE DO BRASIL	16
FIGURA 4 – EVOLUÇÃO DE DIFERENTES FONTES RENOVÁVEIS DE ENERGIA NA OIE DO BRASIL	17
FIGURA 5 – REPARTIÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA DO BRASIL EM 2022 ..	17
FIGURA 6 – PARTICIPAÇÃO DAS FONTES ENERGÉTICAS NO SETOR DE TRANSPORTES BRASILEIRO EM 2022.....	18
FIGURA 7 – PARTICIPAÇÃO DAS FONTES ENERGÉTICAS NO SETOR INDUSTRIAL BRASILEIRO EM 2022	18
FIGURA 8 – EMISSÕES DE CO ₂ POR UNIDADE DE OIE (TCO ₂ /TEP) DE DIFERENTES PAÍSES EM 2021	19
FIGURA 9 – EMISSÕES SETORIAIS DO BRASIL DE 1990 A 2020.....	20
FIGURA 10 – EXPLOSÃO DO DIRIGÍVEL <i>HINDENBURG</i> EM 1937.....	21
FIGURA 11 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DAS PRINCIPAIS ROTAS TECNOLÓGICAS PARA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO.....	25
FIGURA 12 – INTENSIDADE DE EMISSÃO DIRETA DE CO ₂ NA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO	26
FIGURA 13 – EFICIÊNCIAS TÍPICAS DE CONVERSÃO EM PROCESSOS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO.....	26
FIGURA 14 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA REFORMA A VAPOR DO GÁS NATURAL.....	27
FIGURA 15 – ESQUEMA DO PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA ELETRÓLISE ALCALINA.....	30
FIGURA 16 – ESQUEMA DO PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA ELETRÓLISE PEM	31
FIGURA 17 – ESQUEMA DO PRINCÍPIO DE FUNCIONAMENTO DA ELETRÓLISE SOE.....	32
FIGURA 18 – APLICAÇÕES DO HIDROGÊNIO EM 2018	34
FIGURA 19 – ROTAS DE PRODUÇÃO DE FERTILIZANTES NITROGENADOS ...	36
FIGURA 20 – CONCEITO <i>POWER-TO-X</i> DO HIDROGÊNIO VERDE	39
FIGURA 21 – PRODUÇÃO GLOBAL DE H ₂ POR FONTE EM 2020	40
FIGURA 22 – PRODUÇÃO GLOBAL DE HIDROGÊNIO POR FONTE PREVISTA DE 2019 A 2070	41
FIGURA 23 – DEMANDA GLOBAL DE HIDROGÊNIO POR SETOR PREVISTA DE 2019 A 2070	41
FIGURA 24 – CUSTO NIVELADO DA PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO A PARTIR DE ELETRICIDADE RENOVÁVEL EM 2050	44
FIGURA 25 – MERCADO DE FERTILIZANTES NO BRASIL (EM VOLUME)	47
FIGURA 26 – LOCALIZAÇÕES DAS UNIDADES PRODUTORAS DE FERTILIZANTES NITROGENADOS.....	48
FIGURA 27 – REGIÃO DE LOCALIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO: SUDESTE PIAUIENSE	49
FIGURA 28 – REGIÃO DE LOCALIZAÇÃO DA PLANTA DE HIDROGÊNIO E AMÔNIA VERDES: EXTREMO OESTE BAIANO	49
FIGURA 29 – DISTRIBUIÇÃO NORMAL DA PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA EÓLICA	51

FIGURA 30 – PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA EM DIFERENTES NÍVEIS DE PROBABILIDADE PARA DIFERENTES INCERTEZAS.....	52
FIGURA 31 – FATOR DE CAPACIDADE DO BRASIL EM 2022	53
FIGURA 32 – DISPONIBILIDADES HÍDRICAS SUPERFICIAIS E PERENIDADE DOS CURSOS D'ÁGUA DO NORDESTE.....	55
FIGURA 33 – ÁGUAS SUBTERRÂNEAS DO NORDESTE.....	56
FIGURA 34 – PROCESSO DE OSMOSE REVERSA DA ÁGUA SALADA.....	57
FIGURA 35 – CONFIGURAÇÃO BÁSICA DO SISTEMA DE TRATAMENTO DA ÁGUA SUBTERRÂNEA	58
FIGURA 36 – LINHA DE ELETROLISADORES HYLYZER® DA CUMMINS	59
FIGURA 37 – AUTOPRODUÇÃO <i>IN SITU</i> E REMOTA.....	61
FIGURA 38 – LOCALIZAÇÃO E ÁREA DE ATUAÇÃO DE CADA ETAPA DO ESTUDO DE CASO	62
FIGURA 39 – DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DA PLANTA INTEGRADA DE HIDROGÊNIO E AMÔNIA A PARTIR DA ELETRÓLISE	63
FIGURA 40 – RESUMO DO ESTUDO DE CASO.....	67

LISTA DE TABELAS

TABELA 1 - CLASSIFICAÇÃO DO HIDROGÊNIO EM ESCALA DE CORES.....	23
TABELA 2 – COMPARAÇÃO ENTRE DIFERENTES TECNOLOGIAS DE ELETROLISADORES	33
TABELA 3 – TAMANHO DA CADEIA CARBÔNICA DOS DERIVADOS DO PETRÓLEO.....	38
TABELA 4 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO PARQUE EÓLICO	53
TABELA 5 – PRODUÇÃO ANUAL DE ENERGIA E FATOR DE CAPACIDADE PARA DIFERENTES NÍVEIS	53
TABELA 6 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO PROCESSO DE TRATAMENTO DA ÁGUA SUBTERRÂNEA	58
TABELA 7 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO ELETROLISADOR HYLYZER®-4000-30	59
TABELA 8 – BALANÇO MÁSSICO DA REAÇÃO HABER-BOSCH.....	64
TABELA 9 – BALANÇO ENERGÉTICO DO ESTUDO DE CASO.....	65
TABELA 10 – ESTIMATIVA DAS EMISSÕES DE CO₂ DIRETAS E INDIRETAS ASSOCIADAS A DIFERENTES ROTAS DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO ...	69

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
2	OBJETIVO	14
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	15
3.1	PANORAMA ATUAL DO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO	15
3.1.1	REPARTIÇÃO DA OFERTA INTERNA DE ENERGIA POR FONTE	15
3.1.2	CONSUMO FINAL DE ENERGIA	17
3.1.3	EMISSÕES DE CO ₂	19
3.2	O HIDROGÊNIO	20
3.3	AS DIFERENTES CORES DO HIDROGÊNIO	22
3.4	HIDROGÊNIO CINZA	27
3.4.1	CONCEITO	27
3.4.2	REFORMA A VAPOR DO GÁS NATURAL	27
3.5	HIDROGÊNIO VERDE	29
3.5.1	CONCEITO	29
3.5.2	TECNOLOGIAS DOS ELETROLISADORES	30
3.5.3	CONSUMO DE ÁGUA	33
3.6	APLICAÇÕES DO HIDROGÊNIO	34
3.6.1	REFINO DE PETRÓLEO	35
3.6.2	PRODUÇÃO DE AMÔNIA	35
3.6.3	PRODUÇÃO DE AÇO	36
3.6.4	PRODUÇÃO DE METANOL E COMBUSTÍVEIS SINTÉTICOS	37
3.7	CONCEITO POWER-TO-X	38
3.8	PANORAMA DO MERCADO MUNDIAL DE HIDROGÊNIO	39
3.9	PERSPECTIVAS DO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO	42
4	METODOLOGIA DO ESTUDO DE CASO	45
5	ESTUDO DE CASO: POTENCIAL TÉCNICO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO E AMÔNIA VERDES PARA O SETOR DE FERTILIZANTES	47
5.1	MERCADO DE FERTILIZANTES NO BRASIL	47
5.2	LOCALIZAÇÃO DAS PLANTAS	48
5.3	RECURSO EÓLICO	50
5.4	RECURSO HÍDRICO	54
5.5	ELETROLISADOR	59
5.6	CONTRATAÇÃO DE ENERGIA	60
5.7	PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO E AMÔNIA	62
5.8	REDUÇÃO DAS EMISSÕES	68
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	70
7	REFERÊNCIAS	72

1 INTRODUÇÃO

O hidrogênio verde, produzido através da eletrólise da água utilizando eletricidade de origem renovável, tem emergido globalmente como uma solução promissora para descarbonizar setores-chave da economia e de grande consumo energético, como transporte e indústria, ganhando destaque como uma solução crucial para viabilizar a transição energética e a redução de gases de efeito estufa (GEE), tendo em vista o esforço global para limitar o aquecimento global propiciado através do Acordo de Paris¹.

Diante de uma abundância de recursos naturais renováveis, como solar e eólico, o Brasil apresenta um enorme potencial para produção sustentável de hidrogênio verde, o que pode ser um fator chave para uma maior expansão dessas fontes renováveis de energia no país.

O hidrogênio produzido pode, então, ser empregado em uma ampla variedade de aplicações, como fertilizantes, combustíveis sintéticos, refino de petróleo, assim como em demais aplicações nas indústrias química, siderúrgica e alimentícia.

O desenvolvimento desse setor promete, além de mitigar as mudanças climáticas, impulsionar a economia nacional, criando empregos, trazendo maior investimento em tecnologias limpas e renováveis, além de colocar o país como referência na produção e comercialização dos produtos originados a partir do hidrogênio verde.

Este trabalho está estruturado em 7 capítulos.

Este primeiro capítulo traz uma introdução do tema do trabalho e o motivo do seu interesse.

O segundo capítulo aborda o objetivo do trabalho.

O terceiro capítulo trata sobre a referência bibliográfica, abordando sobre o panorama energético brasileiro atual, assim como uma discussão acerca de suas perspectivas para os próximos anos. O capítulo também aborda o conceito e história do hidrogênio, sua ampla variedade de aplicações, suas diferentes rotas de produção e denominação de cores, com destaque ao hidrogênio cinza e verde. Por fim, o

¹ O Acordo de Paris é um tratado global, adotado em 2015, em que diversos países se comprometeram a unir esforços para limitar o aumento da temperatura média mundial abaixo dos 2 °C em relação aos níveis pré-industriais, mas preferencialmente 1,5 °C, até o final do século.

capítulo traz informações sobre o que é o conceito *Power-to-X*, além de informações sobre o mercado mundial de hidrogênio e suas perspectivas.

O quarto capítulo visa descrever a metodologia empregada ao longo do desenvolvimento do estudo de caso do trabalho.

O quinto capítulo traz o estudo de caso do trabalho. O capítulo visa abordar brevemente o cenário atual do mercado de fertilizantes no país, assim como percorrer as principais etapas, reflexões e premissas adotadas para a definição do estudo de caso, a fim de avaliar o potencial técnico de produção de hidrogênio e amônia verdes.

O sexto capítulo visa concluir e sintetizar as principais ideias trazidas por esta monografia.

Por fim, o sétimo capítulo lista todas as referências utilizadas ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

2 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é, primeiramente, trazer percepções acerca do cenário energético atual brasileiro e suas perspectivas para os próximos anos, assim como trazer um embasamento teórico a respeito do hidrogênio, percorrendo seu conceito, história, rotas de produção e principais aplicações atualmente.

Em seguida, o trabalho tem como objetivo elaborar um estudo de caso para avaliar o potencial técnico de produção de hidrogênio e amônia verdes em uma planta integrada empregando o processo de eletrólise da água com energia elétrica oriunda de um parque eólico *onshore*, avaliando a redução de emissões de CO₂ resultante do emprego de energia elétrica limpa ao invés de combustíveis fósseis no processo produtivo do hidrogênio.

Dessa forma, a partir do estudo de caso, pretende-se compreender a metodologia e as principais etapas produtivas e analíticas envolvidas na avaliação do potencial técnico de produção de hidrogênio e amônia verdes utilizando energia elétrica de fonte eólica, a relação entre os insumos necessários e os produtos resultantes do processo, o impacto na redução de emissões de CO₂ e, por fim, algumas reflexões sobre o tema.

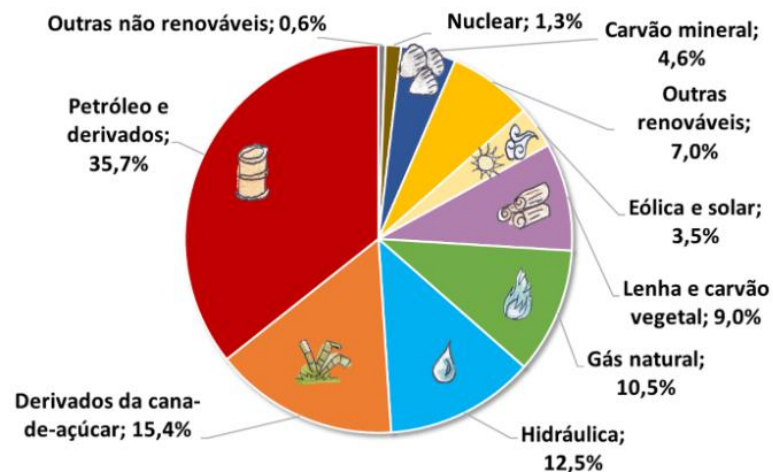
3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1 PANORAMA ATUAL DO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO

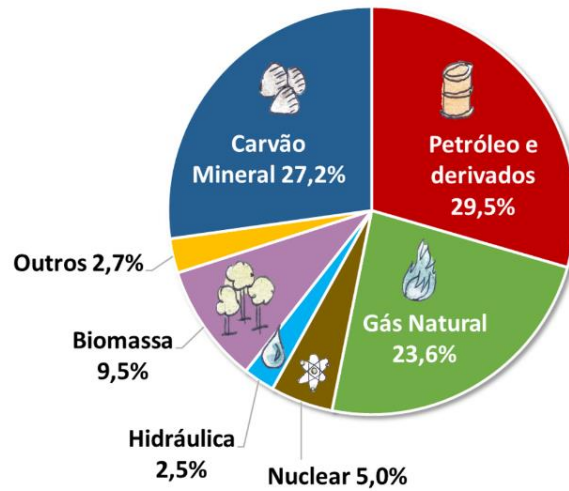
3.1.1 REPARTIÇÃO DA OFERTA INTERNA DE ENERGIA POR FONTE

O Brasil é um país com grande relevância no cenário de produção mundial de energia, sendo o 10º maior produtor no mundo (ENERDATA, 2023) com o equivalente a 303 milhões de toneladas equivalente de petróleo (Mtep) de Oferta Interna de Energia (OIE) em 2022 (EPE, 2023a), além de que, ao mesmo tempo, o país mostra-se muito avançado quando o assunto é diversificação e descarbonização da matriz energética. Enquanto o Brasil apresenta uma matriz energética muito equilibrada, em que aproximadamente 52,6% correspondem a fontes não renováveis, e 47,4% a fontes renováveis (EPE, 2023a), o mundo apresenta uma matriz predominantemente composta de fontes de energia não renováveis, as quais correspondem a aproximadamente 85% do total (IEA, 2022a). As figuras 1 e 2 exibem a repartição OIE por fonte no Brasil e no mundo.

Figura 1 – Matriz energética brasileira 2022



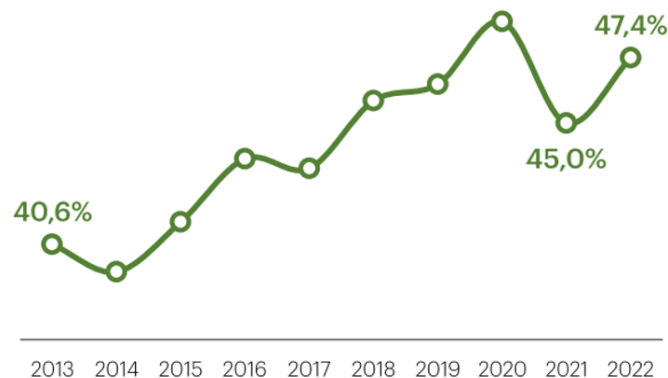
Fonte: EPE – ABCDEnergia, 2021

Figura 2 – Matriz energética mundial 2021

Fonte: EPE – ABCDEnergia, 2021

Vale destacar a diferença conceitual entre matriz energética e matriz elétrica: a matriz energética de um país corresponde ao uso de fontes disponíveis para produção de todos os tipos de energia, seja gás natural para aquecimento, gasolina para transporte ou eletricidade para iluminação; já a matriz elétrica é um subconjunto da matriz energética, pois refere-se somente ao uso das fontes para produção de energia elétrica.

Diante da ampla disponibilidade de recursos renováveis presente no país, o Brasil vem reduzindo a participação de fontes não renováveis ao longo dos anos, partindo de 59,4% de composição não renovável em 2013 até atingir 52,6% em 2022, de forma que a menor participação de recursos não renováveis, nesse intervalo, ocorreu em 2020 com 51,6% (EPE, 2023a), conforme mostrado abaixo na figura 3.

Figura 3 – Participação das renováveis na OIE do Brasil

Fonte: EPE (2023a)

Dentro da parcela renovável da matriz energética, algumas fontes tiveram uma participação crescente ao longo dos anos, como as fontes eólica, solar e a categoria outras renováveis, nas quais destacam-se o licor negro, o biodiesel e as biomassas a partir do arroz, capim-elefante e óleos vegetais, conforme figura 4 (EPE, 2023a).

Figura 4 – Evolução de diferentes fontes renováveis de energia na OIE do Brasil



Fonte: EPE (2023a)

3.1.2 CONSUMO FINAL DE ENERGIA

Os setores de transporte e de indústrias são os setores que mais demandam energia no Brasil, os quais juntos representam 65% do consumo energético do país, seguidos dos setores residencial, energético², agropecuário, serviços e não energético³ (EPE, 2023a), conforme mostrado na figura 5.

Figura 5 – Repartição do consumo de energia do Brasil em 2022



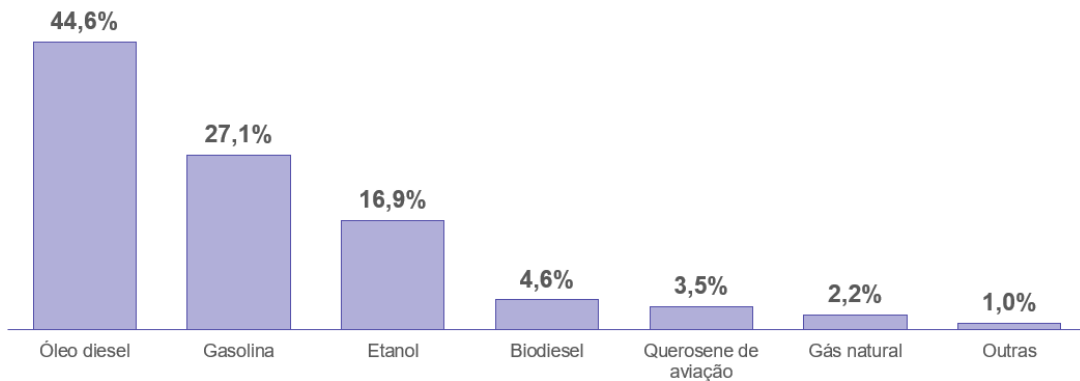
Fonte: EPE (2023a)

² Setor energético refere-se à utilização da energia para transformação, ou seja, processos para modificar a forma como a energia se apresenta.

³ Uso não energético refere-se aos casos em que a energia é incorporada em produtos que não são consumidos diretamente como serviços energéticos finais.

As fontes energéticas com maior participação no setor de transportes são o óleo diesel, gasolina e etanol, respectivamente, conforme mostrado na figura 6. A participação de fontes renováveis no setor de transportes tem crescido ao longo dos anos no Brasil, de modo a alcançar a marca de 21,5%, em função da utilização do etanol e do biodiesel (EPE, 2023a).

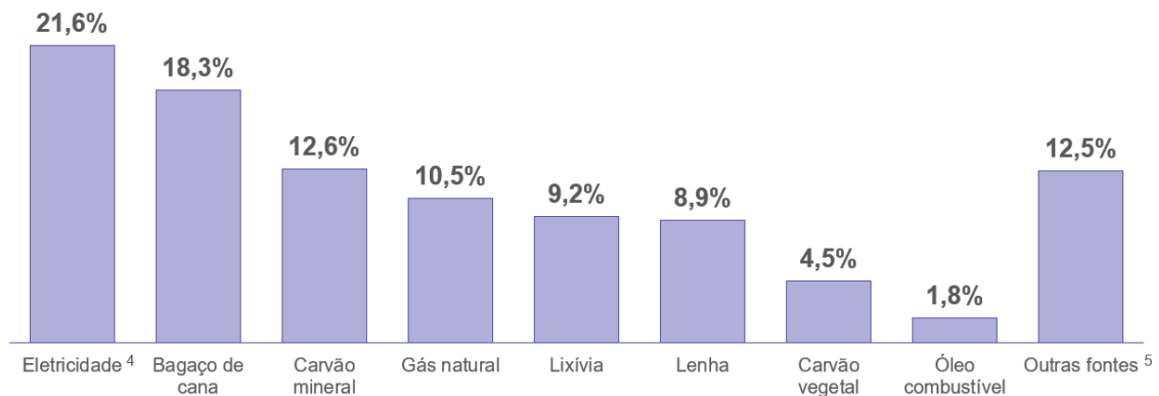
Figura 6 – Participação das fontes energéticas no setor de transportes brasileiro em 2022



Fonte: adaptado de EPE (2023a) pelo autor

Já o consumo energético do setor industrial apresenta uma maior parcela oriunda de fontes renováveis, cuja contribuição é de 62% do total. As fontes com maior participação são, respectivamente eletricidade⁴, bagaço de cana, carvão mineral e gás natural (EPE, 2023a), conforme apresentado na figura 7.

Figura 7 – Participação das fontes energéticas no setor industrial brasileiro em 2022



Fonte: adaptado de EPE (2023a) pelo autor

⁴ Fontes renováveis corresponderam a 87,9% de toda a geração elétrica em 2022.

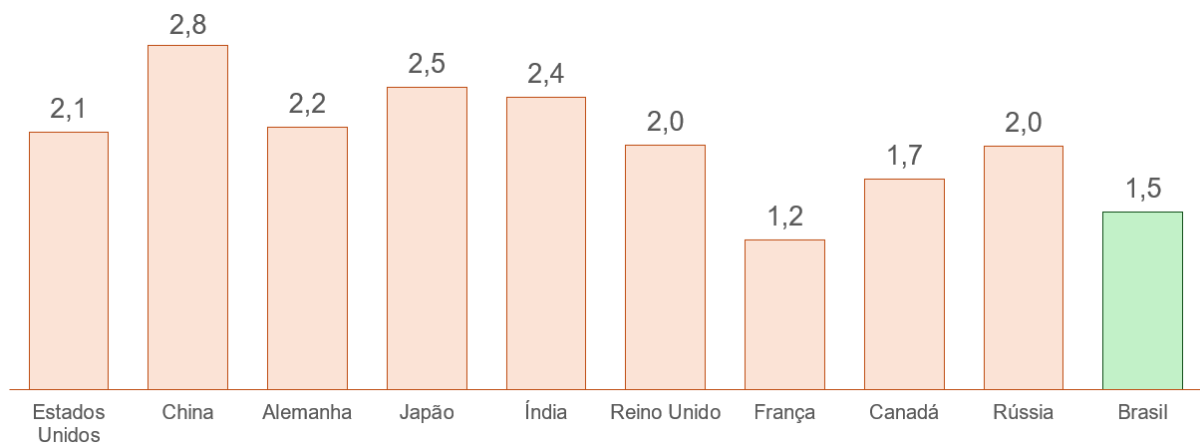
⁵ A categoria “Outras Fontes” inclui óleo diesel, GLP, nafta, querosene, gás de coqueria, alcatrão, gás de refinaria, coque de petróleo, dentre outros.

3.1.3 EMISSÕES DE CO₂

O Brasil apresentou, em 2022, uma emissão total de CO₂ antrópica associada à matriz energética de 423 milhões de toneladas de CO₂ equivalente (MtCO₂-eq), de forma que o setor de transportes é responsável por aproximadamente 50% dessas emissões (210,4 MtCO₂-eq), enquanto o setor industrial a aproximadamente 18% (76,7 MtCO₂-eq) (EPE, 2023a).

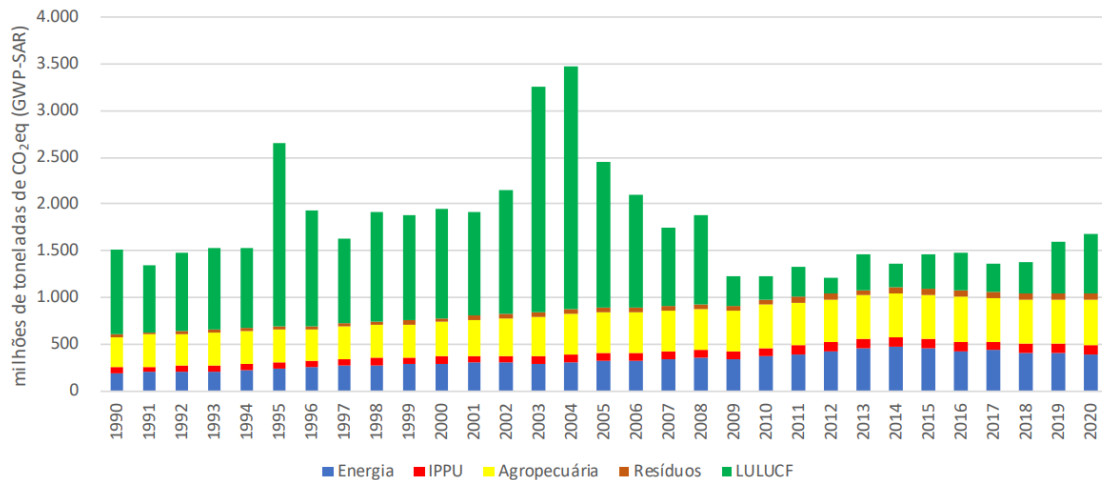
Diante da riqueza em recursos naturais e de todos os esforços de ampliação da participação de fontes renováveis ao longo dos anos, nota-se que o Brasil apresenta menores taxas de emissões por unidade de Oferta Interna de Energia (OIE) do que muitas potências mundiais, conforme apresentado na figura 8 (IEA, 2022b).

Figura 8 – Emissões de CO₂ por unidade de OIE (tCO₂/tep) de diferentes países em 2021



Fonte: adaptado de IEA (2022b) pelo autor

Em uma visão mais ampla das emissões de CO₂, a figura 9 apresenta a série histórica de emissões no Brasil de 1990 a 2020 considerando todos os setores, e não só o energético. Nota-se que, a partir de 2009, as emissões ligadas ao desmatamento, o qual está contemplado pelo setor de Uso da terra, Mudança do Uso da Terra e Florestas (LULUCF), passaram por uma redução significativa. Enquanto isso, o setor de energia está em uma tendência de redução de emissões desde 2014. Dessa forma, em 2020, os setores LULUCF, agropecuária e energia responderam por 38%, 28,5% e 23,2% das emissões totais, respectivamente (MCTI, 2022).

Figura 9 – Emissões setoriais do Brasil de 1990 a 2020

Fonte: MCTI (2022)

3.2 O HIDROGÊNIO

O elemento químico hidrogênio (H) é o primeiro da tabela periódica, cujo átomo é constituído simplesmente por 1 próton e 1 elétron e, conseqüentemente, o elemento menos denso conhecido. Este elemento é o mais abundante do universo, sendo o principal componente, na forma de plasma, das estrelas; e o quarto mais abundante da Terra, estando presente em diversas substâncias, como carboidratos, proteínas, hidrocarbonetos e vitaminas, além da principal substância da Terra, a água (H₂O).

No entanto, o hidrogênio é dificilmente encontrado em sua forma elementar na Terra, pois, quando não está compondo alguma substância química, apresenta-se na forma molecular H₂ nas condições CNTP⁶, conhecida como gás hidrogênio, o qual é inflamável, incolor, inodoro e insolúvel em água.

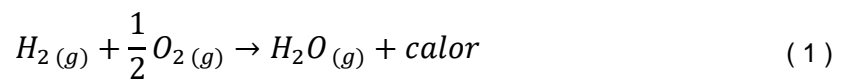
O hidrogênio foi identificado e descoberto na forma de gás no ano de 1766 pelo físico-químico francês Henry Cavendish. O cientista atestou que esse gás, chamado até então de “ar inflamável”, gerava água quando era queimado. Somente em 1783, o químico francês Antoine Lavoisier batizou esse gás como hidrogênio, oriunda da junção das palavras gregas *hydro* e *genes*: gerador de água.

O gás hidrogênio (H₂) é altamente inflamável e apresenta um elevado poder calorífico, ou seja, apresenta muita energia interna, sendo um notável combustível. Se

⁶ Condições Normais de Temperatura e Pressão (CNTP) estabelece a condição experimental com temperatura de 0°C e pressão de 1 atm.

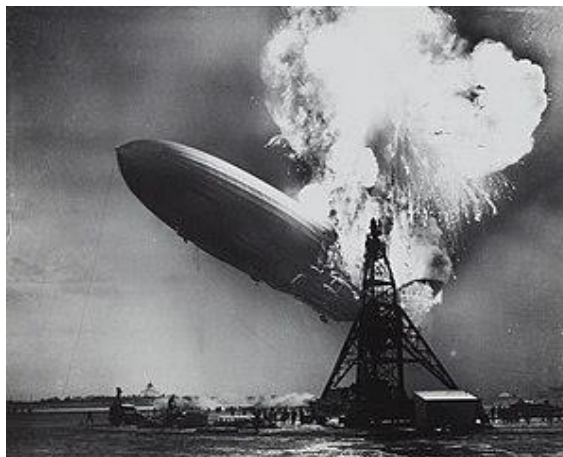
por um lado, é a molécula que apresenta a maior densidade energética por unidade de massa, por outro, inconveniente e conseqüentemente, apresenta a menor densidade energética por unidade de volume (BNDES, 2022). Isso significa que o hidrogênio contém cerca de 2,75 vezes mais energia do que a mesma massa de gasolina (DE CASTRO *et al.*, 2023), ao passo que, mesmo comprimido a uma pressão de 700 bar⁷, o hidrogênio teria somente 15% da densidade energética por volume da gasolina (IEA, 2019).

O interessante da combustão do hidrogênio é que, por ser um combustível livre de carbono, os únicos produtos resultantes⁸ são calor e água. A reação química está descrita a seguir.



Uma das primeiras aplicações do H₂ foi em balões e dirigíveis entre os anos de 1920 e 1940, graças à sua baixíssima densidade. No entanto, o episódio do desastre da explosão do dirigível *Hindenburg*, em 1937, foi um caso infame de combustão do hidrogênio, de forma que atestou os perigos da inflamabilidade do hidrogênio, visto que o dirigível inteiro foi consumido em menos de 1 minuto.

Figura 10 – Explosão do dirigível *Hindenburg* em 1937



Fonte: livescience.com

⁷ A pressão de armazenamento de GNV nos automóveis é de, no máximo, 220 bar, e nos botijões de GLP de até 9,8 bar.

⁸ Quando o hidrogênio reage com oxigênio puro, os únicos produtos são calor e água. Já quando reage com o ar (constituído por volta de 71% de nitrogênio), alguns óxidos de nitrogênio (NO_x) poderão ser formados, por conta das elevadas temperaturas da combustão (DE SOUZA; SILVEIRA, 2004)

Por outro lado, uma das primeiras referências a uma possível aplicação energética do hidrogênio foi em 1923, por J.B.S. Haldane, em que defendia seu potencial como combustível do futuro, prevendo ainda a utilização de fontes renováveis para sua produção (HALDANE, 1923, p. 24, tradução nossa).

Pessoalmente, penso que, daqui a quatrocentos anos, a questão da energia na Inglaterra poderá ser resolvida da seguinte forma: O país será coberto por filas de moinhos de vento metálicos que funcionam com motores elétricos que, por sua vez, fornecem corrente a uma tensão muito elevada para grandes redes elétricas. A distâncias adequadas, haverá grandes centrais elétricas onde, em tempo de vento, a energia excedente será utilizada para a decomposição eletrolítica da água em oxigênio e hidrogênio. Estes gases serão liquefeitos e armazenados em reservatórios com camisa de vácuo, provavelmente enterrados no solo. [...] Estes enormes reservatórios de gases liquefeitos permitirão armazenar a energia eólica para utilizá-la na indústria, nos transportes, no aquecimento e na iluminação.

Atualmente, quase um século depois, é possível constatar o uso industrial do H₂ em diversos segmentos, como, por exemplo, petroquímico, siderúrgico, fertilizantes e alimentos.

Diante da demanda crescente do hidrogênio para suas aplicações, estudam-se cada vez mais rotas de produção da molécula, as quais serão abordadas no próximo item.

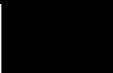


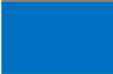





3.3 AS DIFERENTES CORES DO HIDROGÊNIO

O hidrogênio, embora ele seja sempre o mesmo, pode ser obtido a partir de diferentes fontes e rotas tecnológicas, ou até mesmo através de reservatórios geológicos naturais. Dessa forma, a EPE (2021) elaborou uma classificação para o hidrogênio baseada em paleta de cores, conforme a origem e rota tecnológica utilizada para obtenção da molécula, buscando referenciar o impacto ambiental associado e, conseqüentemente, o valor econômico agregado. A tabela 1 resume as diferentes cores do hidrogênio. É importante ressaltar que ainda não consta uma classificação definitiva e consolidada para o hidrogênio produzido por diferentes rotas tecnológicas, podendo, portanto, apresentar variações entre as diferentes literaturas.

A sigla CCUS, citada em algumas rotas da tabela 1, refere-se ao processo tecnológico de captura, utilização e armazenamento de carbono (*Carbon Capture*,

Utilisation and Storage, em inglês) de forma a reduzir as emissões em processos industriais, geração de energia e transformação de combustíveis. O processo basicamente consiste na captura de CO₂, emitido a partir de algum processo e antes de atingir a atmosfera, para ser injetado em formações geológicas profundas logo abaixo de rochas impermeáveis, como reservatórios salinos (armazenamento), ou para servir como insumo na fabricação de produtos através de processos industriais e químicos (utilização) (EPE, 2023c).

Tabela 1 - Classificação do hidrogênio em escala de cores

Cor	Classificação	Descrição da Produção
	Hidrogênio Preto	Gaseificação do carvão mineral (antracito) sem CCUS
	Hidrogênio Marrom	Gaseificação do carvão mineral (hulha) sem CCUS
	Hidrogênio Cinza	Reforma a vapor do gás natural sem CCUS
	Hidrogênio Azul	Reforma a vapor do gás natural (eventualmente, também de outros combustíveis fósseis) com CCUS
	Hidrogênio Verde	Eletrólise da água com energia elétrica de fontes renováveis (particularmente de fontes eólica e solar)
	Hidrogênio Branco	Extratação de hidrogênio natural ou geológico
	Hidrogênio Turquesa	Pirólise do metano, sem gerar CO ₂
	Hidrogênio Musgo	Reformas catalíticas, gaseificação ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis, com ou sem CCUS
	Hidrogênio Rosa	Eletrólise da água com energia elétrica de fonte de energia nuclear

Fonte: adaptado de EPE (2021) pelo autor

Os hidrogênios preto e marrom diferem pelo tipo de carvão mineral empregado no processo de gaseificação. Enquanto o antracito (H₂ preto) é o tipo correspondente à forma mais pura do carvão mineral, possuindo um teor de carbono entre 90% e 96%, a hulha (H₂ marrom) é um tipo de carvão mineral menos denso e com menor teor de carbono, entre 75% e 85% (COSMO *et al.*, 2020). O processo de gaseificação consiste na transformação de um combustível sólido ou líquido rico em carbono em uma mistura de gases com maior poder calorífico, chamada de gás de síntese, composto majoritariamente por monóxido de carbono (CO) e hidrogênio (H₂), de forma que o CO é posteriormente convertido em gás carbônico (CO₂) (MOREIRA, 2021).

Os hidrogênios cinza e azul diferem praticamente pela adoção das etapas de CCUS ou não, porém ambos empregam o gás natural como insumo através do

processo de reforma a vapor. Esse processo será abordado com mais detalhes no item 3.4.

Os hidrogênios verde e rosa diferem basicamente pela origem da energia elétrica, porém ambos empregam o processo de eletrólise da água, o qual será abordado com mais detalhes no item 3.5. Enquanto a energia elétrica do H₂ verde é oriunda de fontes renováveis, como eólica e solar, a energia do H₂ rosa tem origem na fonte nuclear.

Assim como o hidrogênio verde, o hidrogênio musgo também faz uso de fontes renováveis em sua produção, porém são processos que empregam a biomassa ou os biocombustíveis como insumo. O processo de gaseificação da biomassa é um pouco mais desafiador do que do carvão mineral, por conta do menor conteúdo energético e maior umidade da biomassa, porém ainda é um processo tecnicamente viável (EPE, 2021). Em relação aos biocombustíveis, o processo de reforma a vapor é bastante conhecido, com destaque para a reforma a vapor do etanol que já é bem desenvolvida (EPE, 2021). Por fim, a biodigestão pode disponibilizar o metano para ser reformado posteriormente, assim como o gás natural.

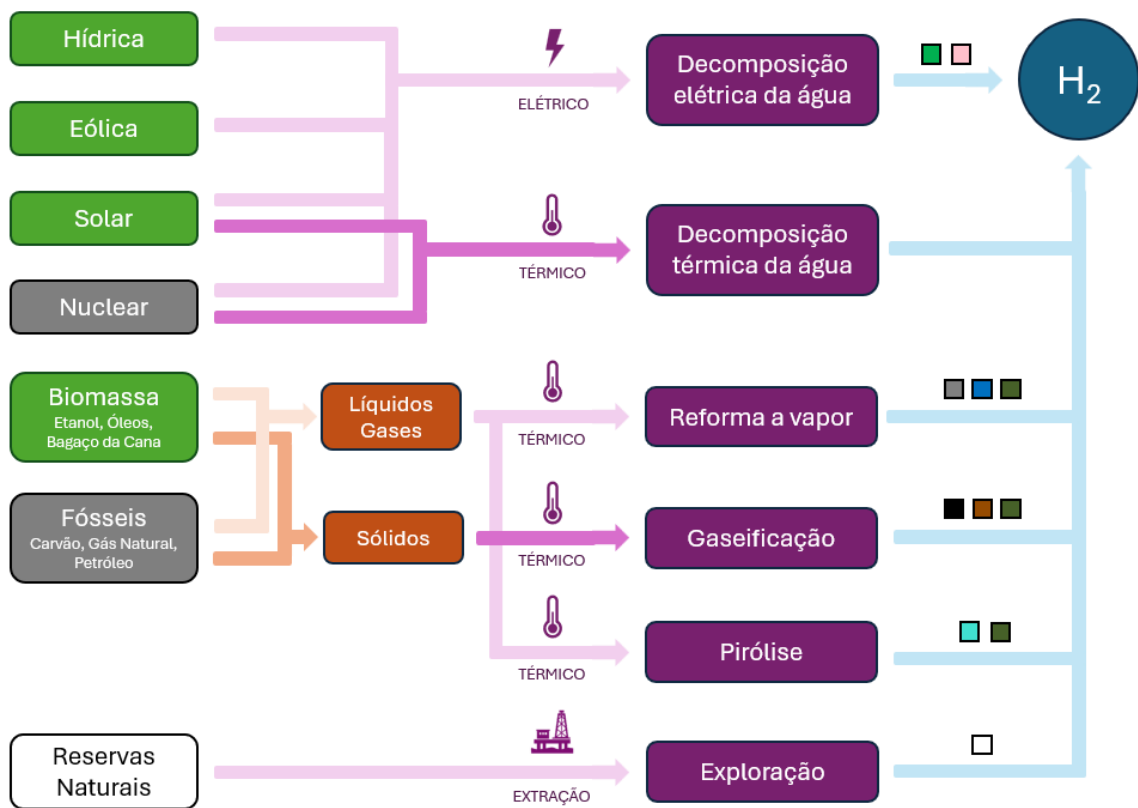
O hidrogênio turquesa consiste no processo de pirólise do metano, o qual entende-se como pirólise do gás natural, visto que o metano é o principal componente do gás natural. A pirólise é um processo termoquímico que consiste na quebra da molécula de metano, resultando em hidrogênio e carbono sólido (negro de fumo), porém é um processo que requer bastante energia térmica. Dessa forma, o hidrogênio só será considerado turquesa se o fornecimento de calor for proveniente exclusivamente de fontes limpas, as quais não geram emissão de CO₂ (EPE, 2022d). Posteriormente, esse carbono sólido poderá ser utilizado na fabricação de pneus, grafite, corante e aditivos para aço.

Por fim, a classificação de hidrogênio branco surgiu a partir das descobertas de reservatórios geológicos de hidrogênio natural, os quais até um tempo atrás eram considerados raros, senão inexistentes. Nesses casos, as moléculas podem ser produzidas através de alguns processos naturais como, por exemplo, a radiólise da água, processo relacionado à separação da água pela radioatividade natural das rochas; ou a oxidação de minerais de ferro e com a redução da água (ZGONNIK, 2020). Atualmente, o maior exemplo de exploração de reservatórios naturais de hidrogênio encontra-se no Mali, país localizado na África, com reservatórios nas profundidades entre 100 m e 1800 m. No Brasil, áreas nos estados de Roraima,

Tocantins, Ceará e Minas Gerais foram estudadas e apresentaram diferentes potenciais para a pesquisa de hidrogênio natural, com destaque para a Bacia de São Francisco em Minas Gerais (EPE, 2022b). No entanto, a obtenção de hidrogênio a partir de fonte natural ainda é uma opção pouco discutida e explorada (ZGONNIK, 2020).

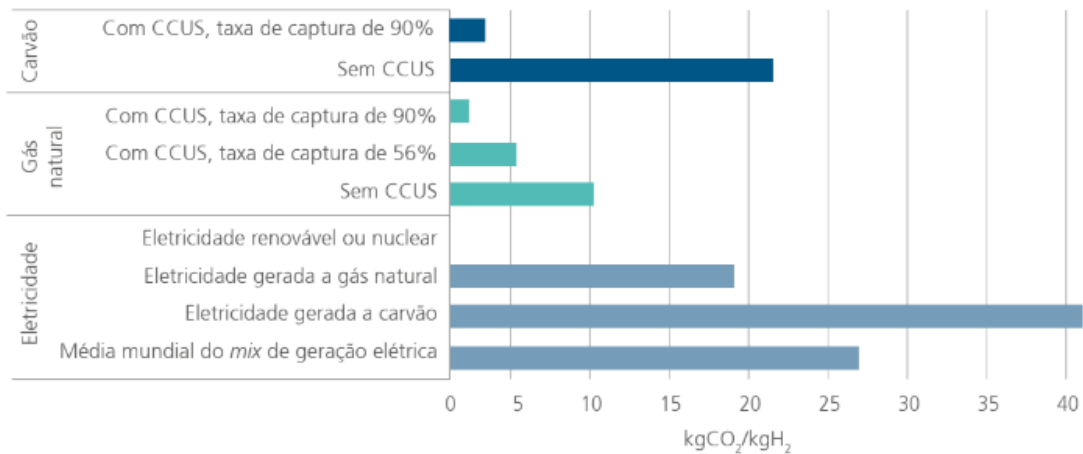
De forma geral, o diagrama da figura 11 resume as principais rotas tecnológicas para obtenção do hidrogênio.

Figura 11 – Diagrama esquemático das principais rotas tecnológicas para produção de hidrogênio



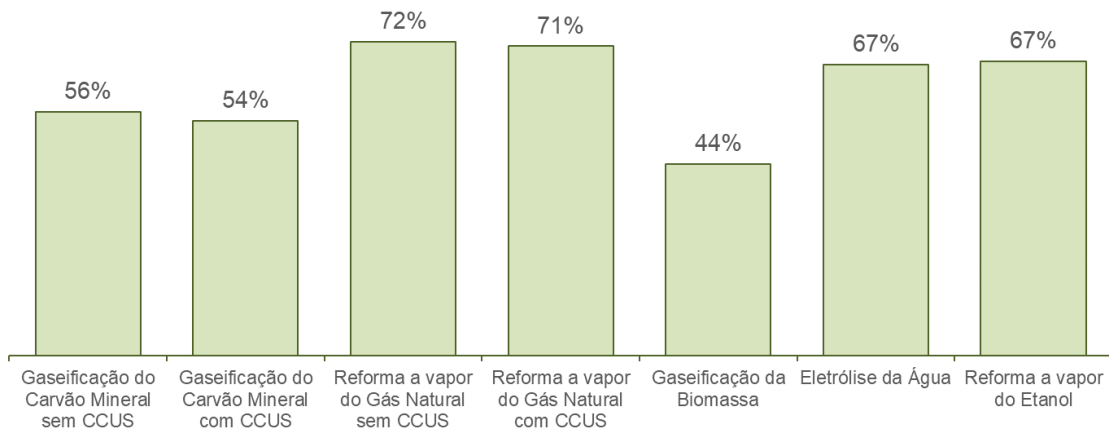
Fonte: adaptado de EPE (2021) e DE CASTRO *et al.* (2023) pelo autor

Cada rota tecnológica de produção de hidrogênio terá sua própria intensidade de emissão de CO_2 , de forma que a figura 12 resume os valores típicos da emissão direta da produção de hidrogênio por cada rota.

Figura 12 – Intensidade de emissão direta de CO₂ na produção de hidrogênio

Fonte: BNDES (2022)

Todas essas rotas, em contrapartida, apresentam diferentes eficiências típicas no processo de conversão de hidrogênio, conforme apresentado na figura 13 para algumas delas a partir de tecnologias de alguns anos atrás. Nota-se que a reforma a vapor do gás natural é o método de produção de hidrogênio com melhor eficiência.

Figura 13 – Eficiências típicas de conversão em processos de produção de hidrogênio

Fonte: adaptado de PNNL (2013) pelo autor

Por fim, existem ainda outras rotas possíveis para produção do hidrogênio, como, por exemplo, processos fotolíticos da água, oxidação parcial e reforma autotérmica de hidrocarbonetos (DE CASTRO *et al.*, 2023).

3.4 HIDROGÊNIO CINZA

3.4.1 CONCEITO

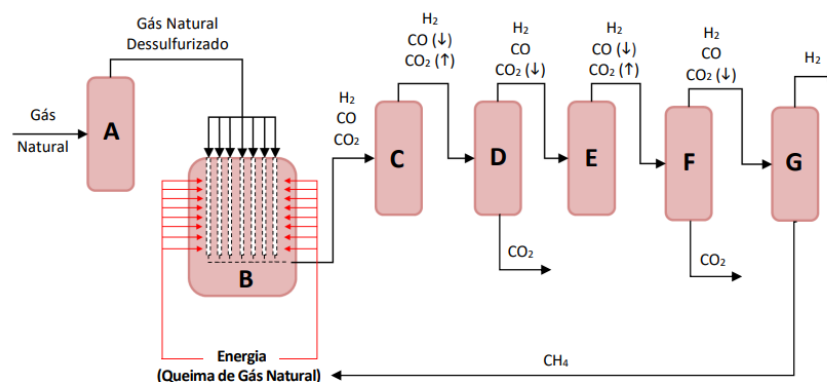
A reforma a vapor do gás natural sem CCUS, caracterizando o H₂ cinza, é a rota tecnológica dominante para a produção mundial de hidrogênio, sendo considerado um processo já bastante consolidado. Em 2018, essa rota respondeu por cerca de 50% da produção mundial de hidrogênio (DE CASTRO *et al.*, 2023).

O processo consiste basicamente em uma reação endotérmica entre o metano, principal componente do gás natural, e o vapor de água sob altas temperatura e pressão, produzindo hidrogênio (H₂), monóxido de carbono (CO) e dióxido de carbono (CO₂).

3.4.2 REFORMA A VAPOR DO GÁS NATURAL

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2022c) resumiu o processo geral de reforma a vapor do gás natural através da figura 14, cujo passo a passo é descrito a seguir.

Figura 14 – Diagrama esquemático da reforma a vapor do gás natural



Fonte: EPE (2022c)

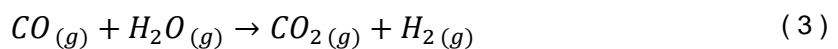
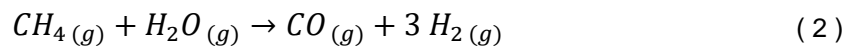
Primeiramente, a etapa de hidrodessulfurização (A) consiste em remover o enxofre no gás natural, purificando-o, de forma a evitar o envenenamento dos catalisadores utilizados na próxima etapa de reforma.

Em seguida, tem-se as etapas de pré-reforma e reforma (B).

A etapa de pré-reforma visa, principalmente, transformar os hidrocarbonetos mais pesados (*i.e.*, de maiores cadeias), contidos no gás natural, em metano (CH₄), pois os hidrocarbonetos mais pesados podem resultar na maior produção de coque

(resíduo de carbono) na etapa de reforma em si, o que pode obstruir os catalisadores utilizados.

Já a reforma, principal etapa do processo, é onde ocorrem as principais reações químicas e onde serão obtidos cerca de 90% a 92% de todo o hidrogênio produzido no processo. O vapor de água é alimentado ao reformador, o qual reage com o metano e, mediante a presença de catalisadores e sob a condição de temperatura e pressão elevadas, produz CO, CO₂ e H₂, conforme as reações descritas a seguir.



A reação química (2) é favorecida nessa etapa, pois ela é uma reação que necessita de energia para acontecer, ou seja, endotérmica, em um ambiente que está com temperatura muito elevada.

Já, a reação (3), denominada reação de deslocamento gás-água ou reação de *shift*, libera energia para o sistema, ou seja, é uma reação exotérmica, sendo desfavorecida mediante as altas temperaturas do reformador. Apesar disso é uma reação que será bastante utilizada durante as próximas etapas de purificação.

Vale destacar que o gás natural, além de servir como matéria-prima para o processo, também é responsável pelo fornecimento de energia para a reforma.

A mistura de gases na saída do reformador ainda se encontram em altas temperaturas, de modo que, em seguida, ela passa por um trocador de calor a fim de reduzir sua temperatura e aproveitar seu calor para a produção do vapor utilizado no processo.

A próxima etapa (C) é composta pelos conversores de *shift*, cujo intuito é realizar a reação química (3), buscando converter o CO em CO₂ ao reagir-lo com vapor de água, além de obter uma produção adicional de H₂.

Em seguida, a etapa (D) consiste na remoção do CO₂ do produto. Essa remoção pode ser realizada através de diferentes técnicas, como, por exemplo, absorção com solventes ou purificação por adsorção, sendo essa última presente em plantas mais novas.

Por fim, repete-se mais algumas vezes as etapas de conversão de *shift* e de remoção de CO₂ (E e F) até chegar na etapa de metanação (G), comumente associada à técnica de absorção com solventes, cujo objetivo é converter o CO e CO₂

residuais em CH₄, o qual será reaproveitado no processo, resultando finalmente em um H₂ purificado.

O processo de reforma a vapor apresenta uma elevada eficiência térmica (cerca de 80%) e elevado rendimento na produção de H₂ (cerca de 74%) (EPE, 2022c). No entanto, ele também é responsável pela emissão de GEE, de forma que, incluindo a queima de gás natural, esse processo emite entre 0,35 e 0,42 m³ de CO₂, equivalente a aproximadamente 0,27t, para cada m³ de H₂ produzido (SOUZA, 2018).

A etapa de conversão de *shift*, devido à conversão de CO em CO₂, é a principal responsável pela produção de CO₂ em uma planta de reforma a vapor, respondendo por aproximadamente 60% de sua produção, enquanto os 40% restantes têm origem na queima do gás natural como combustível para o processo (MURADOV, 2015).

3.5 HIDROGÊNIO VERDE

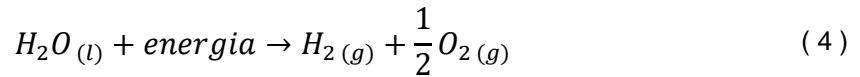
3.5.1 CONCEITO

A cor verde é destinada ao hidrogênio obtido a partir do processo de eletrólise da água utilizando eletricidade de origem renovável, particularmente, de fontes eólica e solar (EPE, 2021). A produção de hidrogênio a partir da eletrólise da água é um método bem conhecido e de conceito relativamente simples, de modo que esse processo é empregado comercialmente desde 1890 através dos equipamentos chamados de eletrolisadores (DE CASTRO *et al.*, 2023).

O processo de eletrólise possibilita o desencadeamento de uma reação química não-espontânea a partir de uma fonte elétrica externa ao sistema químico. Dessa forma, a eletrólise da água provoca a quebra da molécula da água entre hidrogênio e oxigênio através da aplicação de corrente elétrica contínua entre dois eletrodos separados por uma membrana, os quais estão imersos em um meio, denominado de eletrólito, capaz de conduzir cargas elétricas, sejam íons de natureza positiva (cátions) ou de natureza negativa (ânions) (KALAMARAS; EFSTATHIOU, 2013).

Dessa forma, o processo trata-se essencialmente da conversão de energia elétrica em química sob a forma de hidrogênio (H₂), sendo o oxigênio (O₂) um subproduto útil. No entanto, a eletrólise é um método que consome mais energia que outros métodos de produção de hidrogênio.

A reação global que dita o processo está representada a seguir.



3.5.2 TECNOLOGIAS DOS ELETROLISADORES

Existem três tecnologias diferentes de eletrólise para produção de hidrogênio: eletrólito alcalino, membrana de óxido sólido (SOE – *Solid Oxide Electrolysers*, em inglês) e membrana de troca protônica (PEM – *Proton Exchange Membrane*, em inglês).

A tecnologia alcalina é a mais consolidada dentre as três para produção em larga escala, em razão de sua maturidade tecnológica e custo de produção (DE CASTRO *et al.*, 2023). O seu princípio de funcionamento é ilustrado na figura 15. Os dois eletrodos ficam imersos em uma solução aquosa alcalina (eletrólito) de, geralmente, hidróxido de potássio (KOH), substância cujo intuito é de maximizar a condutividade iônica do eletrólito. Além disso, os eletrodos são separados por uma membrana microporosa que permite a passagem dos ânions OH^- . O hidrogênio é produzido no eletrodo catódico, a partir da reação de redução da água líquida (5). Enquanto isso, os ânions OH^- podem circular através da membrana sofrendo uma reação de oxidação no eletrodo anódico, gerando como produto oxigênio, água e os elétrons para fechar o circuito elétrico (6) (URSÚA; GANDÍA; SANCHIS, 2012).

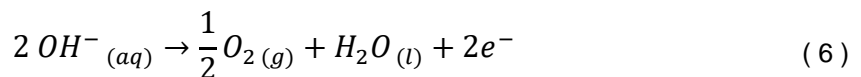
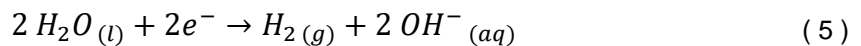
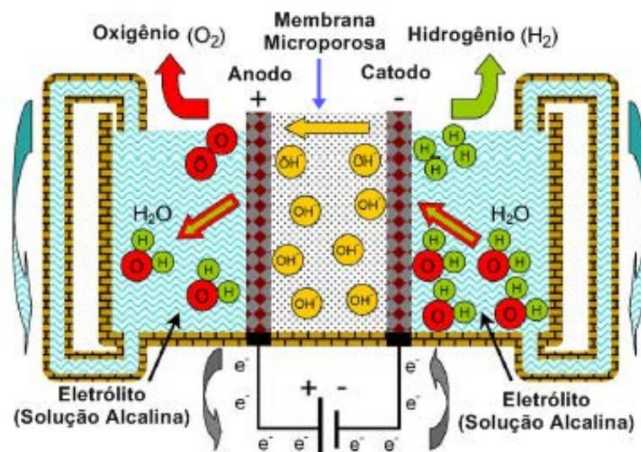


Figura 15 – Esquema do princípio de funcionamento da eletrólise alcalina



Fonte: URSÚA, GANDÍA, SANCHIS (2012)

A tecnologia de eletrólise PEM consiste no uso de uma membrana polimérica fina condutora de cátions como eletrólito. O seu princípio de funcionamento é ilustrado na figura 16. O ânodo, na presença da água líquida, proporciona a oxidação da água (7) para a formação de oxigênio e cátions H^+ . Por sua vez, os cátions H^+ formados passam através da membrana até chegar no cátodo, onde são reduzidos conforme reação (8), produzindo hidrogênio e fechando o circuito elétrico (URSÚA; GANDÍA; SANCHIS, 2012).

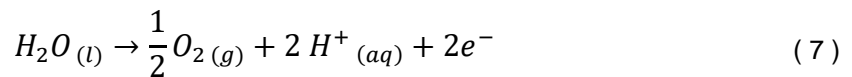
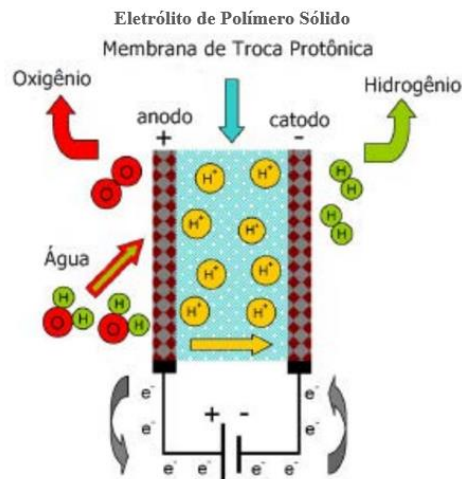


Figura 16 – Esquema do princípio de funcionamento da eletrólise PEM



Fonte: URSÚA, GANDÍA, SANCHIS (2012)

Um ponto interessante do eletrolisador PEM é que apresentam uma boa resposta para variações de potência, pois o transporte de H^+ pela membrana tem uma resposta rápida para flutuações na energia, característica comum em fontes eólicas e solares, ao contrário da tecnologia alcalina, a qual apresenta mais inércia (URSÚA; GANDÍA; SANCHIS, 2012).

Já a tecnologia SOE é mais recente e constitui um conceito mais avançado baseado na utilização do vapor de água em altas temperaturas (600 a 900°C) ao invés da água líquida, além do uso de uma membrana cerâmica como eletrólito. O seu princípio de funcionamento é ilustrado na figura 17. De forma análoga às demais tecnologias, o hidrogênio é formado no cátodo, porém este eletrodo recebe vapor de água e hidrogênio reciclado, de forma que a água gasosa passa por sua reação de

redução (9) para produção de H_2 . Os ânions de óxido (O^{2-}) gerados circulam através da membrana em direção ao ânodo, onde são recombinados para formação de oxigênio e liberação de elétrons para fechamento do circuito elétrico (URSÚA; GANDÍA; SANCHIS, 2012).

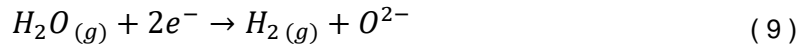
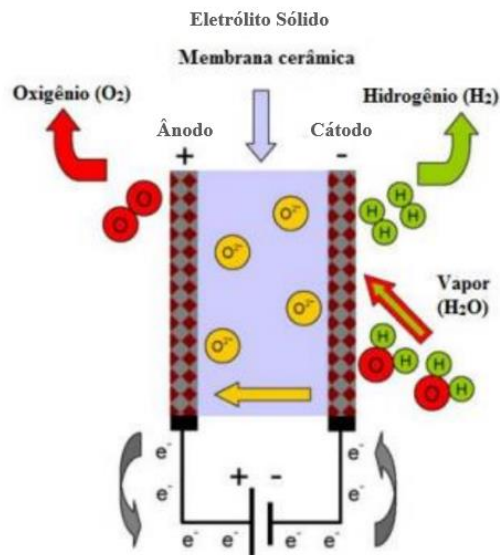


Figura 17 – Esquema do princípio de funcionamento da eletrólise SOE



Fonte: URSÚA, GANDÍA, SANCHIS (2012)

A eletrólise de vapor surgiu com o intuito de reduzir a demanda elétrica no processo, pois à medida que a temperatura da eletrólise aumenta, a proporção de energia que pode ser fornecida sob a forma térmica aumenta, ao passo que sob a forma elétrica reduz. Teoricamente, a partir de temperaturas de 1000 °C da eletrólise a vapor, estima-se que até 40,1% da energia pode ser fornecida sob a forma de calor. Esse funcionamento faz com que a tecnologia SOE seja muito atraente mediante disponibilidade de uma fonte térmica próxima barata ou de calor residual. Diante disso, essa tecnologia consegue alcançar melhores eficiências em comparação aos eletrolisadores alcalinos e PEM. Por outro lado, no cátodo há formação de uma mistura gasosa de hidrogênio e vapor de água, o que demanda um processo adicional de purificação posteriormente, além de ser uma tecnologia menos madura e mais cara em relação às demais atualmente (URSÚA; GANDÍA; SANCHIS, 2012).

De forma geral, as principais características dos eletrolisadores estão resumidas e comparadas na tabela 2 abaixo.

Tabela 2 – Comparação entre diferentes tecnologias de eletrolisadores

Tecnologia	Alcalina	PEM	SOE
Maturidade	Comercial	Comercial	Inicialmente comercial
Íon de transporte	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻
Eletrólito	Sol. aquosa (10 - 40% KOH)	Polímero sólido	Cerâmica sólida
Fluido de trabalho	Solução de alta concentração	Água destilada	Vapor de água
Temperatura (°C)	65 - 100	70 - 90	650 - 1000
Pressão (bar)	2 - 10	15 - 30	< 30
Eficiência (PCS H₂)	62-82%	67-84%	~ 90%
Tempo para partida	15 minutos	< 15 minutos	> 60 minutos
Tempo de vida da célula	< 90 mil horas	< 40 mil horas	< 40 mil horas
Consumo de energia (kWh/Nm³)	4,5 - 7	4,5 - 7,5	2,5 - 3,5
Custo estimado em 2050	~ \$600/kWch	~ \$750/kWch	~ \$200/kWch
Vantagens	Baixo custo de capital Confiável e bem consolidada Sem uso de materiais nobres	Design simples e compacto Partida rápida Pureza elevada do H ₂ Adequado para flutuações de carga	Alta eficiência Sem uso de materiais nobres Mais barata a longo prazo
Desvantagens	Eletrólito corrosivo Pureza mais baixa do H ₂ Tempo de partida lento Baixa densidade de corrente	Uso de materiais nobres Membrana cara Baixa durabilidade Ambiente ácido	Eletrodos instáveis Segurança e vedação Desing volumoso Materiais frágeis Tempo de partida muito lento Baixa durabilidade

Nm³ = metro cúbico normal (condições padrões)

Fonte: adaptado de NASSER *et al.* (2022) pelo autor

3.5.3 CONSUMO DE ÁGUA

Conforme visto até então, conclui-se que o fornecimento de água para o processo é de suma importância para a realização da eletrólise, a qual requer cerca de 9 a 15 litros de água doce no eletrolisador para produzir um kg de hidrogênio e 8 kg de oxigênio (SANTOS; OHARA, 2021).

A fim de ilustrar melhor essa relação, a Alemanha pretende importar, em 2050, 184 TWh de hidrogênio, o que demanda cerca de 50 a 83 milhões de m³ de água. Supondo que o Brasil atenda toda essa demanda por hidrogênio da Alemanha, o consumo de água requerida para a eletrólise em relação ao consumo total do país seria pouco relevante, pois, em 2017, o consumo total brasileiro, o que corresponde a água utilizada menos a água que retorna para o meio ambiente, foi de 329,8 bilhões

de m³ de água. Dessa forma, a água para eletrólise corresponderia a pouco mais de 0,02% do consumo total do Brasil (SANTOS; OHARA, 2021).

Por outro lado, embora, em uma visão conjunta, a demanda por água para a eletrólise pareça ser um problema pouco relevante para o Brasil, é sempre importante considerar o contexto hídrico da região onde as plantas de hidrogênio verde são instaladas. Por exemplo, estados do Nordeste como Bahia, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte apresentam elevados riscos de crise hídrica, níveis semelhantes ao Oriente Médio, ao mesmo tempo que esses estados possuem uma alta concentração de empreendimentos eólicos que poderiam ser empregados para a produção de hidrogênio verde (SANTOS; OHARA, 2021).

Uma alternativa *a priori* para o fornecimento direto de água doce no processo seria a dessalinização da água do mar, pois tem um custo potencial em larga escala de US\$ 2/m³ de água, correspondendo a cerca de US\$ 0,02/kg de H₂ verde (IEA, 2019), indicando um potencial a longo prazo para empreendimentos de geração renovável de energia elétrica implantados diretamente no mar, denominados *offshore*.

3.6 APLICAÇÕES DO HIDROGÊNIO

A versatilidade química e a alta reatividade do hidrogênio fazem com que essa substância possa ser empregada em diferentes aplicações. A figura 18 traz a repartição das aplicações do hidrogênio na atualidade.

Figura 18 – Aplicações do hidrogênio em 2018



Fonte: adaptado de IEA (2019) pelo autor

O setor industrial, atualmente, é o principal consumidor de hidrogênio, de forma que as principais aplicações se concentram em refinarias de petróleo (33%), na produção de amônia voltada para fabricação de fertilizantes (27%), produção de metanol (11%) e produção de aço (3%). As demais aplicações (26%) são referentes, por exemplo, à geração de calor e eletricidade, transporte e indústria alimentícia (IEA, 2019).

3.6.1 REFINO DE PETRÓLEO

A aplicação do hidrogênio no refino do petróleo consiste na participação dos processos de hidrotratamento (HDT) e hidrocrackeamento (HCC) de hidrocarbonetos.

O objetivo do hidrotratamento é de remover impurezas que estão presentes nas frações de petróleo⁹, como, por exemplo, enxofre, nitrogênio, oxigênio e aromáticos. Tais impurezas podem trazer uma série de inconvenientes tanto durante o processamento como no uso final dos derivados, além de resultarem em compostos nocivos à atmosfera durante a combustão. Dessa forma, o hidrogênio puro é utilizado na hidrogenação e consequente remoção desses contaminantes do petróleo (EPE, 2022e; BORGES, 2009).

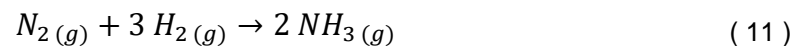
Já o hidrocrackeamento consiste na conversão de frações mais pesadas do petróleo em frações mais leves, ou de menores cadeias, através da quebra das moléculas e, simultaneamente, de reações de hidrogenação. O processo é realizado na presença de grandes volumes de hidrogênio e em condições de alta temperatura e pressão (EPE, 2022e; BORGES, 2009).

3.6.2 PRODUÇÃO DE AMÔNIA

A amônia, formada por hidrogênio e nitrogênio (NH_3), é um gás incolor e de odor forte, à temperatura ambiente, além de ser um composto tóxico, mas também natural, formado durante o ciclo do nitrogênio. Essa substância é utilizada principalmente para fabricação de fertilizantes nitrogenados, como ureia, para utilização na agricultura, mas também pode ser empregada em produtos de limpeza, plásticos e gás refrigerante (SANTOS; OHARA, 2021; DEFERIN, 2021).

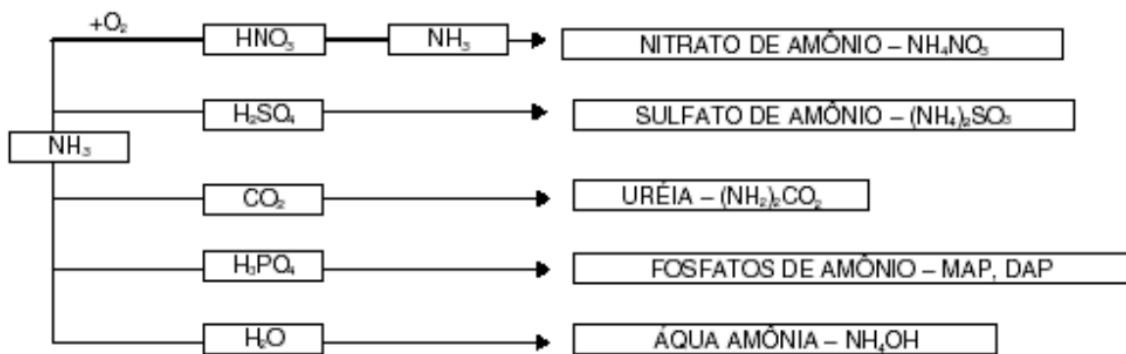
⁹ O petróleo cru é uma mistura de compostos, os quais são separados por frações, como, por exemplo, gás natural, GLP, nafta, betume e gasolina, conforme tamanho da cadeia carbônica.

Embora produzida naturalmente por microrganismos presentes no solo, a amônia também pode ser produzida industrialmente com o emprego do hidrogênio através do tradicional processo de Haber-Bosch. Dessa forma, o reator de amônia, operando com temperaturas entre 350 e 550°C, proporciona a combinação do hidrogênio e do nitrogênio encontrado no ar, a qual é descrita pela reação exotérmica (11). Posteriormente, a amônia gasosa será condensada com temperaturas abaixo de -33°C (SANTOS; OHARA, 2021; DEFERIN, 2021).



A partir da amônia produzida, diferentes fertilizantes nitrogenados podem ser produzidos, cujas rotas de produção estão apresentadas na figura 19.

Figura 19 – Rotas de produção de fertilizantes nitrogenados



Fonte: LIMA (2007)

3.6.3 PRODUÇÃO DE AÇO

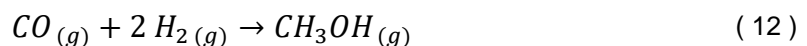
O aço, liga metálica formada principalmente por ferro e carbono, tornou-se um insumo de extrema relevância para a engenharia e construção, em razão de suas propriedades, sendo um material de extensa utilização na economia industrial moderna. Uma etapa importante do processo de fabricação de aço consiste na redução do minério de ferro, ou seja, na diminuição do estado de oxidação do ferro (SANTOS; OHARA, 2021).

Atualmente, na rota dominante, a reação ocorre em altos fornos empregando o coque de carvão mineral como agente redutor para formação do chamado ferro-gusa. No entanto, uma alternativa tecnológica promissora é o método de redução direta, cujo fundamento apoia-se na redução do minério de ferro através de gases redutores,

como o gás de síntese, mistura de CO e H₂, obtido a partir da reforma a vapor do gás natural. Dessa forma, o gás de síntese atua como agente redutor, separando o ferro do oxigênio e formando gás carbônico e água. Essa reação tem como produto o chamado ferro-esponja ou DRI (*Direct Reduced Iron*) que, diferentemente do ferro-gusa, não passa pelo estado líquido. Posteriormente, o ferro-esponja será beneficiado e convertido em aço através de outros processos (SANTOS; OHARA, 2021; RIBEIRO, 2020).

3.6.4 PRODUÇÃO DE METANOL E COMBUSTÍVEIS SINTÉTICOS

O metanol (CH₃OH), também conhecido como álcool metílico, é um álcool tóxico e inflamável que pode ser usado como solvente industrial, na fabricação de plásticos e na produção de combustíveis. O processo tradicional de produção do metanol consiste na também transformação do gás de síntese da reforma a vapor do gás natural em metanol, conforme reação exotérmica (12). As plantas de produção de metanol operam com uma pressão de 100 bar e temperatura entre 220 e 330°C, garantindo um elevado rendimento na produção (MOTA *et al.*, 2013).



De forma geral, a combinação antropogênica de carbono e hidrogênio permite formar uma variedade de combustíveis líquidos e gasosos, os denominados combustíveis sintéticos. O processo de Fischer-Tropsch visa transformar o gás de síntese em hidrocarbonetos de alto valor agregado, como diesel e gasolina, assim como em compostos oxigenados, como o metanol e etanol. Visto que o gás de síntese é, em sua maioria, resultado da gaseificação do carvão mineral ou da reforma a vapor do gás natural, o processo de Fischer-Tropsch permite transformar cadeias carbônicas menores, como a do carvão e do gás natural, em cadeias maiores, de maior valor agregado e de maior aplicabilidade, como a da gasolina, do querosene e do diesel, cujas composições carbônicas podem ser observadas na tabela 3 (DE FREITAS, 2012).

Vale destacar que a mistura dos hidrocarbonetos produzidos através da Fischer-Tropsch já estão praticamente livres de impurezas como enxofre e aromáticos (TAGOMORI, 2017).

A composição da mistura de cadeias hidrocarbônicas formada relaciona-se diretamente com a variação nas condições de temperatura e pressão de operação, reator e catalisador escolhido, assim como a razão de H₂/CO no processo (TAGOMORI, 2017).

A reação exotérmica simplificada de formação de produtos na síntese de Fischer-Tropsch é descrita por (13), cuja temperatura de operação varia na faixa de 200 °C a 350 °C. A reação química para produção de álcoois apresenta algumas variações no balanço estequiométrico e nas condições de operação. (TAGOMORI, 2017; DE FREITAS, 2012).

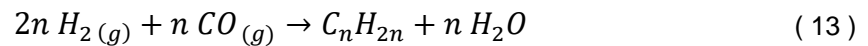


Tabela 3 – Tamanho da cadeia carbônica dos derivados do petróleo

Nome	Composição
Gás combustível	C ₁ -C ₂
GLP	C ₃ -C ₄
Gasolina	C ₅ -C ₁₂
Nafta	C ₈ -C ₁₂
Querosene/Combustível de avião	C ₁₁ -C ₁₃
Diesel	C ₁₃ -C ₁₇
Ceras (leves, médias e pesadas)	C ₁₉ -C ₃₅₊

Fonte: DE FREITAS (2012)

3.7 CONCEITO POWER-TO-X

Diante do potencial de redução de emissões de CO₂ proporcionado pela produção de hidrogênio verde e da versatilidade de aplicações presente na substância H₂, o hidrogênio pode assumir um papel integrador entre a geração elétrica renovável e outros usos e aplicações no contexto de transição energética, o chamado conceito *Power-to-X*.

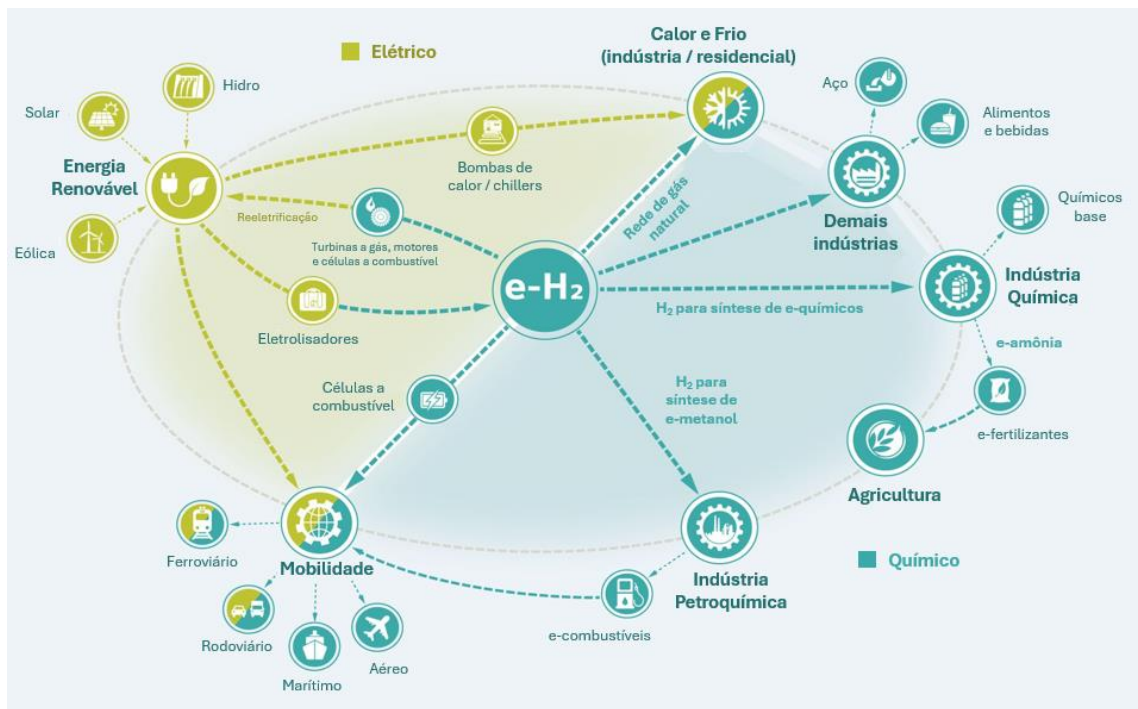
O *Power-to-X* está relacionado ao processo de conversão de energia elétrica (*power*) para uma outra forma de energia ou uso pretendido (X), de forma que o hidrogênio verde pode atuar como um importante agente intermediário de transformação energética, conforme representado pela figura 20.

Dessa forma, a energia elétrica das fontes renováveis pode ser transformada em hidrogênio que, por sua vez, pode ser aplicado no setor de mobilidade (*Power-to-*

Mobility), de indústria química (*Power-to-Chemicals*), de geração de calor (*Power-to-Heat*), ou, de maneira mais ampla, no setor de combustíveis líquidos (*Power-to-Liquid*) e gasosos (*Power-to-Gas*).

Na figura 20, o prefixo “e-” contido no H₂ e nos produtos seguintes, como e-combustíveis e e-fertilizantes, remete à energia originária da rota de produção, a eletricidade responsável por produzir o hidrogênio através do processo de eletrólise.

Figura 20 – Conceito *Power-to-X* do hidrogênio verde



Fonte: adaptado de [siemens-energy.com](https://www.siemens-energy.com) pelo autor

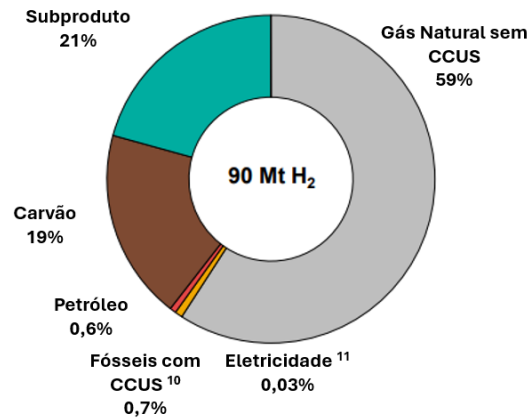
3.8 PANORAMA DO MERCADO MUNDIAL DE HIDROGÊNIO

De acordo com IEA (2021), a produção mundial de hidrogênio puro alcançou 90 Mt em 2020, cuja maior parcela é originária da produção via gás natural sem CCUS (59%), seguido do H₂ como subproduto (21%), como, por exemplo, via reforma catalítica da nafta, cujo produto principal desejado é a gasolina de alta octanagem, e depois pelo carvão mineral (19%), por conta de sua extensa utilização na China. Demais rotas de produção como eletrólise, fósseis com CCUS e petróleo corresponderam, juntos, a um pouco mais de 1% da produção, conforme figura 21.

Vale ressaltar que a categoria fósseis com CCUS inclui somente as plantas que produzem hidrogênio puro e capturam CO₂ para armazenamento geológico ou venda,

excluindo quando o CO₂ é capturado na reforma a vapor e utilizado na fabricação de ureia, o que elevaria a participação dessa categoria para cerca de 10% (IEA, 2021).

Figura 21 – Produção global de H₂ por fonte em 2020



Fonte: IEA (2021)

Em uma visão de longo prazo, mediante um contexto de desenvolvimento sustentável, a IEA (2020) vislumbra uma mudança gradativa da origem do hidrogênio produzido, em que as rotas com alta emissão de CO₂ vão perdendo espaço. Em 2030, a participação de hidrogênio de baixa emissão já é muito considerável, cuja divisão entre eletrólise da água e de combustíveis fósseis com CCUS é praticamente igual. A partir disso, quase todo o crescimento da produção provém dessas fontes. Em 2070, a produção de H₂ por eletrólise da água responde por cerca de 55%, seguida dos combustíveis fósseis com CCUS com 40%, conforme figura 22.

As utilizações atuais do hidrogênio estão muito limitadas ao refino do petróleo e à produção de amônia e metanol para a indústria, conforme apresentado na figura 18 do item 3.6.

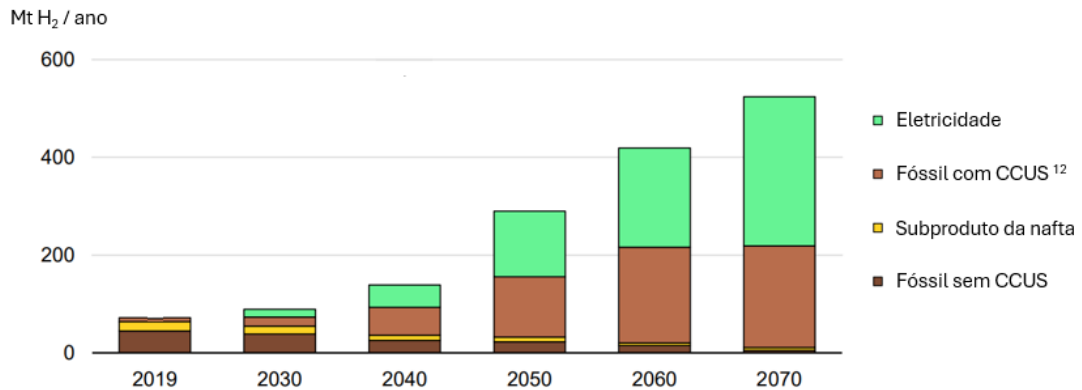
No entanto, a IEA (2020) prevê uma mudança na procura global por hidrogênio. Em 2070, 30% da demanda será destinada ao consumo direto na mobilidade, ao passo que mais 23% são destinados à produção de combustíveis sintéticos, e mais 10% são convertidos em amônia para utilização como combustível no transporte marítimo. Portanto, cerca de 63% da demanda total corresponde, em um sentido mais

¹⁰ A categoria fósseis com CCUS não considera os casos em que o CO₂ é capturado no processo de reforma a vapor e utilizado na fabricação de ureia.

¹¹ A categoria eletricidade considera somente a produção dedicada de hidrogênio com alta pureza, não considerando sua produção como subproduto da produção de cloro e soda cáustica por meio de eletrólise, o que faria esse percentual subir para algo entre 2% e 5%.

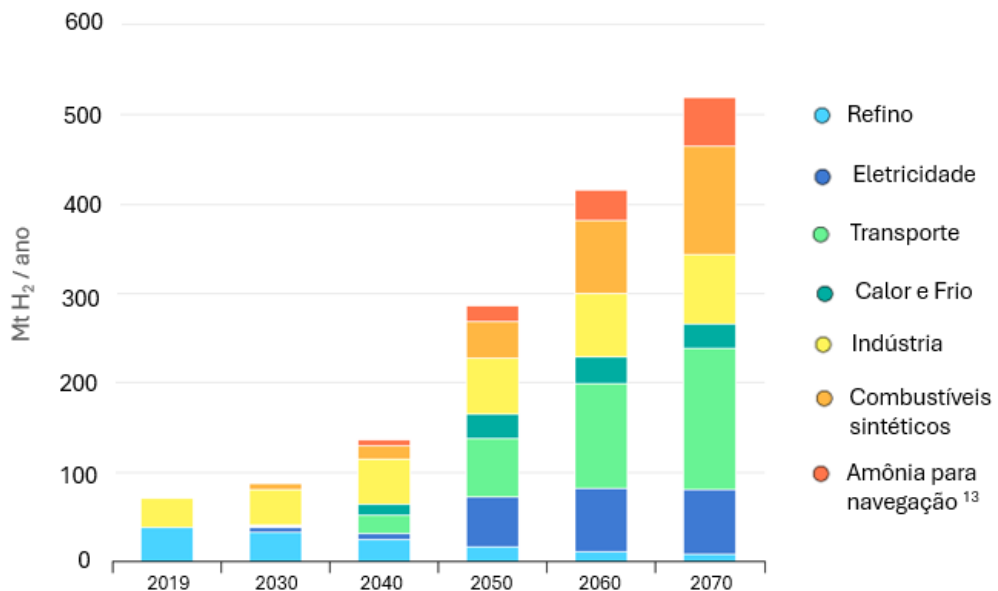
amplo, à utilização no setor de transporte. A indústria demanda cerca de 15%, sob a forma de químicos e aço. A eletricidade demanda 14%, de forma a auxiliar o sistema na produção flexível de energia elétrica. Por fim, aquecimento, seja de forma pura ou misturado com gás natural ou biometano, corresponde a 6%, enquanto os últimos 3% ao refino do petróleo, conforme figura 23.

Figura 22 – Produção global de hidrogênio por fonte prevista de 2019 a 2070



Fonte: adaptado de IEA (2020) pelo autor

Figura 23 – Demanda global de hidrogênio por setor prevista de 2019 a 2070



Fonte: adaptado de IEA (2020) pelo autor

¹² A categoria fósseis com CCUS considera os casos em que o CO₂ é capturado no processo de reforma a vapor e utilizado na fabricação de ureia.

¹³ A amônia para transporte marítimo refere-se à produção de combustível para o setor da navegação. A utilização de hidrogênio para a produção industrial de amônia está incluída na aplicação de indústria.

3.9 PERSPECTIVAS DO SETOR DE ENERGIA BRASILEIRO

Diante do esforço global para mitigação das mudanças climáticas, o Brasil, através da segunda atualização de sua Contribuição Nacionalmente Determinada¹⁴, comprometeu-se a reduzir 37% de suas emissões até 2025 e 50% até 2030, tendo 2005 como ano de referência (Brasil, 2022). Vale destacar essas metas se aplicam a todo o conjunto da economia, podendo ser atingidas por diferentes estratégias e caminhos.

Além disso, na cerimônia da COP 26¹⁵, realizada em novembro de 2021, o Brasil estipulou alcançar uma participação entre 45% e 50% de energias renováveis na composição da matriz energética até 2030 (MMA, 2022), o que, diante da figura 3 do item 3.1, constata-se que a participação das renováveis já conseguiu enquadrar-se na meta. Entre outras medidas, constam expandir a participação de biocombustíveis, incentivar a fabricação e o uso de veículos elétricos e híbridos, além de fomentar o aproveitamento energético de resíduos.

Os Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2032 (EPE, 2023b) estimam que haja um crescimento no consumo de energia do Brasil, em média, de 2,4% a.a. durante a década de 2022 a 2032, de forma que não tenham alterações significativas na estrutura setorial consumidora ao longo do período e que os setores industrial e de transportes se mantenham como principais consumidores, respondendo juntos a 64% do total.

Portanto, diante do contínuo aumento de demanda energética, manter uma participação elevada de fontes renováveis na matriz energética é uma estratégia primordial frente ao desafio de minimizar as emissões de GEE e mudanças climáticas, assegurando que as emissões provenientes da produção e do uso de energia permaneçam em níveis baixos.

A partir disso, a EPE (2022a) vislumbra uma otimização de recursos energéticos e infraestrutura para os próximos anos, de modo que os empreendimentos de geração e produção possam ser otimizados. A hibridização de fontes elétricas renováveis já existentes é um caminho pertinente, como, por exemplo,

¹⁴ A Contribuição Nacionalmente Determinada envolve compromissos voluntários criados por países signatários do Acordo de Paris.

¹⁵ A Conferência das Partes (COP) é uma reunião anual entre países que têm como objetivo discutir medidas que visam diminuir a emissão de gases do efeito estufa.

a associação de usinas eólicas e fotovoltaicas, ou hídricas e fotovoltaicas, de forma a compartilharem o mesmo terreno e infraestrutura elétrica, fomentando uma sinergia construtiva e operativa.

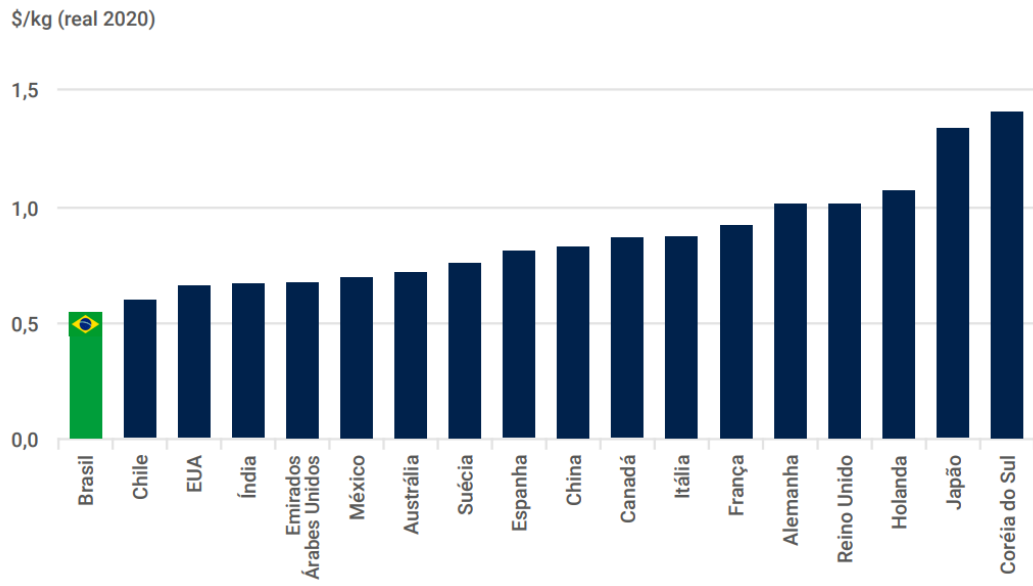
A utilização de empreendimentos e infraestruturas já existentes para outros fins de produção de energia também é um caminho para minimização de impactos socioambientais. A infraestrutura de escoamento e transporte de gás natural existente poderia ser utilizada, mediante adaptações ou não, para transporte de hidrogênio, biometano ou até mesmo uma mistura entre os diferentes combustíveis (EPE, 2022a).

Por sua vez, o hidrogênio verde ou hidrogênio de baixa emissão de carbono em geral mostram-se como um vetor energético e como uma alternativa em setores de difícil descarbonização e eletrificação, tornando-se um importante agente integrador entre as fontes de energia renováveis intermitentes e os setores de indústria e transporte no contexto de transição energética, dando origem à denominação “Economia do Hidrogênio” (EPE, 2022b).

O mercado brasileiro de hidrogênio, em 2010, atingiu a demanda de 1 Mt, cujos principais destinos são as refinarias (37%) e as fábricas de fertilizantes (50%), de forma que o H₂ é produzido e utilizado na própria planta. O restante é destinado para demais aplicações na indústria química (8%) e para a indústria metalúrgica e alimentícia (4%). Toda essa demanda foi praticamente suprida por hidrogênio de origem fóssil (95%), predominantemente o gás natural (EPE, 2022b).

Diante da predominância do mercado em utilizar rotas de alto impacto ambiental, da potencialidade do hidrogênio verde e da ampla participação competitiva de fontes renováveis na matriz elétrica do Brasil, traça-se uma perspectiva favorável a uma posição de destaque do país no mercado de hidrogênio verde, tornando-se um dos países mais competitivos do mundo neste produto no longo prazo, conforme figura 24 (SANTOS; OHARA, 2021).

Frente a essa oportunidade, o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) instituiu, em 2022, o Programa Nacional de Hidrogênio (PNH₂), cujas diretrizes estabelecem a linha de base e o planejamento para orientar e as ações que promoverão o desenvolvimento e estímulo da economia do hidrogênio no país.

Figura 24 – Custo nivelado da produção de hidrogênio a partir de eletricidade renovável em 2050

Fonte: SANTOS, OHARA (2021)

4 METODOLOGIA DO ESTUDO DE CASO

O estudo de caso tem o objetivo de abordar o potencial técnico de produção de hidrogênio e amônia verdes de uma planta integrada localizada no Extremo Oeste Baiano, empregando o processo de eletrólise da água com energia elétrica oriunda de um parque eólico *onshore* situado no Sudeste Piauiense.

A amônia verde produzida poderá ser fornecida diretamente para indústrias atuantes no setor de agricultura a fim de ser utilizada como matéria-prima para a produção de fertilizantes nitrogenados.

A redução de emissões de CO₂ é estimada ao final, resultado do emprego de energia elétrica limpa ao invés de combustíveis fósseis no processo produtivo do hidrogênio.

A metodologia para esse estudo de caso foi elaborada com base em dados públicos nos *sites* eletrônicos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e em levantamentos bibliográficos com reconhecimento científico pertencentes a este campo de estudo.

Primeiramente, o estudo consistiu em estimar o recurso energético eólico anual, obtido a partir de dados de empreendimentos eólicos disponibilizados nas consultas processuais públicas da ANEEL, e em optar pela modalidade de fonte hídrica para fornecimento de água para a eletrólise, com base na análise do potencial hídrico da região do Nordeste, da proximidade do recurso com a localização da planta e do menor consumo de água possível.

Em seguida, buscando-se maior eficiência na produção de hidrogênio, adotou-se o modelo comercial de eletrolisador a ser empregado no estudo de caso, assim como a premissa da modalidade de fornecimento de energia elétrica entre o parque eólico e a planta de produção, dado que a produção eólica não está junto à planta consumidora, ou seja, trata-se de um fornecimento remoto e não *in situ*.

A partir do que foi previamente estabelecido, da reação química de Haber-Bosch e dos consumos energéticos do processo descritos em função de kg NH₃ a ser produzido, estima-se a produção anual e horária de amônia verde. Isso permite estimar o consumo de todos os insumos necessários do processo: hidrogênio, nitrogênio, água subterrânea e desmineralizada e, conseqüentemente, a quantidade de eletrolisadores necessários.

Por fim, a análise do impacto nas emissões de CO₂ considera somente a redução propiciada pela troca do hidrogênio cinza pelo hidrogênio verde, visto que é o principal aspecto que difere a produção de amônia convencional da amônia verde, além de ser a etapa de maior demanda energética. Dessa forma, a partir de estimativas de emissões por kg H₂ produzido, encontradas na literatura, calcula-se o potencial de emissões a serem reduzidas.

Vale destacar que a definição sobre hidrogênio verde encontrada na literatura não especifica se a fonte de energia renovável deve estar diretamente conectada à planta consumidora ou não, tampouco se o consumo elétrico do processo de desmineralização da água a ser empregada no eletrolisador deve ser suprido por fontes renováveis.

Portanto, entende-se que, no presente estudo de caso, os fatos de o fornecimento de energia da planta de hidrogênio ser diretamente da rede de transmissão, porém lastreado em contratos de energia de fonte eólica, e do processo de desmineralização da água eventualmente não utilizar fontes de energia renováveis não impactam na definição “verde” do hidrogênio.

As demais premissas adotadas em cada etapa do estudo de caso estão descritas ao longo do desenvolvimento do capítulo 5, de forma que a figura 40 resume a estrutura do estudo de caso e seus principais resultados alcançados.

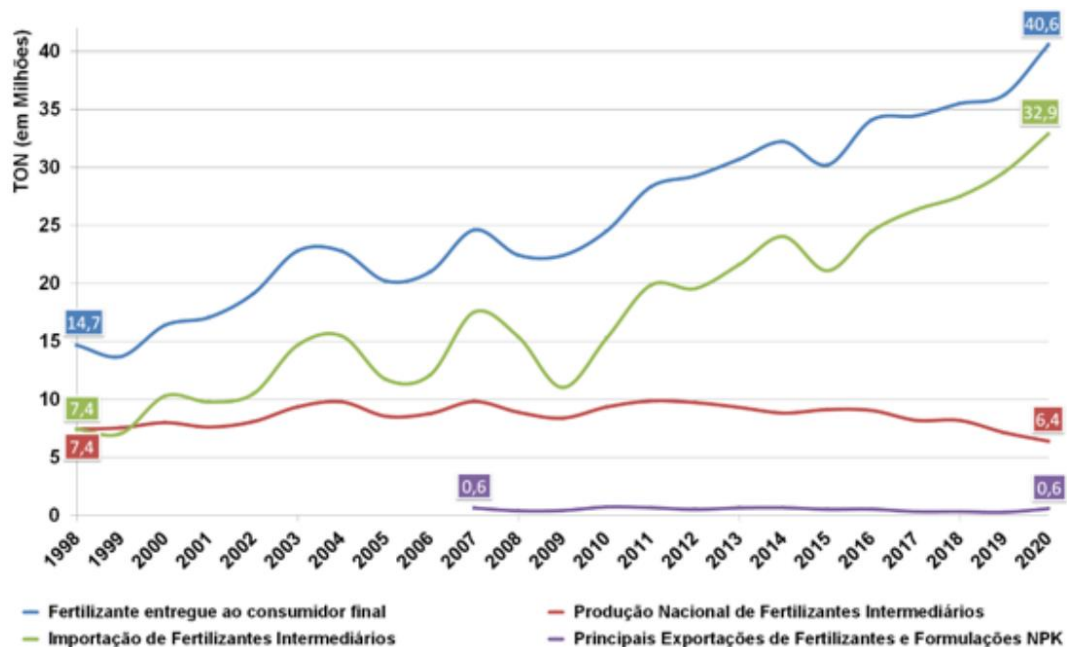
5 ESTUDO DE CASO: POTENCIAL TÉCNICO DE PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO E AMÔNIA VERDES PARA O SETOR DE FERTILIZANTES

5.1 MERCADO DE FERTILIZANTES NO BRASIL

O Brasil é o quarto maior consumidor mundial de fertilizantes, tendo em vista o seu forte agronegócio, respondendo por cerca de 8% do consumo global, de forma que o principal nutriente utilizado é o potássio (38%), seguido do fósforo (32%) e do nitrogênio (29%). A elevada demanda por fertilizantes é principalmente destinada às plantações de soja, milho e cana-de-açúcar, as quais respondem juntas por mais de 73% da demanda do país (MAPA, 2022).

No entanto, o Brasil é altamente dependente do mercado externo de fertilizantes, pois mais de 80% de sua demanda é suprida por importações, sendo Rússia, China e Canadá os principais fornecedores. A figura 25 destaca o crescimento significativo nas importações de fertilizantes nas duas últimas décadas (MAPA, 2022).

Figura 25 – Mercado de fertilizantes no Brasil (em volume)



Fonte: MAPA (2022)

A indústria nacional de fertilizantes nitrogenados, de origem principalmente a partir do gás natural, conforme processo visto no capítulo 3, conta, atualmente, com as principais unidades de produção: Unigel Agro BA (antiga FAFEN-BA), com

capacidade de produção de 475 mil t/ano de amônia, localizada em Camaçari/BA, Unigel Agro SE (antiga FAFEN-SE), com capacidade de 456 mil t/ano de amônia, localizada em Laranjeiras/SE, Yara Brasil (antiga Vale), com unidade em Cubatão/SP, cuja capacidade é de 200 mil t/ano de amônia, e Araucária Nitrogenados (antiga FAFEN-PR), com capacidade de 475 mil t/ano de amônia, localizada em Araucária/PR, a qual está em processo de reativação pela Petrobrás depois de hibernada desde 2020 (MAPA, 2022).

Além disso, a Petrobrás está com outra unidade de produção de fertilizantes nitrogenados em obra: a UFN III, localizada em Três Lagoas/MS, com capacidade de produção de 803 mil t/ano de amônia. No entanto, a unidade ainda não tem prazo certo para entrar em operação (MAPA, 2022).

As localizações dessas unidades estão resumidas no mapa da figura 26.

Figura 26 – Localizações das unidades produtoras de fertilizantes nitrogenados



Fonte: elaborado pelo autor

5.2 LOCALIZAÇÃO DAS PLANTAS

O parque eólico está situado na região do Sudeste Piauiense, conforme apresentado na figura 27. O Nordeste do Brasil destaca-se como o grande berço de projetos eólicos do país, principalmente por conta de seus ventos fortes, constantes e

bem direcionados, além dos custos mais acessível dos terrenos. Em 2022, de acordo com a ABEEÓLICA (2023), o Nordeste representou cerca de 90% (70,5 TWh) de toda a geração eólica do país. Já o estado do Piauí foi terceiro estado que mais contribuiu com a geração eólica do Brasil em 2022, representando cerca de 13% (10,3 TWh), atrás somente de Bahia e Rio Grande do Norte.

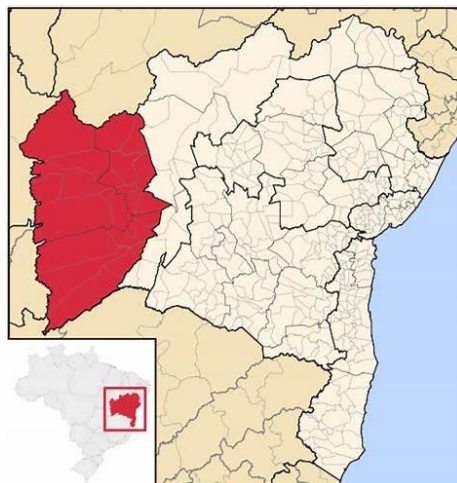
Figura 27 – Região de localização do parque eólico: Sudeste Piauiense



Fonte: wikipedia.org

Já a planta integrada de hidrogênio e amônia verdes está situado no Extremo Oeste Baiano, indicado na figura 28, principalmente por conta da disponibilidade hídrica da região, a qual será debatida no item 5.3, e da proximidade estratégica com as unidades de grande demanda pela matéria-prima amônia para produção de fertilizantes nitrogenados, conforme foi discutido no item 5.1.

Figura 28 – Região de localização da planta de hidrogênio e amônia verdes: Extremo Oeste Baiano



Fonte: wikipedia.org

Nota-se que o parque eólico e a planta de hidrogênio e amônia não estão no mesmo local. Conseqüentemente, o abastecimento elétrico da planta não será realizado de forma isolada e direta pelo parque eólico, mas através de conexão no sistema de transmissão e mediante celebração de contrato de energia no mercado livre (ACL). Tal arranjo contratual de energia será abordado com mais detalhes no item 5.5.

5.3 RECURSO EÓLICO

No Brasil, a certificação das medições anemométricas¹⁶ e, conseqüentemente, a certificação da estimativa de produção anual de energia de um parque eólico são itens obrigatórios para um parque poder operar comercialmente. Vale destacar que tais certificações devem seguir uma série de recomendações e critérios em seus cálculos e procedimentos e que devem ser elaboradas por entidades certificadoras independentes do desenvolvedor do projeto, reconhecidas nacional e internacionalmente (MOREIRA, 2021).

A produção anual de energia de um parque eólico caracteriza-se como uma variável estocástica, ou seja, seu valor está associado a probabilidades de ocorrência, pois o vento e a previsibilidade do recurso eólico são naturalmente incertos. Dessa forma, essa variável pode ser descrita por uma distribuição gaussiana normal (LIRA, 2012; PINTO, 2019).

A média da distribuição (μ) é representada pela produção anual líquida média estimada, pois já desconta perdas como indisponibilidade de turbinas eólicas ou da rede elétrica, perdas por degradação e perdas elétricas. Essa média é denominada como P_{50} , a qual corresponde à produção central de energia. Isto quer dizer que há uma probabilidade de 50% do parque exceder esse valor de produção anual de energia durante seu tempo de vida útil (LIRA, 2012; PINTO, 2019; MOREIRA, 2021).

De forma análoga, um nível de probabilidade P_{90} indica que há uma probabilidade de 90% do parque exceder essa produção anual de energia.

Já o desvio-padrão absoluto da distribuição (σ) é representado pela incerteza total do recurso eólico e da estimativa de produção de energia, o que leva em consideração incertezas associadas às medições anemométricas, às extrapolações

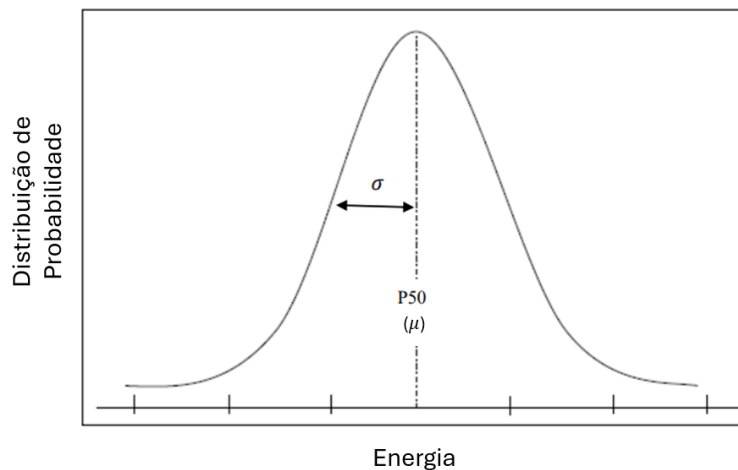
¹⁶ A palavra “anemometria”, derivada dos termos gregos *ánemos* (vento) e *métron* (medida), refere-se aos processos relacionados à medição de vento.

de altura, às análises dos dados, aos modelos computacionais de fluxo de vento, à variabilidade do vento no longo prazo e à curva de potência do gerador (LIRA, 2012; PINTO, 2019; MOREIRA, 2021).

A partir da aplicação desses dois parâmetros na função matemática (14), uma curva de distribuição gaussiana de probabilidade da produção anual de energia pode ser traçada, a qual está representada na figura 29.

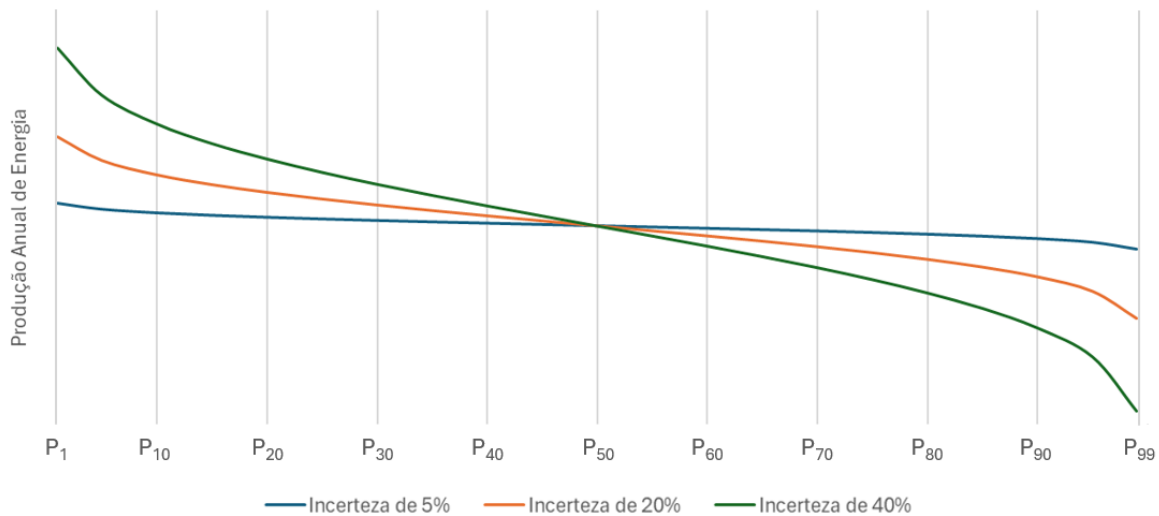
$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad (14)$$

Figura 29 – Distribuição normal da produção anual de energia eólica



Fonte: LIRA (2012)

Portanto, quanto menor for o desvio padrão, isto é, a incerteza total da produção, menor será a diferença entre P₅₀ e demais níveis de probabilidade, ou seja, mais certo será que a energia anual produzida estará próxima da média. Esse conceito está mais facilmente ilustrado na figura 30.

Figura 30 – Produção anual de energia em diferentes níveis de probabilidade para diferentes incertezas

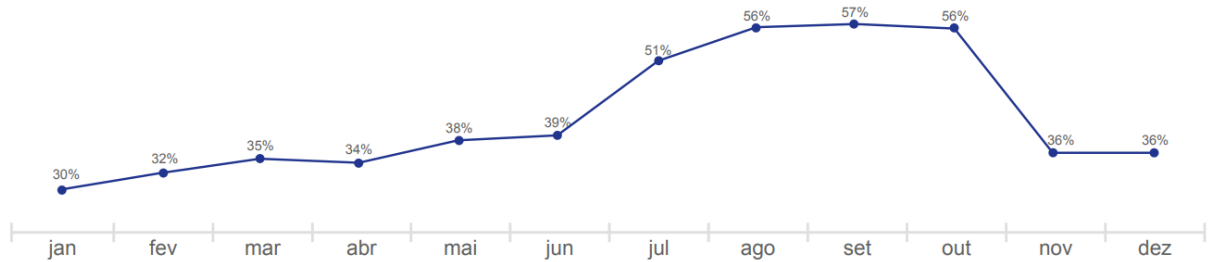
Fonte: elaborado pelo autor

A certificação também traz um outro parâmetro importante para o desenvolvimento do projeto eólico: o fator de capacidade.

O fator de capacidade (FC) é um indicador importante para avaliar a eficiência, confiabilidade e intermitência do parque eólico, sendo definido pela razão entre o quanto a usina gerou de energia e o quanto ela poderia ter gerado operando na capacidade máxima durante um determinado período. A fórmula (15) apresenta o cálculo do FC anual, mas a equação também poderia ser adaptada para o mês ou dia, por exemplo, somente alterando o número de horas compreendido pelo período escolhido (MOREIRA, 2021).

$$FC_{anual} = \frac{Energia_{anual} [MWh]}{Potência\ Instalada [MW] \times 8760 [h]} \quad (15)$$

Em 2022, o Brasil apresentou um FC médio de 41,5%, de forma que os maiores valores de FC aconteceram nos meses de agosto a outubro, período conhecido como “safra dos ventos”, o qual apresenta um regime de ventos mais intensos e constantes, conforme apresentado na figura 31 (ABEEÓLICA, 2023).

Figura 31 – Fator de capacidade do Brasil em 2022

Fonte: ABEEÓLICA (2023)

O parque eólico do presente estudo de caso conta com as características técnicas apresentadas na tabela 4.

Tabela 4 – Características técnicas do parque eólico

Modelo Aerogerador	Potência unitária (MW)	Quantidade de Aerogeradores
Vestas V150-4,5	4,5	83
Capacidade Instalada (MW)	Altura do hub (m)	Diâmetro do rotor (m)
373,5	120	150

Fonte: elaborado pelo autor

De acordo com a certificação de energia realizada para esse parque eólico, as produções anuais de energia estimadas nos níveis P_{50} , P_{75} e P_{90} estão resumidas na tabela 5.

Os fatores de capacidade anuais em P_{50} , P_{75} e P_{90} podem ser calculados através da fórmula (15) utilizando as respectivas estimativas de produção anual de energia e a capacidade instalada do parque eólico. Tais resultados estão também exibidos na tabela 5.

Tabela 5 – Produção anual de energia e fator de capacidade para diferentes níveis

Nível	Produção anual de energia (MWh/ano)	Fator de capacidade
P_{50}	1.911.109,80	58,4%
P_{75}	1.737.217,92	53,1%
P_{90}	1.580.354,03	48,3%

Fonte: elaborado pelo autor

Diante das diferentes estimativas de produção de energia apresentadas para o presente estudo de caso, segue-se adiante com o nível P_{90} para a produção de hidrogênio, por esta representar uma estimativa mais conservadora da produção de energia, a qual é inclusive utilizada no cálculo de garantia física¹⁷ dos empreendimentos eólicos.

5.4 RECURSO HÍDRICO

O item 3.5.3 destacou que o consumo de 9 a 15 litros de água no eletrolisador para produzir um kg de hidrogênio pode variar conforme tecnologia e fornecedor do modelo empregado, assim como qualidade da água utilizada no processo. As impurezas da água podem afetar o desempenho da eletrólise, uma vez que elas podem depositar-se na superfície dos eletrodos ou na membrana do eletrolisador, resultando na necessidade de água desmineralizada como insumo da eletrólise (SANTOS; OHARA, 2021; SIMÕES *et al.*, 2021a).

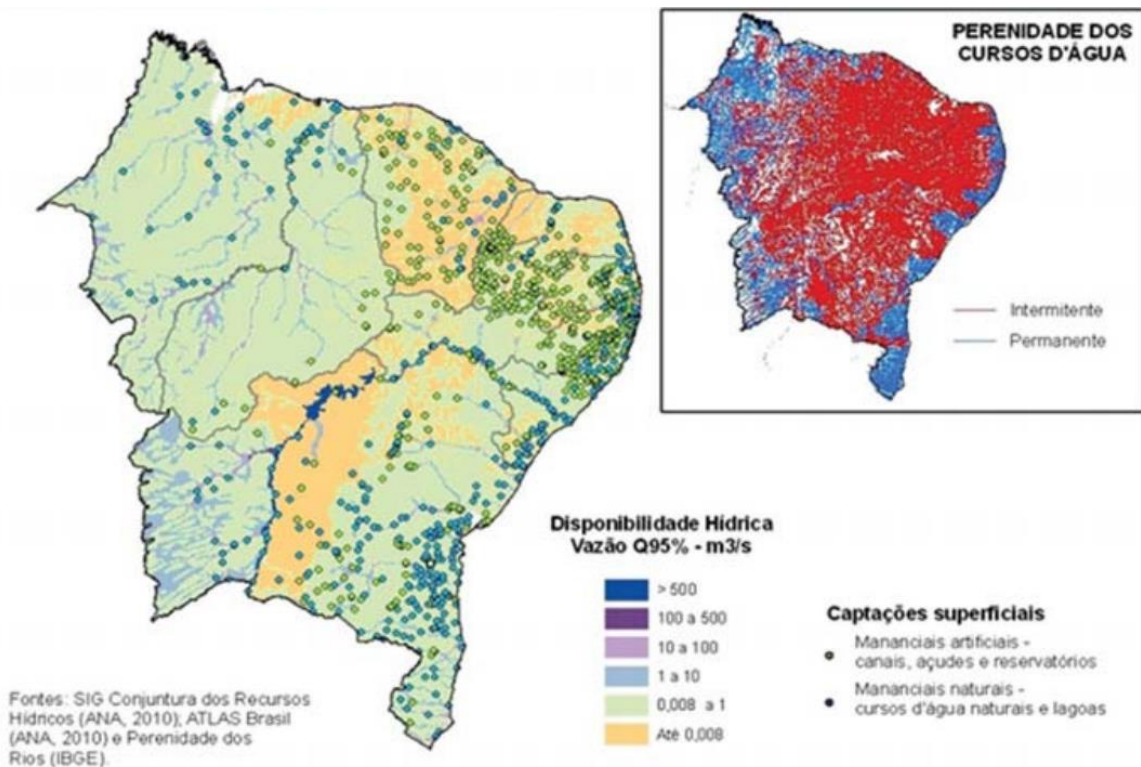
Desse modo, levando em conta que, antes de alimentar o eletrolisador, a água deve ser tratada para eliminar suas impurezas e reduzir sua condutividade, algumas fontes hídricas podem ser exploradas para esse fim: águas superficiais (rios, lagos, lagoas e reservatórios), águas subterrâneas (aquíferos e lençóis freáticos), águas costeiras (mares e oceanos) e águas residuais (de uso industrial ou urbano) (SIMÕES *et al.*, 2021a).

Tendo em vista que a planta do estudo de caso situa-se na região Nordeste, o debate da fonte hídrica não é uma questão trivial, pois, conforme descrito anteriormente, estados do Nordeste brasileiro como Bahia, Piauí, Ceará e Rio Grande do Norte apresentam elevados riscos de crise hídrica, níveis semelhantes ao Oriente Médio (SANTOS; OHARA, 2021).

A região Nordeste dispõe somente de cerca de 3% da água superficial do território brasileiro, de forma que a intermitência dos cursos d'água é extremamente presente na região, conforme apresentado na figura 32 (MARTINS *et al.*, 2012).

¹⁷ A garantia física de um empreendimento de geração é definida como a máxima quantidade de energia que ele pode comercializar no mercado, ou seja, constitui o lastro dos contratos de venda de energia do empreendimento.

Figura 32 – Disponibilidades hídricas superficiais e perenidade dos cursos d'água do Nordeste

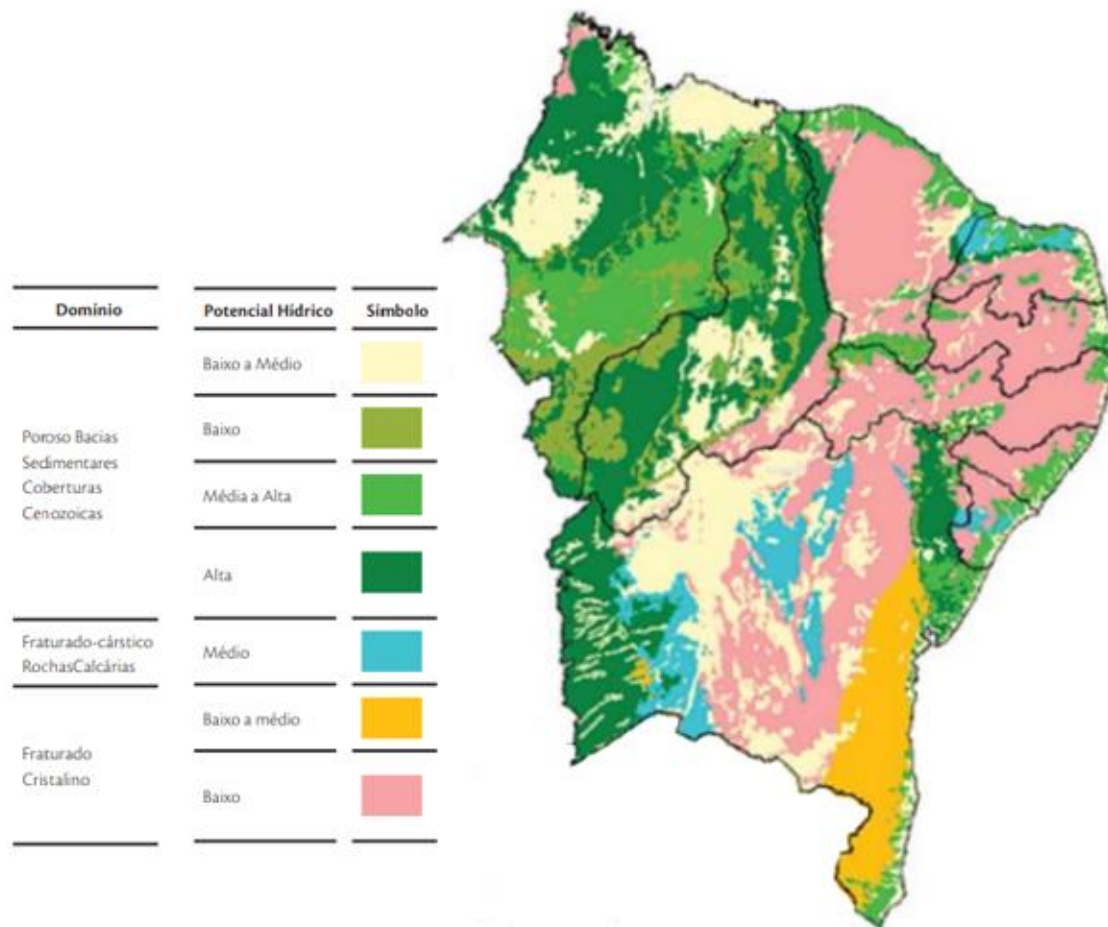


Fonte: MARTINS *et al.* (2012)

Nesse caso, a utilização de água proveniente de aquíferos são uma opção mais realista que a partir de águas superficiais. A região Nordeste dispõe de cerca de 13% das águas subterrâneas presentes no território brasileiro (ANA; IBGE, 2023). A partir da figura 33, os principais aquíferos do Nordeste são o Urucuia, situado à margem esquerda do rio São Francisco, no Oeste da Bahia, e os Aquíferos Serra Grande, Poti-Piauí, Itapecuru e Cabeças, situados na Bacia Sedimentar do Parnaíba, englobando boa parte dos estados do Maranhão e Piauí. A qualidade química dessas águas é boa em geral, porém com possibilidade de consideráveis níveis de salinização (MARTINS *et al.*, 2012).

O Sistema Aquífero Urucuia estende-se por aproximadamente 120 mil km² e é responsável pela manutenção do escoamento de base em cursos d'água nas regiões hidrográficas do São Francisco, Tocantins-Araguaia e Parnaíba, sendo conhecido regionalmente tanto em relação às boas reservas quanto à boa produtividade dos poços. Há alguns anos, mostravam-se ser comuns poços com profundidade de 250 a 300 metros e com capacidades específicas na ordem de 10 a 12 m³/h/m, cujas vazões chegavam a 400 m³/h (LEAL *et al.*, 2017; BOMFIM; GOMES, 2004).

Figura 33 – Águas subterrâneas do Nordeste



Fonte: MARTINS *et al.* (2012)

A água do mar, apesar de também ser uma opção viável, requer um processo mais intenso de dessalinização, demandando mais custos e mais água marítima para obter-se uma água limpa para aplicação no eletrolisador, além de maiores perdas e custos no transporte diante da grande distância entre o mar e a planta de hidrogênio e amônia.

Portanto, opta-se por utilizar uma fonte hídrica a partir do aquífero Urucuia no processo de eletrólise deste estudo de caso, principalmente diante da proximidade da planta com o aquífero, cuja qualidade da água é boa em geral. Entretanto, diante da possibilidade de consideráveis níveis de salinização e minerais, tal água ainda deve passar por um processo de dessalinização e desmineralização para que possa estar apta a adentrar ao eletrolisador.

Ressalta-se que águas residuais tratadas também são uma opção interessante para estudo, ainda mais que contribuem para a melhor qualidade do saneamento da região.

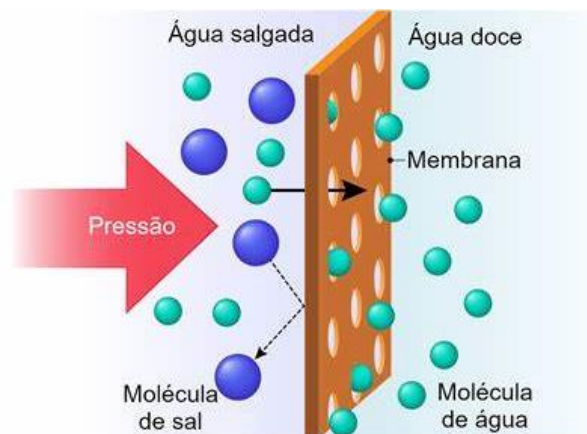
Por fim, adota-se que todo o processo de purificação e fornecimento de água desmineralizada para a eletrólise não será feito pela própria planta do estudo de caso, mas será realizado por empresas terceiras mediante contratos de fornecimento.

A osmose reversa consiste em uma das principais tecnologias para dessalinização e desmineralização da água atualmente, a qual, conforme o próprio nome diz, consiste no processo reverso da osmose.

O processo de osmose consiste na separação, através de uma membrana semipermeável, de dois fluidos, como a água, por exemplo, com diferentes concentrações de solutos, de forma que o fluido atravesse a membrana do lado de menor concentração para o de maior concentração, buscando equalizar a concentração de ambos os lados (OLIVEIRA *et al.*, 2019).

Portanto, o termo “reverso” da osmose, ilustrado pela figura 34 busca o caminho contrário ao natural, ou seja, forçar a água a atravessar a membrana do lado de maior concentração para o de menor concentração, através do dispêndio de energia externa, separando assim a água de seus solutos, ou impurezas, conforme o contexto (OLIVEIRA *et al.*, 2019).

Figura 34 – Processo de osmose reversa da água salada

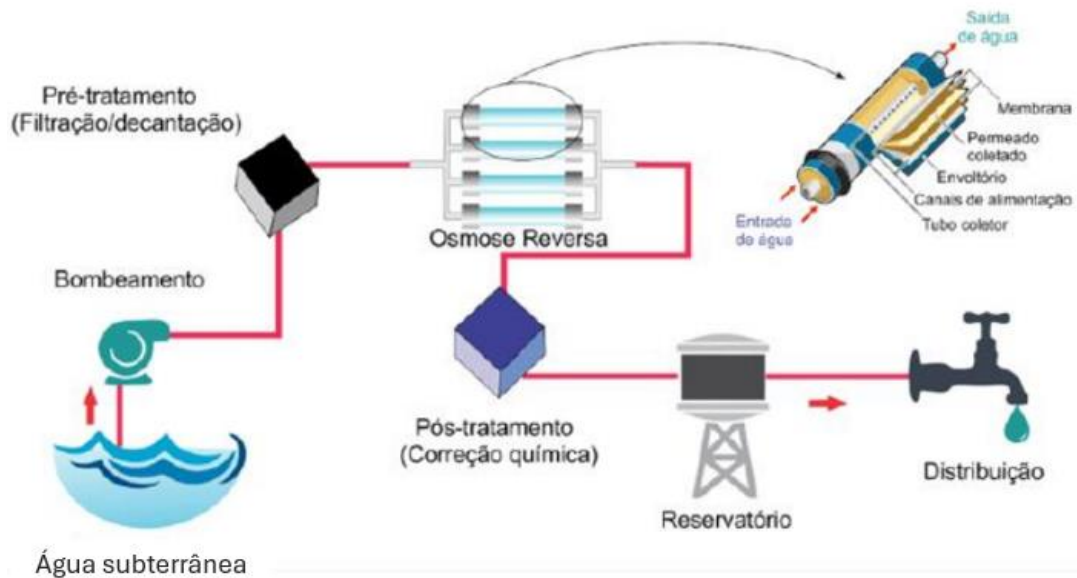


Fonte: infoescola.com

O processo de osmose reversa apresenta boas vantagens, pois consiste em um método simples com desenvolvimento de projeto, operação e manutenção fáceis, além de apresentar uma alta eficiência e confiabilidade na limpeza da água. Por outro lado, esse processo também apresenta algumas desvantagens: alto custo de manutenção das membranas e destino adequado da salmoura originada como subproduto (OLIVEIRA *et al.*, 2019).

Este trabalho não tem o intuito de detalhar todo o processo de tratamento da água, mas somente ilustrá-lo. O sistema de tratamento da água subterrânea pode ser representado pela configuração básica da figura 35.

Figura 35 – Configuração básica do sistema de tratamento da água subterrânea



Fonte: adaptado de OLIVEIRA *et al.* (2019) pelo autor

No âmbito deste trabalho, considera-se que a energia consumida para o processo de tratamento da água subterrânea não será suprida pelos parques eólicos do estudo de caso.

As características técnicas de eficiência do processo, perdas consideradas e consumo energético no tratamento de água subterrânea empregado estão resumidas na tabela 6.

Tabela 6 – Características técnicas do processo de tratamento da água subterrânea

Processo	Fonte hídrica	Consumo energético
Osiose reversa	Água subterrânea	3 - 6 kWh / m ³
Perdas no tratamento	Perdas no transporte	Perdas no eletrolisador
20%	10%	10%

Fonte: adaptado de SIMÕES *et al.* (2021b) pelo autor

Consideram-se as seguintes perdas sequenciais de água: 20% no tratamento de água subterrânea utilizando a tecnologia de osiose reversa, 10% no transporte da água até a planta de hidrogênio e 10% por fugas e evaporação de água na entrada

do eletrolisador (SIMÕES *et al.*, 2021a), o que resulta na seguinte perda global do processo:

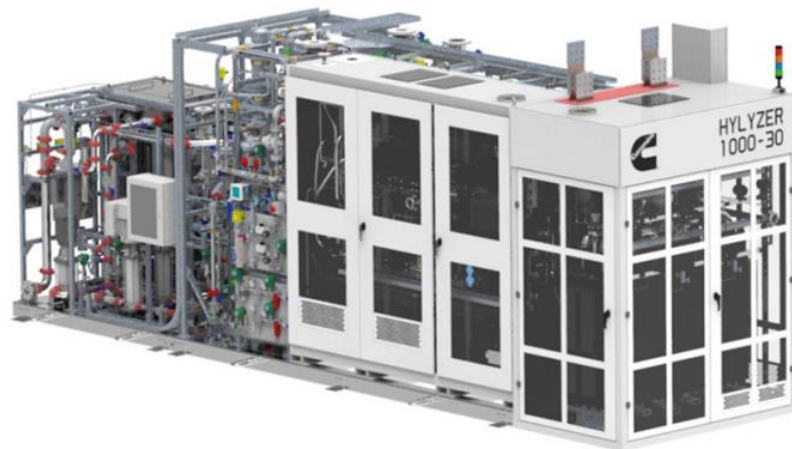
$$P_{global} = 1 - (1 - 20\%) \cdot (1 - 10\%) \cdot (1 - 10\%) \cong 35\%$$

Portanto, em outras palavras, necessita-se de 1,35 L de água subterrânea para produção de 1 L de água desmineralizada para a eletrólise.

5.5 ELETROLISADOR

Dentre os modelos comerciais de eletrolisadores disponíveis e buscando maior eficiência na produção de hidrogênio, opta-se pelo modelo HyLYZER[®]-4000-30 da fabricante Cummins, um eletrolisador de tecnologia PEM, cujas características técnicas estão descritas na tabela 7.

Figura 36 – Linha de eletrolisadores HyLYZER[®] da Cummins



Fonte: cummins.com

Tabela 7 – Características técnicas do eletrolisador HyLYZER[®]-4000-30

Modelo eletrolisador	Tecnologia	Potência
HyLYZER [®] -4000-30	PEM	20 MW
Consumo energético	Produção de H ₂	Consumo de água desmineralizada
48 kWh/kg H ₂ sob carga nominal	4000 Nm ³ /h 8630 kg/dia	~ 0,8 L/Nm ³ H ₂ 9 L/kg H ₂
Eficiência	Faixa de Operação	Qualidade do H ₂ produzido
82,1%	5% - 125%	99,99%

Fonte: cummins.com

A eficiência da produção de H₂ no eletrolisador, considerando o PCS¹⁸ do gás hidrogênio, apesar de não estar descrito em sua ficha técnica, pode ser calculado através da seguinte equação (17), onde PCS_{H₂} representa o Poder Calorífico Superior do hidrogênio e E_{H₂} representa o consumo energético no processo de eletrólise para produção de hidrogênio (KOSCHIER *et al.*, 2018).

$$\eta_{ELET}[\%] = \frac{PCS_{H_2} \left[\frac{kWh}{kg} \right]}{E_{H_2} \left[\frac{kWh}{kg} \right]} = \frac{39,4}{48} = 82,1\% \quad (17)$$

5.6 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA

O item 5.1 apresentou a localização do parque eólico, no Sudeste Piauiense, e da planta integrada de hidrogênio e amônia verdes, no Extremo Oeste Baiano, de forma que o fornecimento de energia elétrica do parque eólico para a planta será de maneira contratual somente e não física. Em outras palavras, a planta não estará conectada ao parque eólico de forma isolada e direta, mas estará conectada ao sistema de transmissão do país com fornecimento de energia pela usina eólica previsto somente através de contratos celebrados no mercado livre de energia.

No Brasil, existem duas modalidades de contratação de energia elétrica: Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

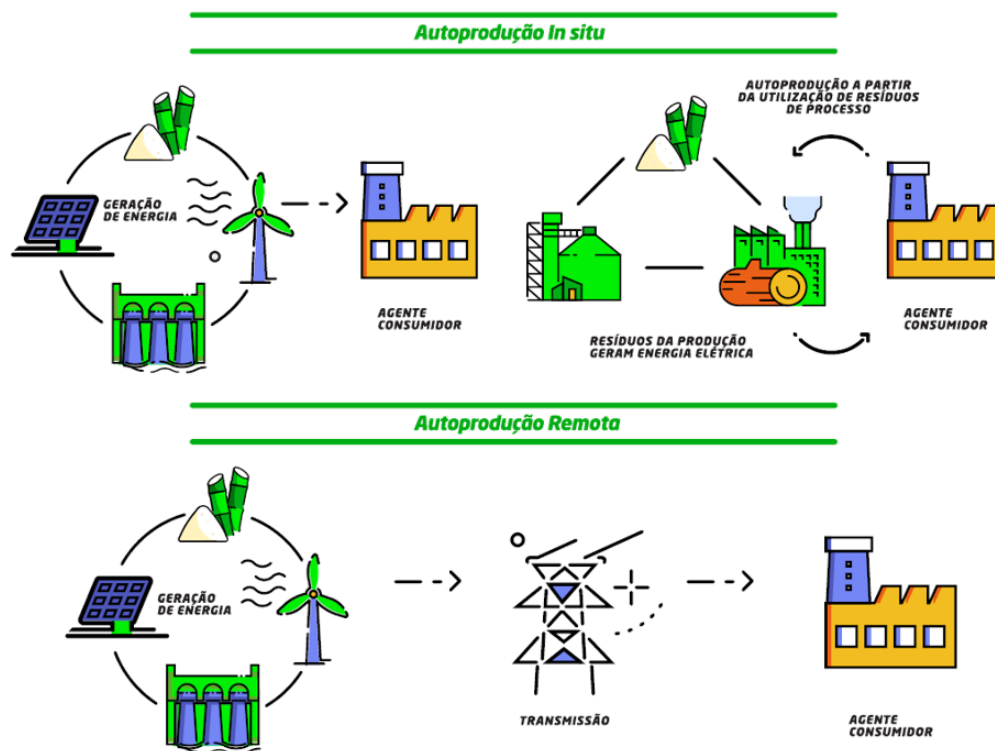
O ACR é a modalidade com a qual já estamos acostumados, pois consiste no consumidor pagar, mediante uma tarifa regulada, pela energia diretamente à distribuidora de sua área de concessão. Atualmente, consumidores residenciais obrigatoriamente estão contidos nessa modalidade de contratação.

Diferentemente do ACR, o mercado livre de energia ou ACL possibilita que o consumidor escolha de quem irá comprar energia sem intermediação de uma distribuidora, seja através de uma comercializadora ou diretamente com o gerador, de forma que preço, quantidade, período de fornecimento e demais condições comerciais podem ser negociadas bilateralmente pelas partes. Atualmente, somente consumidores pertencentes ao grupo A, ou seja, com tensão de fornecimento igual ou maior do que 2,3 kV, podem optar por participar do ACL.

18 O Poder Calorífico Superior (PCS) de um combustível refere-se à quantidade de energia liberada durante sua combustão completa, levando em conta o calor liberado da reação e o calor latente disponível da vaporização da água quando ela encontra-se no estado líquido.

Dentro diferentes modelos de negócio no ACL, existe a autoprodução de energia, onde o consumidor opta por produzir a própria energia, através da aquisição ou construção de usinas, as quais irão atender parcial ou totalmente sua demanda de energia. Além disso, a autoprodução pode ocorrer localmente, onde a usina está junto ao consumidor, ou remotamente, como optou-se para o presente estudo de caso, conforme ilustrado na figura 37.

Figura 37 – Autoprodução *in situ* e remota



Fonte: panorama.comerc.com.br

Nesse caso, a adoção de autoprodução remota ao invés de local (*in situ*) garante maior segurança energética e eficiência produtiva para a planta, uma vez que contorna o problema de intermitência do fornecimento direto de energia eólica, fazendo com que os processos possam operar sob capacidade nominal praticamente o tempo todo, além de possibilitar que a planta esteja mais próxima dos centros de consumo de amônia, como o estado de Goiás, no caso. Por outro lado, na autoprodução remota, há a incidência de certos encargos setoriais e de encargos pelo uso da rede de transmissão, o que traz mais custos para a energia consumida.

O item 5.2 apresentou a estimativa de produção anual de energia do parque eólico, de forma que a produção em P₉₀ será o lastro de energia a ser comercializado

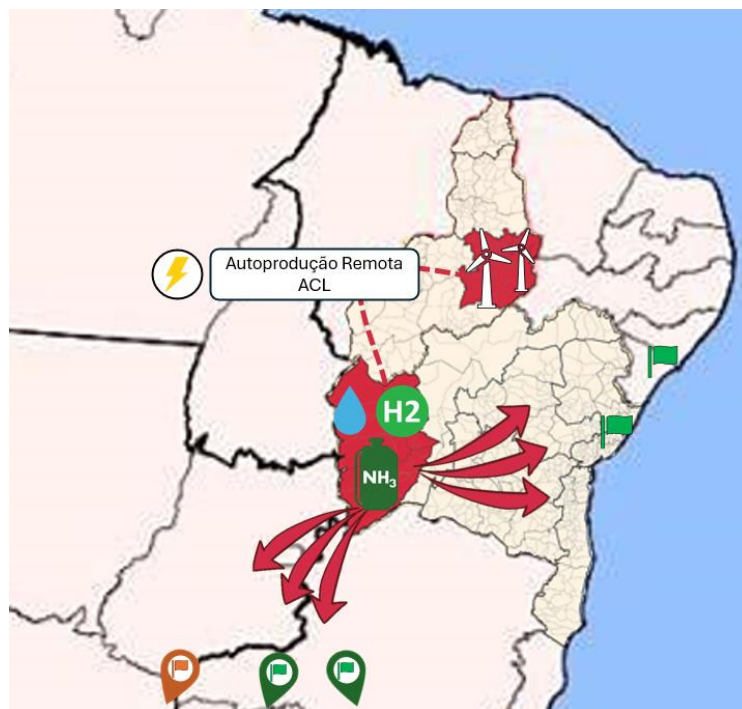
nos contratos de autoprodução entre o parque eólico e a planta de hidrogênio e amônia, por esta representar uma estimativa mais conservadora da produção de energia, a qual é inclusive utilizada no cálculo de garantia física¹⁹ dos empreendimentos eólicos.

Vale ressaltar que, visando uma maior objetividade na análise de produção de hidrogênio e amônia, considera-se somente a estimativa em P₉₀ como lastro no fornecimento de energia ao invés da garantia física. Além disso, a variedade de produtos comerciais na modalidade de autoprodutor ACL não estão sendo levados em conta, pois entende-se que tais assuntos estão fora do escopo deste estudo de caso.

5.7 PRODUÇÃO DE HIDROGÊNIO E AMÔNIA

Diante do que já foi apresentado, a figura 38 resume a estruturação do estudo de caso para, finalmente, calcular-se o potencial de produção de hidrogênio e de amônia para posterior utilização no setor de fertilizantes.

Figura 38 – Localização e área de atuação de cada etapa do estudo de caso

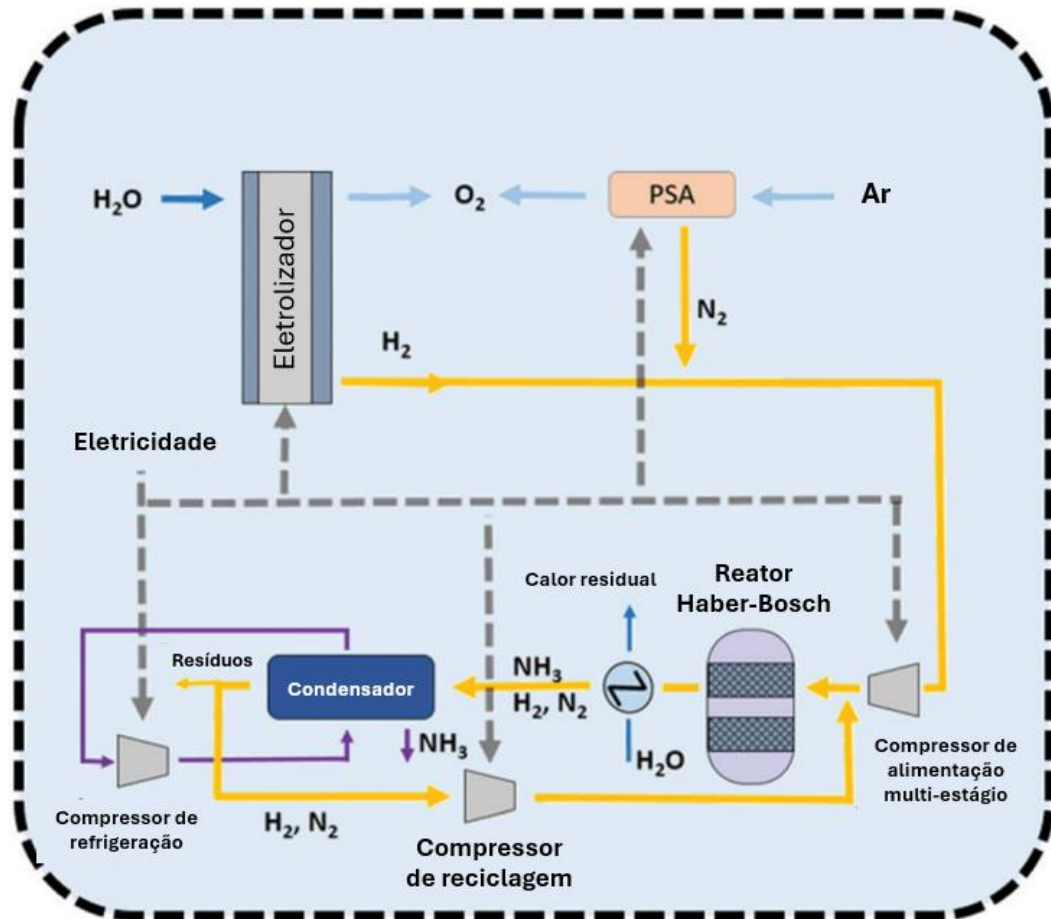


Fonte: elaborado pelo autor

¹⁹ A garantia física de um empreendimento de geração é definida como a máxima quantidade de energia que ele pode comercializar no mercado, ou seja, constitui o lastro dos contratos de venda de energia do empreendimento.

A planta integrada de produção de hidrogênio e amônia a partir da eletrólise está esquematizada na figura 39.

Figura 39 – Diagrama esquemático da planta integrada de hidrogênio e amônia a partir da eletrólise



Fonte: adaptado de SMITH *et al.* (2020) pelo autor

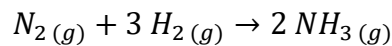
Enquanto o eletrolisador é responsável por fornecer o hidrogênio, o PSA (Adsorção por Modulação de Pressão ou *Pressure Swing Adsorption*, em inglês) é responsável por separar a molécula de nitrogênio do ar. Ambos os processos possuem o oxigênio como subproduto (SMITH *et al.*, 2020).

Em seguida, as moléculas de H₂ e N₂ alimentam o ciclo de Haber-Bosch, cujo produto é a amônia condensada, além de subprodutos como calor residual, metano e argônio (SMITH *et al.*, 2020).

Nessa planta, a eletricidade é a fonte de energia de todo o processo, alimentando o eletrolisador, a unidade de PSA e os compressores do ciclo de Haber-Bosch. No entanto, cerca de 85 a 90% de todo o consumo de energia está relacionado ao processo de eletrólise. O restante refere-se à separação do ar e aos compressores.

Dessa forma, entende-se razoável assumir que a unidade de PSA e os compressores consomem cerca de 1,1 kWh/kg NH₃, com uma eficiência de conversão global ciclo de Haber-Bosch de 97% (SAYGIN *et al.*, 2023; MÜLLER *et al.*, 2023; FASIHI *et al.*, 2021; SMITH *et al.*, 2020).

A reação de Haber-Bosch (11), a qual está retomada abaixo, apresenta um balanço estequiométrico de 1 mol de nitrogênio e 3 mols de hidrogênio para 2 mols de amônia.



A partir disso, a tabela 8 apresenta o cálculo do balanço mássico estequiométrico de equilíbrio da reação e o balanço mássico estequiométrico considerando o fator global de conversão do ciclo de Haber-Bosch de 97%.

Tabela 8 – Balanço mássico da reação Haber-Bosch

Característica	Nitrogênio (N ₂)	Hidrogênio (H ₂)	Amônia (NH ₃)
Massa Molar	28,013 g/mol	2,016 g/mol	17,030 g/mol
Nº mols	1	3	2
Massa Estequiométrica	28,013 g 0,822 t	6,048 g 0,178 t	34,060 g 1 t
Massa Eficiência Ciclo HB (97%)	28,879 g 0,848 t	6,235 g 0,183 t	34,060 g 1 t

Fonte: elaborado pelo autor

Uma vez estimados o recurso energético proveniente do parque eólico e os consumos energéticos da eletrólise, da unidade de PSA e do ciclo de Haber-Bosch, pode-se expressar todo o consumo em kWh / kg NH₃, de forma a estimar o potencial de produção de amônia por ano, conforme tabela 9.

Ressalta-se que a produção de energia eólica é destinada somente para o processo produtivo da planta, ou seja, para a eletrólise, para a unidade PSA e para o ciclo Haber-Bosch. O consumo de energia para o processo de osmose reversa da água (3 a 6 kWh/m³ H₂O) não está sendo considerado no balanço, pois o fornecimento de água desmineralizada para a eletrólise não será feito pela própria planta do estudo de caso, mas será realizado por empresas terceiras mediante contratos de fornecimento.

Tabela 9 – Balanço energético do estudo de caso

Etapa	Recurso / Consumo energético
Fonte eólica	1.580.354.030 kWh/ano
Eletrólise (H ₂)	8,784 kWh / kg NH ₃
PSA + Compressores (NH ₃)	1,100 kWh /kg NH ₃
Planta integrada	9,884 kWh /kg NH₃

Obs: O consumo de energia para o processo de osmose reversa da água (3 a 6 kWh/m³ H₂O) não será suprida pela fonte eólica

Fonte: elaborado pelo autor

Considera-se um fator de disponibilidade (FD) da planta integrada de 95% no ano, ou seja, a planta estará parada para eventuais manutenções e reparos durante 5% do tempo no ano. O recurso energético eólico está dimensionado para caso a planta funcione sob carga nominal durante todo o ano sem interrupções. Sendo assim, estima-se em (18) a vazão mássica horária de produção de amônia e em (19) o potencial de amônia a ser produzida anualmente sob 95% FD.

$$\dot{m}_{NH_3} = \frac{1.580.354.030 \frac{kWh}{ano}}{9.884 \frac{kWh}{t NH_3} \cdot 8760 \frac{h}{ano}} \cong 18,25 \frac{t NH_3}{h} \quad (18)$$

$$m_{NH_3} = 18,25 \frac{t NH_3}{h} \cdot 8760 \frac{h}{ano} \cdot 95\% \cong 151,90 \text{ mil } \frac{t NH_3}{ano} \quad (19)$$

Portanto, a partir de razões encontradas anteriormente e da estimativa de produção anual de amônia de 152 mil t NH₃/ano, com uma vazão horária de 18 t NH₃/h, considerando 95% de fator de disponibilidade da planta integrada, pode-se estimar a vazão horária necessária e a quantidade anual produzida de cada insumo: hidrogênio, água subterrânea, água desmineralizada e nitrogênio.

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{18,25 \frac{t NH_3}{h}}{5,464 \frac{t NH_3}{t H_2}} \cong 3,34 \frac{t H_2}{h} \quad (20)$$

$$m_{H_2} = 3,34 \frac{t H_2}{h} \cdot 8760 \frac{h}{ano} \cdot 95\% \cong 27,80 \text{ mil } \frac{t H_2}{ano} \quad (21)$$

A partir das equações (20) e (21), a planta de hidrogênio verde irá produzir 28 mil t H₂/ano, com uma vazão horária de quase 3 t H₂/h, considerando 95% de fator de disponibilidade da planta integrada.

$$\dot{m}_{N_2} = \frac{18,25 \frac{t NH_3}{h}}{1,179 \frac{t NH_3}{t N_2}} \cong 15,48 \frac{t N_2}{h} \quad (22)$$

$$m_{N_2} = 15,48 \frac{t N_2}{h} \cdot 8760 \frac{h}{ano} \cdot 95\% \cong 128,81 \text{ mil } \frac{t N_2}{ano} \quad (23)$$

A partir das equações (22) e (23), a unidade PSA deverá separar do ar 129 mil t N₂/ano a uma taxa de 15 t N₂/h, considerando 95% de fator de disponibilidade da planta integrada.

$$\dot{v}_{H_2O_{(desm.)}} = 9.000 \frac{L}{t H_2} \cdot 3,34 \frac{t H_2}{h} \cong 30,06 \text{ mil } \frac{L H_2O_{(desm.)}}{h} \quad (24)$$

$$v_{H_2O_{(desm.)}} = 30.060 \frac{L}{h} \cdot 8760 \frac{h}{ano} \cdot 95\% \cong 250,17 \text{ milhões } \frac{L H_2O_{(desm.)}}{ano} \quad (25)$$

A partir das equações (24) e (25), o eletrolisador demandará 250 milhões L/ano de água desmineralizada a uma taxa de 30 mil L/h, considerando 95% de fator de disponibilidade da planta integrada, cujo fornecimento será atendido através de empresas terceiras e não por purificação e tratamento na própria planta.

$$v_{H_2O_{(sub.)}} = 263.340.000 \frac{L}{t H_2} \cdot 135\% \cong 337,73 \text{ milhões } \frac{L H_2O_{(sub.)}}{ano} \quad (26)$$

De forma a compreender a proporção do impacto nos aquíferos, a partir da equação (26), considerando 35% de perdas durante todo o processo da água, conforme cálculo em (16), serão destinados 338 milhões L/ano de água subterrânea ao processo de fabricação de hidrogênio e amônia verdes.

A quantidade de eletrolisadores necessários para proporcionar os resultados de hidrogênio, encontrados em (20) e (21), pode ser calculada através das equações (27) e (28).

$$\dot{m}_{eetr.} = \frac{8,63 \frac{t H_2}{dia}}{24 \frac{h}{dia}} \cong 0,36 \frac{t H_2}{h} / eetr. \quad (27)$$

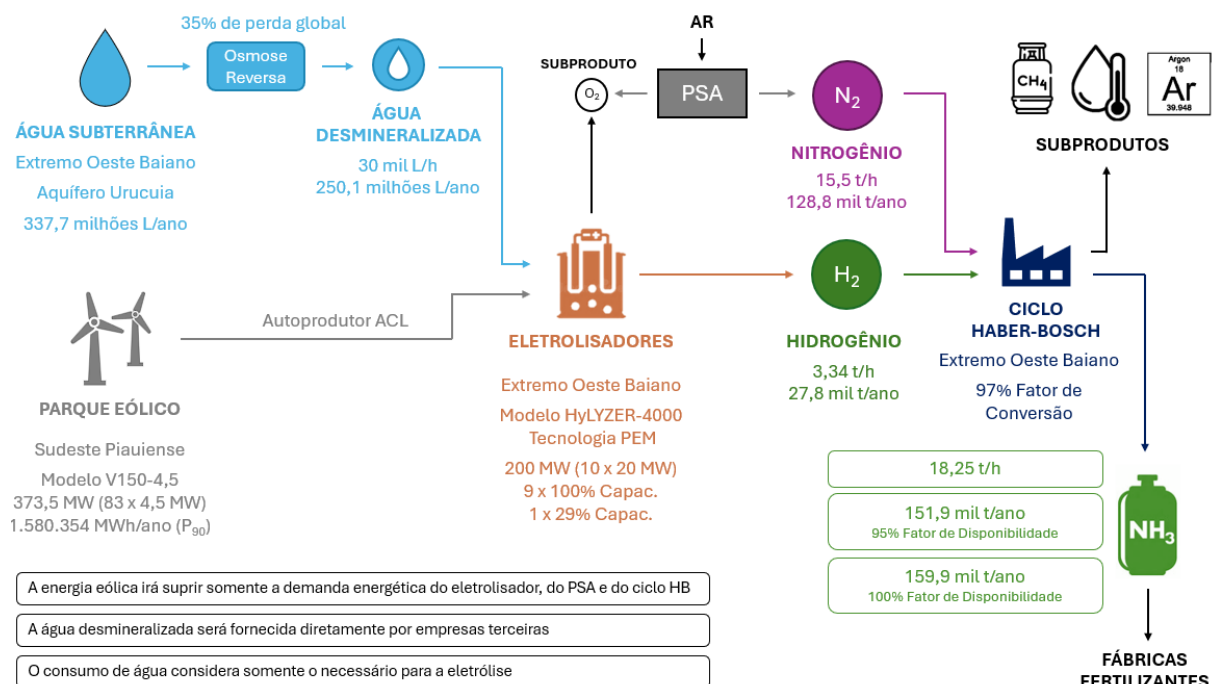
$$N_{eletr.} = \frac{\dot{m}_{H_2}}{\dot{m}_{eletr.}} \cdot \frac{3,34 \frac{t H_2}{h}}{0,36 \frac{t H_2}{h}} \cong 9,29 \text{ eletrolisadores} \quad (28)$$

Diante da fração no número de eletrolisadores do modelo HyLYZER®-4000-30 necessários e de sua ampla faixa de operação (5% a 125%), opta-se por utilizar 10 eletrolisadores desse modelo, de forma que 9 operarão em sua capacidade nominal e 1 operará sob 29% de sua capacidade, alcançando a taxa de produção de 3,34 t H₂/h necessária. Apesar do maior investimento de CAPEX para obter-se uma unidade que não operará sob capacidade nominal, este eletrolisador estará disponível para aumentar sua produção, caso tenha-se mais recurso energético eólico futuramente.

Vale ressaltar que uma outra opção para lidar com o número fracionado de eletrolisadores seria misturar modelos com potências diferentes, de forma que se consiga operar todas as unidades sob a capacidade nominal.

Uma vez estabelecidos todos os parâmetros e resultados para o presente estudo de caso, a amônia produzida poderá ser vendida como matéria-prima para as fábricas de fertilizantes nitrogenados apontadas na figura 26 mediante contratos de fornecimento. A figura 40 resume os parâmetros adotados e os resultados obtidos no estudo de caso.

Figura 40 – Resumo do estudo de caso



Fonte: elaborado pelo autor

O subproduto oxigênio oriundo dos processos de eletrólise e separação do ar teria algumas aplicações, como no setor médico ou no setor industrial siderúrgico e químico.

A priori, o subproduto de calor contido na água que foi utilizada para resfriamento do processo de Haber-Bosch, e até da eletrólise, não tem possibilidade de integração no processo produtivo da planta. No entanto, essa água quente residual poderia ser estudada para utilização em *chillers* por absorção proporcionando refrigeração nas dependências da planta.

Já o subproduto argônio, advindo do momento de separação do ar, poderia ser empregado na conservação de materiais oxidáveis, soldagem de metais e preenchimento de lâmpadas fluorescentes.

5.8 REDUÇÃO DAS EMISSÕES

A literatura apresenta certas variações em relação às estimativas de emissões totais de CO₂, diretas e indiretas, para cada rota de produção de hidrogênio, principalmente quanto trata-se do processo de eletrólise.

A figura 12, no item 3.3, trouxe as emissões diretas estimadas na produção de hidrogênio por diferentes rotas, porém não considera as emissões associadas a toda cadeia produtiva.

PARKINSON *et al.* (2019), através da tabela 10, resume as emissões estimadas de CO₂ diretas e indiretas associadas à extração, o acondicionamento e o transporte de matérias-primas, o processamento e a produção de hidrogênio, bem como a construção das infraestruturas utilizadas.

Conforme apresentado no item 3.9, em 2010, praticamente toda a demanda brasileira de hidrogênio foi suprida por de origem fóssil (95%), predominantemente o gás natural (EPE, 2022b).

Portanto, compara-se a redução de emissões propiciadas pela utilização da energia eólica no processo de eletrólise frente às emissões da produção de hidrogênio a partir da reforma a vapor do gás natural sem CCUS.

Vale ressaltar que a análise de impacto nas emissões de CO₂ desse estudo de caso baseia-se somente na redução proporcionada pela troca do processo produtivo de hidrogênio cinza pelo processo de hidrogênio verde, sem considerar as emissões associadas à sua transformação para amônia e conseqüente transporte.

Tabela 10 – Estimativa das emissões de CO₂ diretas e indiretas associadas a diferentes rotas de produção de hidrogênio

Característica	Emissão de CO ₂ * (kg CO ₂ / kg H ₂)
Gás natural (Reforma a Vapor)	13,24
Gás natural (Reforma a Vapor) com CCUS	5,61
Carvão (Gaseificação)	23,85
Carvão (Gaseificação) com CCUS	6,2
Pirólise do metano	6,1
Biomassa	2,6
Biomassa com CCUS	-14,58
Energia Eólica (eletrólise)	0,88
Energia Solar (eletrólise)	2,21
Energia Nuclear (eletrólise)	0,76

* Estimativa central dentro de um intervalo de mínimo e máximo

Fonte: adaptado de PARKINSON *et al.* (2019) pelo autor

Da equação (21), temos que a planta integrada desse estudo de caso produz cerca de 27,8 mil toneladas de hidrogênio por ano.

Pode-se estimar que, quando essa quantidade de hidrogênio é produzida via eletrólise da água a partir de energia eólica, as emissões de CO₂ associadas são:

$$Emissões_{CO_2} = 0,88 \frac{kg CO_2}{kg H_2} \cdot 27.800 \frac{kg H_2}{ano} \cong 24,5 \frac{t CO_2}{ano} \quad (29)$$

Por outro lado, considerando que essa quantidade de hidrogênio seja produzida a partir da reforma a vapor do gás natural sem CCUS, tem-se o equivalente a:

$$Emissões_{CO_2} = 13,24 \frac{kg CO_2}{kg H_2} \cdot 27.800 \frac{kg H_2}{ano} \cong 368,1 \frac{t CO_2}{ano} \quad (30)$$

Portanto, conclui-se que o emprego da rota de produção do hidrogênio a partir da eletrólise e energia eólica pode trazer uma redução de emissões de cerca de 93% em comparação à rota convencional de reforma a vapor do gás natural, o que, em larga escala, pode contribuir bastante para a redução das emissões do setor industrial brasileiro.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho possibilitou uma maior compreensão principalmente acerca do hidrogênio verde, tema o qual tem sido cada vez mais discutido como uma solução de transição energética promissora para descarbonizar setores-chave da economia e de grande consumo energético, mas também do contexto energético brasileiro.

O estudo de caso almejou, através de levantamentos bibliográficos com reconhecimento científico, avaliar o potencial técnico de produção de hidrogênio e amônia verdes a partir da eletrólise da água utilizando energia elétrica de fonte eólica *onshore*.

Nessa perspectiva, conforme apresentado na figura 40, conclui-se que, a partir do estudo de caso, existiria um potencial técnico de produção de 152 mil t/ano de amônia verde, considerando 95% de fator de disponibilidade da planta, a partir de 28 mil t/ano de H₂ e de 129 mil t/ano de N₂. Por sua vez, toda essa quantidade de hidrogênio poderia ser produzida a partir de 10 eletrolisadores de 20 MW cada, dos quais somente uma unidade estaria funcionando sob 29% de sua capacidade nominal. Para isso, os eletrolisadores, o separador de nitrogênio do ar (PSA) e o ciclo de Haber-Bosch demandariam juntos cerca de 1,5 TWh/ano de energia elétrica provenientes de um parque eólico no Piauí de 373,5 MW de capacidade instalada. Por fim, além da energia elétrica, os eletrolisadores consumiriam anualmente cerca de 250 milhões de litros de água desmineralizada originados a partir de 338 milhões de litros de água subterrânea.

A produção de amônia verde alcançada corresponderia a cerca de 6,3% da capacidade de produção atual de amônia no Brasil, considerando inclusive a futura UFN III, porém com aproximadamente 93% menos emissões de CO₂. Além de estar alinhado com o compromisso global de minimização dos efeitos do aquecimento global, a produção nacional de amônia verde poderia propiciar uma forte redução da dependência brasileira de importações de fertilizantes, podendo, eventualmente, tornar-se um potencial exportador.

Diante da abundância de recursos renováveis no Brasil e da expansão de usinas eólicas no país, vale notar que o recurso energético eólico de 1,5 TWh/ano e a potência eólica instalada de 373,5 MW empregados corresponderiam, respectivamente, a somente 1,6% e 1,2% dos valores registrados em 2023 para o

país²⁰ (ABEEÓLICA, 2023), mostrando que o Brasil tem uma relevante capacidade técnica para incluir a produção de hidrogênio verde como agente consumidor de uma matriz elétrica fortemente renovável. Por outro lado, ainda deve-se levar em consideração o atual desafio enfrentado pela malha de transmissão de energia elétrica do país, cuja capacidade de escoamento não tem conseguido acompanhar a crescente quantidade de novas usinas de fontes renováveis eólicas e fotovoltaicas, o que tem impossibilitado a integração de ainda mais fontes dessa natureza, principalmente na região Nordeste (EPE, 2022b).

Em relação ao uso da água, o consumo anual dos aquíferos do estudo de caso corresponderia a um pouco menos de 0,5% da retirada de águas superficiais e subterrâneas pelas atividades econômicas para uso consuntivo²¹ em 2020 no Brasil, além de ser praticamente nulo em relação ao estoque de água subterrânea no Nordeste²² (ANA; IBGE, 2023), o que, analisando somente sob essa perspectiva, pode parecer pouco. No entanto, deve-se sempre destacar que o recurso hídrico para atendimento de uma planta de eletrólise é um tema complexo e que exige sua devida atenção para análise do impacto ambiental acarretado, ainda mais quando advindo de aquíferos, sendo necessários estudos de impactos hidrológicos e ambientais, conhecimento da taxa de reposição do aquífero, assim como da viabilidade de obtenção de outorgas de captação de água.

Por fim, é importante ressaltar que o trabalho abordou o potencial técnico de produção, não levando em consideração critérios econômico-financeiros, regulatórios e de mercado, o que pode, uma vez levados em conta, limitar os resultados encontrados.

²⁰ O Brasil registrou 95,88 TWh de energia eólica gerada e 30,5 GW de potência instalada em operação comercial e teste em 2023.

²¹ Uso consuntivo é aquele em que a água é consumida, ou seja, é retirada do corpo hídrico, e não retorna na mesma quantidade e qualidade. Exemplos incluem a irrigação de plantações, o abastecimento público de água, a indústria, entre outros.

²² Em 2020, o Nordeste contou com um estoque de água subterrânea de cerca de 15 milhões de hm³.

7 REFERÊNCIAS

ABEEÓLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias. **Boletim Anual 2022**. São Paulo: ABEÉOLICA, 2023. Disponível em:

<https://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2023/06/Boletim-de-Geracao-Eolica-2022.pdf>

Acesso em: 27 abr. 2024.

ANA – Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico; IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. **Contas econômicas ambientais da água: Brasil 2018-2020**. Brasília, DF: ANA; Rio de Janeiro: IBGE, 2023. Disponível em:

https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv102001_informativo.pdf

Acesso em: 16 jun. 2024.

BARBOSA, Harley Alves. **Processos de produção e estocagem de hidrogênio: uma revisão da literatura**. 2020. 81 p. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Química) – Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, RN, 2020. Disponível em:

https://repositorio.ufrn.br/jspui/bitstream/123456789/38768/1/ProcessosdeProducaoBarbosa_2020.pdf

Acesso em: 05 abr. 2024.

BOMFIM, Luiz Fernando Costa; GOMES, Raimundo A. Dias. **Aquífero Urucuia - geometria e espessura: ideias para discussão**. [S.l.]. 2004. Disponível em:

https://rigeo.cprm.gov.br/jspui/bitstream/doc/16649/1/aquifero_urucuia.pdf

Acesso em: 13 mai. 2024.

BORGES, Joana Lopes. **Diagrama de fontes de hidrogênio**. 2009. Dissertação (Mestrado em Ciências) – Escola de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2009. Disponível em:

<http://www.tpgb.eq.ufrj.br/download/diagrama-de-fontes-de-hidrogenio.pdf>

Acesso em: 09 abr. 2024.

BRASIL. **Brazil Nationally Determined Contribution - NDC (Second update). Paris Agreement**. Brasília, DF, 2022. Disponível em:

<https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Updated%20-%20First%20NDC%20-%20%20FINAL%20-%20PDF.pdf>

Acesso em: 25 mar. 2024.

BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social. **Hidrogênio de Baixo Carbono: Oportunidades para o protagonismo brasileiro na produção de energia limpa**. Rio de Janeiro: BNDES, 2022. Disponível em:

https://web.bnDES.gov.br/bib/jspui/bitstream/1408/22665/1/PRLiv_Hidrog%C3%AAnio%20de%20baixo%20carbono_215712.pdf

Acesso em: 31 mar. 2024.

COSMO, Bruno Marcos Nunes *et al.* Carvão mineral. **Revista Agronomia Brasileira**, Jaboticabal, SP, v. 4, 17 mar. 2020. Disponível em:

<https://www.fcav.unesp.br/Home/ensino/departamentos/cienciasdaproducaoagricola/aboratoriomatologia-labmato/revistaagronomiabrasileira/rab202001.pdf>

Acesso em: 31 mar. 2024.

DE CASTRO, Nivalde *et al.* (org.). **A Economia do Hidrogênio: Transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil**. 1ª. ed. Rio de Janeiro, RJ: E-papers Serviços Editoriais, 2023. 336 p. ISBN 978-65-87065-57-1. Disponível em:

https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/04/livro_economia_do_h2.pdf

Acesso em: 31 mar. 2024.

DE FREITAS, Antonio Carlos Daltro. **Análise termodinâmica de processos de reforma do metano e da síntese Fischer-Tropsch**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Química) – Faculdade de Engenharia Química, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, SP, 2012. Disponível em:

<https://1library.org/auth/login?intended=https%3A%2F%2F1library.org%2Fdocument%2Fqor9vwmq-analise-termodinamica-processos-reforma-metano-sintese-fischer-tropsch.html>

Acesso em: 10 abr. 2024.

DE SOUZA, Antonio C. C.; SILVEIRA, José L. **Ensinando os princípios básicos da reforma a vapor para a produção de hidrogênio**. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENSINO DE ENGENHARIA (COBENGE). Brasília, DF, 2004. Disponível em:

https://abenge.org.br/cobenge/legado/arquivos/15/artigos/01_363.pdf

Acesso em: 03 abr. 2024

DEFERIN, Bruna. **Uso de processos industriais alternativos para promover a economia circular na indústria química: estudo de caso na indústria de fertilizantes**. 2021. Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Química) – Departamento de Engenharia Química, Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, SP, 2021. Disponível em:

https://repositorio.ufscar.br/bitstream/handle/ufscar/15765/BrunaDefrein_TG%20-%20Corrigido.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Acesso em: 09 abr. 2024

ENERDATA. **World Energy & Climate Statistics – Yearbook 2023: Total Energy Production in 2022**. 2023. Dataset. Disponível em:

<https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-energy-production.html>

Acesso em: 19 mar. 2024.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2023: Ano base 2022**. Rio de Janeiro: EPE, 2023a. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf>

Acesso em: 17 mar. 2024.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**: Caderno de Demanda e Eficiência Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2023b. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>

Acesso em: 24 mar. 2024.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética. **Captura e Armazenamento de Carbono**: Um breve guia sobre uma das alternativas-chave para a transformação do setor de óleo e gás no Brasil. Rio de Janeiro: EPE, 2023c. Disponível em:

https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-764/FS-EPE-DPG-SPG-01_2023-CCS_PT_BR_30ago23.pdf

Acesso em: 31 mar. 2024

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2032**: Caderno de Energia e Meio Ambiente. Rio de Janeiro: EPE, 2022a. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2032>

Acesso em: 24 mar. 2024.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**: Relatório Final. Rio de Janeiro: EPE, 2022b. Disponível em:

https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal_v2.pdf

Acesso em: 31 mar. 2024.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Hidrogênio Cinza**: Produção a partir da reforma a vapor do gás natural. Nota Técnica nº EPE/DPG/SPG/01/2022. Rio de Janeiro: EPE, 2022c. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-654/NT%20Hidrog%C3%AAnio%20Cinza.pdf>

Acesso em: 31 mar. 2024

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Hidrogênio Turquesa**: Produção a partir da pirólise do gás natural. Nota Técnica nº EPE/DPG/SPG/03/2022. Rio de Janeiro: EPE, 2022d. Disponível em:

https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-663/Nota%20Tecnica%20Hidrogenio%20Turquesa_12.04.22.pdf

Acesso em: 31 mar. 2024

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Produção e Consumo de Hidrogênio em Refinarias no Brasil**. Nota Técnica nº EPE/DPG/SDB/2022/01. Rio de Janeiro: EPE, 2022e. Disponível em:

<https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-667/NT-EPE-DPG-SDB-2022-01%20-%20Hidrog%C3%AAnio%20em%20Refinarias.pdf>

Acesso em: 09 abr. 2024

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**. Nota Técnica nº EPE-DEA-NT-003/2021 rev01. Rio de Janeiro: EPE, 2021. Disponível em:

[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidrog%C3%A2nio_rev01%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-569/NT_Hidrog%C3%A2nio_rev01%20(1).pdf)

Acesso em: 31 mar. 2024.

FASIHI, Mahdi; WEISS, Robert; SAVOLAINEN, Jouni; BREYER, Christian. **Global potential of green ammonia based on hybrid PV-wind power plants**. *Applied Energy*, v. 294, 2021. ISSN 0306-2619. Disponível em :

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920315750>

Acesso em : 11 mai. 2024.

HALDANE, J. B. S. **Daedalus or Science and the Future**. 1ª ed. [S.l.]: M. F. Robinson & Co. 1923. p. 24. Disponível em:

https://archive.org/details/daedalus_or_science_and_the_future/mode/2up

Acesso em: 29 mar. 2024.

IEA - *International Energy Agency*. **Energy Statistics Data Browser: Total energy supply by source in world in 2021**. 2022a. *Dataset*. Disponível em:

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>

Acesso em: 17 mar. 2024.

IEA - *International Energy Agency*. **Energy Statistics Data Browser: CO2 Emissions in 2021**. 2022b. *Dataset*. Disponível em:

<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>

Acesso em: 24 mar. 2024.

IEA - *International Energy Agency*. **Global Hydrogen Review 2021**. 2021. Disponível em:

<https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>

Acesso em: 13 abr. 2024

IEA - *International Energy Agency*. **Energy Technology Perspectives 2020**. 2020. Disponível em:

https://iea.blob.core.windows.net/assets/7f8aed40-89af-4348-be19-c8a67df0b9ea/Energy_Technology_Perspectives_2020_PDF.pdf

Acesso em: 13 abr. 2024.

IEA - *International Energy Agency. The future of hydrogen: Seizing today's opportunities.* 2019. Disponível em:

https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf

Acesso em: 31 mar. 2024.

KALAMARAS, C. M.; EFSTATHIOU, A. M. *Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments. Conference Papers in EnergyScience*, v. 2013, 690627, 2013. Disponível em :

https://downloads.hindawi.com/archive/2013/690627.pdf?_gl=1*73kz8b*_ga*MjA3NTI0NTYwMC4xNzEyMzcyMDA5*_ga_NF5QFMJT5V*MTcxMjM3MjAwOC4xLjAuMTcxMjM3MjAwOC42MC4wLjA.&_ga=2.119085001.1995157066.1712372009-2075245600.1712372009

Acesso em : 05 abr. 2024.

KOSCHIER, Ivanna F.; VALENTINI, Marlon H. K.; DOS SANTOS, Gabriel B.; SARTO, Ewerson H.; CALDAS, Letícia B.; NADALETI, Willian C. **Potencial de produção de hidrogênio via eletrólise a partir de fontes eólicas.** *In: XXVII Congresso de iniciação científica.* Pelotas, RS, 2018. Disponível em:

https://cti.ufpel.edu.br/siepe/arquivos/2018/EN_03751.pdf

Acesso em: 05 mai. 2024.

LEAL, Luiz Rogério Bastos; BARBOSA, Natanael da Silva; MELLO, José de Castro, PEIXINHO, Marco Antônio Lima; DOS SANTOS, Cristovaldo Bispo; DOS SANTOS, Rafael Lima; BARBOSA, Natali da Silva. **Modelo hidrogeológico conceitual do sistema aquífero Urucuia centro-ocidental, Brasil.** 2017. Disponível em:

<https://aguassubterraneas.abas.org/asubterraneas/article/view/28524>

Acesso em: 13 mai. 2024.

LIMA, Paulo César Ribeiro. **Fábrica de fertilizantes nitrogenados e produção de etanol no norte fluminense.** Brasília, DF, 2007. Disponível em:

<https://bd.camara.leg.br/bd/handle/bdcamara/1341>

Acesso em: 08 mai. 2024.

LIRA, Adriano Gouveia. **Análise das incertezas na estimativa da produção de energia em parques eólicos.** 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Universidade Federal de Pernambuco, Recife, PE, 2012. Disponível em:

<https://repositorio.ufpe.br/bitstream/123456789/11640/1/Disserta%c3%a7%c3%a3o%20-%20Adriano%20Lira.pdf>

Acesso em: 24 abr. 2024.

MAPA – Ministério da Agricultura e Pecuária. **Plano Nacional de Fertilizantes 2050: Uma Estratégia para os Fertilizantes no Brasil.** Brasília, DF: MAPA, 2022. Disponível em:

<https://www.gov.br/planalto/pt-br/assuntos/assuntos-estrategicos/documentos/planos/plano-nacional-fertilizantes>

Acesso em: 08 mai. 2024.

MARTINS, Eduardo; BURTE, Julien; SILVA, Robson; REIS, Dirceu. **As águas do Nordeste e o balanço hídrico**. Brasília, DF: ANA, 2012. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/236107334_As_aguas_do_Nordeste_e_o_balanco_hidrico
Acesso em: 27 abr. 2024.

MCTI - Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. **Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil**. Brasília, DF: MCTI, 2022. 6ª ed. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/estimativas-anuais-de-emissoes-gee/arquivos/6a-ed-estimativas-anuais.pdf>
Acesso em: 29 mar. 2024.

MMA – Ministério de Meio Ambiente. **Diretrizes para uma estratégia nacional para neutralidade climática**. Brasília, DF: MMA, 2022. Disponível em: https://www.gov.br/mma/pt-br/assuntos/mudanca-do-clima/clima/diretrizesparaumaestrategianacionalparaneutralidadeclimatica_vdefeso.pdf
Acesso em: 27 mar. 2024.

MOREIRA, José Roberto Simões (org.). **Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética**. 2ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2021. 520 p. ISBN 978-8521637356.

MOTA, C. J. A.; MONTEIRO, R. S.; MAIA, E. B. V.; PIMENTEL, A. F.; MIRANDA, J. L.; ALVES, R. M. B.; COUTINHO, P. L. A. O Dióxido de Carbono como Matéria-Prima para a Indústria Química. Produção do Metanol Verde. **Revista Virtual de Química**, v. 6, n. 1, 2013. Disponível em: <https://rvq-sub.sbg.org.br/index.php/rvq/article/view/429/313>
Acesso em: 09 abr. 2024.

MÜLLER, Moritz; PFEIFER, Marcel; HOLTZ, Dorian; MÜLLER, Karsten. **Comparison of green ammonia and green hydrogen pathways in terms of energy efficiency**. *Fuel*, v. 357, 2023. ISSN 0016-2361. Disponível em : <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236123024572>
Acesso em : 11 mai. 2024.

MURADOV, N. **Low-carbon production of hydrogen from fossil fuels**. In: SUBRAMANI, V.; BASILE, A.; VEZIROĞLU T.N. *Compendium of Hydrogen Energy*. Cambridge: Woodhead Publishing Series in Energy, 489-522, 2015.

NASSER, Mohamed, MEGAHED, Tamer F., OOKAWARA, Shinichi, HASSAN, Hamdy. **A review of water electrolysis-based systems for hydrogen production using hybrid/solar/wind energy systems**. 2022. Disponível em: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/s11356-022-23323-y.pdf>
Acesso em : 06 abr. 2024

OLIVEIRA, Ariane Almeida; SIQUEIRA, Déborah Rodrigues; LISBOA, Erika Helena Fernandes; PEREIRA, Nathalia Sisley Marques; SANTOS, Roberta Robert. **Dessalinização da água do mar através de osmose reversa**. 2019. Disponível em: <https://repositorio.animaeducacao.com.br/bitstreams/5b85af5e-589a-41e5-aec8-b091e3c1495b/download>
Acesso em: 28 abr. 2024.

PARKINSON, B.; BALCOMBE, P.; SPEIRS, J. F.; HAWKES, A. D.; HELLGARDT, K. **Levelized cost of CO₂ mitigation from hydrogen production routes**. *Royal Society of Chemistry*. 2019. Disponível em : <https://pubs.rsc.org/en/content/pdf/article/2019/ee/c8ee02079e>
Acesso em: 17 mai. 2024.

PINTO, Milton (org.). **Energia Eólica: Princípios e Operação**. 1ª. ed. [S.l.]: Érica, 2019. 336 p. ISBN 978-85-365-3220-2.

PNNL - *The Pacific Northwest National Laboratory*. **Hydrogen Production**. (Planilha: *Hydrogen Production Energy Conversion Efficiencies*). *Dataset*. 2013. Disponível em: <https://h2tools.org/hyarc/hydrogen-production>
Acesso em: 31 mai. 2024.

RIBEIRO, Tiago Ramos. **Reforma catalítica de metano para redução direta de ferro**. 2020. Tese (Doutorado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo, SP, 2020. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3133/tde-17122020-120229/publico/TiagoRamosRibeiroCORR20.pdf>
Acesso em: 09 abr. 2024.

SANTOS, Victoria; OHARA, Amanda. **Desafios e Oportunidades para o Brasil com o Hidrogênio Verde**. 2021. Disponível em: https://br.boell.org/sites/default/files/2021-05/Relatorio_Hidrogenio_Verde_Boll_FINAL.pdf
Acesso em: 07 abr. 2024.

SAYGIN, Deger, BLANCO, Herib; BOSHELL, Francisco; CORDONNIER, Joseph; ROUWENHORST, Kevin; LATHWAL, Priyank; GIELEN, Dolf. **Ammonia Production from Clean Hydrogen and the Implications for Global Natural Gas Demand**. 2023. Disponível em : https://www.researchgate.net/publication/367162883_Ammonia_Production_from_Clean_Hydrogen_and_the_Implications_for_Global_Natural_Gas_Demand
Acesso em : 11 mai. 2024.

SIMÕES, Sofia G.; AMORIM, Filipa; CATARINO, Justina; RANGEL, Carmen M.; LOPES, Tiago; GÍRIO, Francisco; PICADO, Ana; DE LEÃO, Teresa Ponce. **Água para a produção de hidrogênio verde (renovável) via eletrólise em Portugal**. 2021a. Disponível em: https://repositorio.ineg.pt/bitstream/10400.9/3585/1/Policy%20Brief%20Fontes%20de%20C3%81gua%20para%20H2_2021_PT_v7.pdf
Acesso em: 27 abr. 2024.

SIMÕES, Sofia G.; CATARINO, Justina; LOPES, Tiago; PICADO, Ana. **Assessing water availability and use for electrolysis in hydrogen production**. 2021b. Disponível em:

https://www.researchgate.net/publication/349686522_Assessing_water_availability_and_use_for_electrolysis_in_hydrogen_production

Acesso em: 04 mai. 2024.

SMITH, Collin; HILL, Alfred K.; TORRENTE-MURCIANO, Laura. **Current and future role of Haber–Bosch ammonia in a carbon-free energy landscape**. *Royal Society of Chemistry*. 2020. Disponível em:

<https://pubs.rsc.org/en/content/articlepdf/2020/ee/c9ee02873k>

Acesso em : 11 mai. 2024

SOUZA, M.M.V.M. **Hidrogênio e células a combustível**. 1ª ed. Rio de Janeiro, RJ: Synergia, 2018.

TAGOMORI, Isabela Schmidt. **Potencial técnico e econômico para a produção de Fischer-Tropsch diesel a partir de biomassa (FT-BTL) associada à captura de carbono no Brasil**. 2017. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, RJ, 2017. Disponível em:

https://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Isabela_Schmidt_Tagomori.pdf

Acesso em: 11 abr. 2024.

URSÚA, A., GANDÍA, L., M., SANCHIS, P. **Hydrogen Production from Water Electrolysis: Current Status and Future Trends**. *Proceedings of the IEEE*, v. 100, n. 2, 2012. Disponível em;

https://academica-e.unavarra.es/xmlui/bitstream/handle/2454/45232/Sanchis_Manuscript.pdf;jsessionid=B7DC75CBDE11F8830635F6C82C214F55?sequence=1

Acesso em: 05 abr. 2024.

ZGONNIK, Viacheslav. **The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review**. *Earth-Science Reviews*, Volume 203, 2020. Disponível em:

<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0012825219304787>

Acesso em: 31 mar. 2024.