

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SÃO CARLOS
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E DE TECNOLOGIA - CCET
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

MARIA EDUARDA REBELO DOS SANTOS

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO VERDE ATRAVÉS DE ENERGIA EÓLICA NA
CIDADE DE PARNAÍBA-PI**

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

SÃO CARLOS
2025

MARIA EDUARDA REBELO DOS SANTOS

**ANÁLISE TÉCNICO-ECONÔMICA DA PRODUÇÃO DE
HIDROGÊNIO VERDE ATRAVÉS DE ENERGIA EÓLICA NA
CIDADE DE PARNAÍBA-PI**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de São Carlos, para obtenção do título de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Amilcar Gonçalves

SÃO CARLOS
2025

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha mãe, Flávia, e à minha tia Adrienne, por todo o suporte e incentivo incondicional durante esta jornada.

Aos professores Dr. Amílcar Gonçalves, Dr. Marcelo Suetake, Dr. Osmar Ogashawara, pelos ensinamentos, orientações e ajuda, que foram imprescindíveis ao longo da minha graduação.

Aos meus amigos, aqui na figura de José Wilson, Ana, Mariana, Beatriz e Sara, que estiveram ao meu lado em diferentes fases e, há muito tempo, aguentam minhas lamentações. Ao meu amigo Dener, por todo o apoio e oportunidades ímpares. Ao meu namorado, Hendrix, com quem tanto aprendo sobre a leveza da vida e que tornou essa caminhada mais tranquila e significativa.

Por fim, e sob o risco de soar pretensiosa, agradeço a mim mesma, por toda a resiliência, esforço e coragem para superar desafios e me reerguer.

*Digo: o real não está na saída nem na chegada:
ele se dispõe para a gente é no meio da travessia
(ROSA, Guimarães, 1994).*

RESUMO

SANTOS, M. E. R.. **Análise Técnico-econômica da Produção de Hidrogênio Verde Através de Energia Eólica na Cidade de Parnaíba-PI**. 2025. 53p. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São Carlos. SÃO CARLOS, 2025.

O hidrogênio verde, obtido por meio da eletrólise da água com energia proveniente de fontes renováveis, destaca-se como uma alternativa promissora para a descarbonização de setores de difícil abatimento. Em face à crescente necessidade global de reduzir emissões de gases de efeito estufa, esse vetor energético tem sido amplamente discutido como elemento crucial na transição energética, bem como no cumprimento de metas climáticas internacionais. Nesse cenário, o Brasil surge como potencial protagonista na produção de hidrogênio verde, favorecido por sua matriz energética predominantemente renovável, composta principalmente pelas fontes hidrelétrica, eólica e solar, proporcionando condições favoráveis para a implementação de grandes projetos de eletrólise baseados em energia limpa. Em especial, o litoral do Piauí apresenta um excelente perfil de vento, disponibilidade de fontes de água doce e uma proximidade estratégica com portos europeus, características geográficas que tornam a região favorável tanto para a geração de energia eólica quanto para a produção de hidrogênio verde. Dessa forma, a cidade de Parnaíba, no Piauí, foi escolhida para este estudo, avaliando os aspectos técnicos e econômicos das tecnologias para eletrólise e geração eólica, em um modelo de autoprodução remota. Foram aplicadas métricas como o custo nivelado do hidrogênio (LCOH) e o valor presente líquido (NPV) para determinar a viabilidade econômica do projeto. Uma análise de sensibilidade foi realizada para avaliar o impacto de diferentes variáveis no custo de produção, complementada por uma Simulação de Monte Carlo para incorporar incertezas nos parâmetros analisados. O modelo utilizou um eletrolisador do tipo PEM e aerogeradores para simular o processo produtivo, resultando em um custo de R\$ 8,53/kg (equivalente a USD 1,47/kg). Este valor se mostra promissor no mercado, especialmente em cenários que priorizam a descarbonização e a transição energética.

Palavras-chave: Energia eólica. Hidrogênio verde. LCOH. NPV. Piauí. Transição energética.

ABSTRACT

SANTOS, M. E. R.. **Techno-economic analysis of Green Hydrogen Production by Wind Power Energy in the city of Parnaíba-PI**. 2025. 53 p. Trabalho de Conclusão de Curso – Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de São Carlos. SÃO CARLOS, 2025.

Green hydrogen, produced by electrolysis of water using renewable energy sources, stands out as a promising alternative for decarbonizing hard-to-abate sectors. Given the increasing global need to reduce greenhouse gas emissions, this energy carrier has been widely discussed as a crucial element in the energy transition and the achievement of international climate targets. In this context, Brazil emerges as a potential leader in green hydrogen production due to its predominantly renewable energy matrix, mainly composed of hydroelectric, wind, and solar sources, providing favorable conditions for large-scale electrolysis projects based on clean energy. In particular, the coast of Piauí offers an excellent wind profile, abundant freshwater resources, and strategic proximity to European ports. These geographical characteristics make the region highly suitable for both wind power generation and green hydrogen production. Therefore, the city of Parnaíba in Piauí was selected for this study, which evaluates the technical and economic aspects of electrolyzer technologies and wind generation within a remote self-production model. Metrics such as the levelized cost of hydrogen (LCOH) and net present value (NPV) were employed to assess the project's economic viability. Additionally, a sensitivity analysis was conducted to evaluate the impact of various factors on production costs, complemented by a Monte Carlo simulation to incorporate uncertainties into the analyzed parameters. The model used PEM electrolyzers and wind turbines to simulate the production process, resulting in a cost of approximately R\$ 8.53/kg (equivalent to USD 1.47/kg). This value is promising in the market, particularly in scenarios emphasizing decarbonization and energy transition.

Keywords: Wind energy. Green hydrogen. LCOH. NPV. Piauí. Energy transition.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Comparação da Matriz Elétrica Mundial (2021) e Brasileira (2022)	2
Figura 2 – Resumo das Cores Representantes das Principais Rotas de Produção de Hidrogênio	7
Figura 3 – Comparação entre densidades de energia por volume e massa dos combustíveis e vetores de energia	11
Figura 4 – Formas de Armazenamento de Hidrogênio	12
Figura 5 – Comparação em escala de turbinas eólicas de potências de 2M e 15MW . .	13
Figura 6 – Aerogeradores de eixo vertical	15
Figura 7 – Aerogerador de eixo horizontal com três pás	15
Figura 8 – Principais componentes de turbina eólica de eixo horizontal.	17
Figura 9 – Efeito Garrafa na passagem de ar através de uma turbina eólica	18
Figura 10 – Curvas de Coeficientes de Potência para Diferentes Ângulos de Passo . . .	19
Figura 11 – Composição dos Encargos de Serviços do Sistema	26
Figura 12 – Localização da Cidade de Parnaíba no Estado do Piauí	28
Figura 13 – Esquemático de Conexão da Usina de Hidrogênio Verde	29
Figura 14 – Curva de Potência da Turbina SG 2.1-114	30
Figura 15 – Potencial Eólico Brasileiro	32
Figura 16 – Módulo Array do Eletrolisador Silyzer 300	33
Figura 17 – Custo nivelado do hidrogênio para alterações no CAPEX do eletrolisador, mantendo os demais parâmetros fixos	40
Figura 18 – Custo nivelado do hidrogênio para alterações na taxa de desconto, mantendo os demais parâmetros fixos	40
Figura 19 – Custo nivelado do hidrogênio para alterações no ESS, mantendo os demais parâmetros fixos	41
Figura 20 – Custo nivelado do hidrogênio para alterações na TUST da parcela da carga, mantendo os demais parâmetros fixos	42
Figura 21 – Custo nivelado do hidrogênio para alterações na TUST da parcela de geração, mantendo os demais parâmetros fixos	42
Figura 22 – Distribuição do LCOH obtida por meio de simulação de Monte Carlo, considerando incertezas nos parâmetros de entrada	44
Figura 23 – Valor Presente Líquido do Projeto ao Longo de 30 anos	45

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Comparação entre os principais tipos de eletrolisadores.	10
---	----

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparação de Densidades entre Substâncias	5
Tabela 2 – Especificações Técnicas do Aerogerador	30
Tabela 3 – Resumo dos Parâmetros Considerados para Estimativa de Geração	31
Tabela 4 – Especificações Técnicas do Eletrolisador	32
Tabela 5 – Resumo dos Parâmetros Considerados para Estimativa de Produção de Hidrogênio e Consumos de Energia e Água Associados	33
Tabela 6 – Resumo da Produção nas Plantas de Hidrogênio e de Energia Eólica	34
Tabela 7 – Principais Componentes do CAPEX	37
Tabela 8 – Principais Componentes do OPEX	38
Tabela 9 – Resumo dos Parâmetros Utilizados no Cálculo do LCOH	39

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
EER	Encargo de Energia de Reserva
ESS	Encargo de Serviço do Sistema
EUST	Encargo de Uso do Sistema de Transmissão
FD	Fator de Disponibilidade
LCOH	Levelized Cost of Hydrogen (Custo Nivelado do Hidrogênio)
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
NPV	Net Present Value (Valor Presente Líquido)]
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
ROL	Receita Operacional Líquida
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

SUMÁRIO

1 – INTRODUÇÃO	1
1.1 Justificativa	3
1.2 Objetivos	3
2 – HIDROGÊNIO	4
2.1 Propriedades Químicas	4
2.2 Rotas de Produção de Hidrogênio	6
2.2.1 Eletrólise da água	8
2.3 Eletrolisadores	8
2.3.1 Alcalinos - AEL	8
2.3.2 Membrana de Troca de Prótons - PEM	9
2.3.3 Óxido Sólido - SOEC	9
2.4 Cadeia Produtiva do Hidrogênio	10
3 – ENERGIA EÓLICA	13
3.1 Aerogeradores	14
3.1.1 Eixo Vertical	14
3.1.2 Eixo Horizontal	14
3.1.3 Componentes	16
3.2 Características do Vento	16
3.2.1 Conversão de Energia	17
4 – SETOR DE ENERGIA NO BRASIL	21
4.1 Acesso à Rede Básica do SIN	22
4.2 Comercialização de Energia no ACL	22
4.3 Encargos - Plantas Conectadas ao SIN	23
4.3.1 Encargo do Uso do Sistema de Transmissão - EUST	23
4.3.2 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA	24
4.3.3 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	24
4.3.4 Encargos de Serviços do Sistema - ESS	25
4.3.5 Encargo de Energia de Reserva - EER	25
4.3.6 Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE	26
4.3.7 Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	27
5 – DEFINIÇÕES DO PROJETO	28
5.1 Escolha do Local	28

5.2	Topologia Adotada	28
5.3	Estimativa de Geração	29
5.3.1	Parâmetros da Turbina Eólica	29
5.3.2	Velocidade do Vento	30
5.4	Estimativa de Produção de Hidrogênio	32
5.5	Encargos	34
6	– ANÁLISE ECONÔMICA	35
6.1	Capex e Opex	35
6.2	Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH)	37
6.2.1	Análise de Sensibilidade	39
6.2.2	Simulação de Monte Carlo	42
6.3	Valor Presente Líquido (NPV)	44
7	– CONCLUSÃO	46
	Referências	47

1 INTRODUÇÃO

A crescente demanda por soluções energéticas sustentáveis, impulsionada por metas globais de descarbonização, tem acelerado o desenvolvimento de novas tecnologias voltadas à redução de emissões de gases de efeito estufa. Entre essas, o hidrogênio verde, produzido a partir de fontes renováveis, destaca-se como uma alternativa promissora para o futuro energético, oferecendo um combustível limpo com aplicações em diversos setores, desde a indústria até o transporte. Sua produção pode ocorrer por diferentes rotas, sendo a eletrólise da água uma das mais relevantes. Esse processo químico utiliza eletricidade para separar a água em hidrogênio (H_2) e oxigênio (O_2). Para que o hidrogênio final seja considerado "verde", a eletricidade utilizada deve ser gerada a partir de fontes renováveis, como energia eólica ou solar (CASTRO et al., 2023).

Nas últimas décadas, a demanda por hidrogênio tem crescido consideravelmente, atingindo a marca de 95 Mt no ano de 2022, de acordo com a IEA (2023c). Refinarias, indústrias siderúrgicas e químicas são os principais consumidores deste recurso. No entanto, atualmente, a maior parte do hidrogênio ainda é produzida a partir de combustíveis fósseis, resultando em emissões substanciais de CO_2 .

A versatilidade do hidrogênio possibilita sua aplicação em diversos setores estratégicos, como na geração de energia elétrica e no transporte, especialmente através do uso de células a combustível (da Silva Veras et al., 2017). No entanto, o custo elevado e o tempo necessário para o amadurecimento tecnológico representam desafios significativos para a escalabilidade dessas aplicações (IRENA, 2021).

Nesse contexto, governos de todo o mundo têm implementado tecnologias de hidrogênio de baixo carbono como parte de seus incentivos. Países da União Europeia, Japão e Estados Unidos estão na vanguarda desse processo, contando com estratégias nacionais que estabelecem metas específicas para a produção e consumo de hidrogênio de baixo carbono. A cooperação internacional também tem se expandido, com acordos multilaterais que facilitam o desenvolvimento de projetos entre países e a padronização de certificações ambientais (CASTRO et al., 2023).

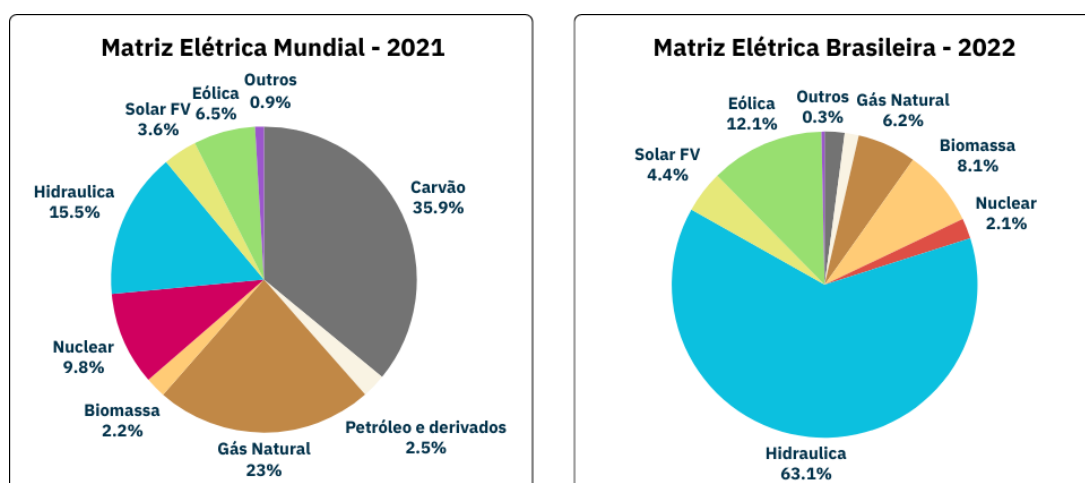
A IEA (2023c) projeta um crescimento significativo da produção de hidrogênio de baixo carbono até 2030, contribuindo diretamente para as metas globais de neutralidade de carbono até 2050. Para alcançar esses objetivos, será necessário um aumento substancial na capacidade produtiva e nos investimentos em eficiência tecnológica. Medidas políticas como incentivos fiscais e exigências regulatórias são fundamentais para estimular a demanda inicial por hidrogênio verde, especialmente nas indústrias de refino e química, onde já há um consumo estabelecido.

No Brasil, essa tecnologia apresenta um grande potencial, dado que a matriz nacional é composta por mais de 90% de fontes renováveis (EPE, 2023). A Figura 1 compara as matrizes

elétricas mundial de 2021 e brasileira de 2022, evidenciando a maior sustentabilidade do Brasil em relação ao cenário global. Globalmente, a dependência de fontes de energia fósseis, como carvão e gás natural, ainda predomina, representando um desafio significativo para a transição energética.

Por outro lado, a matriz elétrica brasileira apresenta um perfil predominantemente mais renovável, impulsionado principalmente pelo uso da fonte hidráulica, correspondente a 63,1% da geração total no ano de 2022. Além disso, a diversificação com outras fontes, como eólica e solar, reforça o potencial do país em liderar a produção de energia limpa. Esse avanço é impulsionado por uma combinação de incentivos governamentais, como Proinfa, e do elevado potencial natural do território para a geração de energia a partir de fontes alternativas (ANEEL, 2023a; EPE, 2023).

Figura 1 – Comparação da Matriz Elétrica Mundial (2021) e Brasileira (2022)



Fonte: Elaboração própria com base em IEA (2023b)

A posição estratégica do Brasil, baseada em sua matriz energética renovável e custos competitivos de produção, atrai investimentos internacionais significativos em projetos de hidrogênio verde. Programas como o Industrial Transition Accelerator (ITA) exemplificam esse interesse, com investimentos projetados que ultrapassam US\$ 9,5 bilhões, visando a descarbonização industrial e a exportação de produtos sustentáveis. Essas iniciativas posicionam o país como destino prioritário para investimentos internacionais em hidrogênio verde, alinhados às metas climáticas globais (CHIAPPINI, 2024).

Apesar desse cenário promissor, desafios ainda persistem. Um estudo de 2021 publicado pela IRENA (2021) destacou que o elevado investimento inicial necessário para a implantação de plantas de produção de hidrogênio verde ainda constitui uma barreira significativa à competitividade no mercado, especialmente em regiões onde a infraestrutura de energias renováveis está em estágios iniciais de desenvolvimento. Nesse contexto, a escolha estratégica do local de implantação da planta, aliada à adoção de tecnologias eficientes, torna-se crucial para viabilizar o investimento e garantir a sustentabilidade econômica do projeto.

1.1 Justificativa

A demanda global por hidrogênio deve atingir aproximadamente 150 milhões de toneladas anuais até 2030, com previsão de que cerca de 45% desse volume corresponda a hidrogênio de baixo carbono (IEA, 2024). Para atender a essa demanda, a importação de hidrogênio verde tem se tornado um interesse internacional, especialmente para a União Europeia. Essa tendência abre uma oportunidade estratégica para o Brasil se consolidar como um fornecedor relevante nesse mercado emergente.

Nesse cenário, o Nordeste brasileiro destaca-se como uma região promissora para a produção de hidrogênio verde. Além de sua proximidade geográfica com os portos europeus, a região é reconhecida por sua expressiva capacidade instalada em geração de energia renovável, como a eólica (Banco do Nordeste, 2021), fator essencial para a produção sustentável desse recurso.

Localizada no estado do Piauí, no Nordeste brasileiro, a cidade de Parnaíba foi selecionada como foco deste estudo. A escolha se deve a uma combinação de fatores estratégicos: além de possuir um perfil de ventos constantes e com alta velocidade, características essenciais para a geração de energia eólica, a região conta com a proximidade de fontes de água doce. Esse recurso é um insumo crucial para o processo de eletrólise, utilizado na produção de hidrogênio verde. A água doce, por ser mais fácil de tratar em comparação com a água salgada, torna o processo mais eficiente e economicamente viável (FAIRLEY, 2023), reforçando o potencial de Parnaíba como um polo promissor para essa tecnologia.

1.2 Objetivos

Este estudo tem o objetivo de realizar uma análise das perspectivas de produção de hidrogênio verde a partir da fonte eólica no litoral do Nordeste brasileiro. Serão consideradas duas plantas distintas para o empreendimento de autoprodução, sendo uma relativa à carga (planta de hidrogênio) e a outra relativa à geração (planta de energia eólica).

Para um melhor entendimento das componentes de custo, inicialmente serão discutidos os aspectos teóricos do hidrogênio no Capítulo energia eólica e do setor elétrico brasileiro, nos Capítulos 2, 3 e 4, respectivamente.

No Capítulo 5, serão discutidas as vantagens estratégicas relacionadas à escolha do local, destacando-se as características geográficas favoráveis da região e os critérios para seleção dos equipamentos utilizados no projeto. Posteriormente, no Capítulo 6, realiza-se uma análise detalhada da viabilidade econômica das tecnologias propostas, empregando-se métricas consolidadas como o Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH) e o Valor Presente Líquido (NPV), além de uma análise de sensibilidade para avaliar o impacto de parâmetros relevantes no projeto.

Por fim, o Capítulo 7 apresenta as conclusões do estudo, destacando os principais resultados obtidos e as implicações práticas para o desenvolvimento da produção de hidrogênio verde em Parnaíba, Piauí.

2 HIDROGÊNIO

O hidrogênio é considerado um importante vetor energético e tem ganhado crescente relevância em pesquisas nas últimas décadas devido ao seu alto potencial de descarbonização de indústrias e redução nas emissões de gases de efeito estufa (IEA, 2023c).

Embora seja o elemento químico mais abundante no universo, o hidrogênio é frequentemente encontrado em ligações a outros elementos, como carbono e oxigênio, tornando sua extração na forma isolada de moléculas independentes de H_2 um desafio significativo (SØRENSEN, 2005).

As rotas de produção do hidrogênio que envolvem o uso de hidrocarbonetos, geralmente o metano (CH_4), estão diretamente associadas a emissão de gases do efeito estufa (SØRENSEN, 2005). Uma solução promissora para os impactos ambientais, provenientes dessas rotas tradicionais, está na eletrólise, que envolve a quebra da molécula de água (H_2O) utilizando eletricidade (SØRENSEN, 2005). Este estudo irá focar na eletrólise para produção de hidrogênio de baixo carbono.

2.1 Propriedades Químicas

O hidrogênio, cuja forma molecular é H_2 , é um gás incolor e inodoro sob condições normais de temperatura e pressão. Abaixo estão listadas propriedades químicas do H_2 (SØRENSEN, 2005; LI et al., 2023).

- **Densidade:** O hidrogênio possui uma densidade muito baixa, da ordem de $0,084 \text{ kg/m}^3$, em condições normais de temperatura e pressão (1 atm e $25 \text{ }^\circ\text{C}$). Por conta disso, é necessário despende de muita energia para comprimir o hidrogênio. Para efeitos de comparação, a densidade do diesel S-10, pode variar de 815 a 853 kg/m^3 , com base na cartilha disponibilizada pela ANP (2021).

- **Densidade de Energia:**

A densidade de energia mede a quantidade de energia que pode ser liberada por um combustível, podendo ser representada na base volumétrica ou gravimétrica.

- **Gravimétrica:**

Refere-se à quantidade de energia armazenada por unidade de massa de uma substância. O hidrogênio possui uma densidade de energia gravimétrica de 120 MJ/kg , considerado um valor alto sendo aproximadamente 3 vezes maior que do diesel (SØRENSEN, 2005).

- **Volumétrica:**

Refere-se à quantidade de energia armazenada por unidade de volume de uma substância. Para o hidrogênio gasoso em condições normais de temperatura e pressão, a densidade de energia por volume é de 10 MJ/m^3 . Esse valor é considerado muito

Tabela 1 – Comparação de Densidades entre Substâncias

Substância	Densidade de Energia		Densidade
	MJ/kg	MJ/m ³	kg/m ³
Hidrogênio gasoso a 0,1 MPa	120	10	0,084
Hidrogênio gasoso a 20 MPa	120	1.900	15,83
Hidrogênio líquido	120	8.700	72
Gás Natural (metano) a 0,1 MPa	56	37	0,66
Óleo Diesel	42,25	35.490	840
Etanol	28	22.000	790

Fonte: Elaboração própria com base em [Sørensen \(2005\)](#), [ANP \(2023\)](#)

baixo em comparação a outros combustíveis, como o gás natural que apresenta densidade de energia por volume de aproximadamente 37 MJ/m³ ([CAMARGO, 2021](#)).

A Tabela 1 mostra as densidades do hidrogênio, nos estados gasoso e líquido, em comparação ao gás natural, etanol e diesel.

- **Ponto de ebulição:** À pressão de 1 atm, o hidrogênio apresenta um ponto de ebulição de -252,7 °C. As estruturas de resfriamento para manter a temperatura ideal para obtenção de hidrogênio líquido são um desafio operacional e possuem custo elevado.
- **Coefficiente de Joule-Thomson:** A maioria dos gases, quando entra em expansão, ocorre o resfriamento. No caso do hidrogênio, ocorre o aquecimento, podendo atingir temperaturas perigosas. Isso tem implicações por exemplo no abastecimento de carros com hidrogênio, devendo-se resfriar o gás a -40°C.
- **Faixa de inflamabilidade no ar:**
Representa as concentrações limites na qual uma mistura entre a substância e o ar torna-se inflamável. Para o hidrogênio, essa faixa está entre 4% e 75%. Qualquer vazamento que resulte em uma concentração de H_2 no ar dentro dessa faixa pode resultar em explosão, na presença de uma fonte de ignição.

As propriedades químicas do hidrogênio conferem dificuldades relevantes na sua cadeia produtiva em termos de logística, armazenamento e custos.

A baixa densidade e baixo ponto de ebulição do hidrogênio implicam que a substância seja um gás que ocupa grande espaço em condições ambientes. Para um armazenamento mais eficiente, é possível aplicar técnicas como compressão ou liquefação. No entanto, qualquer solução implica no consumo de quantidades elevadas de energia elétrica e complexidade na infraestrutura local.

Apesar de possuir uma densidade gravimétrica alta (120 MJ/kg), o que o torna atraente para aplicações que exigem eficiência por peso, a densidade volumétrica é muito baixa, especialmente na forma gasosa (10 MJ/m³ a 1 atm). Isso limita sua utilidade em aplicações

onde o espaço disponível é restrito, como em veículos e sistemas de armazenamento compactos. Assim, embora o hidrogênio tenha um potencial energético elevado por unidade de massa, o volume necessário para armazenar essa energia é muito maior em comparação a combustíveis convencionais como o diesel.

Além disso, dada a sua ampla faixa de inflamabilidade e o comportamento peculiar em meio à sua expansão, são necessários controles rigorosos de segurança para evitar acidentes com a substância.

2.2 Rotas de Produção de Hidrogênio

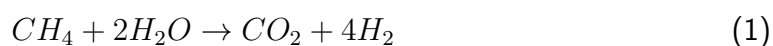
Na literatura, frequentemente adotam-se classificações de cores com base no tipo de energia primária utilizada na separação do hidrogênio de outros elementos. Estas classificações distinguem os métodos de extração, destacando diferentes impactos ambientais e eficiências energéticas (CASTRO et al., 2023). No entanto, conforme destacado pela IEA (2023d) não há uma padronização definitiva para esses termos.

As cores mais representadas em artigos são cinza, verde, azul e turquesa, listadas abaixo (INCER-VALVERDE et al., 2023; AJANOVIC; SAYER; HAAS, 2022). O resumo dessas rotas está representado na Figura 2.

- Cinza:

Hidrogênio produzido pela reforma à vapor de gás natural, sem o uso da tecnologia de Captura, Uso e Armazenamento de Carbono (da sigla em inglês, CCUS).

O gás natural, composto principalmente por metano, reage com vapor de água para produzir hidrogênio. Tipicamente existem algumas reações intermediárias no processo que, combinadas, resultam na Equação 1 (SØRENSEN, 2005).



Esse é o processo produtivo mais difundido comercialmente, especialmente devido à alta eficiência e baixo custo. No entanto, a rota apresenta alta pegada de carbono associada, pois o CO_2 é um subproduto das reações necessárias para obter hidrogênio através de hidrocarbonetos.

- Azul:

Hidrogênio produzido pela reforma à vapor de gás natural, utilizando a tecnologia de Captura, Uso e Armazenamento de Carbono (da sigla em inglês, CCUS).

A tecnologia de CCUS envolve a separação seletiva do dióxido de carbono produzido pela reforma à vapor e o armazenamento de maneira a evitar sua liberação para a atmosfera. Entre as tecnologias utilizadas para a captura estão a pré-combustão, pós-combustão e oxí-combustão. É importante destacar que não há uma padronização acerca da quantidade de CO_2 que deve ser capturado para se enquadrar como rota azul da produção de hidrogênio. Geralmente, há apenas a captura parcial de carbono.

As aplicações para o CO_2 capturado são diversas, com destaque para a indústria de fertilizantes, alimentos e bebidas.

• Turquesa:

Produzido pela pirólise do metano e caracterizada pelo armazenamento de carbono em estado sólido. Nesse processo, o subproduto de carbono sólido elimina a necessidade de CCUS.

A pirólise do metano é um processo químico em altas temperaturas que quebra o metano em hidrogênio e carbono sólido, conforme a Equação 2 (SØRENSEN, 2005).



• Verde:





Produzido através da eletrólise da água, utilizando eletricidade proveniente de fontes renováveis de energia.

Por ser o alvo principal deste estudo, a eletrólise da água será discutida separadamente e com mais detalhes na seção 2.2.1.

• Outras cores:

Embora menos frequente, há ainda a utilização de outras cores na literatura para classificar rotas de produção do hidrogênio, como a rosa que indica o processo de eletrólise alimentado por energia nuclear. Além disso, visto que não há uma padronização, a rota cinza quando utiliza de carvão, por vezes é separada entre marrom, preta e branca (INCER-VALVERDE et al., 2023).

Figura 2 – Resumo das Cores Representantes das Principais Rotas de Produção de Hidrogênio

	Principais Insumos	Processo	Produtos da Reação	Vantagens	Desvantagens
Hidrogênio Cinza	Gás Natural e Água 	Reforma à Vapor	$H_2 + CO_2$	<ul style="list-style-type: none"> Baixo custo de produção Tecnologia já consolidada no mercado 	<ul style="list-style-type: none"> Utiliza combustíveis fósseis Altos níveis de emissão de CO_2
Hidrogênio Azul	Gás Natural e Água 	Reforma à Vapor	$H_2 + CO_2$ parcialmente capturado	<ul style="list-style-type: none"> Redução das emissões de gás carbônico 	<ul style="list-style-type: none"> Utiliza combustíveis fósseis
Hidrogênio Turquesa	Gás Natural 	Pirólise	$H_2 + C$ sólido	<ul style="list-style-type: none"> Menores emissões de CO_2 	<ul style="list-style-type: none"> Utiliza combustíveis fósseis Tecnologia ainda em fase de maturação
Hidrogênio Verde	Energia Elétrica de Fontes Renováveis e Água 	Eletrólise	$H_2 + O_2$	<ul style="list-style-type: none"> Sem emissões diretas de CO_2 Estimula desenvolvimento de tecnologias renováveis 	<ul style="list-style-type: none"> Custo elevado de produção

Fonte: Elaboração própria

2.2.1 Eletrólise da água

A conversão eletroquímica de água em hidrogênio e oxigênio é feita no equipamento chamado eletrolisador, cuja operação consiste no oposto da célula combustível (MOHAMMADI; MEHRPOOYA, 2018). É uma tecnologia crucial na produção de hidrogênio verde, uma vez que não possui emissão de CO_2 associada, e tem ganhado cada vez mais atenção dos pesquisadores nos últimos anos (IEA, 2023a).

Conforme Fairley (2023), a água utilizada no abastecimento da estação de eletrólise deve ter um alto nível de pureza para evitar a degradação e eficiência dos eletrolisadores. Esse recurso pode ser obtido através da dessalinização da água do mar ou do tratamento de água doce proveniente de rios e aquíferos. No entanto, a dessalinização é um processo de custo muito elevado, sendo mais utilizado em locais onde a disponibilidade de água doce é limitada.

Os altos custos de implementação dos eletrolisadores ainda são um dos maiores desafios para a indústria, a fim de tornar o hidrogênio verde mais competitivo (IEA, 2023a).

2.3 Eletrolisadores

Existem três principais tipos de eletrolisadores utilizados: Alcalinos (AEL), Membrana de Troca de Prótons (PEM) e Óxido Sólido (SOEC).

2.3.1 Alcalinos - AEL

O eletrolisador alcalino foi o primeiro tipo a ser desenvolvido, no ano de 1789 (MOHAMMADI; MEHRPOOYA, 2018). São comumente usados para produções de larga escala, com custo de capital mais baixo entre diferentes tipos de tecnologias.

O equipamento é constituído por dois eletrodos submersos numa solução alcalina. Geralmente, os eletrodos são formados de óxido de níquel (Ni). A solução alcalina, chamada de eletrólito, é composta de hidróxido de potássio (KOH) ou hidróxido de sódio (NaOH) e água.

Neste tipo de eletrolisador, ocorre a alimentação do catodo com água. Ao passar a corrente elétrica do circuito interno no catodo, a água é repartida em hidrogênio e hidroxila (OH^-). O íon OH^- passa para o anodo através do eletrólito, ocorrendo a oxidação, onde o íon perde elétrons e forma oxigênio gasoso (O_2).

As reações que ocorrem no anodo e no catodo podem ser descritas pelas Equações 3 e 4, respectivamente:



Embora tenha um baixo custo de investimento e uma vida útil longa, o eletrolisador alcalino possui algumas desvantagens como a alta perda ôhmica, resultando em baixa densidade

de corrente. Além disso, a performance das células é prejudicada quando estão operando em carga parcial.

2.3.2 Membrana de Troca de Prótons - PEM

Eletrolisador do tipo Membrana de Troca de Prótons (do inglês *Proton Exchange Membrane*), foi desenvolvido na década de 60 e atualmente é uma das tecnologias mais bem consolidadas. Ele recebe este nome em razão da membrana que separa os dois eletrodos durante o processo da eletrólise, permitindo que apenas íons de hidrogênio (H^+) passem através dela, bloqueando os demais íons (MOHAMMADI; MEHRPOOYA, 2018).

Ocorre a alimentação do anodo com água, onde esta é separada em oxigênio e H^+ . O próton resultante, passa pela membrana até o catodo, onde recebe o elétron e forma a molécula de H_2 . Neste processo, o hidrogênio e o oxigênio resultantes são produzidos em compartimentos diferentes, dispensando a necessidade de uma unidade de separação (MOHAMMADI; MEHRPOOYA, 2018).

As reações que ocorrem no anodo e no catodo podem ser descritas pelas Equações 5 e 6, respectivamente:

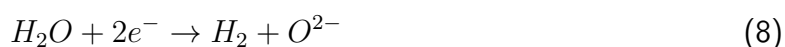


Os eletrolisadores PEM possuem maior densidade de corrente, respostas mais rápidas e dinâmicas. No entanto, o custo da tecnologia da membrana é alto e o sistema possui uma vida útil relativamente baixa (JI; WANG, 2021).

2.3.3 Óxido Sólido - SOEC

É o tipo mais novo de eletrolisador, desenvolvido por volta da década de 80, utilizando um material cerâmico sólido como eletrólito. Nas células do tipo SOEC, a água é alimentada no catodo, o qual recebe os elétrons formando hidrogênio e íons com carga negativa de oxigênio (O^{2-}). Estes ânions passam pelo eletrólito até chegar ao lado do anodo, onde se convertem em O_2 .

As reações que ocorrem no anodo e no catodo podem ser descritas pelas Equações 7 e 8, respectivamente:



As condições de operações dos eletrolisadores SOEC, exigem temperaturas muito elevadas, por volta de 900 °C. A eletricidade e o calor são usados juntamente para levar à reação de decomposição da água. O sistema necessita de menos eletricidade, visto que parte da demanda de energia no processo é obtida através do calor (JI; WANG, 2021).

Possui alta eficiência de conversão, comparado aos eletrolisadores do tipo PEM e Alcalino. Em razão das altas temperaturas, é necessário consumir menos eletricidade. No entanto, apresenta ainda alguns problemas como na questão da vedação e estabilidade dos eletrodos.

Embora não sejam largamente difundidos comercialmente por ainda estarem em fase de maturação tecnológica, espera-se que nas próximas décadas ocorra uma redução significativa no preço dos eletrolisadores SOEC.

2.4 Cadeia Produtiva do Hidrogênio

A cadeia de produção e distribuição do hidrogênio envolve três grandes etapas: *upstream*, *midstream* e *downstream*, cada uma delas com desafios específicos e uma infraestrutura necessária para garantir a viabilidade e eficiência do hidrogênio como fonte de energia.

A fase *upstream* abrange a produção do hidrogênio, onde se concentram as etapas de obtenção da substância a partir de fontes renováveis ou fósseis. Neste estágio, processos como a eletrólise da água ou a reforma a vapor são utilizados, exigindo altos investimentos em equipamentos e tecnologia. Essa etapa inicial é essencial, pois estabelece a base de todo o processo de geração de hidrogênio, e representa grande parte dos custos de capital (CAPEX) do projeto (LUO, 2024).

Na etapa *midstream*, o foco está no armazenamento e transporte do hidrogênio até os

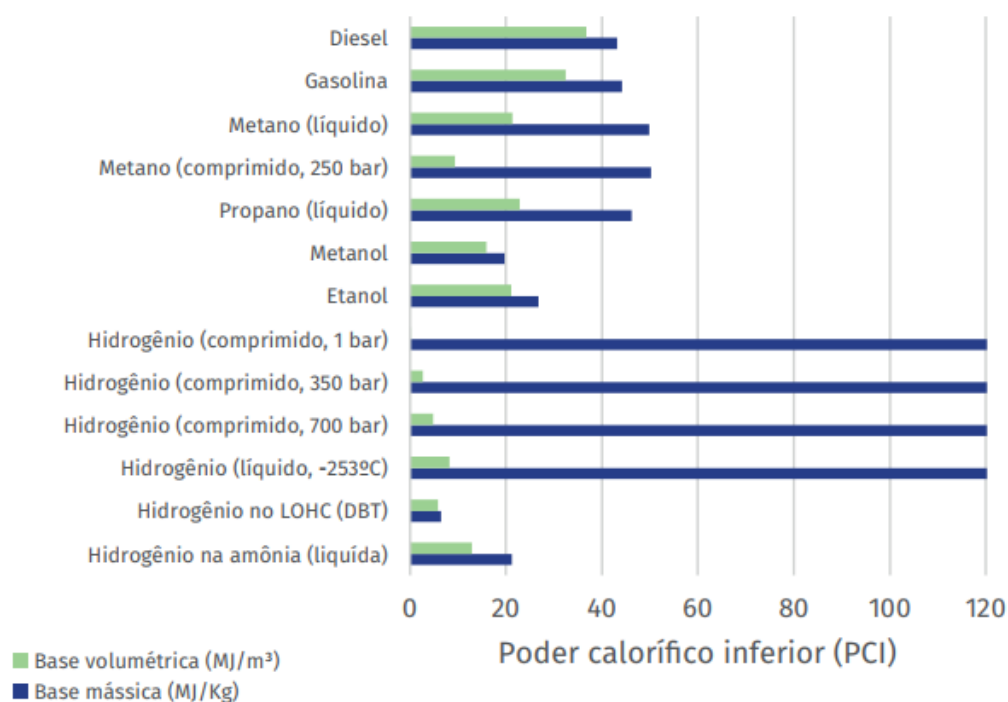
Quadro 1 – Comparação entre os principais tipos de eletrolisadores.

	AEL	PEM	SOEC
Eletrólito	NaOH/KOH (solução aquosa)	Polímeros	YSZ (s)
Eletrodo	Ni	Metais Platinoídes	Materiais cerâmicos e compostos metálicos
Portadores de Carga	OH^-	H^+	O^{2-}
Temperatura	60-90 °C	50-90 °C	500-1000 °C
Pressão	2-10 bar	15-30 bar	abaixo de 30 bar
Tensão da célula	1,8-2,4 V	1,8-2,2 V	0,95-1,3 V
Densidade de corrente	0,2-0,5 A/cm^2	1-2 A/cm^2	0,3-1 A/cm^2
Eficiência	62-82 %	67-84 %	81-86 %
Vida útil das células (máxima)	60.000 h	50.000 - 80.0000 h	<20.000 h
Custo	500-1.000 USD/kW	700-1.400 USD/kW	-

Fonte: IRENA (2021), Ji e Wang (2021)

pontos de consumo (LUO, 2024). Esta fase representa um dos maiores desafios logísticos e de investimento, devido às características físicas do hidrogênio. Comparado a combustíveis fósseis, o (H_2) possui uma densidade energética por volume muito baixa, como mostrado na Seção 2.1. Esse fator implica na necessidade de tanques volumosos para manter o hidrogênio em condições normais de temperatura e pressão, aumentando os custos de transporte e infraestrutura. A Figura 3 ilustra os potenciais energéticos por volume e massa do hidrogênio, em diferentes formas de armazenamento, bem como de outros combustíveis convencionais como o diesel.

Figura 3 – Comparação entre densidades de energia por volume e massa dos combustíveis e vetores de energia



Fonte: Castro et al. (2023)

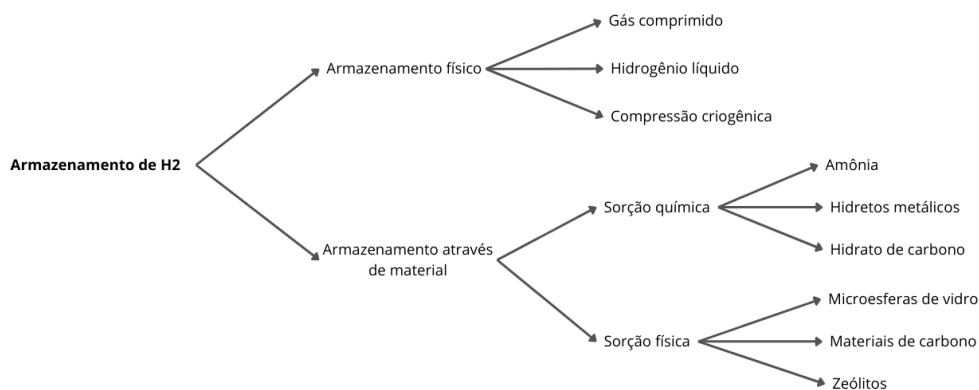
Para mitigar esses desafios, o sistema de armazenamento deve atender a pelo menos uma das seguintes especificações (MORADI; GROTH, 2019):

- Alta pressão: aumenta a densidade do hidrogênio armazenado, reduzindo o volume necessário para seu armazenamento eficiente.
- Baixa temperatura: possibilita a liquefação do hidrogênio, diminuindo significativamente seu volume e facilitando o transporte e o armazenamento.
- Substância auxiliar que contenha moléculas de hidrogênio: permite o armazenamento na forma de compostos químicos, como amônia, aumentando a segurança e estabilidade do armazenamento

Pode-se classificar os diferentes métodos de armazenamento de H_2 entre físico ou sorção. O armazenamento físico implica na alteração de alguma propriedade física do elemento, como a compressão do gás, liquefação ou compressão criogênica. Já a sorção trata da incorporação do hidrogênio em outro composto, podendo ser ainda subdividida em sorção química

ou física (MORADI; GROTH, 2019). A Figura 4 mostra em resumo algumas das principais abordagens para armazenamento de H_2 .

Figura 4 – Formas de Armazenamento de Hidrogênio



Fonte: Adaptado de Moradi e Groth (2019)

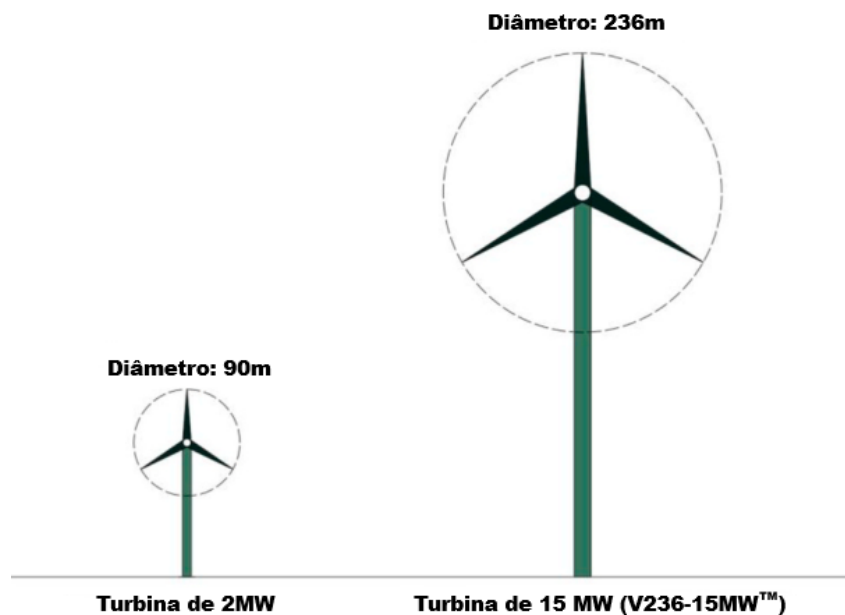
Por fim, a fase *downstream* se refere à distribuição e utilização final do hidrogênio nos setores de consumo, como transporte, indústria e geração de eletricidade. Esta fase é voltada para o usuário final, considerando a adequação do hidrogênio para as necessidades específicas de cada aplicação. Para que o hidrogênio chegue com segurança e qualidade aos consumidores, é necessário que as fases *upstream* e *midstream* operem de forma eficiente e integrada, garantindo uma cadeia de produção e distribuição viável (LUO, 2024).

3 ENERGIA EÓLICA

Embora os primeiros registros de uso da energia dos ventos para gerar eletricidade tenham sido registrados ainda no século XIX, apenas entre os anos de 1970 e 1980 houve implementações de grande porte em escala significativas, em especial nos EUA, Dinamarca e Alemanha (VIAN et al., 2021).

Já no início dos século XXI, o desenvolvimento de novas tecnologias no setor permitiram com que fossem criadas turbinas eólicas mais eficientes e de potência nominal mais elevadas (VIAN et al., 2021). A Figura 5 mostra a comparação entre uma turbina convencional de 2 MW e a turbina desenvolvida em 2021, *MHI Vestas Offshore V236-15.0 MWTM*, considerada a maior turbina já desenvolvida do mundo até o ano de lançamento, com rotor de 236 metros de diâmetro.

Figura 5 – Comparação em escala de turbinas eólicas de potências de 2M e 15MW



Fonte: Adaptado de Ang et al. (2022)

Em 2023, entrou em operação offshore pela empresa chinesa, Mingyang Smart Energy, um modelo de aerogerador ainda maior. O MySE 16-260 possui capacidade de 16 MW e rotor de 260 metros de diâmetro (EPBR, 2023).

Observa-se uma tendência de rápido desenvolvimento de tecnologias, especialmente nas últimas décadas. Diversos países entraram para o mercado de geração eólica, sendo atualmente a China quem detém a maior capacidade instalada no mundo, com 389.000 MW até junho de 2023 (EXAME, 2023).

No Brasil, o crescimento da produção de energia eólica foi incentivado pelo PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas) a partir de 2002 (ANEEL, 2023a). Este programa teve papel crucial na diversificação da matriz energética brasileira, atuando também como um catalisador na internalização de tecnologia de ponta para os parques eólicos no país.

3.1 Aerogeradores

O funcionamento dos aerogeradores é baseado no princípio fundamental de transformar a energia cinética contida nos ventos em eletricidade. Com o avanço da pesquisa e implementação dessa tecnologia ao longo das décadas, uma variedade de configurações foi desenvolvida, diferindo em características como a orientação do eixo (horizontal ou vertical), o número de pás e o método de controle de velocidade (fixa ou variável). Essas variações refletem a busca contínua por soluções otimizadas que maximizem a eficiência e a confiabilidade das turbinas eólicas em diferentes condições de vento e aplicações.

3.1.1 Eixo Vertical

As turbinas que utilizam a configuração vertical, representadas na Figura 6, possuem o eixo de rotação perpendicular ao solo. Uma grande vantagem desses modelos é sua capacidade omnidirecional, ou seja, significa que a direção do vento não impacta no funcionamento da turbina, dispensando o uso de mecanismo de controle específico para rastrear o direcionamento do vento. Essa característica reduz significativamente a complexidade dos projetos (TWIDELL; WEIR, 2006; JOHARI; JALIL; SHARIFF, 2018).

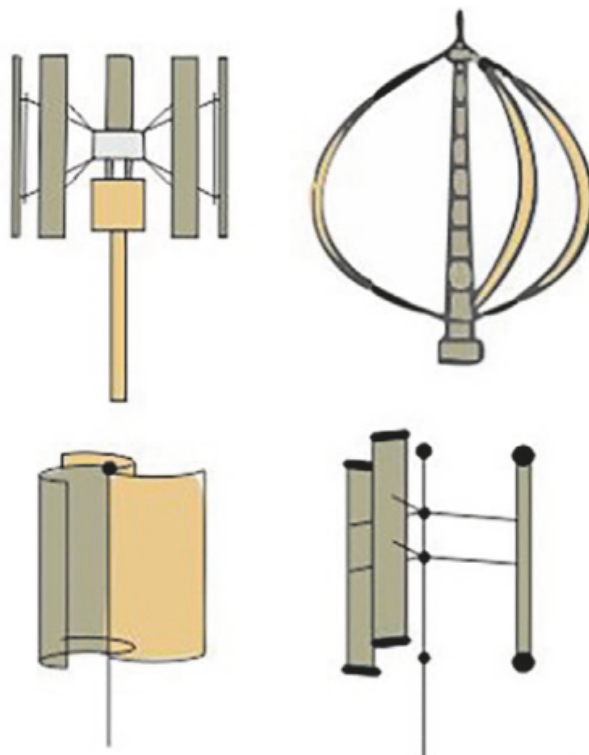
Nas construções desse tipo de turbina, faz-se necessário o emprego de tirantes para fixação da parte superior, dificultando os projetos de grande porte. Geralmente, o uso é limitado a aplicações de pequeno porte (CARBAJALES-DALE, 2023).

3.1.2 Eixo Horizontal

Nesta configuração, a força dominante no sistema é a de sustentação. O número de pás no rotor impacta várias características das turbinas eólicas, incluindo eficiência, estresse mecânico e níveis de poluição sonora. Atualmente, os rotores aerodinâmicos de três pás, Figura 7, são os mais comumente utilizados em projetos de energia eólica devido a uma série de vantagens (JOHARI; JALIL; SHARIFF, 2018).

As turbinas de três pás oferecem uma distribuição mais uniforme da carga sobre o rotor, resultando em uma operação mais estável e eficiente. Além disso, elas tendem a gerar menos ruído durante o funcionamento devido à interação mais suave com o vento. Por outro lado, rotores com uma ou duas pás podem atingir velocidades mais elevadas, o que pode resultar na transgressão dos níveis permitidos de poluição sonora. Dessa forma, as turbinas de três pás se destacam como a escolha preferida para a maioria dos projetos comerciais devido à sua eficiência e confiabilidade comprovadas (VIAN et al., 2021; ANG et al., 2022).

Figura 6 – Aerogeradores de eixo vertical



Fonte: [Vian et al. \(2021\)](#)

Figura 7 – Aerogerador de eixo horizontal com três pás



Fonte: [Enel Green Power \(s/d\)](#)

Outras características, além do número de pás, foram alvo de extensas pesquisas, levando a uma certa convergência dos modelos mais bem estabelecidos atualmente, impulsionados principalmente pelos avanços na área de eletrônica de potência.

Em relação ao controle de velocidade, as turbinas eólicas podem ser classificadas como de velocidade fixa ou variável. Nas turbinas de velocidade fixa, a rotação das pás é mantida constante, independentemente da intensidade dos ventos. Esses modelos são reconhecidos por sua simplicidade operacional e baixa necessidade de manutenção, uma vez que não requerem sistemas de controle complexos (VIAN et al., 2021).

Por outro lado, as turbinas de velocidade variável ajustam a rotação das pás de acordo com as condições do vento, buscando otimizar a conversão de energia eólica e mitigar possíveis danos causados por ventos fortes. Para viabilizar esse mecanismo, é necessário um sistema de controle mais complexo, que proporciona uma maior eficiência operacional. Esse modelo permite uma adaptação mais eficaz às variações do vento, tornando as turbinas de velocidade variável mais versáteis e eficientes em ambientes com ventos variáveis (VIAN et al., 2021).

3.1.3 Componentes

Conforme pode-se observar na Figura 8, os principais elementos que constituem uma turbina eólica moderna de eixo horizontal são o rotor, a torre e a nacele.

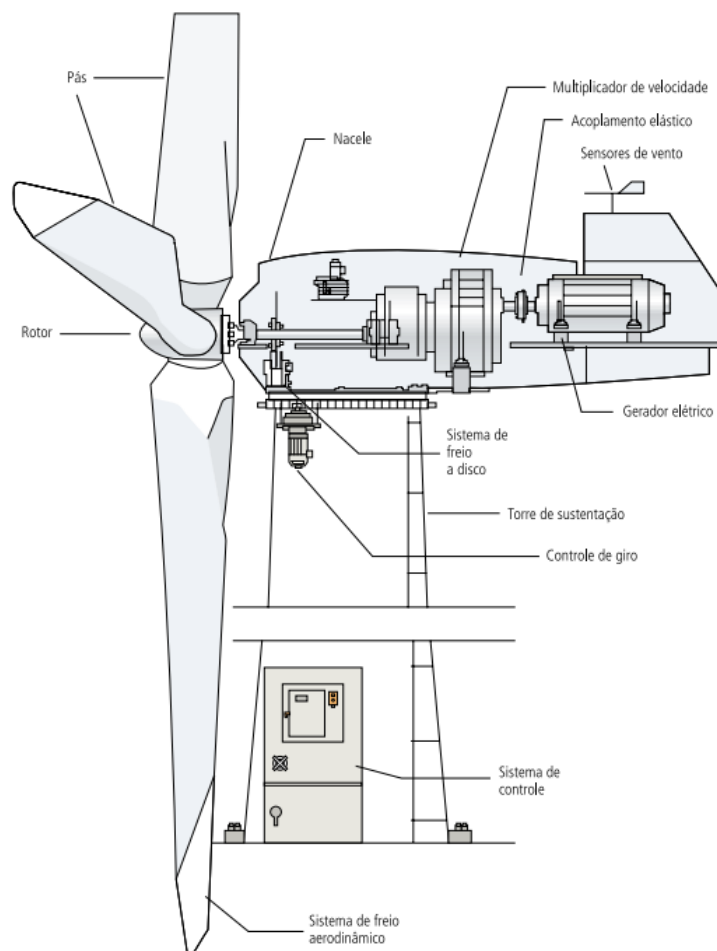
- **Rotor:** É composto pelas pás e pelo cubo (ou *hub*, do inglês), que são os responsáveis por capturar a energia cinética do vento e transmitir para o eixo da turbina, até o gerador elétrico.
- **Torre:** Estrutura que oferece a sustentação mecânica para o rotor e a nacele, a uma altura adequada para capturar os ventos.
- **Nacele:** Responsável por abrigar o gerador elétrico e a caixa de engrenagens. Geralmente o transformador também é instalado dentro da nacele, a fim de minimizar as perdas.

3.2 Características do Vento

O vento, insumo energético da geração eólica, possui algumas características de natureza intermitente e que impossibilitam seu controle. As variações de velocidade e direção são fatores diretamente ligados à geografia local, clima, altura e época do ano (VIAN et al., 2021).

Portanto, na análise de viabilidade de um projeto de usina eólica, é de extrema importância que sejam realizadas coletas de medição para avaliar as condições locais, por meio de anemômetro (medição de velocidade), biruta (direção), bem como outras grandezas que têm relação com os ventos, tais como temperatura, umidade, etc (VIAN et al., 2021).

Figura 8 – Principais componentes de turbina eólica de eixo horizontal.



Fonte: ANEEL (2005)

3.2.1 Conversão de Energia

As pás das turbinas eólicas são projetadas para capturar a energia cinética do vento. A força do vento cria um diferencial de pressão nas pás, resultando em um movimento de rotação em torno do eixo da nacela. Esse movimento rotativo é transferido para o eixo da turbina, onde um gerador converte a energia mecânica em energia elétrica por meio da indução eletromagnética (LOPES, 2023).

A Equação 9 mostra a potência mecânica disponível no vento (TWIDELL; WEIR, 2006).

$$P_{vento} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (9)$$

Onde:

P_{vento} é a potência mecânica disponível no vento [W];

ρ é a densidade do ar [kg/m^3];

v é a velocidade do vento [m/s];

A é a área varrida pelas pás [m^2]

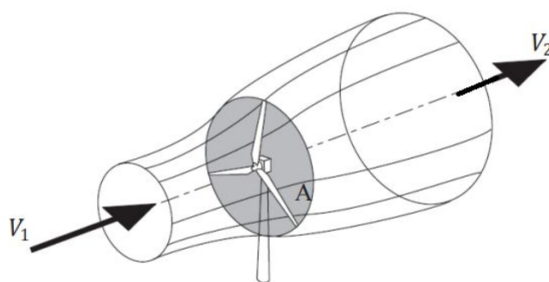
A área varrida pelas pás pode ser obtida pela Equação 10

$$A = \frac{\pi}{4} D^2 \quad (10)$$

É importante destacar a influência que a dimensão das pás possui na potência que pode ser extraída, uma vez que o diâmetro tem relação quadrática com a área varrida conforme Equação 10. Além disso, nota-se na Equação 9 também que a velocidade dos ventos possui relação cúbica com a potência, de forma que alterações de velocidade possuem um impacto bastante relevante na energia que pode ser extraída.

No entanto, de acordo com o princípio da conservação da energia, se toda a energia cinética do vento fosse convertida em rotação das pás, isso resultaria em uma redução da velocidade do vento atrás da turbina para zero. Na prática, quando um fluido com densidade constante passa por um obstáculo, ocorre descompressão e expansão deste, aumentando a área de escoamento no chamado "efeito garrafa", Figura 9. Assim, nem toda a energia mecânica disponível no vento é capturada efetivamente (LOPES, 2023).

Figura 9 – Efeito Garrafa na passagem de ar através de uma turbina eólica



Fonte: Lopes (2023)

O físico Albert Betz formulou a lei que define a eficiência máxima teórica de aproximadamente 59,3% para uma turbina eólica ideal. Esse valor é conhecido como "limite de Betz" (LOPES, 2023).

Portanto, no cálculo da potência deve ser considerado um fator adimensional C_p , sempre menor que o limite de Betz, para representar o quanto da energia disponível no vento é efetivamente capturável. Esse fator C_p , chamado de coeficiente de potência, é função do ângulo de passo das pás (β) e da razão de velocidade (λ), sendo da forma $C_p(\lambda, \beta)$ (TARNOWSKI, 2006).

A razão de velocidade λ , também chamada de *tip speed ratio*, é dada pela Equação 11:

$$\lambda = \frac{\omega R}{v} \quad (11)$$

Onde:

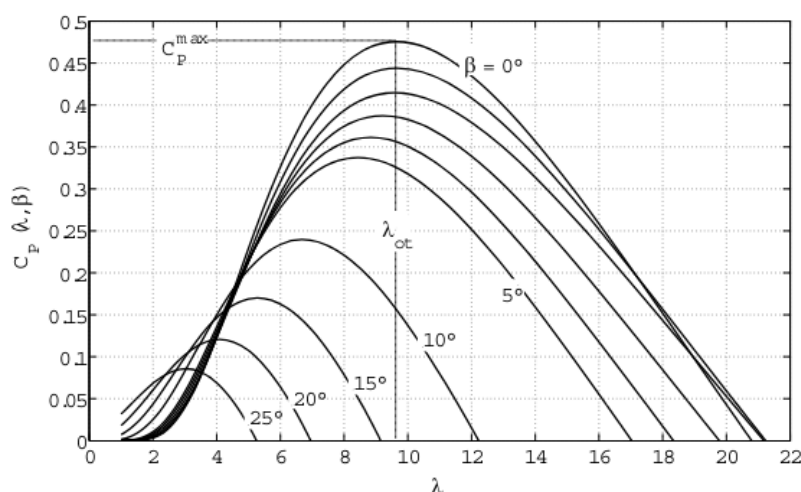
ω é a velocidade angular do rotor [rad/s];

R é o raio da pá [m];

v é a velocidade do vento [m/s].

A Figura 10 mostra curvas típicas do coeficiente de potência em função de λ para diferentes ângulos de passo β .

Figura 10 – Curvas de Coeficientes de Potência para Diferentes Ângulos de Passo



Fonte: Tarnowski (2006)

Para cada ângulo de passo, existe um valor ótimo de *speed ratio* λ que maximiza o coeficiente C_p . Assim, de acordo com a velocidade do vento, há uma velocidade da turbina que permite a extração do máximo de potência disponível no vento (TARNOWSKI, 2006).

Por este motivo, as turbinas de velocidade variável possuem maior eficiência em comparação às de velocidade fixa.

Incluindo o coeficiente de potência na Equação 9, obtém-se a Equação 12 da Potência Mecânica extraída do vento:

$$P_m = \frac{1}{2} C_p \rho A v^3 \quad (12)$$

Além disso, o sistema está sujeito tanto a perdas mecânicas devido a atritos, bem como perdas elétricas decorrentes do transformador, gerador e elementos eletrônicos por conta do efeito Joule.

Dessa forma, o coeficiente de potência corrigido considerando-se as perdas mecânicas e elétricas, é dado pela Equação

$$C_{p,corr} = \eta \times C_p \quad (13)$$

Onde:

η é o rendimento do processo de conversão.

Portanto, a potência elétrica efetivamente produzida é determinada Equação 14.

$$P_e = \frac{1}{2} C_{p,corr} \rho A v^3 \quad (14)$$

De acordo com Mahmoud et al. (2023), nas turbinas eólicas atuais os maiores valores de $C_{p,corr}$ estão na faixa de 0,45 a 0,50.

O cálculo da energia elétrica produzida em um ano é dado pela Equação 15.

$$E_g = P_e \times 8760 \times FD \quad (15)$$

Onde:

8760 é a constante que representa o número de horas em um ano, assumindo um ano de 365 dias;

FD é o fator de disponibilidade da turbina eólica, representando o número de horas no ano em que a turbina está apta para operação. Valor típico de FD é 98%.

4 SETOR DE ENERGIA NO BRASIL

Todos os estados brasileiros, com exceção de Roraima, estão interconectados através de uma estrutura complexa chamada Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa rede abrange uma extensa malha de linhas de transmissão, usinas geradoras, subestações e redes de distribuição. O SIN é subdividido em quatro submercados: Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul e possui toda a sua operação coordenada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) (ONS, 2020).

Uma das principais características do SIN é a diversidade de sua matriz energética. Ele incorpora uma variedade de fontes de energia, como hidrelétricas, termelétricas, eólicas, solares e nucleares. Essa diversificação desempenha um papel fundamental na segurança energética e na sustentabilidade do sistema, garantindo um fornecimento estável e confiável de eletricidade para todo o país (EPE, 2023).

Para garantir a eficiência e a estabilidade do setor elétrico brasileiro, uma série de instituições desempenham papéis essenciais no planejamento, regulação e operação do SIN. Entre as principais instituições estão o Ministério de Minas e Energia (MME), a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE):

- **MME**

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o órgão governamental responsável por formular e coordenar políticas públicas relacionadas aos setores de energia e mineração no Brasil. Suas atribuições incluem o planejamento e a regulamentação da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, além de assegurar a segurança energética do país (BRASIL, 1965).

- **ANEEL**

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão regulador responsável por regular e fiscalizar o setor elétrico no Brasil. Suas atribuições incluem a concessão de licenças para projetos de geração, transmissão e distribuição de energia, além de estabelecer tarifas e normas técnicas para o setor (BRASIL, 1996).

- **ONS**

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) desempenha um papel fundamental na gestão de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil. As atribuições do ONS incluem desde a operação em tempo real do sistema elétrico nacional até a análise e projeção das atividades do setor num horizonte de cinco anos. Juntamente à Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o ONS participa da elaboração das projeções de carga futura do país, fornecendo informações essenciais para o planejamento energético nacional. Além disso, o ONS orienta os órgãos competentes do governo sobre a necessidade de expansão da infraestrutura de transmissão elétrica para atender às demandas futuras (ONS, s.i.).

A receita anual para financiar as atividades do ONS é proveniente de um encargo tarifário aplicado sobre as tarifas de uso do sistema pagas por todos os agentes conectados ao sistema interligado, tanto na rede básica quanto na distribuição. Ademais, os agentes diretamente conectados à rede básica também pagam uma taxa de contribuição associativa para o financiamento das operações do ONS.

- **CCEE**

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é uma instituição responsável por gerenciar e operar o mercado de energia elétrica no Brasil. Através da CCEE, são realizados leilões de energia, contratação de energia entre geradores e distribuidoras, além da liquidação financeira das transações realizadas no mercado (ANEEL, 2021).

4.1 Acesso à Rede Básica do SIN

Para conectar uma planta de produção de hidrogênio ou uma planta de geração de energia eólica à Rede Básica do SIN, o procedimento envolve várias etapas especificadas no Guia de Procedimentos do MME (2014). O processo começa com a solicitação de abertura de processo ao MME, incluindo uma reunião prévia para discutir o projeto. Após a aprovação inicial, a planta deve submeter estudos técnicos de planejamento, abrangendo a conexão à rede de transmissão e a adequação aos padrões de qualidade e segurança do SIN. A planta precisa obter um parecer de acesso do ONS e, em seguida, celebrar contratos de uso do sistema de transmissão com as concessionárias envolvidas. Somente após a emissão de autorização da ANEEL, a planta pode ser efetivamente conectada. Em casos de plantas distantes da infraestrutura existente, pode ser necessária a construção de subestações.

O setor de produção de hidrogênio verde no Brasil ainda é emergente, exigindo estudos contínuos por parte de órgãos reguladores como o MME, EPE, ANEEL e ONS. Esses órgãos estão atualmente avaliando como a infraestrutura do SIN pode se adaptar à crescente demanda desse setor, que representa um aumento de carga significativo para o sistema (MME, 2024).

Em evento realizado em setembro de 2024, o MME, juntamente com EPE, ONS e ANEEL, discutiram o planejamento da infraestrutura de transmissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) para suportar o crescimento de projetos de hidrogênio verde (MME, 2024). Atualmente, são 11 projetos em fase de estudo, com uma previsão de 45 GW até 2038, o que exige adaptações significativas na infraestrutura de transmissão para atender a essa carga adicional, garantindo flexibilidade e segurança na integração ao sistema.

4.2 Comercialização de Energia no ACL

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) é um mercado de energia elétrica no Brasil onde consumidores e geradores têm autonomia para negociar as condições de compra e venda de energia, tais como o preço, prazo e volume. Diferentemente do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde os consumidores são atendidos por distribuidoras sob tarifas fixadas

pela ANEEL, no ACL os consumidores podem escolher seu fornecedor de energia, negociando diretamente com geradores, comercializadores ou autoprodutores (ANEEL, 2021).

A flexibilização do mercado permite que, tanto os consumidores como os geradores, obtenham condições mais favoráveis, como preços mais competitivos e contratos personalizados, ajustados às suas necessidades operacionais e financeiras.

A CCEE centraliza as informações relacionadas às operações de compra e venda de energia e é onde ocorre a liquidação financeira do mercado de curto prazo. Todos os agentes do mercado devem seguir as disposições das Regras de Comercialização vigentes, regulamentadas através das resoluções da ANEEL (CCEE, 2023).

A venda de energia no ACL envolve um processo de negociação bilateral, no qual geradores e comercializadores oferecem energia a consumidores livres e especiais. As transações são formalizadas por meio de contratos de compra e venda de energia, conhecidos em inglês como *Power Purchase Agreement* (PPA), que definem as condições de entrega e recebimento de energia.

No caso de um autoprodutor, a empresa gera a sua própria eletricidade para atender, total ou parcialmente, suas necessidades de consumo. Em um cenário onde a energia gerada em determinado mês foi superior ao consumo da carga, é possível que o excedente seja comercializado no mercado de curto prazo da CCEE, otimizando o faturamento da empresa.

4.3 Encargos - Plantas Conectadas ao SIN

4.3.1 Encargo do Uso do Sistema de Transmissão - EUST

Taxa mensal cobrada dos usuários do sistema que deve ser paga às concessionárias de transmissão e ao ONS pela prestação dos serviços na operação e manutenção do sistema de transmissão de energia elétrica. O valor é calculado em função das tarifas (TUST) e dos montantes de uso do sistema de transmissão contratados (MUST), em conformidade com a regulamentação definida pela ANEEL (ANEEL, 2020).

O MUST (Montante do Uso do Sistema de Transmissão) é o valor de potência contratada, dado em MW, nos horários de ponta e fora de ponta por parte do usuário conectado à rede básica. Esse montante é firmado entre o acessante e o ONS, por meio da celebração do CUST (Contrato do Uso do Sistema de Transmissão) (ANEEL, 2020).

A TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão) é paga pelas entidades de distribuição, geradores e consumidores livres pelo uso da Rede Básica (ANEEL, 2020). Anualmente, o valor é apurado com base na receita anual das empresas de transmissão e na inflação. A tarifa é subdividida nas duas componentes abaixo, conforme ANEEL (2020):

- TUST-RB:

Corresponde aos custos relacionados aos serviços de transmissão, compensando as empresas prestadoras pela manutenção, operação, bem como pelos investimentos realizados. É a componente principal e é paga por todos os agentes conectados.

As tarifas para as usinas podem variar significativamente com base em fatores como distância dos centros de carga, características das interligações regionais e a proporção de uso da rede local (EPE, 2021b).

Para consumidores que adquirem energia incentivada proveniente de fontes renováveis, como eólicas com potência instalada inferior a 300 MW, há a aplicação de descontos na TUST de pelo menos 50%, conforme previsto na Lei 9.427/1996 (BRASIL, 1996).

- TUST-FR:

Componente relativa aos custos dos transformadores de fronteira da Rede Básica e das demais instalações de transmissão. É aplicável apenas às distribuidoras.

O cálculo do EUST, Equação 16, é dado mensalmente pela multiplicação da TUST-RB vigente e pelo maior valor de demanda de potência elétrica entre o contratado (MUST) e o verificado por medição, por ponto de conexão e horário de contratação, independentemente do efetivo uso do sistema (ONS, 2017).

$$EUST = (TUST \times MUST) \quad (16)$$

4.3.2 Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica - PROINFA

Programa instituído pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, com o intuito de estimular a produção de energia elétrica utilizando fontes renováveis como biomassa, pequenas hidrelétricas e usinas eólicas. É financiado por meio de tarifas de eletricidade cobradas de todos os consumidores de energia elétrica no Brasil, com exceção dos classificados como baixa renda (ANEEL, 2023a).

A Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional S.A. (ENBPar) é a responsável por elaborar o cálculo das cotas de PROINFA baseado no Plano Anual do PROINFA (PAP) e encaminhar à ANEEL. Essa energia contratada pela ENBPar é paga através de tarifas de eletricidade por todos os consumidores finais (livres e cativos) do SIN, com a exceção dos classificados como baixa renda. As cotas de PROINFA são recolhidas mensalmente pelas distribuidoras, transmissoras e cooperativas permissionárias e, então, repassadas à ENBPar (ANEEL, 2023a).

Referente às quotas de custeio para o ano de 2024, foi estabelecido pela ANEEL o valor de rateio, que, acrescido dos tributos PIS e COFINS, resultou em uma tarifa TUST PROINFA no valor de 11,51 R\$/MWh (ANEEL, 2023a).

Na modalidade de autoprodução, há a isenção do PROINFA. Portanto, neste estudo, essa parcela não será considerada no somatório das componentes financeiras.

4.3.3 Conta de Desenvolvimento Energético - CDE

A CDE é um encargo setorial criado para promover a universalização do serviço de eletricidade através de algumas frentes. Fornece subsídio a consumidores da classe baixa renda

e rural; custeia a geração de energia nos sistemas isolados através da Conta de Consumo de Combustíveis; garante a modicidade tarifária, entre outros (CCEE, s.i.).

Esse fundo é financiado pelas contribuições dos consumidores privados através de quotas anuais fixadas pela ANEEL. No caso da TUST - CDE, a transmissora inclui o encargo nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e, posteriormente, essas quotas são recolhidas pela CCEE, agente responsável pela gestão financeira e operacional do programa (ANEEL, 2023b).

Com base em ANEEL (2023b), a tarifa TUST-CDE homologada para o ano de 2023 no submercado Nordeste, já considerando os tributos PIS/PASEP/COFINS no regime de tributação cumulativo, foi de 23,79 R\$/MWh.

Na modalidade de autoprodução, há a isenção no encargo CDE. Portanto, neste estudo, essa parcela não será considerada no somatório das componentes financeiras.

4.3.4 Encargos de Serviços do Sistema - ESS

Mensalmente, a CCEE realiza a apuração dos custos associados à manutenção da confiabilidade e estabilidade do SIN, que não são cobertos pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Essas despesas são representadas pelos Encargos de Serviços do Sistema (ESS), que são rateados entre os agentes de consumo para a remuneração dos serviços prestados pelos agentes de geração elegíveis para recebimento (CCEE, 2024b).

A composição do ESS, ilustrada na Figura 11, inclui componentes relacionadas ao despacho fora da ordem de mérito pelo ONS. A ordem de mérito é um princípio que prioriza a utilização das usinas de menor custo variável na operação do sistema. No entanto, em determinadas situações, é necessário alterar essa lógica devido a restrições operativas, manutenções de linhas de transmissão, intercorrências ambientais, entre outros fatores (CCEE, 2024b). Essas alterações visam garantir a segurança e continuidade do fornecimento de energia em todo o país, ainda que isso resulte em custos adicionais.

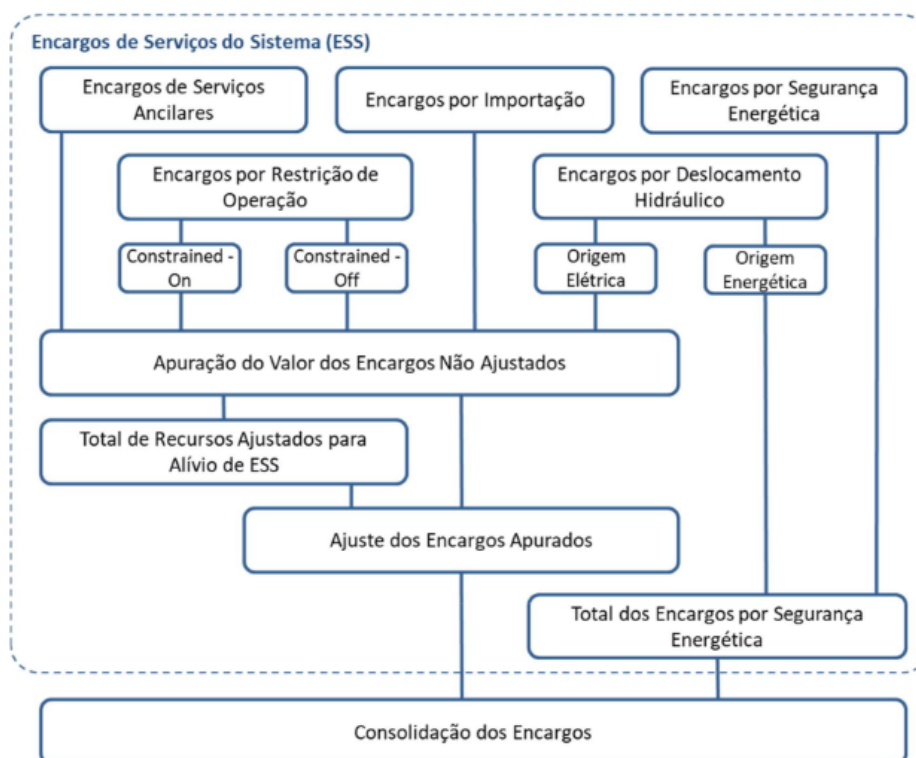
4.3.5 Encargo de Energia de Reserva - EER

A contratação de energia de reserva tem o intuito de elevar a segurança do fornecimento de energia no SIN, tanto para momentos em que ocorre aumento expressivo da demanda no sistema, como para épocas de crise hídrica, quando a seca prejudica o suprimento hidrelétrico do país (ANEEL, 2022a).

A contratação das usinas de reserva é realizada em leilões específicos promovidos pela ANEEL. Nesses leilões, a CCEE representa todos os agentes de consumo e firma contrato com as usinas vencedoras. O pagamento aos geradores é arrecadado dos consumidores através da Conta de Energia de Reserva (Coner) (ANEEL, 2022a).

A fim de cobrir os custos decorrentes dessas contratações, é cobrado o Encargo de Energia de Reserva dos usuários. Portanto, os responsáveis por pagar este encargo são os

Figura 11 – Composição dos Encargos de Serviços do Sistema



Fonte: CCEE (2024b)

agentes de distribuição, consumidores livres, consumidores especiais, autoprodutores (na parcela da energia adquirida) (ANEEL, 2022a).

A energia de reserva é liquidada todos os meses pelo Mercado de Curto Prazo na CCEE ao valor do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Entretanto, quando o PLD está muito baixo e o montante arrecadado não é suficiente para cobrir todas as despesas da conta Coner, é cobrado o EER.

Essa tarifa é altamente volátil, assim como o ESS, pois ambos dependem do PLD, dos níveis dos reservatórios hidrelétricos, do despacho das usinas termelétricas, entre outros fatores que podem variar mensalmente.

No escopo delimitado por este estudo, o EER não será considerado na soma de encargos mensais a serem pagos, uma vez que o fornecimento de energia para a planta de hidrogênio será integralmente coberto por autoprodução (COUTO, 2019).

4.3.6 Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica – TFSEE

A TFSEE foi instituída pela Lei nº 9.427/1996 e regulamentada pelo Decreto nº 2.410/1997, com a finalidade de gerar receita para custeio das atividades da ANEEL. A taxa é paga por concessionários, permissionários e autorizados dos serviços de energia elétrica, sendo recolhida em duodécimos (ANEEL, 2022b).

Para os autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica (PIE) a TFSEE

é apurada conforme a Equação 17, segundo o estabelecido em ANEEL (2022b):

$$TF = 0,4 \times BETU \times P \quad (17)$$

Onde:

TF é o valor anual da Taxa de Fiscalização para autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica, expresso em R\$;

$BETU$ é o Benefício Econômico Típico Unitário — valor típico médio do benefício anual decorrente da exploração da atividade de geração e comercialização de energia, expresso em R\$/kW;

P é a potência nominal instalada em operação comercial, até 31 de dezembro do ano anterior, pro rata die, expresso em kW.

No ano de 2024, o valor fixado para o BETU foi de R\$ 1.013,14 /kW.

4.3.7 Pesquisa e Desenvolvimento - P&D

O encargo de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) é um instrumento regulado pela ANEEL, que obriga determinadas entidades do setor elétrico brasileiro a investir uma parte de sua Receita Operacional Líquida (ROL) em projetos de inovação tecnológica e eficiência energética.

Este encargo deve ser pago por concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. As alíquotas variam de acordo com o segmento: para geração e transmissão, a alíquota é de 0,4% da ROL; para distribuição, varia entre 0,21% e 0,3%, sendo essas alíquotas válidas até o ano de 2025 (ANEEL, 2022c). Esses valores são aplicados para financiar projetos de pesquisa, desenvolvimento e eficiência energética.

No caso de autoprodução, o enquadramento é diferente, conforme a ANEEL (2022c) no item 3.12: "As concessionárias de geração na modalidade de autoprodução estão isentas dessas obrigações legais, exceto em relação às receitas advindas da energia comercializada".

Dessa forma, para o escopo desse estudo, será considerada a alíquota de 0,4% apenas da receita obtida com a venda do excedente de energia, quando aplicável.

5 DEFINIÇÕES DO PROJETO

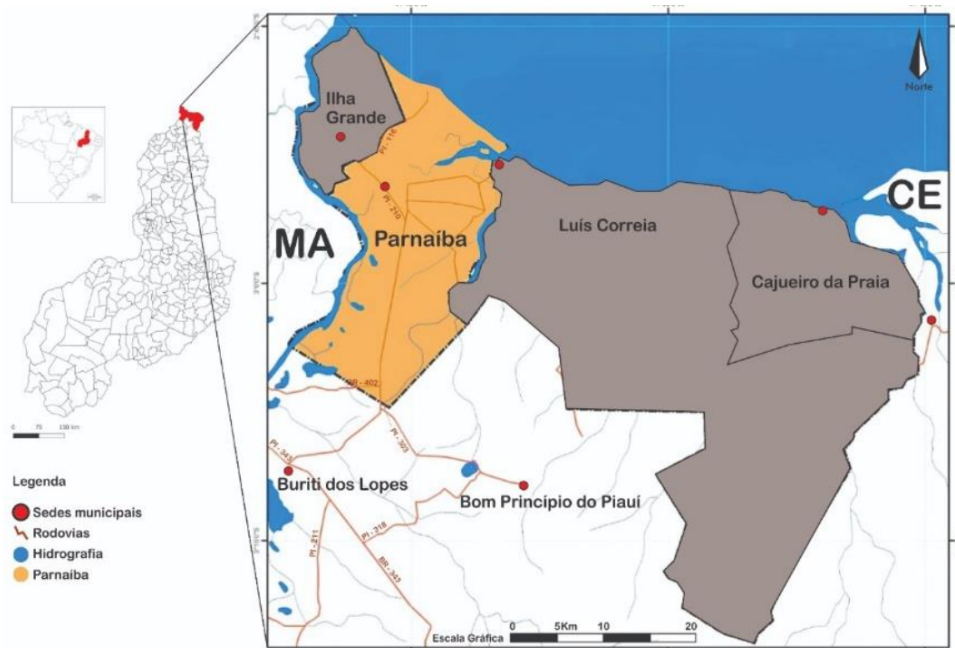
5.1 Escolha do Local

Para a planta de produção de hidrogênio verde via eletrólise, uma característica crucial que deve ser levada em consideração na escolha do local é a proximidade a recursos hídricos em abundância. Já para a parcela de geração eólica da planta, é importante analisar as características do vento da região em questão.

O Nordeste brasileiro é notadamente uma área conhecida por ter um dos melhores ventos do mundo, concentrando cerca de 80% dos parques eólicos no país. Os ventos da região possuem velocidade estável, são mais constantes e não alteram a direção com frequência (ASSIREU et al., 2024).

Com base nisso, o local selecionado para alvo do estudo foi a cidade de Parnaíba no litoral do estado do Piauí, Figura 12. Além das boas condições de vento, há a presença da bacia hidrográfica do rio Parnaíba.

Figura 12 – Localização da Cidade de Parnaíba no Estado do Piauí



Fonte: Melo, Braga e Lins (2021)

5.2 Topologia Adotada

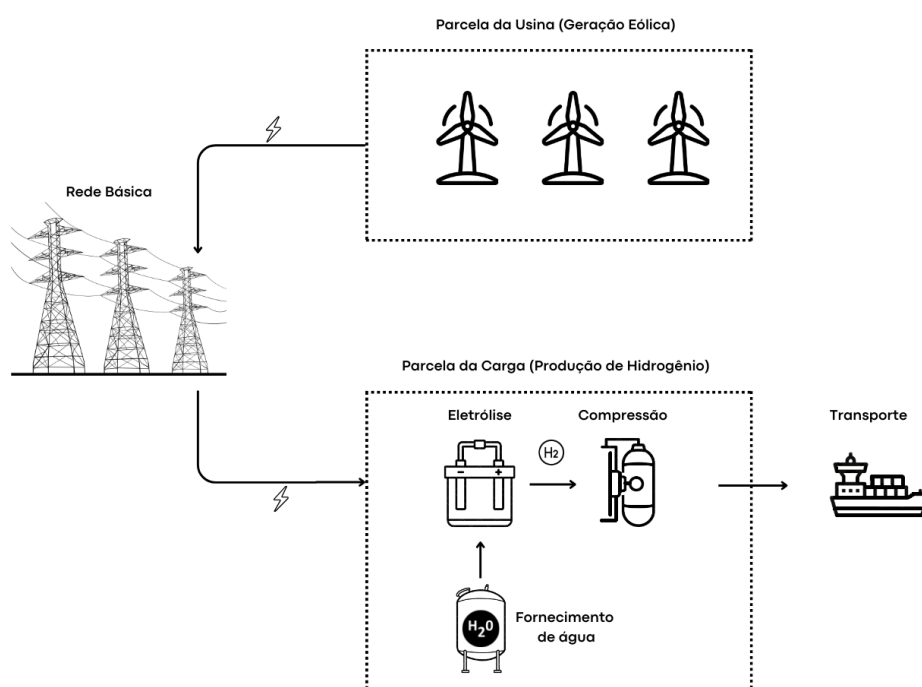
A configuração da planta que será adotada neste trabalho, Figura 13, é composta por duas partes principais: parcela de usina (geração eólica) e parcela de carga (produção de hidrogênio).

A energia gerada pelos aerogeradores é injetada na rede de transmissão. A carga, composta quase exclusivamente pelos eletrolisadores, também está conectada à rede de transmissão. Este modelo de autoprodução conectado à rede básica permite melhor utilização dos eletrolisadores, tendo em vista o caráter intermitente da fonte eólica.

É importante fazer a distinção do mundo físico e do mundo contratual, em termos de aquisição de energia. Nesta topologia adotada, fisicamente, a energia é fornecida pelo SIN, o que envolve toda a rede de geração nacional conectada à rede básica. Contratualmente, o consumo é suprido através da autoprodução e, em casos excepcionais, poderia ainda ser negociada a aquisição de montantes extras de energia de outros fornecedores.

Assim, quando a geração for superior ao consumo, esse excedente poderá ser comercializado no mercado de curto prazo da CCEE. Da mesma forma, em períodos de baixa temporada de ventos, pode-se negociar a compra de energia através de Power Purchase Agreement (PPA), evitando reduzir a escala de produção de hidrogênio em função de baixa geração.

Figura 13 – Esquemático de Conexão da Usina de Hidrogênio Verde



Fonte: Elaboração própria

5.3 Estimativa de Geração

5.3.1 Parâmetros da Turbina Eólica

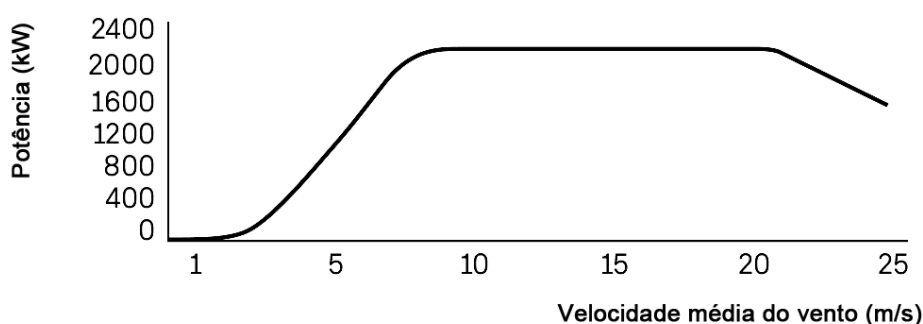
As especificações da turbina SG 2.1-114 da Siemens-Gamesa serão consideradas como referência para os cálculos utilizados neste estudo, Tabela 2. A curva de potência fornecida pelo fabricante pode ser observada na Figura 14.

Tabela 2 – Especificações Técnicas do Aerogerador

Dados Técnicos	
Modelo	Turbina SG 2.1-114 - Siemens
Altura da Torre	106 m
Potência Nominal	2,1 MW
Diâmetro do Rotor	114 m
Controle	Pitch e Velocidade Variável

Fonte: Adaptado de [Siemens Gamesa Renewable Energy \(2021\)](#)

Figura 14 – Curva de Potência da Turbina SG 2.1-114



Fonte: Adaptado de [Siemens Gamesa Renewable Energy \(2021\)](#)

O coeficiente de potência e rendimento da turbina dependem de diversos fatores de operação e para efeito de simplificação no cálculo, será considerado nesse estudo o valor do coeficiente de potência corrigido $C_{p,corr} = 0,4$, tendo como base o que foi discutido na Seção 3.2.1.

5.3.2 Velocidade do Vento

- **Densidade do Ar**

A densidade do ar (ρ) sofre alterações variando-se a pressão, temperatura e umidade. No entanto, para uma altitude de 106 m, será considerada a mesma densidade sob condições normais a nível do mar, pois é uma distância relativamente pequena e, portanto, não apresenta variações expressivas.

Dessa forma, será adotado o valor de $\rho = 1,225 \text{ kg/m}^3$ para os cálculos.

- **Velocidade do Vento**

A altura da torre do aerogerador adotado neste estudo será de 106 metros.

Segundo o [Amarante, Zack e Sá \(2001\)](#), a velocidade média anual do vento na região litorânea do Piauí é por volta de 8 m/s a 50 metros de altura do solo.

É possível utilizar a extrapolação conhecida como Lei da Potência, Equação 18, para

estimar a velocidade do vento em um determinado ponto vertical com base em uma altura de referência (HSU; MEINDL; GILHOUSEN, 1994; BASU, 2023).

$$V_2 = V_1 \left(\frac{h_2}{h_1} \right)^P \quad (18)$$

Onde:

h_1 é a altura de referência;

h_2 é a altura na qual deseja-se estimar a velocidade;

V_1 é a velocidade do vento, já conhecida, na altura h_1 ;

V_2 é a velocidade do vento na altura h_2 ;

P é o fator de rugosidade do terreno, que depende das características atmosféricas do local.

Neste caso, será utilizada a velocidade do vento a 50 metros para estimar a velocidade a uma altura de 106 metros, correspondente à altura da torre adotada.

A região considerada possui pouca vegetação e está localizado à margem do litoral. Assim, uma boa aproximação para o fator de rugosidade a ser considerado é por volta de 0,11 (HSU; MEINDL; GILHOUSEN, 1994; BASU, 2023).

Substituindo os valores na Equação 18, a velocidade média anual do vento a uma altura de 106 metros é de aproximadamente 8,69 m/s. O valor estimado está de acordo com o mapa de potencial eólico brasileiro, Figura 15, elaborado pelo Banco do Nordeste (2021). O mapa considera a velocidade média anual do vento para uma altura de 100 metros, próxima da considerada como altura do rotor neste estudo.

O resumo dos parâmetros necessários para a estimativa de geração da planta com capacidade instalada de 210 MW está representado na Tabela 3.

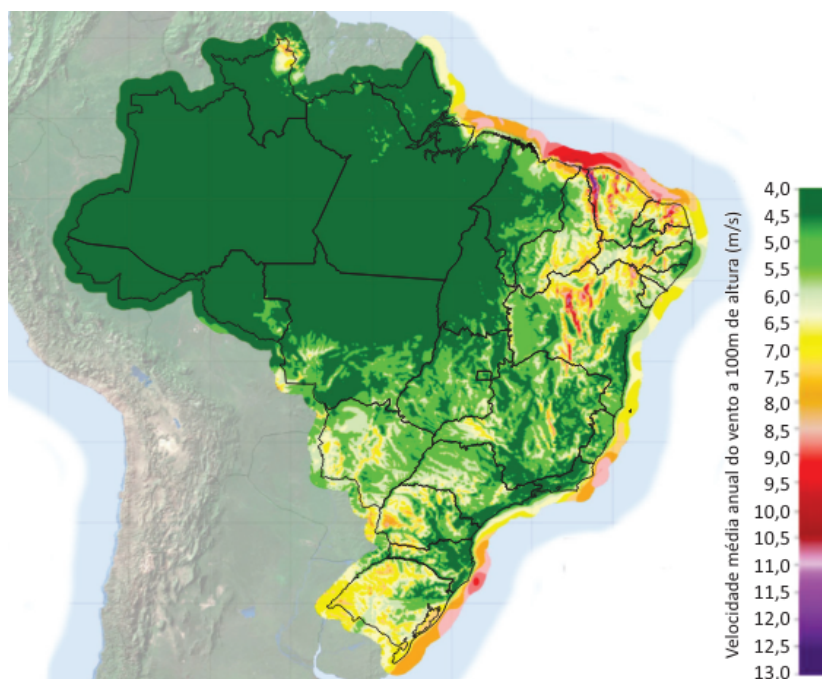
Tabela 3 – Resumo dos Parâmetros Considerados para Estimativa de Geração

Parâmetro	Valor
A	10.207 m ²
$C_{p,corr}$	0,4
v	8,69 m/s
ρ	1,225 kg/m ³
FD	93%
Período	8.760 h
Qtd Turbinas	100

Fonte: Elaboração própria

Foi considerado um fator de disponibilidade de 93%, considerando possíveis paradas para manutenção da usina, bem como restrições de operação impostas pelo ONS, como *energy curtailment*.

Figura 15 – Potencial Eólico Brasileiro



Fonte: Banco do Nordeste (2021)

Com base nas informações da Tabela 3 e na Equação 15, tem-se que a energia gerada pela usina ao longo de um ano é de 1.336,94 GWh .

5.4 Estimativa de Produção de Hidrogênio

As especificações mostradas na Tabela 4 da célula de eletrólise PEM da Siemens, modelo Silyzer 300, serão consideradas como referência para os cálculos utilizados neste estudo. O array completo do eletrolisador, Figura 16, possui 24 módulos.

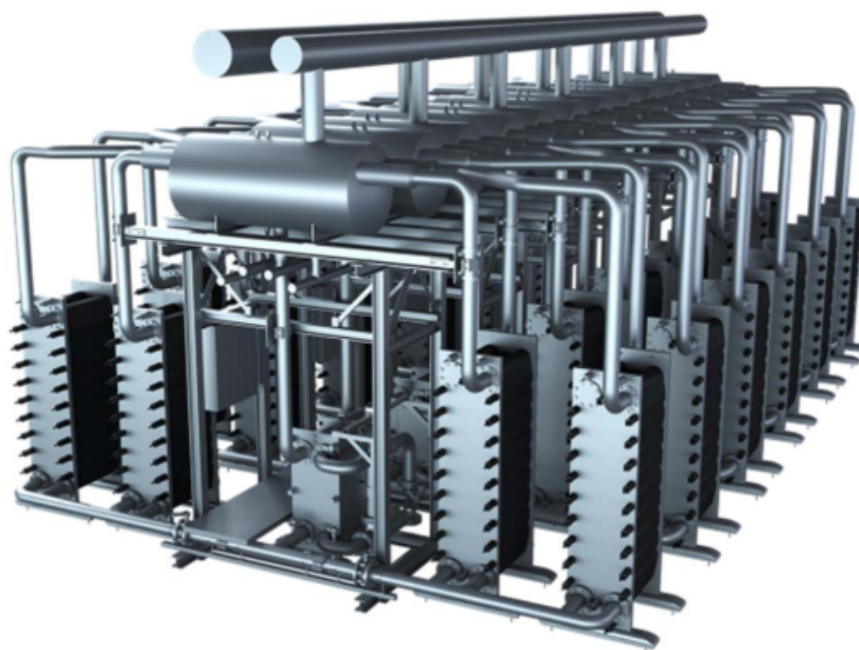
Tabela 4 – Especificações Técnicas do Eletrolisador

Dados Técnicos	
Tipo Eletrólise	PEM
Modelo	Silyzer 300 - Siemens
Potência - 1 array	17,5 MW
Eficiência do Sistema	75 %
Produção de H_2	100-2.000kg/h
Consumo de Água	10 l/kg H_2
Pressão de saída	Customizável

Fonte: Adaptado de Siemens Energy (2020)

Para o cálculo foram considerados os parâmetros representados na Tabela 5. Estima-se a produção anual de 52.560,00 toneladas de hidrogênio na planta. Para tal, o consumo de

Figura 16 – Módulo Array do Eletrolisador Silyzer 300



Fonte: [Siemens Energy \(2020\)](#)

Tabela 5 – Resumo dos Parâmetros Considerados para Estimativa de Produção de Hidrogênio e Consumos de Energia e Água Associados

Parâmetro	Valor
Eficiência do Array	75%
Capacidade de produção de H ₂	1.000 kg/h
Consumo de energia do Eletrolisador	23,33 kWh/kgH ₂
Consumo de energia do Compressor	0,399 kWh/kgH ₂
Consumo de Água	10 l/kgH ₂
Potência do Array	17,5 MW
Período	8.760 h
Fator de Utilização	80%
Qtd Arrays	10

Fonte: Elaboração própria

energia elétrica estimado é de 1.247,37 GWh e o consumo de água é de 525.600,00 m³ ao longo de um ano.

A tarifa aplicada pela concessionária de água do Piauí, Agespisa, consultada no ano de 2024 é de 21 R\$/m³ ([Agespisa, 2024](#)).

A Tabela 6 apresenta a consolidação dos principais parâmetros da produção nas plantas de produção de hidrogênio e de energia eólica.

Tabela 6 – Resumo da Produção nas Plantas de Hidrogênio e de Energia Eólica

	Valor	Unidade
Unidade de Eletrólise		
Capacidade Instalada	175	MW
Produção de H ₂	52.560.000,00	kg/ano
Consumo de Energia Eletrolisador	1.226.400,00	MWh/ano
Consumo de Energia Compressor	20.971,44	MWh/ano
Consumo de Água	525.600,00	m ³ /ano
Unidade de Geração Eólica		
Potência Instalada	210	MW
Geração de Energia	1.336.935,89	MWh/ano

5.5 Encargos

No estudo financeiro, considerando a modalidade de autoprodução com energia incentivada, os encargos a serem analisados incluem apenas aqueles que não possuem isenção específica para esse modelo. Essa abordagem reflete as características regulatórias que favorecem a autoprodução, promovendo a competitividade econômica dessa modalidade ao reduzir o impacto de encargos setoriais sobre o custo final da energia gerada.

Nesse contexto, serão considerados, para parcela de consumo: TUST e Encargo de Serviços do Sistema (ESS). Já para a parcela de geração, serão aplicados os encargos da TUST e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) (COUTO, 2019).

Adicionalmente, a modalidade de autoprodução prevê um tratamento diferenciado para o encargo de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D). Caso ocorra a venda do excedente de energia elétrica gerada pela planta, será obrigatório o pagamento desse encargo, porém apenas sobre a receita decorrente da comercialização do excedente.

6 ANÁLISE ECONÔMICA

6.1 Capex e Opex

CAPEX e OPEX, do inglês *Capital Expenditures* e *Operating Expenses*, respectivamente, são métricas usadas na análise financeira para medir os custos de implantação e operação de projetos ao longo do tempo. Ambas são essenciais para avaliar a viabilidade econômica de um empreendimento.

CAPEX refere-se ao custo de capital necessário para iniciar ou expandir um empreendimento. Esses investimentos geralmente são alocados para a aquisição de ativos ou bens de longa duração, como equipamentos e instalações, que irão agregar benefícios econômicos futuros (VIVES et al., 2023). No contexto deste trabalho, que envolve tanto a planta de hidrogênio verde como a planta de geração de energia eólica, os custos iniciais de aquisição dos componentes, tais como os eletrolisadores e aerogeradores, são os responsáveis pelo maior percentual do CAPEX.

Os custos de conexão à rede de transmissão também compõem uma parte significativa do CAPEX, e na topologia adotada, ambas as plantas estão conectadas ao SIN. Além disso, os custos de engenharia, licenciamento ambiental e aquisição de terrenos devem ser considerados na estimativa global do CAPEX. É importante também que seja considerada uma margem para despesas diversas que não se enquadram nas categorias principais citadas anteriormente, tais como seguros, consultorias, logística de transporte dos componentes, comissionamento, entre outros pequenos gastos que fazem parte da implementação de grandes projetos.

Para o cálculo do CAPEX da planta de hidrogênio, foram considerados os principais componentes, Equação 19:

$$CAPEX_{H_2} = Ch_{eletrolise} + Ch_{SIN} + Ch_{comp} + Ch_{obras} + Ch_{lic} + Ch_{outros} \quad (19)$$

Onde:

$CAPEX_{H_2}$: Capex total da unidade de produção de hidrogênio verde;

$Ch_{eletrolise}$: Custo de aquisição dos equipamentos de eletrólise;

Ch_{SIN} : Custos envolvidos para conexão da instalação à Rede Básica;

Ch_{comp} : Custo de aquisição dos equipamentos de compressão;

Ch_{obras} : Custos envolvidos na construção civil para a instalação da planta de hidrogênio;

Ch_{lic} : Custos envolvidos na compra do terreno e licenças socioambientais para instalação da planta de hidrogênio;

Ch_{outros} : seguros, consultorias, logística de transporte dos componentes, comissionamento, entre outros gastos que não se enquadram nas categorias anteriores.

Para o cálculo do CAPEX da planta da usina eólica foram considerados os principais componentes, Equação 20:

$$CAPEX_G = Cg_{aeroger} + Cg_{SIN} + Cg_{obras} + Cg_{lic} + Cg_{outros} \quad (20)$$

Onde:

$CAPEX_G$: Capex total da unidade de geração de energia eólica;

$Cg_{aeroger}$: Custo de aquisição dos aerogeradores;

Cg_{SIN} : Custos envolvidos para conexão da usina à Rede Básica;

Cg_{obras} : Custos envolvidos na construção civil para a instalação da usina;

Cg_{lic} : Custos envolvidos na compra do terreno e licenças socioambientais para a instalação da usina.

Cg_{outros} : Seguros, consultorias, logística de transporte dos componentes, comissionamento, entre outros gastos que não se enquadram nas categorias anteriores.

Na Tabela 7 são listados os principais parâmetros que constituem o CAPEX das plantas de produção de hidrogênio e da usina eólica.

Dada a natureza emergente do setor de produção de hidrogênio verde, não foram encontradas informações detalhadas e específicas sobre os custos de conexão com o SIN, aquisição de terrenos, obras civis e licenças socioambientais para esse tipo de planta. Assim, adotou-se como referência os valores fornecidos pela (EPE, 2021a) para unidades de geração eólica e fotovoltaica, considerando que ambos os tipos de empreendimentos possuem semelhanças em termos de infraestrutura e demandas regulatórias. Partindo das premissas citadas, foram considerados os seguintes valores: $Ch_{SIN} = 11\%CAPEX_{H2}$; $Ch_{obras} = 10\%CAPEX_{H2}$; $Ch_{outros} = 10\%CAPEX_{H2}$; $Ch_{lic} = 1\%CAPEX_{H2}$.

Já o OPEX diz respeito aos custos recorrentes necessários para manter o empreendimento em funcionamento (VIVES et al., 2023). No caso da planta em estudo, o OPEX inclui despesas como folha salarial e tarifas de energia, que, mesmo sendo menores devido à produção interna, ainda representam uma parte significativa dos custos operacionais. Além disso, as despesas com manutenção dos eletrolisadores e aerogeradores são componentes importantes do OPEX, dado que a durabilidade e eficiência desses equipamentos impactam na viabilidade econômica do projeto.

Para o cálculo do OPEX da planta de hidrogênio, foram considerados os principais componentes, Equação 21:

$$OPEX_{H2} = Oh_{eletrolise} + Oh_{comp} + Oh_{agua} + Oh_{encargos} \quad (21)$$

Onde:

$Oh_{eletrolise}$: Custos operacionais relacionados ao processo de eletrólise;

Oh_{comp} : Custos operacionais relacionados ao funcionamento do sistema de compressão do hidrogênio;

$Oh_{\text{água}}$: Custos referentes ao consumo de água para o processo de eletrólise;

Oh_{encargos} : Custos associados a tarifas e encargos regulatórios da planta de produção de hidrogênio.

Para o cálculo do OPEX da planta da usina eólica foram considerados os principais componentes, Equação 22:

$$OPEX_G = Og_{\text{aeroger}} + Og_{\text{encargos}} \quad (22)$$

Onde:

Og_{aeroger} : Custos relacionados à operação e manutenção dos aerogeradores;

Og_{encargos} : Custos associados a tarifas e encargos regulatórios da planta de energia eólica.

A Tabela 8 mostra os principais componentes do OPEX das plantas de produção de hidrogênio e da usina eólica.

Tabela 7 – Principais Componentes do CAPEX

CAPEX			
	Unidade	Valor	Referência
Und. de Eletrólise			
Eletrólizadores	R\$/kW	4.060,00	(IRENA, 2021)
Compressor	R\$/kg de H ₂	18,26	(VIVES et al., 2023)
Conexão SIN	R\$/kW	11%CAPEX _{H2}	Estimado com base em (EPE, 2021a)
Obras Civas	R\$/kW	10%CAPEX _{H2}	Estimado com base em (EPE, 2021a)
Terreno e Licen- ças	R\$/kW	1%CAPEX _{H2}	Estimado com base em (EPE, 2021a)
Outros	R\$/kW	10%CAPEX _{H2}	Estimado com base em (EPE, 2021a)
Und. de Geração			
Aerogeradores	R\$/kW	3.705,00	(EPE, 2021a)
Conexão SIN	R\$/kW	522,5	(EPE, 2021a)
Obras Civas	R\$/kW	475	(EPE, 2021a)
Terreno e Licen- ças	R\$/kW	47,5	(EPE, 2021a)
Outros	R\$/kW	475	(EPE, 2021a)

Fonte: Elaboração própria

6.2 Custo Nivelado do Hidrogênio (LCOH)

O *Levelized Cost of Hydrogen* (LCOH), chamado de Custo Nivelado do Hidrogênio em português, é um parâmetro chave para determinar a competitividade de uma planta de

Tabela 8 – Principais Componentes do OPEX

OPEX			
	Unidade	Valor	Referência
Unidade de Eletrólise			
Eletrólizador	R\$/kW/ano	130,16	(ELEMENTENERGY, 2018)
Compressor	R\$/kg/ano	1,10	(VIVES et al., 2023)
Fornecimento de Água	R\$/m ³	21	(Agespisa, 2024)
Encargo - ESS	R\$/MWh	9,40	(CCEE, 2024a)
Encargo - TUST	R\$/kW/mês	5,00	(ANEEL, 2024a) (BRASIL, 1996)
Unidade de Geração			
Aerogerador	R\$/kW/ano	70,00	(EPE, 2021a)
Encargo - TUST	R\$/kW/mês	5,00	(ANEEL, 2024a) (BRASIL, 1996)
Encargo - TFSEE	R\$/kW/ano	421,456	(ANEEL, 2024b)

Fonte: Elaboração própria

produção de hidrogênio no mercado. Essa métrica é inspirada no Custo Nivelado da Energia (LCOE), que é amplamente utilizado na avaliação da viabilidade econômica de projetos de geração de energia, especialmente de fontes renováveis como a eólica. Isso resulta em um custo unitário que permite a comparação entre diferentes tecnologias e projetos.

Ambos os conceitos compartilham a mesma lógica de calcular o custo total ao longo da vida útil de um projeto, dividido pela produção da variável de interesse. No caso do LCOH, são considerados os investimentos de capital (CAPEX) e operacionais (OPEX), divididos pela produção esperada de hidrogênio, expressa em kg de H_2 . Como a análise abrange o período de vida útil do projeto, é necessário considerar uma variável de ajuste temporal, a taxa de desconto, que traz os valores futuros para o valor presente, permitindo que sejam avaliados os riscos de um investimento. Assim, o LCOH é definido pela Equação 23, conforme (PAGANI; HAJIMOLANA; ACAR, 2024):

$$LCOH = \frac{CAPEX + \sum_{n=1}^N \frac{OPEX_n}{(1+r)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{P_n}{(1+r)^n}} \quad (23)$$

Esse cálculo foi aplicado aos valores anuais de produção, ao longo de 30 anos de vida útil do projeto. A análise leva em consideração uma taxa de desconto (r) de 11%.

O preço de grande parte dos componentes é dependente do dólar e do euro e, portanto, foram realizadas as conversões para a moeda brasileira. Os valores de câmbio foram obtidos a partir da média diária registrada entre agosto de 2024 e janeiro de 2025. Assim, foram adotados os preços de R\$ 5,80 para o dólar e R\$ 6,21 para o euro (INVESTING, 2025).

Com as principais componentes de custo envolvidas no projeto, Tabela 7 e Tabela 8,

e fixando a taxa de desconto em 11%, foi obtido um LCOH de R\$ 8,53 por kg de hidrogênio produzido, equivalente a USD 1,47 por kg. O resumo destes valores pode ser visualizado na Tabela 9.

Tabela 9 – Resumo dos Parâmetros Utilizados no Cálculo do LCOH

	Valor	Unidade
CAPEX - Planta de H₂	1.576,40	milhões de R\$
CAPEX - Planta de Geração	1.097,25	milhões de R\$
OPEX - Planta de H₂	113,618	milhões de R\$/ano
OPEX - Planta de Geração	27,39	milhões de R\$/ano
Produção de Hidrogênio	52.560,00	t/ano
Tempo (N)	30	anos
Taxa de Desconto (r)	11	%

O LCOH obtido neste estudo (USD 1,47/kg) mostra-se competitivo quando comparado aos valores médios atuais de produção de hidrogênio a partir de fontes fósseis e renováveis. Conforme IEA (2023c) o LCOH para o hidrogênio cinza varia entre USD 0,5/kg e USD 1,7/kg, enquanto o hidrogênio verde, produzido a partir de fontes renováveis, apresenta atualmente um custo mais elevado, variando de USD 3/kg a USD 8/kg, dependendo da região e do recurso energético disponível.

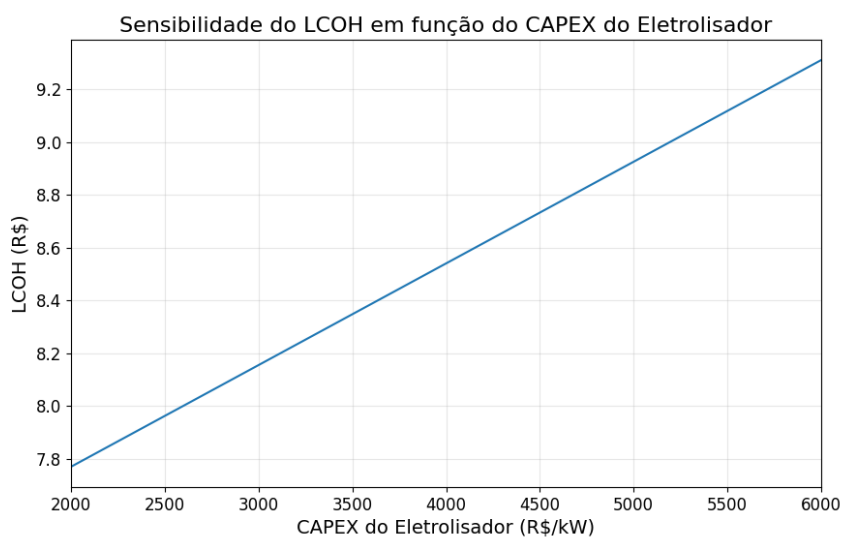
6.2.1 Análise de Sensibilidade

Ao observar variações em diferentes parâmetros, é possível ter um melhor entendimento dos impactos no custo nivelado de produção (LCOH).

As variáveis foram escolhidas dada a incerteza e/ou a volatilidade que apresentam no panorama atual de mercado. Serão analisadas as influências do CAPEX do eletrolisador, da taxa de desconto (r), dos Encargos de Serviço de Sistema (ESS) e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), considerando suas parcelas de consumo e geração, de forma isolada.

O custo de aquisição do eletrolisador representa uma parcela fixa inicial significativa no investimento total, e qualquer variação nesse componente reflete diretamente no custo nivelado de produção. No Brasil, a necessidade de importar esses equipamentos eleva consideravelmente os custos, devido a fatores como tarifas de importação e transporte.

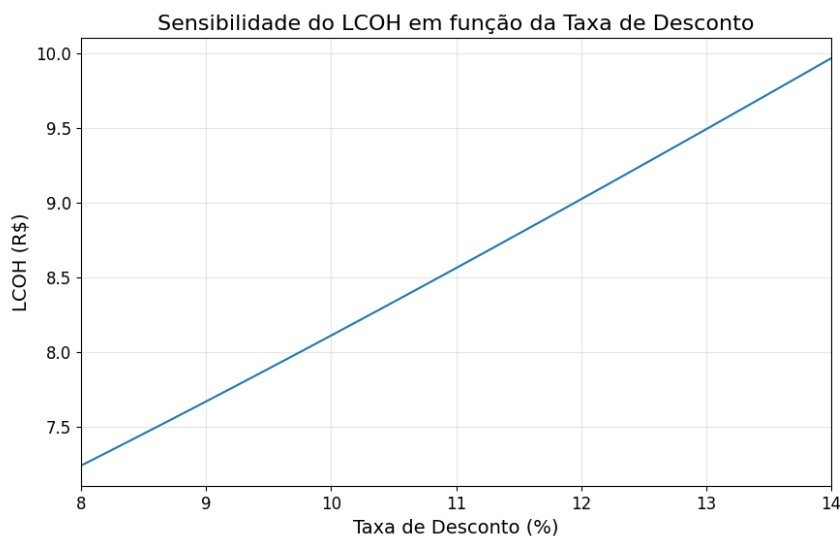
Figura 17 – Custo nivelado do hidrogênio para alterações no CAPEX do eletrolisador, mantendo os demais parâmetros fixos



Fonte: Elaboração própria

A Figura 17 mostra a relação entre o LCOH e a variação no CAPEX do eletrolisador, mantendo fixas as demais componentes de custo. No intervalo analisado (2.000 a 6.000 R\$/kW), o LCOH varia de aproximadamente R\$ 7,77/kg a R\$ 9,31/kg.

Figura 18 – Custo nivelado do hidrogênio para alterações na taxa de desconto, mantendo os demais parâmetros fixos



Fonte: Elaboração própria

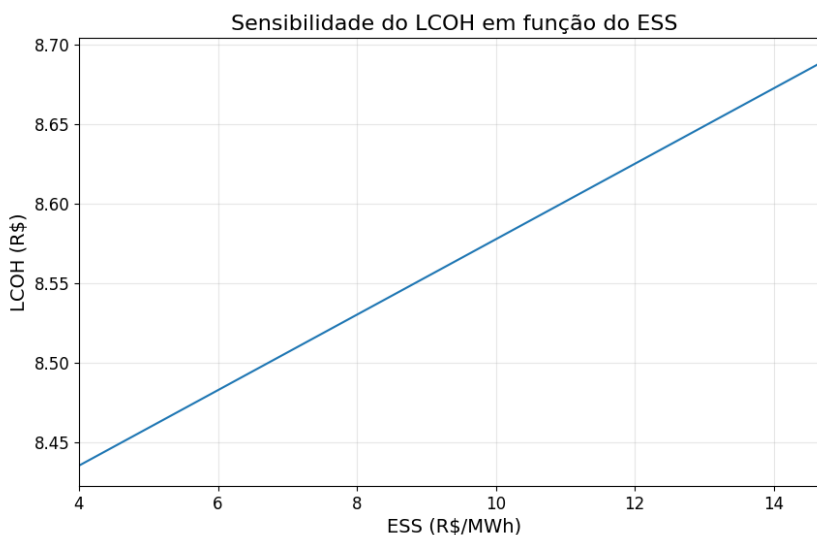
Em projetos de hidrogênio verde, a taxa de desconto tende a ser mais alta devido ao risco associado ao investimento, dada a natureza emergente do setor, que ainda enfrenta

desafios como altos custos iniciais, incertezas regulatórias e falta de maturidade tecnológica. A taxa de desconto impacta diretamente o valor presente de custos futuros, tanto de CAPEX como de OPEX, elevando o custo médio por unidade de hidrogênio produzida.

No intervalo analisado, dada uma variação da taxa de desconto entre 8% e 14%, o LCOH varia de R\$ 7,25/kg a R\$ 9,80/kg.

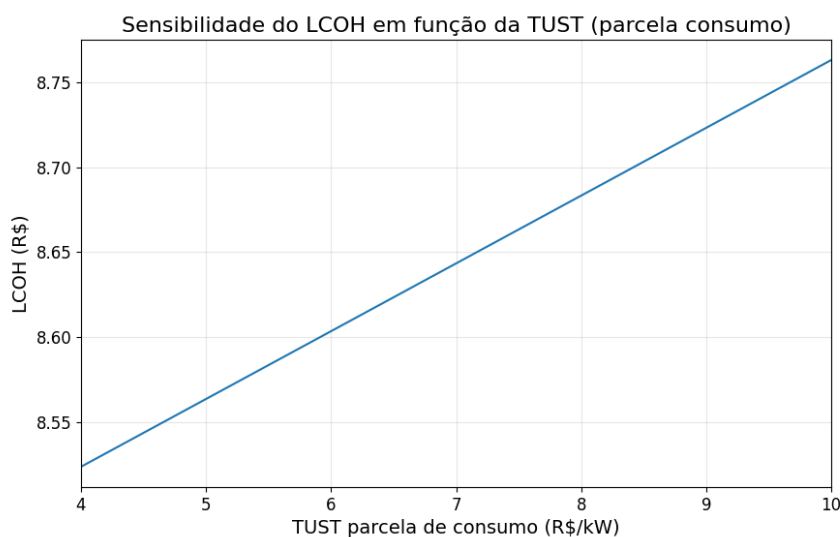
Os gráficos das Figuras 19, 20 e 21 mostram o comportamento do LCOH com base na variação isolada dos custos de Encargos de Serviço de Sistema, TUST parcela consumo e geração, respectivamente. Nota-se que o custo de produção do hidrogênio também é significativamente sensível a variações no custo de energia elétrica.

Figura 19 – Custo nivelado do hidrogênio para alterações no ESS, mantendo os demais parâmetros fixos



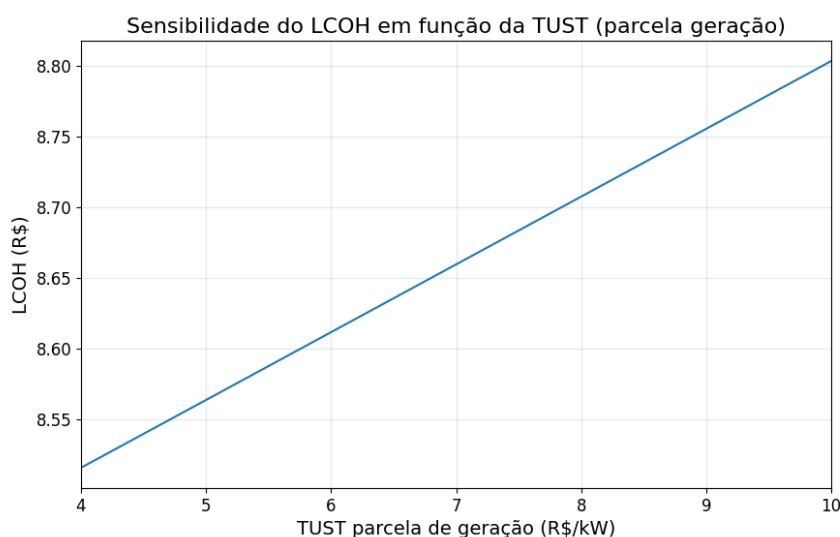
Fonte: Elaboração própria

Figura 20 – Custo nivelado do hidrogênio para alterações na TUST da parcela da carga, mantendo os demais parâmetros fixos



Fonte: Elaboração própria

Figura 21 – Custo nivelado do hidrogênio para alterações na TUST da parcela de geração, mantendo os demais parâmetros fixos



Fonte: Elaboração própria

6.2.2 Simulação de Monte Carlo

A Simulação de Monte Carlo é um método que utiliza números aleatórios para resolver problemas complexos. Ela permite caracterizar distribuições de probabilidade e estimar resultados esperados com base nesses dados. O princípio básico desse modelo é a geração repetida de amostras aleatórias para obter soluções numéricas, explorando a aleatoriedade para tratar

problemas que poderiam ser resolvidos de forma determinística em condições ideais ([ANDRADE et al., 2024](#)).

Assim, foi criado um modelo usando Python para representar o custo nivelado do hidrogênio, definindo as variáveis de entrada que serão variadas. A simulação foi rodada com 1.000 repetições e foram consideradas as seguintes variáveis de entrada:

- **CAPEX do eletrolisador**

Distribuição Gaussiana

Valor médio de R\$ 4.000/MW

Desvio padrão de R\$ 2.000/MW

- **Taxa de desconto**

Distribuição Gaussiana

Valor médio de 0,11

Desvio padrão de 0,02

- **TUST consumo**

Distribuição Uniforme

Valor mínimo de R\$ 4/kW

Valor máximo de R\$ 10/kW

- **TUST geração**

Distribuição Uniforme

Valor mínimo de R\$ 4/kW

Valor máximo de R\$ 10/kW

- **ESS**

Distribuição Gaussiana

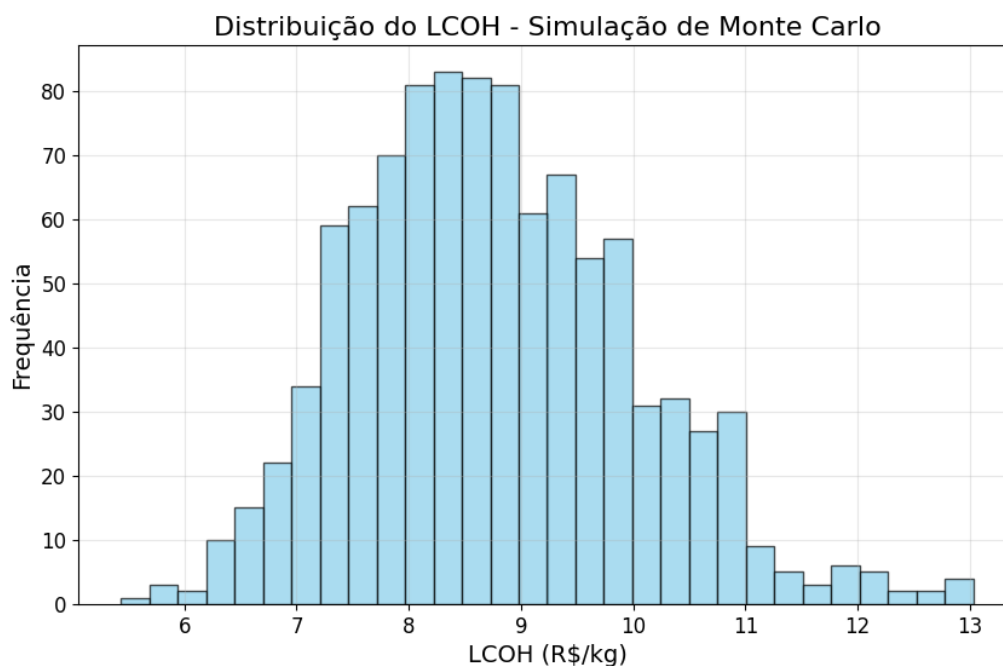
Valor médio de R\$ 9.4/MWh

Desvio padrão de R\$ 5/MWh

As distribuições adotadas refletem a natureza de cada parâmetro, de forma que a distribuição Gaussiana foi utilizada para o CAPEX do eletrolisador, taxa de desconto e ESS, pois esses valores apresentam maiores incertezas econômicas e de mercado. Já para a TUST consumo e TUST geração, foi escolhida a distribuição uniforme, considerando que esses custos variam dentro de intervalos bem definidos.

O histograma da Figura 22 mostra a distribuição do Custo Nivelado de Hidrogênio obtida por meio da Simulação de Monte Carlo, considerando a variabilidade nos parâmetros de entrada.

Figura 22 – Distribuição do LCOH obtida por meio de simulação de Monte Carlo, considerando incertezas nos parâmetros de entrada



Fonte: Elaboração própria

Essa distribuição reflete como o LCOH varia conforme diferentes cenários simulados, incorporando variações simultâneas nas variáveis de entrada. A forma da distribuição é similar a uma curva gaussiana, mostrando que a maior concentração dos resultados para LCOH está entre R\$ 8/kg e R\$ 9/kg, indicando que esses valores são os mais prováveis dentro do intervalo analisado.

6.3 Valor Presente Líquido (NPV)

O Valor Presente Líquido (NPV) considera os fluxos de caixa futuros de um projeto, e os traz para o valor presente ao longo da vida útil da planta. Esta é uma medida amplamente utilizada para avaliar a viabilidade econômica de um projeto (ANDRADE et al., 2024).

É possível estimar o período de retorno do investimento no momento em que o NPV se torna positivo. Isso indica que as receitas projetadas superam os custos, tornando o investimento atrativo. O cálculo, Equação 24, é realizado ao descontar os fluxos de caixa projetados por uma taxa de desconto específica e, em seguida, somar esses valores (JANG et al., 2022). A variável TR é a taxa de imposto aplicada.

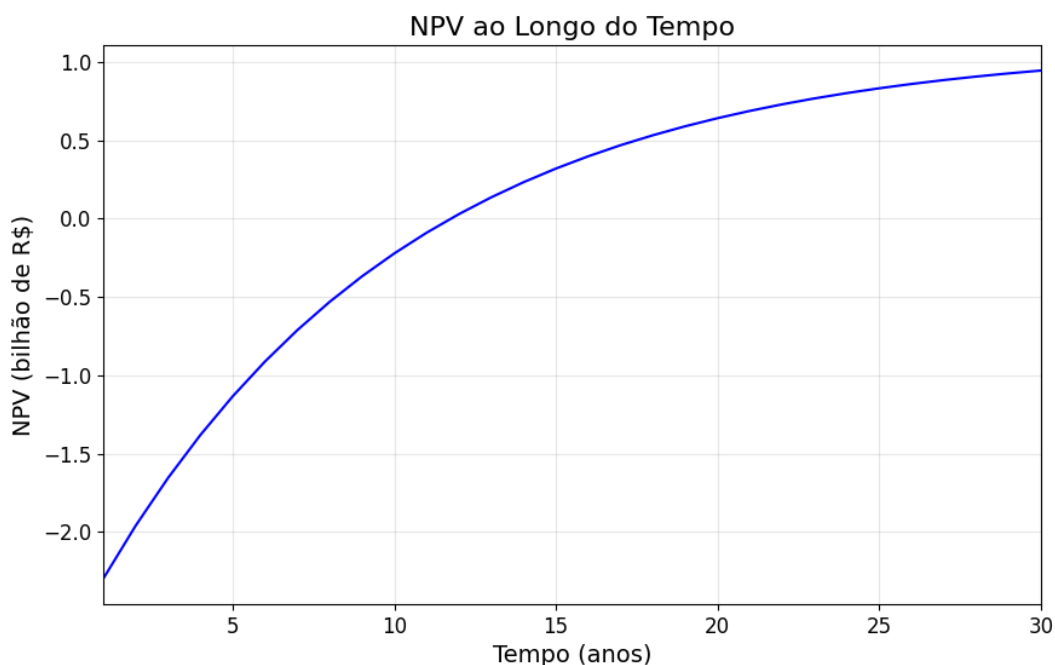
$$NPV = -CAPEX + (1 - TR) \sum_{n=1}^N \frac{RECEITAS_n - OPEX_n}{(1 + r)^n} \quad (24)$$

A Figura 23 apresenta o NPV do projeto ao longo de 30 anos. Adotou-se uma taxa de imposto de 30%, semelhante à nacional (Trading Economics, 2024). Já para o cálculo da receita, foi considerado o preço de venda do hidrogênio de R\$ 14/kg.

É possível observar que a métrica começa em um valor negativo significativo devido ao alto CAPEX inicial e se recupera progressivamente ao longo do tempo à medida que as receitas anuais são geradas.

O ponto em que o NPV cruza o eixo X indica o tempo de recuperação do investimento (payback), de aproximadamente 12 anos. O investimento, portanto, é considerado viável financeiramente.

Figura 23 – Valor Presente Líquido do Projeto ao Longo de 30 anos



Fonte: Elaboração própria

7 CONCLUSÃO

O estudo avaliou a viabilidade econômica da produção de hidrogênio verde, considerando custos de investimento, operação e a aplicação de tecnologias, como eletrolisador PEM e aerogeradores.

A dependência de tecnologias importadas reforça a importância de políticas públicas que incentivem a fabricação nacional, bem como a redução de custos para viabilizar economicamente projetos de hidrogênio verde.

Com o custo nivelado de produção de hidrogênio alcançado, de aproximadamente 1,47 USD/kg, mesmo com simplificações adotadas, os resultados evidenciam que a produção de hidrogênio verde no Nordeste brasileiro é competitiva frente aos valores projetados no mercado internacional, especialmente em cenários de incentivos à descarbonização.

A escolha do local para a instalação, foi baseada em fatores como disponibilidade de recursos hídricos, perfil dos ventos e custos associados à infraestrutura. Esses fatores possuem importante papel na viabilidade do projeto, permitindo a redução dos custos de produção.

Portanto, conclui-se que a produção de hidrogênio verde é tecnicamente e economicamente viável no litoral do Piauí. Além disso, a implantação desse tipo de projeto proporciona benefícios para a comunidade local, gerando empregos diretos e indiretos durante as etapas de construção, operação e manutenção das plantas de produção. Projetos de hidrogênio verde contribuem para o fortalecimento da sustentabilidade ambiental, impulsionando a transição energética, e podem fomentar o desenvolvimento de tecnologias associadas, criando um ecossistema de inovação nas comunidades envolvidas.

Referências

Agespisa. **Tabela de Tarifas**. 2024. Disponível em: <<https://www.agespisa.com.br/site/pages/public/tarifas.jsf>>. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 38.

AJANOVIC, A.; SAYER, M.; HAAS, R. The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 47, n. 57, p. 24136–24154, 2022. ISSN 0360-3199. Hydrogen Society. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319922007066>>. Citado na página 6.

AMARANTE, O.; ZACK, M.; Sá, A. **Atlas do Potencial Eólico Brasileiro**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), 2001. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/atlas_eolico/Atlas%20do%20Potencial%20Eolico%20Brasileiro.pdf>. Citado na página 30.

ANDRADE, J. V. B. de et al. Perspective under uncertainty and risk in green hydrogen investments: A stochastic approach using monte carlo simulation. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 49, p. 385–404, 2024. ISSN 0360-3199. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319923044439>>. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 44.

ANEEL. **Atlas de Energia Elétrica do Brasil - 2ª Edição**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica, 2005. ISBN 85-87491-09-1. Disponível em: <<https://biblioteca.aneel.gov.br/acervo/detalhe/9546?guid=1702492886953&returnUrl=%2Fresultado%2Flistar%3Fguid%3D1702492886953%26quantidadePaginas%3D1%26codigoRegistro%3D9546%239546&i=10>>. Citado na página 17.

ANEEL. **Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica: Módulo 5 - Acesso ao Sistema**. 2020. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_4.pdf>. Citado na página 23.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 957 de 7 de Dezembro de 2021**. 2021. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2021957.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.009 de 22 de Março de 2022**. 2022. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221009.pdf>>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

ANEEL. **Submódulo 5.5: Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica - TFSEE**: Procedimentos de regulação tarifária (proret) - módulo 5. 2022. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_5_5_V1_1C.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 27.

ANEEL. **Submódulo 5.6: Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética – EE**: Procedimentos de regulação tarifária (proret) - módulo 5. 2022. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_5_6_V1_3C.pdf>. Citado na página 27.

ANEEL. **ANEEL aprova quotas de custo e de energia referentes ao PROINFA 2024**. 2023. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/aneel-aprovaquotas-de-custo-e-de-energia-referentes-ao-proinfa-2024>>. Citado 3 vezes nas páginas 2, 14 e 24.

ANEEL. **Resolução Homologatória nº 3.175 de 7 de março de 2023**. 2023. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20233175ti.pdf>>. Citado na página 25.

ANEEL. **ANEXO - Resolução Normativa nº 3.349 de 16 de Julho de 2024**. 2024. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20243349_2.pdf>. Citado na página 38.

ANEEL. **Despacho Nº 019, de 8 de Janeiro de 2024**. 2024. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2024019ti.pdf>>. Citado na página 38.

ANG, T.-Z. et al. A comprehensive study of renewable energy sources: Classifications, challenges and suggestions. **Energy Strategy Reviews**, v. 43, p. 100939, 2022. ISSN 2211-467X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X2200133X>>. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 14.

ANP. **Cartilha do Posto Revendedor de Combustíveis**. 6^a. ed. Rio de Janeiro, 2021. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/cartilhas-e-guias/arq/cartilhapostorevendedor6ed.pdf>>. Acesso em: 21 de março de 2024. Citado na página 4.

ANP. **Fatores de Conversão, Densidades e Poderes Caloríficos Inferiores**. 2023. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2023/outras-pecas-documentais/fatores-conversao.pdf>>. Acesso em: 28 de agosto de 2024. Citado na página 5.

ASSIREU, A. T. et al. Sea breeze-driven effects on wind down-ramps: Implications for wind farms along the north-east coast of Brazil. **Energy**, v. 294, p. 130804, 2024. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544224005760>>. Citado na página 28.

Banco do Nordeste. **Energia Eólica no Nordeste**. 2021. Disponível em: <https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/bitstream/123456789/1045/1/2021_CDS_200.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas 3, 31 e 32.

BASU, S. Chapter 7 - vertical wind speed profiles in atmospheric boundary layer flows. In: LETCHER, T. M. (Ed.). **Wind Energy Engineering (Second Edition)**. Second edition. Academic Press, 2023. p. 75–85. ISBN 978-0-323-99353-1. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780323993531000311>>. Citado na página 31.

BRASIL. **Lei nº 4.904 de 17 de Dezembro de 1965**. 1965. Dispõe sobre a organização do Ministério das Minas e Energia, e dá outras providências. Disponível em: <https://planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/1950-1969/L4904.htm#:~:text=Art.,de%20min%C3%A9rio%20e%20de%20energia.> Citado na página 21.

BRASIL. **Lei nº 9.427 de 26 de Dezembro de 1996**. 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9427cons.htm#:~:text=2o%20A%20Ag%C3%AAncia%20Nacional,e%20diretrizes%20do%20governo%20federal.> Citado 3 vezes nas páginas 21, 24 e 38.

CAMARGO, A. A. de S. **Faz sentido pensar em etanol como fonte sustentável de hidrogênio verde – H2V?** 2021. Disponível em: <https://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/18_camargo_2021_11_19.pdf>. Citado na página 5.

CARBAJALES-DALE, M. Chapter 29 - life cycle assessment: a meta-analysis of cumulative energy demand and greenhouse gas emissions for wind energy technologies. In: LETCHER, T. M. (Ed.). **Wind Energy Engineering (Second Edition)**. Second edition. Academic Press, 2023. p. 423–442. ISBN 978-0-323-99353-1. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780323993531000281>>. Citado na página 14.

CASTRO, N. de et al. **A Economia do Hidrogênio**: Transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil. [S.l.], 2023. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2023/04/livro_economia_do_h2.pdf>. Acesso em: 21 de março de 2024. Citado 3 vezes nas páginas 1, 6 e 11.

CCEE. **Regras de Comercialização**. 2023. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/en/mercado/regras-de-comercializacao>>. Citado na página 23.

CCEE. **CO – Estimativa de Cobrança de Encargos de Serviço de Sistema (ESS)**. 2024. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/pt/web/guest/-/co-estimativa-de-cobranca-de-encargos-de-servico-de-sistema-ess-ago-2024>>. Citado na página 38.

CCEE. **Encargos de Serviços do Sistema (ESS) - 2024**. 2024. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/documents/80415/26668125/09%20-%20Encargos_2024.1.0%20-%20\(jan-24\).pdf/c68044da-95ad-43b1-a780-8da3b46e8f66](https://www.ccee.org.br/documents/80415/26668125/09%20-%20Encargos_2024.1.0%20-%20(jan-24).pdf/c68044da-95ad-43b1-a780-8da3b46e8f66)>. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

CCEE. **Contas Setoriais - CDE**. s.i. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/en/mercado/contas-setoriais/conta-de-desenvolvimento-energetico-cde>>. Citado na página 25.

CHIAPPINI, G. **Neoindustrialização**: Plataforma internacional seleciona três projetos de hidrogênio verde no Brasil para atração de investimentos. 2024. Disponível em: <<https://eixos.com.br/hidrogenio/plataforma-internacional-seleciona-tres-projetos-de-hidrogenio-verde-no-brasil-para-atracao-de-investimentos>>. Acesso em: 10 de Janeiro de 2025. Citado na página 2.

COUTO, F. **Autoprodutor de Energia**. 2019. Disponível em: <<https://megawhat.energy/glossario/autoprodutor-de-energia/>>. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 34.

da Silva Veras, T. et al. Hydrogen: Trends, production and characterization of the main process worldwide. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 42, n. 4, p. 2018–2033, 2017. ISSN 0360-3199. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031991632715X>>. Citado na página 1.

ELEMENTENERGY. **Hydrogen supply chain evidence base**. 2018. Prepared for the UK Government. Disponível em: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/5c00053d40f0b65b09a3a827/H2_supply_chain_evidence_-_publication_version.pdf>. Citado na página 38.

Enel Green Power. **Hélice Eólica**. s/d. Disponível em: <<https://www.enelgreenpower.com/pt/learning-hub/energias-renoveveis/energia-eolica/helice-eolica>>. Citado na página 15.

EPBR. **Maior turbina eólica offshore do mundo entra em operação na China**. 2023. Disponível em: <<https://epbr.com.br/maior-turbina-eolica-offshore-do-mundo-entra-em-operacao-na-china/>>. Citado na página 13.

EPE. **Caderno de Preços da Geração 2021**. 2021. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublishingImages/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/caderno-de-precos-da-geracao/CadernodePre%C3%A7osdeGera%C3%A7%C3%A3o_r0.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas 36, 37 e 38.

EPE. **Nota Técnica - ESTUDOS DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO**. 2021. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-560/EPE-DEE-NT-014-2021-rev0_05fev21_\(C%C3%A1culos%20da%20TUST%20-%20sensibilidade\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-560/EPE-DEE-NT-014-2021-rev0_05fev21_(C%C3%A1culos%20da%20TUST%20-%20sensibilidade).pdf)>. Citado na página 24.

EPE. **BEN - Relatório Síntese 2023**. 2023. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-681/BEN_S%C3%ADntese_2023_PT.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas 1, 2 e 21.

EXAME. **Capacidade instalada de energia renovável da China ultrapassa a de energia de carvão**. 2023. Disponível em: <<https://exame.com/mundo/capacidade-instalada-de-energia-renovavel-da-china-ultrapassa-a-de-energia-de-carvao/>>. Acesso em: 17 de Abril de 2024. Citado na página 13.

FAIRLEY, P. **Sizing up hydrogen's hydrological footprint**. 2023. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/d41586-023-03884-9#:~:text=The%20water%20requirements%20for%20producing,kilogram%20of%20H21.>> Citado 2 vezes nas páginas 3 e 8.

HSU, S. A.; MEINDL, E. A.; GILHOUSEN, D. B. Determining the power-law wind-profile exponent under near-neutral stability conditions at sea. **Journal of Applied Meteorology**, v. 33, n. 6, p. 757–765, 1994. Citado na página 31.

IEA. **Electrolysers**. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/electrolysers>>. Acesso em: 24 de abril de 2024. Citado na página 8.

IEA. **Energy Statistics Data Browser**. 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TESbySource>>. Citado na página 2.

IEA. **Global Hydrogen Review 2023**. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf>>. Acesso em: 21 de março de 2024. Citado 3 vezes nas páginas 1, 4 e 39.

IEA. **Why clearer terminology for hydrogen could unlock investment and scale up production**. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.iea.org/commentaries/why-clearer-terminology-for-hydrogen-could-unlock-investment-and-scale-up-production>>. Acesso em: 15 de abril de 2024. Citado na página 6.

IEA. **Global Hydrogen Review 2024**. [S.l.], 2024. Disponível em: <<https://iea.blob.core.windows.net/assets/89c1e382-dc59-46ca-aa47-9f7d41531ab5/GlobalHydrogenReview2024.pdf>>. Acesso em: 01 de fevereiro de 2024. Citado na página 3.

INCER-VALVERDE, J. et al. “colors” of hydrogen: Definitions and carbon intensity. **Energy Conversion and Management**, v. 291, p. 117294, 2023. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890423006404>>. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 7.

INVESTING. **Preços Históricos**. 2025. Disponível em: <<https://br.investing.com/currencies/eur-brl-historical-data>>. Citado na página 38.

IRENA. **Making the breakthrough: Green hydrogen policies and technology costs**. Abu Dhabi, 2021. Disponível em: <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf?la=en&hash=40FA5B8AD7AB1666EECBDE30EF458C45EE5A0AA6>. Citado 4 vezes nas páginas 1, 2, 10 e 37.

JANG, D. et al. Techno-economic analysis and monte carlo simulation for green hydrogen production using offshore wind power plant. **Energy Conversion and Management**, v. 263, p. 115695, 2022. ISSN 0196-8904. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422004915>>. Citado na página 44.

JI, M.; WANG, J. Review and comparison of various hydrogen production methods based on costs and life cycle impact assessment indicators. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 78, p. 38612–38635, 2021. ISSN 0360-3199. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921036697>>. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 10.

JOHARI, M. K.; JALIL, M.; SHARIFF, M. Comparison of horizontal axis wind turbine (hawt) and vertical axis wind turbine (vawt). v. 7, p. 74–80, 10 2018. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/328448645_Comparison_of_horizontal_axis_wind_turbine_HAWT_and_vertical_axis_wind_turbine_VAWT>. Citado na página 14.

LI, J.-Q. et al. A study on the joule-thomson effect of during filling hydrogen in high pressure tank. **Case Studies in Thermal Engineering**, v. 41, p. 102678, 2023. ISSN 2214-157X. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214157X22009157>>. Citado na página 4.

LOPES, S. C. **Impacto na Estabilidade do Sistema Elétrico Causado Pela Intermitência da Geração Eólica**. Dissertação (Mestrado) — Escola Politécnica de São Paulo, São Paulo, 2023. Citado 2 vezes nas páginas 17 e 18.

LUO, Y. Study of the upstream and downstream industries of traditional coal energy and new hydrogen energy to envisage the further sustainable energy development pathways in china. In: **Proceedings of the 2024 International Conference on Applied Economics, Management Science and Social Development (AEMSS 2024)**. Atlantis Press, 2024. p. 156–161. ISBN 978-2-38476-257-6. ISSN 2352-5428. Disponível em: <https://doi.org/10.2991/978-2-38476-257-6_19>. Citado 3 vezes nas páginas 10, 11 e 12.

MAHMOUD, M. et al. Chapter 3.5 - case studies and analysis of wind energy systems. In: OLABI, A. G. (Ed.). **Renewable Energy - Volume 1 : Solar, Wind, and Hydropower**. Academic Press, 2023. p. 363–387. ISBN 978-0-323-99568-9. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780323995689000194>>. Citado na página 20.

MELO, R.; BRAGA, S.; LINS, R. Contribuição dos meios de hospedagem para as emissões diretas de dióxido de carbono (co2) na cidade de parnaíba (piauí, brasil). **Revista Brasileira de Pesquisa em Turismo**, v. 15, p. 1968, 03 2021. Citado na página 28.

MME. **Guia de Procedimentos para Acesso Ao Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica e Conexão à Rede Básica do Sistema Interligado Nacional**. Rio de Janeiro, 2014. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <https://antigo.mme.gov.br/documents/36189/406353/Guia_Versxo_Jan_2014_Port_MME_24_2014.pdf/e3eac9ee-87f2-bd46-724c-ad8d60ed2283>. Acesso em: 25 de setembro de 2024. Citado na página 22.

MME. **MME, EPE, ONS e ANEEL debatem o planejamento da transmissão para projetos de hidrogênio**. 2024. Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-epe-ons-e-aneel-debatem-o-planejamento-da-transmissao-para-projetos-de-hidrogenio>>. Citado na página 22.

MOHAMMADI, A.; MEHRPOOYA, M. A comprehensive review on coupling different types of electrolyzer to renewable energy sources. **Energy**, v. 158, p. 632–655, 2018. ISSN 0360-5442. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218311381>>. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 9.

MORADI, R.; GROTH, K. M. Hydrogen storage and delivery: Review of the state of the art technologies and risk and reliability analysis. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 23, p. 12254–12269, 2019. ISSN 0360-3199. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919309656>>. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 12.

ONS. **Procedimentos de Rede - Módulo 15 - Submódulo 15.8**. 2017. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/%2FProcedimentosDeRede%2FM%C3%B3dulo%2015%2FSubm%C3%B3dulo%2015.8%2FSubm%C3%B3dulo%2015.8%202017.09.pdf>>. Citado na página 24.

ONS. **O Planejamento da Operação Energética no Sistema Interligado Nacional**. 2020. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Livros-da-Diretoria-de-Planejamento-na-biblioteca-digital-ONS/LIVRO-O-PLANEJAMENTO-DA-OPERA%C3%87%C3%83O-ENERG%C3%89TICA-NO-SISTEMA%20INTERLIGADO-NACIONAL.pdf>>. Citado na página 21.

ONS. **Relacionamentos**. s.i. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: <<https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/relacionamentos>>. Citado na página 21.

PAGANI, G.; HAJIMOLANA, Y.; ACAR, C. Green hydrogen for ammonia production – a case for the netherlands. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 52, p. 418–432, 2024. ISSN 0360-3199. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319923032858>>. Citado na página 38.

Siemens Energy. **Overview of the PEM Silyzer Family**. 2020. Disponível em: <https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/10/20200930-SE-NEB-PEM-Electrolyzer-and-Applications_EW.pdf>. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

Siemens Gamesa Renewable Energy. **SG 2.1-114 Wind Turbine**. 2021. Disponível em: <<https://www.siemensgamesa.com/-/media/siemensgamesa/downloads/en/products-and-services/onshore/brochures/siemens-gamesa-onshore-wind-turbine-sg-2-1-114-en.pdf>>. Citado na página 30.

SØRENSEN, B. Chapter 2 - hydrogen. In: SØRENSEN, B. (Ed.). **Hydrogen and Fuel Cells**. Burlington: Academic Press, 2005, (Sustainable World). p. 5–111. ISBN 978-0-12-655281-2. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780126552812500032>>. Citado 4 vezes nas páginas 4, 5, 6 e 7.

TARNOWSKI, G. C. **Metodologia de regulação da potência ativa para operação de sistemas de geração eólica com aerogeradores de velocidade variável**. Dissertação (Mestrado) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 19.

Trading Economics. **Taxa de imposto corporativo do Brasil**. 2024. Disponível em: <<https://tradingeconomics.com/brazil/corporate-tax-rate>>. Citado na página 45.

TWIDELL, J.; WEIR, T. **Renewable Energy Resources**. 2nd. ed. Abingdon, UK: Routledge, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 14 e 17.

VIAN Ângelo et al. **Energia Eólica: Fundamentos, Tecnologia e Aplicações**. São Paulo: Blucher, 2021. 146 p. Citado 4 vezes nas páginas 13, 14, 15 e 16.

VIVES, A. M. V. et al. Techno-economic analysis of large-scale green hydrogen production and storage. **Applied Energy**, v. 346, p. 121333, 2023. ISSN 0306-2619. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261923006979>>. Citado 4 vezes nas páginas 35, 36, 37 e 38.