

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
Escola de Engenharia
Departamento de Engenharia Nuclear
Programa de Pós-Graduação em Ciências e Técnicas Nucleares

Maria Luiza Silvia Gonçalves

**APLICABILIDADE DO HIDROGÊNIO VERDE GERADO POR ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA PARA O TRANSPORTE PÚBLICO – MODELAGEM E ESTUDO
DE CASO**

Belo Horizonte

2025

Maria Luiza Silvia Gonçalves

**APLICABILIDADE DO HIDROGÊNIO VERDE GERADO POR ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA PARA O TRANSPORTE PÚBLICO – MODELAGEM E ESTUDO
DE CASO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Ciências e Técnicas Nucleares da Universidade Federal de Minas Gerais como requisito parcial para obtenção do título de Mestre em Ciências e Técnicas Nucleares

Área de Concentração: Engenharia Nuclear e da Energia

Orientadora: Prof^a Antonella Lombardi Costa

Coorientador: Prof. Carlos Eduardo Velasquez Cabrera

Belo Horizonte

2025

G635a Gonçalves, Maria Luiza Silvia.
Aplicabilidade do hidrogênio verde gerado por energia solar fotovoltaica para o transporte público – modelagem e estudo de caso / Maria Luiza Silvia Gonçalves. - 2025.
1 recurso online (96 f. : il., color.) : pdf.

Orientadora: Antonella Lombardi Costa.
Coorientador: Carlos Eduardo Velasquez Cabrera.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Bibliografia: f. 88-96.

1. Engenharia nuclear - Teses. 2. Ar - Poluição - Teses. 3. Hidrogênio verde - Teses. 4. Energia solar - Teses. 5. Energia fotovoltaica - Teses. 6. Transporte urbano 7. Modelagem - Teses. I. Costa, Antonella Lombardi. II. Cabrera, Carlos Eduardo Velasquez. III. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. IV. Título.

CDU: 621.039(043)



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES



FOLHA DE APROVAÇÃO

Aplicabilidade do Hidrogênio Verde Gerado por Energia Solar Fotovoltaica para o Transporte Público – Modelagem e Estudo de Caso

MARIA LUIZA SILVIA GONÇALVES

Dissertação submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, como requisito para obtenção do grau de Mestre em CIÊNCIAS E TÉCNICAS NUCLEARES, área de concentração ENGENHARIA NUCLEAR E DA ENERGIA.

Aprovada em 17 de julho de 2025, pela banca constituída pelos membros:

Profa. Antonella Lombardi Costa – Orientadora
Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG

Prof. Carlos Eduardo Velásquez Cabrera – Coorientador
Departamento de Engenharia Nuclear - UFMG

Prof. Luiz Machado
Departamento de Engenharia Mecânica - UFMG

Profa. Bruna de Fátima Pedrosa Guedes Flausino
Universidade Federal de Ouro Preto

Belo Horizonte, 17 de julho de 2025.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela presença constante em minha vida. À Nossa Senhora, sou grata pelo acolhimento discreto e pelo consolo nas horas de incerteza, sempre me trazendo paz e esperança ao longo desta caminhada.

À minha orientadora, professora Antonella, e ao meu coorientador, professor Carlos, agradeço profundamente pela orientação ao longo deste percurso. Suas contribuições técnicas, disponibilidade, escuta atenta e compromisso com a qualidade acadêmica foram essenciais para a realização deste trabalho. Estendo meus agradecimentos aos professores Maria Auxiliadora Fortini e Ricardo Brant Pinheiro, cujos ensinamentos contribuíram significativamente para minha formação e desenvolvimento ao longo do mestrado, bem como ao professor Gustavo Nikolaus Pinto de Moura, pelo valioso auxílio nas simulações que embasaram esta pesquisa.

Aos meus pais e às minhas irmãs, que me proporcionaram tudo o que esteve ao alcance, e muitas vezes até o que não estava, mesmo quando isso exigiu atravessar caminhos difíceis e fazer renúncias silenciosas. Carrego comigo a força, o amor e o exemplo de cada um, e dedico este trabalho à grandeza desses gestos.

Aos amigos que caminharam comigo em diferentes fases desta jornada, pela escuta generosa, pelos momentos de alívio e pelas palavras de incentivo quando mais precisei, deixo aqui minha gratidão sincera e afetuosa.

Ao Departamento de Engenharia Nuclear da Universidade Federal de Minas Gerais (DEN/UFMG) e a todos os professores que contribuíram para a minha formação acadêmica e pessoal, meu sincero reconhecimento.

E à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Minas Gerais (FAPEMIG), pelo apoio financeiro e pela concessão da bolsa de mestrado, sem os quais este percurso teria sido ainda mais desafiador, assim como à CAPES e ao CNPq, pelo apoio às pesquisas do PCTN do DEN/UFMG.

“É justo que muito custe o que muito vale.”

Santa Teresa d’Ávila

RESUMO

A intensificação das demandas por soluções sustentáveis no setor de transportes, aliada ao imperativo global de mitigação das emissões de gases de efeito estufa, tem impulsionado o desenvolvimento de alternativas tecnológicas à matriz fóssil. Nesse contexto, o hidrogênio verde, obtido por eletrólise da água alimentada por energia solar fotovoltaica, desponta como vetor energético promissor devido ao seu caráter renovável, elevado poder calorífico, viabilidade para aplicações descentralizadas e maior eficiência energética do processo em comparação à geração de trabalho em ciclos motores térmicos. Este estudo avaliou a viabilidade técnica, econômica e ambiental da substituição da frota de ônibus do sistema interno da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), atualmente movida a diesel, por veículos abastecidos com hidrogênio verde. A modelagem, realizada no software HOMER Pro, considerou a implantação de um sistema autônomo composto por painéis fotovoltaicos, eletrolisador e tanque de armazenamento. Na hipótese de substituição integral da frota (linhas 1, 2, 3 e 4), estimou-se uma produção diária de 55,98 kg de hidrogênio, com investimento inicial de aproximadamente US\$ 1,20 milhão, custo nivelado de hidrogênio de US\$ 5,76/kg e mitigação anual de cerca de 210,7 toneladas de CO₂. Na alternativa focada exclusivamente na linha 2, a produção diária foi de 19,04 kg de hidrogênio, com investimento inicial de US\$ 612.515,00, custo nivelado de US\$ 7,61/kg e redução estimada de 71,7 toneladas de CO₂ por ano. Os resultados indicam que, embora a substituição total exija maior investimento inicial, apresenta menor custo nivelado de hidrogênio e maior viabilidade econômica no longo prazo. Por sua vez, a análise restrita à linha 2, com menor escala e investimento, destaca-se como alternativa estratégica para projetos-piloto, por demandar menor complexidade operacional e possibilitar a consolidação gradual da cadeia tecnológica do hidrogênio no Brasil. Assim, o estudo contribui para o delineamento de estratégias institucionais voltadas à descarbonização do transporte público e ao fortalecimento da sustentabilidade em ambientes acadêmicos.

Palavras-chave: hidrogênio verde; energia solar fotovoltaica; transporte público; redução de emissões; modelagem; HOMER Pro.

ABSTRACT

The growing demand for sustainable solutions in the transportation sector, combined with the global imperative to mitigate greenhouse gas emissions, has driven the development of technological alternatives to the fossil-based energy matrix. In this context, green hydrogen, produced through water electrolysis powered by photovoltaic solar energy, emerges as a promising energy carrier due to its renewable nature, high calorific value, suitability for decentralized applications, and higher energy efficiency compared to work generation in thermal engine cycles. This study assessed the technical, economic, and environmental feasibility of replacing the diesel-powered bus fleet of the internal transportation system at the Federal University of Minas Gerais (UFMG) with vehicles fueled by green hydrogen. The modeling, conducted using the HOMER Pro software, considered the implementation of an autonomous system composed of photovoltaic panels, an electrolyzer, and a storage tank. Under the assumption of full fleet replacement (lines 1, 2, 3, and 4), the estimated daily production was 55.98 kg of hydrogen, with an initial investment of approximately US\$ 1.20 million, a levelized cost of hydrogen of US\$ 5.76/kg, and an annual reduction of about 210.7 metric tons of CO₂. In the alternative focused exclusively on line 2, the daily production was 19.04 kg of hydrogen, with an initial investment of US\$ 612,515.00, a levelized cost of US\$ 7.61/kg, and an estimated annual reduction of 71.7 metric tons of CO₂. The results indicate that, although full replacement requires a higher initial investment, it presents a lower levelized cost of hydrogen and greater long-term economic feasibility. The analysis restricted to line 2, with smaller scale and investment, stands out as a strategic option for pilot projects, as it requires lower operational complexity and enables the gradual consolidation of the hydrogen technology chain in Brazil. Thus, this study contributes to the development of institutional strategies aimed at decarbonizing public transportation and strengthening sustainability within academic environments.

Keywords: green hydrogen; photovoltaic solar energy; public transportation; emissions reduction; modeling; HOMER Pro.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Participação das renováveis na OIE.	20
Figura 2. Repartição da oferta Interna de energia, 2023.....	20
Figura 3. Espectro de cores hidrogênio.....	24
Figura 4. Circuito equivalente de um eletrolisador.....	26
Figura 5. Representação esquemática de células de tipo PEMFC e SOFC.	28
Figura 6. Vista frontal, lateral e traseira do veículo.	49
Figura 7. Distribuição mensal da irradiação solar na UFMG.	52
Figura 8. Produção de energia mensal do painel solar.	68
Figura 9. Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos.	72
Figura 10. Potência gerada pelo eletrolisador.....	73
Figura 11. Nível do tanque de hidrogênio.	73
Figura 12. Produção de energia mensal do painel solar.	76
Figura 13. Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos.	78
Figura 14. Potência gerada pelo eletrolisador.....	79
Figura 15. Nível do tanque de hidrogênio.	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Principais características dos eletrolisadores.....	27
Tabela 2. Síntese do estado da arte referente ao hidrogênio verde.....	32
Tabela 3. Quilometragem diária das linhas internas UFMG.....	40
Tabela 4. Especificações técnicas Apache Vip V.....	42
Tabela 5. Limite de emissões atmosféricas.....	45
Tabela 6. Fator médio de emissão de CO ₂ para ônibus urbanos.....	46
Tabela 7. Especificações técnicas do veículo <i>Hyundai Universe</i>	48
Tabela 8. Descrição técnica e rendimento energético do <i>Hyundai Universe</i>	49
Tabela 9. Parâmetros econômicos e operacionais da simulação.....	51
Tabela 10. Índice de claridade e radiação diária na UFMG.....	52
Tabela 11. Demanda de hidrogênio diária por linha.....	53
Tabela 12. Valores de capital, reposição e O&M para o tanque de hidrogênio.....	55
Tabela 13. Parâmetros operacionais LONGi Solar.....	56
Tabela 14. Valores de capital, reposição e O&M para o painel fotovoltaico.....	56
Tabela 15. Valores de capital, reposição e O&M para o eletrolisador.....	56
Tabela 16. Emissões atmosféricas de poluentes locais.....	64
Tabela 17. Intervalos de recarga.....	65
Tabela 18. Parâmetros operacionais e econômicos.....	67
Tabela 19. Custo estimado componentes do sistema de produção de H ₂ V.....	68
Tabela 20. Parâmetros operacionais.....	68
Tabela 21. Produção e demanda de hidrogênio verde.....	69
Tabela 22. Custo nivelado do hidrogênio verde.....	70
Tabela 23. Parâmetros técnicos de produção LONGi Solar.....	71
Tabela 24. Operação LONGi Solar.....	71
Tabela 25. Parâmetros técnicos de produção do eletrolisador.....	72
Tabela 26. Operação do eletrolisador.....	72
Tabela 27. Parâmetros técnicos do tanque de hidrogênio.....	73
Tabela 28. Parâmetros operacionais e econômicos.....	75
Tabela 29. Custo estimado do sistema de produção de hidrogênio verde.....	75
Tabela 30. Parâmetros operacionais análise alternativa.....	76
Tabela 31. Produção e demanda de hidrogênio verde da análise alternativa.....	76
Tabela 32. Custo nivelado do hidrogênio verde.....	77
Tabela 33. Parâmetros técnicos de produção LONGi Solar.....	77

Tabela 34. Operação LONGi Solar.	78
Tabela 35. Parâmetros técnicos de produção do eletrolisador.....	79
Tabela 36. Operação do eletrolisador.	79
Tabela 37. Parâmetros técnicos do tanque de hidrogênio.	80

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
BHTrans	Empresa de Transportes e Trânsito de Belo Horizonte
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAD 1	Centro de Atividades Didáticas 1
CAD 2	Centro de Atividades Didáticas 2
CAD 3	Centro de Atividades Didáticas 3
CECOM	Centro de Comunicação
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido de carbono
DAE	Departamento de Administração Escolar
EEFFTO	Escola de Educação Física, Fisioterapia e Terapia Ocupacional
EEUFMG	Escola de Engenharia da UFMG
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FAFICH	Faculdade de Filosofia e Ciências Humanas
FALE	Faculdade de Letras
FC	<i>Fuel Cell</i> (célula a combustível)
GEE	Gases de efeito estufa
H ₂	Hidrogênio
H ₂ O	Água
H ₂ V	Hidrogênio verde
HOMER	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i> (Otimização Híbrida de Múltiplos Recursos Energéticos)
ICB	Instituto de Ciências Biológicas
ICEx	Instituto de Ciências Exatas
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
IPCC	<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i> (Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas)
kWh	Quilowatt-hora
LCOH	<i>Levelized Cost of Hydrogen</i> (custo nivelado do hidrogênio)
MME	Ministério de Minas e Energia
NO _x	Óxidos de nitrogênio

O ₂	Oxigênio
O&M	Operação e manutenção
PEMFC	<i>Proton Exchange Membrane Fuel Cell</i> (célula a combustível de membrana de troca de prótons)
PM _{2.5}	Material particulado com diâmetro ≤ 2,5 micrômetros
Proconve	Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores
RU	Restaurante Universitário
SET	Setorial
UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
USD	<i>United States Dollar</i> (Dólar americano)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Objetivos	17
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	18
2.1 Mudanças Climáticas e Transição Energética.....	18
2.2 Energia Solar Fotovoltaica	22
2.3 Hidrogênio verde	23
2.3.1 Eletrólise.....	25
2.3.2 Panorama das Tecnologias de Eletrólise: PEM, AEM, SOEC.....	26
2.4 Células a Combustível	28
2.5 Estado da Arte.....	30
2.6 HOMER Pro	36
3 METODOLOGIA.....	38
3.1 Transporte Interno da UFMG	39
3.1.1 Especificações Técnicas da Frota Atual.....	41
3.1.2 Consumo de Diesel e Custo Anual de Combustível	42
3.1.3 Estimativa do Custo Acumulado de Diesel para o Horizonte de 20 Anos	43
3.1.4 Estimativa das Emissões.....	44
3.1.5 Emissões de CO ₂	46
3.2 Especificações Técnicas dos Ônibus a Hidrogênio Considerados no Modelo	47
3.3 Modelagem.....	50
3.3.1 Potencial de Geração Solar.....	51
3.4 Configurações Operacionais e Energéticas	53
3.4.1 Tanque de hidrogênio	54
3.4.2 Painel solar fotovoltaico.....	55
3.4.3 Eletrolisador	56

3.5 Configuração Alternativa	57
3.6 Análise Ocupacional dos Módulos Fotovoltaicos	57
3.7 Estimativa da Demanda de Água para o Processo de Eletrólise	58
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	61
4.1 Estimativa do Consumo de Diesel e Custo Operacional	61
4.2 Emissões Atmosféricas	62
4.3 Emissões de CO ₂	64
4.4 Intervalo de Recarga do Ônibus a Hidrogênio.....	65
4.5 Resultados da Simulação no HOMER Pro	66
4.6 Análise Alternativa.....	74
4.7 Análise Comparativa HOMER PRO	80
4.8 DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO DOS SISTEMAS	82
4.9 Demanda de Água para Eletrólise.....	84
5 CONCLUSÕES	86
REFERÊNCIAS.....	88

1 INTRODUÇÃO

Uma das principais questões no âmbito do desenvolvimento sustentável é a produção de energia [1]. Historicamente, os combustíveis fósseis, caracterizados por sua finitude e distribuição geográfica desigual, consolidaram-se como a base predominante dos sistemas energéticos globais. No entanto, seu uso intensivo tem provocado sérios impactos ambientais, sobretudo pelas emissões de dióxido de carbono (CO₂) e outros gases de efeito estufa (GEE), além de contribuir para a degradação da qualidade do ar nos centros urbanos [2]. Este cenário tem suscitado uma crescente preocupação em nível global, especialmente após a assinatura do Acordo de Paris em 2015, que estabeleceu metas para limitar o aumento da temperatura global a 1,5°C em relação aos níveis pré-industriais, enfatizando a necessidade de mitigar as emissões de GEE e de promover a expansão do uso de fontes de energia renováveis [3].

No Brasil, apesar dos avanços significativos na diversificação da matriz energética, os combustíveis fósseis, como a gasolina e o diesel, continuam a ser amplamente empregados no setor de transportes, gerando intensos debates sobre seus impactos ambientais, especialmente no que se refere às emissões de GEE. Em 2023, o consumo de energia nesse setor registrou um aumento de 4,4% em relação ao ano de 2022, destacando-se o crescimento no uso de biodiesel (+19,2%), gasolina (+6,9%) e etanol (+6,3%). No entanto, o óleo diesel permanece como a principal fonte de energia, representando 43,4% do consumo total de combustíveis no país, contribuindo de forma substancial para a aceleração de fenômenos climáticos como o aquecimento global, a chuva ácida e a destruição da camada de ozônio [4]. Tais efeitos reforçam a urgência por soluções tecnológicas que viabilizem a substituição progressiva dos combustíveis fósseis, especialmente em sistemas de transporte coletivo.

Ante ao exposto, o hidrogênio verde (H₂V) desponta como uma alternativa promissora para impulsionar a transição energética em atividades que demandam soluções mais robustas e versáteis, como o transporte coletivo [5]. Produzido por meio da eletrólise da água utilizando fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica, o H₂V pode ser gerado de forma descentralizada e integrada a sistemas isolados, o que amplia sua aplicabilidade em diferentes escalas e contextos urbanos [6]. Ao promo-

ver a substituição do óleo diesel, especialmente em frotas de transporte público, essa tecnologia contribui de forma significativa para a redução das emissões de gases de efeito estufa, como o dióxido de carbono (CO_2), o metano (CH_4) e o óxido nitroso (N_2O), além de promover benefícios locais, como a melhoria da qualidade do ar [7].

Para uma melhor compreensão da viabilidade da substituição de ônibus movidos a diesel por veículos abastecidos com hidrogênio verde, torna-se fundamental a análise dos sistemas de geração, especialmente em contextos isolados ou descentralizados [8]. Essas análises embasam decisões estratégicas no planejamento energético de longo prazo, possibilitando a avaliação da viabilidade técnica, econômica e ambiental da implementação de novas tecnologias.

Nesse contexto, ferramentas computacionais como o software HOMER Pro (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*) destacam-se por permitir a simulação e otimização de sistemas híbridos de geração de energia, incluindo a modelagem integrada de produção, armazenamento e consumo de hidrogênio, além de outras fontes renováveis. O HOMER Pro considera variáveis essenciais, tais como disponibilidade dos recursos naturais, custos operacionais, eficiência energética e confiabilidade do fornecimento, possibilitando a avaliação de análises complexas e realistas para a transição energética sustentável [9].

No âmbito dessa abordagem, os capítulos subsequentes têm por objetivo revisar a literatura pertinente ao tema e aprofundar a análise referente à substituição do diesel pelo hidrogênio verde (H_2V), com ênfase na sua aplicação em frotas de transporte coletivo. Nesse escopo, será considerada a frota interna da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) como estudo de caso, dado seu potencial para funcionar como ambiente experimental para tecnologias sustentáveis. Além disso, serão discutidas as interfaces ambientais dessa substituição, os fundamentos teóricos necessários à modelagem energética, as características operacionais do sistema proposto, bem como suas projeções de emissões, custos e viabilidade técnica.

O trabalho aborda ainda as tendências e perspectivas globais quanto à expansão da produção e uso do hidrogênio verde, assim como os principais desafios tecnológicos, econômicos e logísticos que ainda limitam sua ampla adoção em larga escala.

Também será apresentada a ferramenta computacional utilizada — o software HOMER Pro — e, por fim, a metodologia adotada para a modelagem das análises, seguida da exposição dos resultados obtidos, das conclusões alcançadas e das recomendações pertinentes ao desenvolvimento desta dissertação.

1.1 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo central avaliar alternativas para a substituição total e parcial da frota de transporte interno da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) por veículos abastecidos com hidrogênio verde.

Para alcançar esse objetivo, propõe-se: (i) o levantamento técnico-operacional da demanda de transporte no campus Pampulha, com foco nas linhas internas 1, 2, 3 e 4; (ii) o desenvolvimento de um modelo computacional, por meio do software HOMER Pro, que integre a geração fotovoltaica, a eletrólise da água e o uso do hidrogênio na frota veicular; e (iii) a realização de simulações de substituição parcial e total, com análise comparativa dos impactos técnicos, econômicos e ambientais de cada alternativa.

Tais resultados são obtidos por meio da modelagem das análises propostas, utilizando-se a ferramenta computacional HOMER Pro. O sistema é concebido de forma integrada, englobando a geração de energia por painéis solares fotovoltaicos, o processo de eletrólise da água para a produção do hidrogênio verde e, por fim, a utilização desse combustível na operação dos veículos da frota interna da UFMG. A modelagem considera múltiplas variáveis técnicas, econômicas e ambientais, permitindo simular o desempenho do sistema em diferentes configurações operacionais.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, realiza-se uma revisão bibliográfica abrangente sobre os fundamentos essenciais relacionados à produção e aplicação do hidrogênio verde. Inicialmente, é apresentado o contexto das mudanças climáticas e da transição energética, destacando a relevância da energia solar fotovoltaica como fonte renovável para a geração sustentável de hidrogênio verde.

Em seguida, aborda-se o conceito de hidrogênio, enfatizando a classificação de suas diferentes formas de produção segundo o espectro de cores. Posteriormente, são detalhadas as principais tecnologias de eletrólise da água — membranas eletrolíticas poliméricas (PEM), de troca aniônica (AEM) e células eletrolíticas de óxido sólido (SOEC) — com foco em seus princípios operacionais, desafios técnicos e potencial para viabilizar a produção sustentável do hidrogênio. Na sequência, discute-se o funcionamento e desempenho das células a combustível do tipo PEMFC e SOFC, considerando suas aplicações práticas.

Complementarmente, o estado da arte do hidrogênio verde é abordado a partir de uma análise das experiências, avanços tecnológicos, políticas públicas e estratégias de implementação em diversos países. Essa abordagem destaca iniciativas globais que promovem a expansão da produção sustentável de hidrogênio a partir de fontes renováveis, especialmente energia solar e eólica, bem como o desenvolvimento da infraestrutura necessária para armazenamento, transporte e distribuição, essenciais para a viabilização da economia do hidrogênio.

2.1 Mudanças Climáticas e Transição Energética

As emissões de gases de efeito estufa têm provocado alterações climáticas perceptíveis em escala global, com impactos desproporcionais sobre os países em desenvolvimento, que geralmente dispõem de menos recursos técnicos, institucionais e financeiros para lidar com tais desafios [10]. Essas mudanças se manifestam por meio do aumento da frequência e da intensidade de eventos extremos, como secas prolongadas, inundações, ondas de calor e variações anômalas nos padrões de precipitação. O aumento contínuo da temperatura média do planeta intensifica esses fenômenos, muitos dos quais apresentam efeitos irreversíveis [11].

Em resposta a esse cenário, os países têm buscado, ao longo das últimas décadas, articular compromissos multilaterais com vistas à mitigação das emissões e à estabilização climática. Os marcos institucionais firmados em conferências globais refletem a tentativa de consolidar um esforço coordenado entre as nações, reconhecendo, contudo, as diferentes responsabilidades históricas e capacidades econômicas de cada país [12]. Nesse contexto, a transição energética tornou-se uma das principais estratégias para a redução das emissões, sobretudo em setores altamente dependentes de combustíveis fósseis, como o transporte e a geração de eletricidade [13].

Nas principais economias mundiais, a matriz energética ainda é predominantemente baseada em fontes não renováveis, com significativa dependência de combustíveis fósseis, como carvão mineral, gás natural e derivados do petróleo [14]. Em contraste, o Brasil apresenta uma configuração diferenciada, com elevada participação de fontes renováveis em sua matriz energética. Essa característica se deve, sobretudo, à predominância da energia hidráulica na geração de eletricidade, além do crescimento expressivo das fontes eólica e solar nos últimos anos [4].

Conforme ilustrado na Figura 1, em 2023, a participação de fontes renováveis na Oferta Interna de Energia (OIE) do Brasil alcançou 49,1%. Em comparação, a média dos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) foi de apenas 12,6% em 2022, último ano com dados disponíveis, enquanto a média global atingiu 14,7% em 2021. A OIE representa o total de energia primária disponível para consumo no país, incluindo a produção nacional, as importações e as variações de estoque. Esse desempenho expressivo reflete a trajetória consistente de transição energética adotada pelo Brasil nas últimas décadas [4].

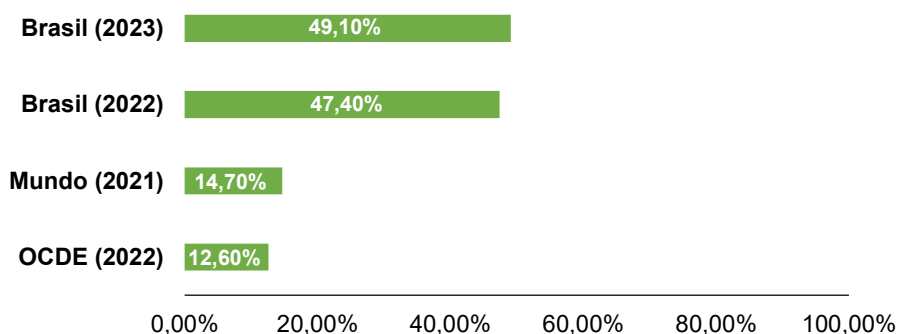


Figura 1. Participação das renováveis na OIE [4].

Apesar desses avanços, os dados da Figura 2 revelam que as fontes não renováveis ainda correspondem à maioria da matriz energética nacional, com 50,9% da OIE. Dentre essas, o petróleo e seus derivados representam 35,1%, seguido pelo gás natural (9,6%) e o carvão mineral (4,4%). Essa composição indica que, embora o país esteja avançando na incorporação de fontes limpas, ainda há significativa dependência de combustíveis fósseis, o que impõe desafios à transição energética e à consecução das metas climáticas de longo prazo [4].

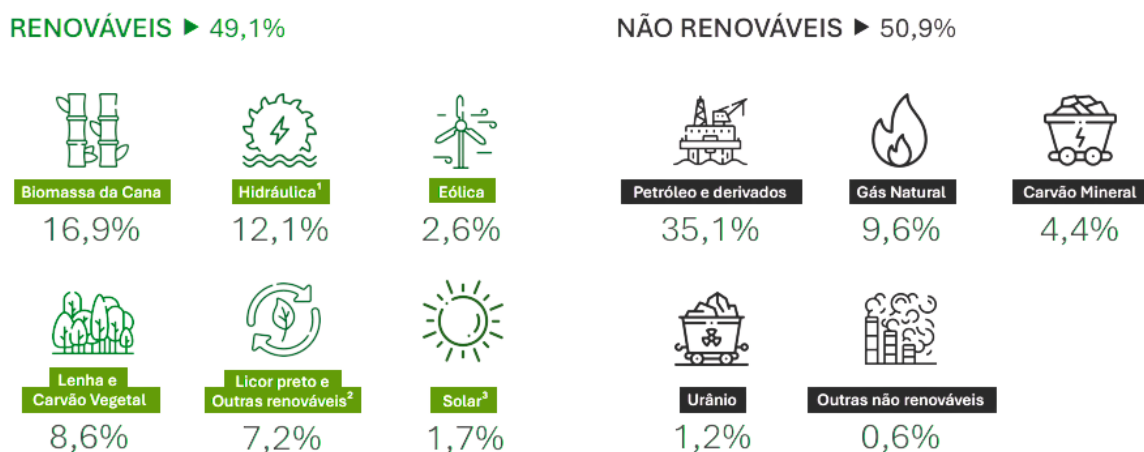


Figura 2. Repartição da oferta Interna de energia, 2023. Adaptado de [4].

Nesse contexto, surge a necessidade de diversificar a matriz energética com alternativas de baixa emissão, e o hidrogênio verde desponta como uma das soluções mais promissoras. O Brasil tem se posicionado de forma estratégica nesse cenário, lançando iniciativas para fomentar a produção e o uso do hidrogênio verde. Destaca-se o Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2), que visa consolidar o papel do hidrogê-

nio de baixa emissão de carbono na transição energética brasileira, com metas alinhadas à neutralidade de carbono até 2050 [15]. Além disso, o projeto H2Brasil, em parceria com a Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável (GIZ), tem apoiado o aprimoramento das condições legais, institucionais e tecnológicas para o desenvolvimento do mercado de hidrogênio verde no país [16].

No âmbito dos projetos industriais voltados à transição energética, destaca-se a aprovação do maior empreendimento de produção de hidrogênio verde em larga escala no Brasil, a ser implantado na Zona de Processamento de Exportação (ZPE) de Pecém, no estado do Ceará. Com investimento estimado em R\$ 17,5 bilhões, o projeto contribui para o desenvolvimento econômico regional, consolidando o estado como liderança nacional na agenda do hidrogênio verde [17].

Complementarmente, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) instituiu um programa voltado à promoção de projetos-piloto para a produção de hidrogênio verde, por meio da combinação de instrumentos de apoio financeiro. O objetivo é ampliar a capacidade produtiva nacional, de forma a atender tanto a demanda interna quanto as exigências do mercado internacional [18]. Dessa forma, a articulação entre a transição energética e o enfrentamento das mudanças climáticas consolida-se como eixo estruturante das políticas públicas de longo prazo, com elevado potencial de sinergia entre metas ambientais, estratégias econômicas e interesses geopolíticos.

Nesse panorama, embora diversas fontes renováveis possam ser empregadas na produção de hidrogênio verde por meio da eletrólise da água — como a energia eólica, hídrica e a biomassa — a energia solar fotovoltaica destaca-se como uma das alternativas mais promissoras no contexto brasileiro. Sua ampla disponibilidade geográfica, o caráter renovável, o elevado potencial de expansão, a redução contínua dos custos dos módulos fotovoltaicos e a abundância de recursos hídricos para o processo eletrolítico reforçam sua viabilidade técnica e econômica na produção descentralizada de hidrogênio verde no país [19].

2.2 Energia Solar Fotovoltaica

A radiação solar que incide sobre a superfície terrestre representa uma das mais abundantes formas de energia disponíveis, com potencial significativamente superior ao consumo energético global atual. Trata-se de uma fonte renovável, amplamente distribuída e com baixa emissão de poluentes durante seu aproveitamento. Diante dos desafios energéticos e ambientais contemporâneos, sua utilização vem ganhando relevância como alternativa estratégica para a diversificação da matriz energética [20].

Nesse contexto, torna-se imprescindível o desenvolvimento e a difusão de tecnologias capazes de captar e converter eficientemente essa radiação em formas úteis de energia. Entre as formas de aproveitamento direto da radiação solar, destacam-se dois principais sistemas: energia solar térmica e energia solar fotovoltaica. A primeira utiliza o calor do Sol para aquecer fluidos, podendo alcançar temperaturas bastante elevadas, sendo aplicada em processos residenciais, industriais e em usinas termoeletricas solares. Já a segunda converte diretamente a luz solar em eletricidade por meio do chamado efeito fotovoltaico, sendo a base para a operação de painéis solares amplamente utilizados atualmente [21].

Nos sistemas conectados à rede, a energia elétrica gerada pelas células fotovoltaicas durante o período de maior incidência solar é diretamente injetada na rede de distribuição local. Quando a produção excede o consumo instantâneo da unidade geradora, esse excedente é transferido para a rede, podendo ser compensado em momentos de baixa produção ou convertido em créditos energéticos, dependendo das políticas regulatórias adotadas. Essa integração com o sistema interligado nacional contribui significativamente para a redução da dependência de fontes fósseis, promovendo a diversificação da matriz elétrica e estimulando a transição energética para fontes renováveis [22].

Por outro lado, os sistemas isolados da rede, também conhecidos como autônomos, são compostos por um arranjo de módulos fotovoltaicos associados a dispositivos de armazenamento de energia, normalmente baterias, e inversores, que transformam a corrente contínua gerada pelas células em corrente alternada, compatível com os equipamentos eletroeletrônicos convencionais [22]. Esses sistemas são particular-

mente relevantes em regiões remotas, rurais ou de difícil acesso, onde a extensão da rede elétrica convencional não é economicamente viável. Nessas localidades, os sistemas fotovoltaicos representam uma alternativa estratégica para garantir o acesso à energia elétrica, promovendo inclusão social, melhoria da qualidade de vida e desenvolvimento econômico local [23].

Além de seu uso em aplicações residenciais e comerciais, a energia solar fotovoltaica tem sido amplamente empregada em soluções descentralizadas como a produção de hidrogênio verde, um vetor energético com grande potencial na descarbonização de diversos setores. A eletrólise da água, quando alimentada por eletricidade proveniente de fontes renováveis, como a solar, gera hidrogênio com emissões nulas de carbono, configurando-se como uma solução ambientalmente estratégica para a produção de energia limpa [24].

Projetos de grande escala, como o desenvolvimento da planta solar de 4 GW no projeto NEOM, na Arábia Saudita, que integra eletrolisadores para produção de hidrogênio verde, ilustram a viabilidade da utilização desse vetor energético em larga escala [25]. No Brasil, a planta piloto em construção no Porto de Pecém, no Ceará, demonstra o potencial do país em integrar sua capacidade solar instalada com a produção de hidrogênio, aproveitando a elevada irradiação solar e a disponibilidade hídrica local [26].

A articulação entre a geração solar descentralizada e a produção de hidrogênio permite novas possibilidades para a transição energética, com destaque para sua aplicação em setores de difícil eletrificação direta. Entre esses, o transporte público urbano apresenta-se como um campo promissor para a introdução de tecnologias baseadas em hidrogênio, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa e para o fortalecimento da sustentabilidade das cidades [27].

2.3 Hidrogênio verde

O hidrogênio (H_2) é o elemento químico mais simples e abundante do universo, constituindo aproximadamente 75% de sua massa e 90% de suas moléculas. Destaca-se por possuir o maior poder calorífico entre todos os combustíveis conhecidos, atingindo aproximadamente 52.000 BTU (*British Thermal Units* – Unidades Térmicas

Britânicas) por libra, o que equivale a cerca de 120,7 kJ/g. Esse valor corresponde a aproximadamente três vezes a energia liberada pelo petróleo em seu estado líquido [28].

Devido ao seu potencial como vetor energético, a produção de hidrogênio tem sido amplamente investigada, especialmente no âmbito das metas globais de descarbonização. Entretanto, as diferentes rotas de produção de hidrogênio apresentam variações significativas quanto à fonte energética utilizada e ao impacto ambiental decorrente [29].

Para facilitar a compreensão dessas distinções, o hidrogênio é comumente classificado por meio de um espectro de cores, que identifica as distintas rotas produtivas e os respectivos níveis de emissão de gases de efeito estufa. Tal classificação contempla também tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCUS), as quais buscam reduzir as emissões associadas aos processos baseados em combustíveis fósseis [29]. A Fig. 3 apresenta esse espectro, que será abordado em maior profundidade nas principais rotas de produção ao longo deste trabalho.










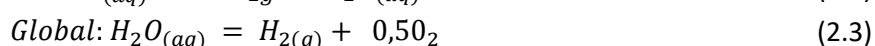
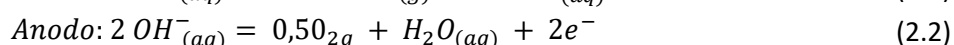
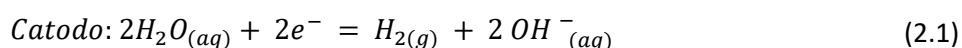
<i>Cor</i>	<i>Classificação</i>	<i>Descrição</i>
	Hidrogênio preto	Produzido por gaseificação do gás natural (antracito), sem CCUS.
	Hidrogênio marrom	Produzido por gaseificação do carvão mineral (hulha), sem CCUS.
	Hidrogênio cinza	Produzido por reforma a vapor do gás natural, sem CCUS.
	Hidrogênio azul	Produzido por reforma a vapor do gás natural (eventualmente, também de outros combustíveis fósseis) com CCUS.
	Hidrogênio verde	Produzido via eletrólise de água com energia de fontes renováveis (particularmente energias eólica e solar).
	Hidrogênio branco	Produzido por extração de hidrogênio natural ou geológico.
	Hidrogênio turquesa	Produzido por pirólise do metano, sem gerar dióxido de carbono.
	Hidrogênio musgo	Produzido por reformas catalíticas, gaseificação de plástico residual ou biodigestão anaeróbica de biomassa ou biocombustíveis com ou sem CCUS.
	Hidrogênio rosa	Produzido com fonte de energia nuclear.

Figura 3. Espectro de cores hidrogênio. Adaptado de [2].

Nesse sentido, para viabilizar seu uso energético, o hidrogênio pode ser obtido por três rotas tecnológicas principais: térmica, eletrolítica e fotolítica. Dentre os métodos aplicados à produção em larga escala, destacam-se a reforma a vapor, a gaseificação e a eletrólise da água, cada qual com características específicas, níveis distintos de maturidade tecnológica e impactos ambientais variados [30]. Este estudo terá como foco principal a eletrólise da água como método de produção.

2.3.1 Eletrólise

A produção de hidrogênio por eletrólise é um processo conceitualmente simples e consolidado, sendo empregado comercialmente desde o final do século XIX. Dentre as tecnologias disponíveis, destaca-se a eletrólise alcalina, na qual a separação dos elementos constituintes da molécula de água — hidrogênio e oxigênio — ocorre mediante a aplicação de uma corrente elétrica contínua entre dois eletrodos, anodo e catodo, imersos em uma solução aquosa alcalina, usualmente à temperatura ambiente. Para evitar a recombinação dos gases e possibilitar a migração seletiva dos íons, os eletrodos são separados por uma membrana permeável a espécies iônicas carregadas negativamente. As reações eletroquímicas que regem este processo estão detalhadas nas Equações (2.1), (2.2) e (2.3), [31]; [32].



Por se tratar de um processo não espontâneo, a eletrólise da água pura requer a aplicação de um potencial elétrico externo suficiente para vencer as barreiras energéticas associadas às reações químicas envolvidas. Especificamente, o potencial padrão necessário para a eletrólise da água é de aproximadamente 1,23 V a 25 °C, independentemente do pH, conforme determinado pela equação de Nernst. No entanto, a condutividade da água pura é limitada, o que dificulta o fluxo eficiente de corrente elétrica durante o processo. Para contornar essa limitação, geralmente adiciona-se um eletrólito solúvel, que aumenta significativamente a condutividade da solução, facilitando a passagem da corrente e, conseqüentemente, a geração dos gases hidrogênio e oxigênio [33]. A Figura 4 ilustra o modelo equivalente elétrico de

um eletrolisador, representando os elementos que compõem o circuito e auxiliam na compreensão do funcionamento do sistema.

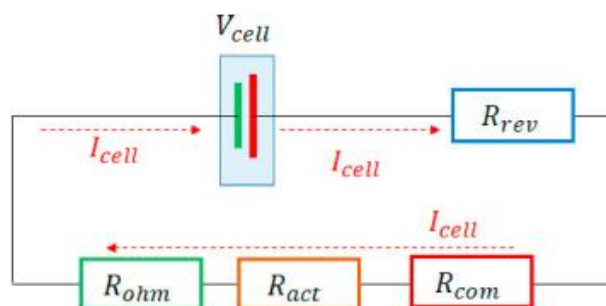


Figura 4. Circuito equivalente de um eletrolisador [34].

2.3.2 Panorama das Tecnologias de Eletrólise: PEM, AEM, SOEC

O princípio da eletrólise da água é conhecido há mais de um século. Com os avanços tecnológicos e a crescente busca por soluções sustentáveis, diferentes configurações vêm sendo desenvolvidas para tornar esse processo mais eficiente, economicamente viável e aplicável em larga escala. Uma das alternativas mais promissoras é a eletrólise com membrana trocadora de prótons (PEM, do inglês *Proton Exchange Membrane*), que se baseia em um princípio inverso ao das células a combustível de membrana de troca de prótons (PEMFC) [31].

As PEMFC são dispositivos que geram eletricidade a partir da reação entre hidrogênio e oxigênio, produzindo apenas vapor d'água como subproduto. Na eletrólise PEM, por outro lado, aplica-se energia elétrica para promover a quebra das moléculas de água e a liberação de hidrogênio. Nesse processo, a água é introduzida sob pressão entre dois eletrodos separados por uma membrana seletiva, permeável exclusivamente aos íons hidrogênio (H^+). Essa configuração permite a eficiente separação dos gases gerados e viabiliza o empilhamento de células unitárias, responsável por ampliar a capacidade de produção. No entanto, a operação do sistema exige catalisadores compostos por metais nobres, como platina e irídio, o que ainda representa um desafio em termos de custo e escalabilidade [31]; [32].

Atualmente, encontra-se em estágio de desenvolvimento uma variante da tecnologia de eletrólise que emprega membranas trocadoras de ânions (*Anion Exchange Membranes* – AEM), as quais, ao contrário da eletrólise com membrana trocadora de pró-

tons (PEM), dispensam o uso de catalisadores à base de metais nobres. Essa característica representa vantagem em termos de redução de custos e sustentabilidade do processo. Tanto a tecnologia AEM quanto a PEM compartilham a capacidade de oferecer uma resposta rápida às variações na oferta de energia elétrica, característica particularmente relevante para sua integração com fontes renováveis intermitentes, como a solar e a eólica [31].

A eletrólise em alta temperatura é um processo conduzido em eletrolisadores que utilizam membranas cerâmicas ou óxidos sólidos (SOEC). Em temperaturas elevadas, essas membranas ou óxidos sólidos possuem a capacidade de separar as espécies iônicas presentes no vapor-d'água superaquecido (600°C a 800°C). Como parte da energia requerida no processo é proporcionada pelo calor que pode ser proveniente do rejeito de outros processos, o consumo de energia elétrica é menor, o que torna a tecnologia atrativa economicamente [35]. A Tabela 1 apresenta as características do sistema

Tabela 1. Principais características dos eletrolisadores.

Tipo de Tecnologia	Alcalina	PEM	SOEC
Eletrólito	20-40 % m de KOH	Água líquida	Vapor d'água
Temperatura de operação (°C)	60-90	50-80	700 - 900
Pressão de operação (bar)	10-30	20-50	10-15
Densidade de corrente (A·cm ⁻²)	0,2-0,4/1,2	0,6-2,0	0,3 – 2,0
Área da célula (m ²)	< 4	< 0,3	< 0,01
Consumo específico do stack (kWh _{el} ·Nm ³ de H ₂)	4,2-4,8	4,4-5,0	> 3,0
Consumo específico do sistema (kWh _{el} ·Nm ⁻³ de H ₂)	5,0-5,9	5,0-6,5	3,7–3,9(4,7 kWh _{el} · Nm ⁻³ de H ₂)
Menor faixa dinâmica (%)	< 10-40	0-10	> 30
Pureza do gás	> 99,50/> 99,95	99,99	99,9
Tempo de resposta	Segundos	Milissegundos	Segundos
Duração da partida a frio (min)	< 60	< 20	< 60
Vida útil (h)	60.000–90.000	20.000–60.000	< 10.000
Maturidade	Madura	Comercial	Demonstração
Custo de capital ¹ (U\$·kW ⁻¹)	921–1.726	1.611–2.417	> 2.302

Fonte: Adaptado de [35].

¹ Valores convertidos da moeda original (EUR/kW) para USD/kW considerando a taxa de câmbio de 1 EUR = 1,1511 USD (cotação de 18 de junho de 2025).

2.4 Células a Combustível

Uma célula a combustível é um dispositivo eletroquímico que realiza a conversão direta da energia química contida em um combustível em energia elétrica e térmica, sem a ocorrência de combustão. Seu funcionamento é análogo ao de uma bateria em descarga contínua, contando com dois eletrodos: o anodo (eletrodo negativo), onde ocorre a oxidação do combustível, e o catodo (eletrodo positivo), onde se dá a redução do agente oxidante, usualmente o oxigênio presente no ar. Ambos são separados por um eletrólito, responsável pela condução seletiva de íons [2].

Diversos tipos de células a combustível vêm sendo desenvolvidos, diferenciando-se quanto ao material do eletrólito, à faixa de operação térmica e às aplicações finais. Entre as tecnologias mais consolidadas destacam-se as células de membrana eletrolítica polimérica (PEMFC) e as células de óxido sólido (SOFC), amplamente adotadas em sistemas de transporte e em geração estacionária de energia, respectivamente, conforme exemplificado na Figura 5 [36].

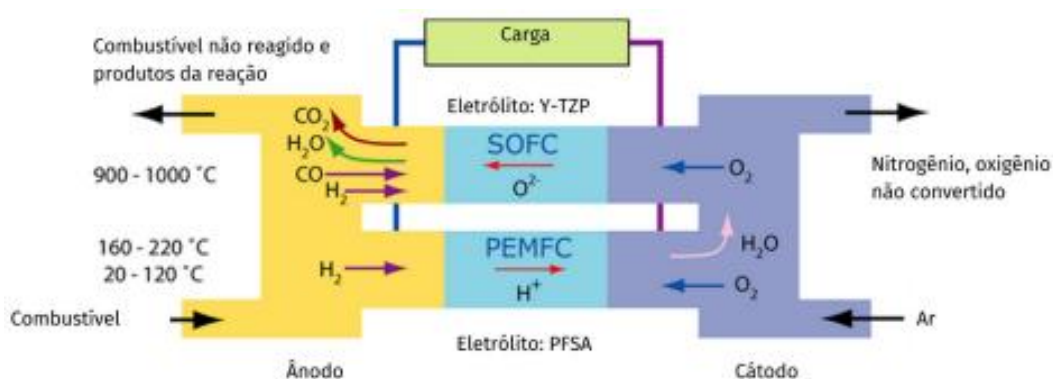


Figura 5. Representação esquemática de células de tipo PEMFC e SOFC [36].

As células a combustível do tipo PEMFC operam em temperaturas baixas, entre 90 °C e 120 °C, exigindo hidrogênio de alta pureza, com baixas concentrações de compostos de enxofre e monóxido de carbono para garantir seu funcionamento eficiente. No anodo, o hidrogênio se dissocia em prótons e elétrons, gerando corrente elétrica, enquanto no catodo ocorre a recombinação com oxigênio, produzindo água e calor. Apesar de apresentarem eficiência elétrica entre 35% e 45%, inferior às células SOFC, seu aproveitamento térmico pode elevar a eficiência global a até 85%. Além disso, possuem rápida resposta a variações de demanda, sendo indicadas pa-

ra aplicações que vão de equipamentos portáteis a sistemas de geração de até 100 MW [2].

Por outro lado, as células a combustível que operam em temperaturas elevadas, entre 500 °C e 1.000 °C, utilizam um eletrólito cerâmico sólido capaz de conduzir íons oxigênio do catodo ao anodo, onde ocorre a reação com o hidrogênio para formar água. Essa condição térmica permite a reforma interna de combustíveis como gás natural e biogás, diminuindo a exigência quanto à pureza do insumo e ampliando a variedade de hidrocarbonetos utilizados. A eficiência elétrica dessas células geralmente alcança cerca de 60%, podendo chegar a 90% quando integradas a sistemas de cogeração que aproveitam o calor residual. São amplamente empregadas em sistemas estacionários de geração de energia, como unidades de cogeração para residências e comunidades, e embora sua participação na mobilidade, especialmente em veículos pesados como ônibus, ainda seja limitada, há perspectivas de crescimento diante da crescente eletrificação global [2].

A célula a combustível tem como função principal manter o banco de baterias com carga suficiente para o acionamento dos motores elétricos. Com isso, elimina-se a necessidade de interrupções prolongadas para recarga elétrica, ficando a autonomia do veículo condicionada à capacidade do tanque de hidrogênio. Tal característica é especialmente vantajosa em aplicações que envolvem ônibus e caminhões pesados, pois permite a redução significativa do tamanho do banco de baterias. Essa diminuição impacta diretamente no peso total do veículo, contribuindo para o aumento da capacidade de transporte de passageiros ou carga [2].

A aplicação da tecnologia de células a combustível em ônibus já é uma realidade em alguns países que lideram iniciativas de descarbonização do transporte público. Na Alemanha, cidades como Colônia e Wuppertal operam frotas comerciais de ônibus movidos a hidrogênio, integradas ao sistema urbano [37]. A França também se destaca com a adoção dessa tecnologia em cidades como Pau, que implantou um corredor BRT com veículos abastecidos por hidrogênio verde. No Reino Unido, Birmingham possui uma das maiores frotas de ônibus a hidrogênio da Europa em operação contínua [38]. Já na Ásia, a Coreia do Sul tem investido significativamente na

expansão dessa tecnologia em Seul, como parte de seu plano nacional de mobilidade sustentável [39].

No Brasil, embora a aplicação de ônibus movidos a hidrogênio ainda esteja em fase experimental, já há iniciativas promissoras voltadas ao desenvolvimento e validação da tecnologia. Um exemplo relevante é o projeto conduzido pela Universidade de São Paulo (USP), que implantou a primeira planta do mundo para produção de hidrogênio a partir do etanol, instalada no campus da Cidade Universitária. O hidrogênio gerado abastecerá três ônibus urbanos e um veículo rodoviário, todos movidos por célula a combustível, destinados ao transporte interno na universidade. Embora os veículos ainda não estejam em operação, a iniciativa representa um avanço significativo na promoção da mobilidade sustentável no país, reunindo parcerias entre universidades, empresas e instituições públicas para viabilizar soluções energéticas de baixo carbono no transporte coletivo [40].

2.5 Estado da Arte

Com o intuito de contextualizar o presente estudo e identificar lacunas na pesquisa, foi realizada uma revisão detalhada da literatura recente, com ênfase em trabalhos que avaliam a viabilidade técnica, econômica e ambiental do hidrogênio verde no transporte. Na Tabela 2 é possível verificar os principais resultados de estudos relevantes selecionados. Estes trabalhos destacam aspectos como foco principal, localização dos casos estudados, tecnologias de produção empregadas, custos estimados de produção e eletricidade, custos associados aos ônibus, barreiras e desafios, oportunidades e soluções, infraestrutura de reabastecimento (HRS), emissões de gases de efeito estufa (GEE), eficiência energética e perspectivas futuras.

Ressalta-se que os termos constantes na Tabela 2 — LCOH (*Levelized Cost of Hydrogen*), CAPEX (*Capital Expenditure*), OPEX (*Operational Expenditure*), TCO (*Total Cost of Ownership*) e TCU (*Total Cost per Unit*) — correspondem a métricas econômicas essenciais para a avaliação da viabilidade de projetos de hidrogênio, representando, respectivamente, o custo nivelado de produção ao longo da vida útil do projeto, os investimentos iniciais, custos operacionais, e custos totais de propriedade ou por unidade veicular.

Além disso, termos técnicos específicos das tecnologias abordadas incluem: FCEB (*Fuel Cell Electric Bus*) ou HFCBs (*Hydrogen Fuel Cell Buses*), que se referem a ônibus elétricos movidos por células de combustível a hidrogênio; BEBs (*Battery Electric Buses*), que são ônibus elétricos movidos exclusivamente por baterias; PtG (*Power-to-Gas*), um processo que converte eletricidade em gás (neste contexto, hidrogênio); e as diferentes tecnologias de eletrólise da água, como AWE (*Alkaline Water Electrolysis*), PEME (*Proton Exchange Membrane Electrolysis*), SOE (*Solid Oxide Electrolysis*) e AEME (*Anion Exchange Membrane Electrolysis*). Por fim, PPA (*Power Purchase Agreement*) indica um acordo de compra de energia, e BOP (*Balance of Plant*) engloba todos os componentes de um sistema de energia que não são a parte principal de geração.

Apesar do aumento no número de estudos sobre a aplicação do hidrogênio verde em frotas de transporte público em múltiplas regiões, observa-se uma lacuna significativa no que concerne a estudos de caso detalhados para substituição de frotas internas em universidades. Embora haja iniciativas e projetos-piloto em curso, são escassas as análises abrangentes que considerem as especificidades operacionais, a demanda particular e o potencial de descarbonização em ambientes acadêmicos. O presente trabalho busca preencher essa lacuna, apresentando uma modelagem e estudo de caso pioneiros para a Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), fornecendo dados e análises que poderão servir de referência para outras instituições de ensino superior e contribuir para o avanço da sustentabilidade em campus universitários.

Tabela 2. Síntese do estado da arte referente ao hidrogênio verde.

Artigo	[41]	[42]	[43]	[44]	[45]	[46]
Foco Principal	Análise da cadeia de valor do hidrogênio verde para ônibus a célula de combustível	Análise econômica de uma frota de ônibus a célula de combustível (FCBE) alimentada por hidrogênio produzido por um parque eólico na Áustria.	Revisão abrangente do status atual da pesquisa sobre ônibus movidos a hidrogênio, considerando sustentabilidade tripla (tecnológica, econômica, ambiental).	Avaliação do potencial e viabilidade econômica da produção de hidrogênio verde a partir de energia solar na Turquia.	Proposta de substituição da frota de ônibus a diesel por ônibus a hidrogênio verde em Sobral, Brasil, com análise técnica e econômica.	Ferramenta tecnológica econômica para avaliar a viabilidade e comparar cinco configurações de hubs de hidrogênio verde para ônibus a célula de combustível.
Localização do Estudo de Caso	Região de Rhine-Main, Alemanha	Áustria (com foco em Burgenland)	Global (revisão), com exemplos de Canadá, China, Japão, Coreia do Sul, EUA, Europa.	Turquia	Sobral, Ceará, Brasil	Estudo na CPAC (<i>Cannes Pays de L'Érins Agglomeration Community</i>), França, replicado em quatro cidades europeias para análise geográfica.
Tecnologia de Produção de H₂	<i>Power-to-Gas</i> (PtG) via eletrólise PEM	Eletrólise alcalina e PEM	Eletrólise da água (AWE, PEME, SOE, AEME), Gaseificação, Pirólise, Fermentação escura/fotofermentação, Eletrólise microbiana, Termoquímica.	Eletrólise da água (principalmente alcalina) alimentada por energia solar.	Eletrólise da água alimentada por energia solar (parque solar dimensionado).	Eletrólise (PEM) a partir de eletricidade.
Custo de Produção de H₂ (Estimado)	3,50 €/kg H ₂ (otimização da eletricidade); projeção futura: 1,50–2,50 €/kg H ₂ (com investimento reduzido).	4,77 €/kg (<i>power grid</i> , mais econômico), 6,27 €/kg (<i>market-driven</i>) e 6,41 €/kg (<i>direct line</i>).	(US\$/kg): gaseificação 1,65–4,77; pirólise 1,71–3,01; AWE 3,5–9,4; PEME 4,76–10,21; SOE 1,37–5,48; termoquímica 3,77–16; eletrólise microbiana 2,33–6,18; fermentação escura 3,52–3,84; fotofermentação 3,88–5,33. Meta longo prazo: 2,74.	US\$ 3,79–5,11/kg (varia com CAPEX); metas da Turquia: US\$ 2,4/kg (2035) e US\$ 1,2/kg (2053).	Não especificado diretamente em US\$/kg, mas o custo total do projeto de produção de H ₂ (eletrolisador, compressores, tanques, subsistema de operação, posto de abastecimento) é de US\$ 9.977.463,00.	O Custo Nivelado de Hidrogênio (LCOH) variou entre 4 e mais de 20 €/kg H ₂ , dependendo da configuração de fornecimento de eletricidade, sendo as configurações 4 (grid-interativa com custo anualizado) e 5 (grid-interativa com PPA) as mais econômicas.

<p>Custo de Eletricidade (Impacto)</p>	<p>Eletricidade representa 45–48% do custo total do H₂ em 2050 e 73% em 2025; otimizar a compra de energia é fundamental.</p>	<p>Custos de eletricidade impactam fortemente a produção de H₂, especialmente no modo "power grid"; preços altos reduzem sua atratividade.</p>	<p>A fonte de eletricidade (renovável vs. fóssil) impacta fortemente as emissões de GEE e a viabilidade econômica.</p>	<p>Custo atual da eletricidade solar na Turquia (2024): US\$ 40,32/MWh; para atingir meta de US\$ 2,4/kg H₂ em 2035, eletricidade precisa custar US\$ 31/MWh (CAPEX baixo) ou US\$ 15,3/MWh (CAPEX alto).</p>	<p>A energia total necessária para o sistema de produção, armazenamento e abastecimento é de 27.754 kWh por dia, atendida por um parque solar dimensionado. O custo da água para produção de H₂ é de US\$ 97.074,00 anualmente.</p>	<p>A eletricidade é o principal custo na produção de hidrogênio, sendo avaliadas cinco formas de fornecimento. A conexão apenas à rede apresentou o custo mais alto (>20 €/kg) devido à crise energética de 2022.</p>
<p>Custos de Ônibus (TCO/TCU)</p>	<p>Não detalha o custo do ônibus, mas foca na cadeia de suprimentos de H₂.</p>	<p>O TCU do FCEB é 128.415 €/ano, mais que o dobro do diesel (61.512 €/ano); investimento inicial de 625.000 € (63% do TCU) contra 234.000 € do diesel.</p>	<p>HFCBs são atualmente mais caros que BEBs e ônibus a diesel; custo por km de 2,75 € (reduzível para 1,5 € até 2050); TCO de 1.993 €/ano, com redução para 1.414 €/ano em 2030; custos iniciais e combustível representam 88–90% do TCO</p>	<p>Não aborda diretamente os custos de ônibus, mas sim a produção de H₂.</p>	<p>Ônibus a hidrogênio: US\$ 350.878/unidade; ônibus a diesel: US\$ 87.719/unidade; custo total do projeto: US\$ 19,64 milhões (incluindo ônibus).</p>	<p>Frota de 60 ônibus a célula de combustível, sem detalhar o custo total dos próprios veículos.</p>
<p>Barreiras/Desafios</p>	<p>Distribuição de H₂ verde, viabilidade econômica, custos de H₂, localização de plantas PtG, restrições regulatórias.</p>	<p>Altos custos de investimento (ônibus e eletrolisadores), alto preço do H₂, falta de infraestrutura de hidrogênio, dependência de subsídios e políticas.</p>	<p>Altos custos iniciais de compra, infraestrutura de reabastecimento, longevidade das células de combustível, armazenamento e distribuição de H₂, eficiência energética dos HFCBs.</p>	<p>Altos custos de CAPEX para sistemas fotovoltaicos, necessidade de avanços tecnológicos e estratégias de redução de custos para atingir metas de preço.</p>	<p>Alto custo inicial dos ônibus a célula de combustível; políticas públicas e incentivos são necessários para viabilizar a adoção.</p>	<p>Volatilidade do mercado de eletricidade, altos custos iniciais para algumas configurações, sensibilidade aos preços dos componentes (principalmente eletrolisadores) e incertezas nos preços futuros da energia.</p>

Oportunidades	Otimização da compra de eletricidade, uso de subprodutos (oxigênio, calor), análise espacial para localização de plantas <i>PtG</i> .	Otimização do modo de operação do eletrolisador (uso constante da rede), aprendizado tecnológico para redução de custos, subsídios e políticas de apoio.	Produção de H ₂ via processos sustentáveis, avanços tecnológicos (eficiência, durabilidade), desenvolvimento de infraestrutura de reabastecimento, políticas de incentivo e conscientização pública.	Abundância de energia solar, redução dos custos de instalação de PV, políticas de apoio governamental, metas ambiciosas de produção de H ₂ .	Redução do custo das células a combustível ao longo do tempo; incentivo à produção nacional para fortalecer a cadeia do hidrogênio verde; aproveitamento comercial do oxigênio gerado na eletrólise.	Fontes renováveis híbridas, armazenamento de hidrogênio, integração bidirecional com a rede, contratos <i>PPA</i> para estabilidade e venda de excedentes em horários de pico.
Infraestrutura de Reabastecimento de H₂ (HRS)	Opções de entrega de H ₂ : reboque de tubo, H ₂ líquido e gasoduto; restrição operacional de 1–2 reboques por dia.	Não aborda diretamente a infraestrutura de reabastecimento, mas sim a produção de H ₂ .	<i>HRS</i> atuais e metas: China 250 (meta 1000/2030), Japão 161 (900/2030), Coreia do Sul 141 (1200/2040), EUA 54 (4300/2030), Alemanha 93, Canadá 9 (45/2029). Barreira: dilema "ovo ou galinha" na implantação das estações.	Não aborda diretamente a infraestrutura de reabastecimento, mas sim a produção de H ₂ .	531 kg/dia; 10 compressores, 2 tanques (baixa e alta pressão); estação de reabastecimento com capacidade até 6.000 kg/dia.	Hub de hidrogênio verde composto por fontes renováveis (solar, eólica ou rede), eletrolisador PEM, compressor, sistemas de armazenamento em baixa e alta pressão.
Emissões de GEE	Redução de emissões de GEE é a principal motivação	<i>FCEB</i> com H ₂ verde reduz emissões de CO ₂ em 93% comparado a ônibus a diesel; H ₂ cinza gera mais emissões que diesel.	Transporte responde por 20% das emissões globais de GEE; <i>HFCBs</i> podem reduzir essas emissões em até 90% versus ônibus a diesel; produção de hidrogênio verde é essencial para essa redução.	Produção de H ₂ verde com energia solar é livre de emissões; Turquia visa reduzir 41% das emissões de GEE até 2030; 625 mil toneladas de H ₂ /ano podem cortar 3,9 Mt de CO ₂ eq.	Redução de 1.771 t/ano de GEE com frota a diesel evitada; quantificação econômica das emissões de CO ₂ , CO, NO _x , hidrocarbonetos e material particulado.	A descarbonização do transporte urbano é promovida, destacando que a Configuração 3 (somente rede) leva em conta a intensidade e precificação de carbono da rede elétrica, enquanto o uso de hidrogênio verde produzido por fontes renováveis elimina as emissões de GEE na produção.

Eficiência Energética	Otimização do agendamento da planta PtG para minimizar custos de produção de H ₂ .	A redução dos custos do eletrolisador ao longo do tempo está diretamente ligada à sua elevada taxa de utilização.	HFCBs consomem mais que o dobro da energia por km em relação aos BEBs, indicando necessidade de melhorar a eficiência do combustível.	A eficiência do sistema, considerando o poder calorífico inferior do hidrogênio, é um fator crucial na conversão da eletricidade em hidrogênio.	Consumo diário de energia: eletrolisador 26.250 kWh, compressores 1.272 kWh, estação de reabastecimento 232 kWh; total 27.754 kWh/dia para produção de H ₂ .	A eficiência média do eletrolisador é de 64% (62 kWh/kg H ₂), com o compressor consumindo cerca de 2,62 kWh/kg (4% do total). As perdas de eletricidade renovável variam entre 37% e 51% nas diferentes configurações devido a dimensionamento inadequado.
Perspectivas Futuras	Redução dos custos do H ₂ com investimentos menores; região Rhine-Main é ideal para plantas PtG descentralizadas.	Os custos de investimento de FCEBs e eletrolisadores tendem a diminuir com o aprendizado tecnológico; subsídios e políticas são essenciais para a competitividade dos FCEBs.	Avanços tecnológicos, infraestrutura, políticas e conscientização são fundamentais para a adoção do H ₂ ; coexistência prevista de hidrogênio azul e verde.	A Turquia busca papel central na economia global do hidrogênio, com necessidade de alinhar legislação e desenvolver padrões técnicos.	Payback superior a 20 anos devido ao alto custo dos ônibus, mas com tendência de queda; economia de US\$ 5,36 mi no período, cobrindo 72,7% do custo da frota; recomendam-se estudos sobre aproveitamento do oxigênio, fontes alternativas e produção para outros veículos.	Incorporar a variabilidades estocásticas nos parâmetros, ampliar o compartilhamento de infraestrutura renovável com comunidades e estações de ônibus elétricos, e integrar o planejamento do hub de hidrogênio com as rotas dos ônibus para otimizar a demanda e o cronograma de abastecimento.

Fonte: [41]; [42]; [43]; [44]; [45]; [46]; [47].

2.6 HOMER Pro

O programa HOMER Pro (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*) é um software de modelagem e otimização energética desenvolvido originalmente pelo *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, dos Estados Unidos, com o intuito de viabilizar análises técnicas e econômicas de sistemas de energia distribuída. Criado na década de 1990, o programa foi projetado para avaliar a viabilidade de diferentes configurações de geração elétrica, especialmente aquelas envolvendo fontes renováveis, sistemas híbridos e tecnologias emergentes de armazenamento e conversão de energia [9].

Inicialmente concebido para apoiar projetos em regiões remotas ou com acesso limitado à rede elétrica, o HOMER foi gradualmente expandido e refinado para atender também a contextos urbanos, industriais e institucionais. Seu desenvolvimento contínuo deu origem a versões mais robustas e comerciais, culminando no HOMER Pro — versão profissionalizada e amplamente adotada por universidades, empresas de engenharia, agências governamentais e centros de pesquisa em todo o mundo [9].

A principal funcionalidade do HOMER Pro está na simulação e otimização de sistemas energéticos complexos, permitindo ao usuário configurar múltiplos componentes, como fontes renováveis (solar, eólica, biomassa), geradores convencionais, baterias, eletrolisadores, tanques de hidrogênio e cargas elétricas específicas. O software realiza milhares de simulações automáticas com diferentes combinações desses elementos, identificando as configurações mais viáveis com base em critérios econômicos (custo de capital, operação e manutenção, valor presente líquido), ambientais (emissões de CO₂ e outros poluentes) e técnicos (continuidade do suprimento energético, capacidade instalada, excesso de geração) [9].

Um dos diferenciais do HOMER Pro é sua capacidade de simular perfis horários de carga e geração ao longo de um ano completo (8.760 horas), considerando variabilidades sazonais, intermitência de fontes renováveis, eficiência

dos equipamentos e estratégias de despacho. A flexibilidade do programa permite que sejam analisados desde pequenos sistemas autônomos *off-grid* até redes híbridas complexas conectadas à rede elétrica, com possibilidade de venda de excedente ou uso em aplicações térmicas, hidráulicas ou de mobilidade [9].

Além disso, o software incorpora mecanismos de sensibilidade e análise de incertezas, permitindo avaliar como mudanças nos parâmetros econômicos (taxa de desconto, inflação, custo da eletricidade, etc.) afetam a viabilidade do projeto. Outro recurso importante é a capacidade de definir múltiplos cenários de simulação e compará-los diretamente em termos de custos totais, emissões, consumo de combustível e tempo de retorno do investimento [9].

Neste estudo, o software HOMER Pro foi utilizado como ferramenta de apoio para a modelagem de análises de substituição da frota de ônibus internos da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) por veículos movidos a hidrogênio verde. Sua aplicação permitiu simular o desempenho de sistemas fotovoltaicos integrados a eletrolisadores e tanques de armazenamento, além de estimar a viabilidade técnico-econômica dessas soluções frente ao modelo atual baseado em diesel.

Foram utilizadas funcionalidades específicas do software para esse estudo, como a otimização do dimensionamento dos componentes, a modelagem da produção de hidrogênio por eletrólise, a análise da intermitência da fonte solar e o cálculo das demandas energéticas associadas a cada análise operacional. O HOMER Pro tem sido amplamente empregado em pesquisas desenvolvidas no Departamento de Engenharia Nuclear da UFMG, especialmente em estudos voltados à avaliação de sistemas híbridos com produção de hidrogênio verde e integração de fontes renováveis [48]; [49]; [50]; [51]; [52].

3 METODOLOGIA

Com o intuito de avaliar a viabilidade técnica, ambiental e econômica da substituição dos veículos a diesel por uma alternativa sustentável baseada no uso de hidrogênio verde, tomou-se como estudo de caso o sistema de transporte interno da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). A modelagem energética foi realizada no software HOMER Pro (item 2.6), utilizado para simular a integração entre energia solar fotovoltaica e eletrólise da água. Entretanto, aspectos específicos ligados à operação veicular, custos detalhados de infraestrutura e estimativas de emissões foram tratados fora do escopo do HOMER, com base em cálculos complementares e dados secundários.

Sendo assim, foram considerados o tipo de veículo utilizado, a idade média da frota, o perfil de deslocamento no campus, o consumo de combustível, as emissões específicas de dióxido de carbono (CO_2) e os custos operacionais anuais. Também foram incorporadas as informações sobre a irradiação solar da região de Belo Horizonte, além dos custos previstos para instalação e manutenção dos sistemas analisados.

Dessa forma, a metodologia adotada fundamentou-se nas seguintes etapas principais:

- Levantamento técnico-operacional dos veículos utilizados para o transporte interno, contemplando o número de unidades, capacidade de passageiros, tipo de motorização, eficiência média (km/l), tempo médio de operação e padrões de uso ao longo do ano;
- A estimativa das emissões foi realizada com base nos limites máximos de emissão estabelecidos pelo Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE), fase P7/P8, vigente desde 2023. Este programa, coordenado pelo IBAMA, define valores de referência que orientam o controle de poluentes para veículos automotores no Brasil, em consonância com padrões internacionais como o Euro VI. A utilização desses limites como parâmetro de cálculo proporciona uma estimativa conservadora para quantificação das emissões associadas ao

uso de diesel nos veículos em operação, considerando a ausência de medições diretas para a frota avaliada.

- Consideração de dados meteorológicos locais (irradiação solar), eficiência e consumo energético de eletrolisadores do tipo PEM, capacidade de geração dos painéis solares, requisitos de armazenamento de hidrogênio e vida útil dos equipamentos.
- Realização de simulações com o software HOMER PRO, considerando a substituição da frota interna da universidade por veículos movidos a hidrogênio como alternativa principal, complementada por uma análise de viabilidade restrita a uma das linhas operacionais, representando aproximadamente 25% da frota. As simulações permitiram avaliar, de forma comparativa, os aspectos técnicos, ambientais e econômicos associados à adoção integral ou parcial dessa tecnologia.
- Avaliação do desempenho das análises simuladas em termos de custos totais (CAPEX e OPEX), consumo energético, quantidade de hidrogênio necessária, redução das emissões de CO₂ e retorno do investimento, considerando ainda as possibilidades de replicação e ampliação da proposta no contexto universitário.

3.1 Transporte Interno da UFMG

Localizado na região norte de Belo Horizonte, o campus Pampulha da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) constitui um complexo universitário de grandes proporções, com cerca de 8.775.949 metros quadrados de área total e 583.375 m² de área construída. O extenso território abriga unidades acadêmicas, centros de pesquisa, setores administrativos e espaços de convivência, configurando uma dinâmica interna que exige soluções logísticas robustas, o que reforça a importância de um sistema de transporte interno eficiente e acessível [53].

Com esse objetivo, a UFMG mantém um sistema gratuito de transporte interno, estruturado para atender às necessidades de mobilidade de estudantes, docentes, técnicos administrativos, prestadores de serviço e visitantes. A frota atualmente em operação é composta por ônibus que circulam continuamente ao

longo do dia, conectando os principais centros acadêmicos e administrativos da universidade. Essa política institucional tem se consolidado como instrumento fundamental de acessibilidade, inclusão e apoio à permanência estudantil, sobretudo para pessoas com deficiência, com dificuldades de locomoção ou com limitações de tempo entre atividades acadêmicas em unidades distantes [54].

O sistema é organizado em quatro linhas regulares — Linhas 1, 2, 3 e 4 —, cujos itinerários foram definidos com base em critérios de cobertura territorial, densidade de fluxo e integração funcional entre os setores da universidade. Cada linha percorre trajetos específicos que interligam pontos estratégicos da Universidade [55].

A Tabela 3 consolida as distâncias médias percorridas diariamente pelas quatro linhas (4 ônibus) regulares do sistema de transporte interno da UFMG. O valor total, considerando a soma das quilometragens das quatro linhas, atinge cerca de 823 quilômetros diários, evidenciando a relevância do serviço de transporte na mobilidade intra-campus [56].

Tabela 3. Quilometragem diária das linhas internas UFMG.

Linha	Quilometragem diária (km)
1	165
2	280
3	230
4	148
Total	823

Fonte: Adaptado de [56].

Para efeito de modelagem, considerou-se o funcionamento pleno do sistema de transporte apenas durante os dias letivos, desconsiderando-se recessos acadêmicos, feriados, finais de semana e períodos de férias, com o objetivo de refletir de forma mais padronizada e comparável a operação regular das rotas ao longo do ano acadêmico. Assim, adotou-se uma média anual de 200 dias letivos como base para a estimativa de quilometragem, resultando em um total aproximado de 164.600 quilômetros por ano para as quatro linhas regulares do sistema interno da UFMG. Nesse contexto, a Linha 2 concentra cerca de

56.000 quilômetros anuais, o que equivale a aproximadamente 34% do total projetado segundo essa premissa de operação.

3.1.1 Especificações Técnicas da Frota Atual

Apesar da relevância institucional e social da Universidade Federal de Minas Gerais, a tração veicular de seu sistema de transporte interno ainda permanece baseada exclusivamente no uso de óleo diesel, um combustível fóssil cujas emissões — especialmente de dióxido de carbono (CO_2), material particulado (MP) e óxidos de nitrogênio (NO_x) — contribuem de forma significativa para o agravamento do efeito estufa e da poluição atmosférica [57]. Nesse contexto, a continuidade do uso desse combustível mostra-se incompatível com as diretrizes contemporâneas de sustentabilidade e com os compromissos de descarbonização progressiva assumidos por instituições públicas de referência no país.

Em resposta à necessidade de modernização e renovação da frota, a UFMG realizou, em 2024, a aquisição de quatro novos ônibus movidos a diesel para substituição parcial dos veículos anteriormente utilizados, também movidos a diesel, os quais apresentavam elevado grau de desgaste, custos crescentes de manutenção e baixa eficiência operacional [56]. Essa iniciativa representa um avanço significativo em termos de conforto, segurança e acessibilidade, ao incorporar veículos adaptados para pessoas com deficiência e com melhor desempenho estrutural e funcional [58].

Os novos modelos adquiridos pela Universidade correspondem ao Caio (Companhia Americana Industrial de Ônibus) Apache Vip V, um dos principais chassis urbanos do mercado nacional, amplamente utilizado em sistemas de transporte coletivo [58]. As especificações técnicas dos veículos são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4. Especificações técnicas Apache Vip V.

Características	Descrição
Modelo do motor	Mercedes-Benz OM 924 LA, 4 cilindros
Potência	208 cv a 2.200 rpm
Torque	780 Nm entre 1.200 e 1.600 rpm
Transmissão	Manual, seis marchas
Capacidade de passageiros	48 lugares
Acessibilidade	Elevador para cadeirantes
Tecnologia embarcada	Freios ABS e suspensão pneumática
Valor estimado por unidade	R\$ 850.000,00 (em 2025)
Vida útil	10 anos

Fonte: Adaptado de [59].

3.1.2 Consumo de Diesel e Custo Anual de Combustível

Com base nos dados de quilometragem anual das linhas que compõem o sistema de transporte interno da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), é possível estimar o volume total de diesel consumido pelos ônibus em operação. Para esse cálculo, adota-se um rendimento médio de 2,3 km/L, valor compatível com o desempenho típico de ônibus urbanos movidos a diesel, especialmente em trajetos caracterizados por frequentes paradas, retomadas de velocidade e variações de relevo [60]. A estimativa do consumo é realizada a partir da razão entre a distância total percorrida ao longo do ano e o consumo específico do veículo, conforme a Equação (3.1).

$$V_{diesel} = \frac{D_{total}}{C_{diesel}} \quad (3.1)$$

Em que,

V_{diesel} = volume de diesel consumido (L);

D_{total} = quilometragem total percorrida (km);

C_{diesel} = consumo médio de diesel km/L;

Além do volume físico de combustível, também é possível estimar o custo financeiro associado ao abastecimento da frota, por meio da Equação (3.2).

$$C_{total} = V_{diesel} \times P_{diesel} \quad (3.2)$$

Onde,

$$C_{total} = \text{custo anual com combustível (R\$);}$$

$$P_{diesel} = \text{preço médio do litro de diesel no período de referência (R\$/L).}$$

Adotou-se o diesel S-10 como referência para a estimativa de consumo e custos, uma vez que tal especificação é mandatória para veículos mais recentes, como aqueles que compõem a frota renovada da UFMG, em estrita conformidade com as normas estabelecidas pelo Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE). Esta especificação, caracterizada pelo teor máximo de enxofre de 10 partes por milhão (ppm), contribui significativamente para a mitigação da emissão de poluentes atmosféricos, tais como material particulado e óxidos de enxofre, promovendo a minimização dos impactos ambientais decorrentes da operação da referida frota [61].

Essas equações permitem quantificar, de forma integrada, tanto a demanda energética do sistema quanto seu impacto financeiro, servindo de base para a análise comparativa entre o modelo vigente e propostas de substituição por tecnologias sustentáveis, como os veículos movidos a hidrogênio verde.

3.1.3 Estimativa do Custo Acumulado de Diesel para o Horizonte de 20 Anos

Para projetar o gasto total associado ao abastecimento da frota de ônibus com diesel S-10 no período de 2025 a 2045, assumiu-se como premissa que não ocorrerão alterações na distância total anual percorrida, nos itinerários atualmente operados e no padrão de consumo específico de combustível dos veículos adquiridos ao longo desse horizonte. Ressalta-se, contudo, que, em uma eventual renovação da frota, poderá ser necessário considerar a tecnologia vigente à época em termos de controle de emissões, como sistemas mais eficientes de filtros de partículas e de tratamento de gases de escape.

Assim, considerou-se um consumo anual constante, calculado com base nos dados operacionais vigentes do sistema de transporte interno da UFMG. Essa hipótese visa isolar a influência da variação do preço do diesel, mantendo invariáveis os parâmetros operacionais da frota.

Além dessas premissas operacionais, considerou-se também a evolução do preço do combustível ao longo do período estudado. Para tanto, adotou-se uma taxa média de crescimento anual de 5% (correspondente à inflação média histórica observada no Brasil), utilizada para corrigir o preço do diesel ao longo do horizonte de análise [62]. O custo acumulado foi então obtido pela soma dos dispêndios anuais, considerando o preço ajustado anualmente pela inflação, conforme expresso pela Eq. (3.3).

$$C_{total} = V_{diesel} \times P_0 \times \frac{(1+i)^n - 1}{i} \quad (3.3)$$

Em que,

$$\begin{aligned} C_{total} &= \text{custo total projetado para o período (R\$);} \\ V_{diesel} &= \text{volume anual de diesel consumido (litros/ano);} \\ P_0 &= \text{preço médio do diesel no ano base de 2025 (R$/L);} \\ i &= \text{taxa anual de crescimento do preço (%);} \\ n &= \text{número de anos do horizonte de análise.} \end{aligned}$$

3.1.4 Estimativa das Emissões

Neste estudo foi adotado o método *bottom-up* para a estimativa das emissões atmosféricas associadas à frota de ônibus que compõe o transporte interno da UFMG. Essa abordagem consiste em calcular as emissões a partir de dados específicos de atividade, como a quilometragem anual percorrida, permitindo maior precisão e aderência à realidade operacional. A metodologia baseou-se na multiplicação da atividade de transporte por fatores de emissão de referência.

A fase P-8, instituída pela Resolução CONAMA nº 490/2018, corresponde à etapa mais recente do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE) e estabelece limites mais rigorosos para a emissão de poluentes locais, alinhando a regulamentação brasileira às normas Euro VI

[61]. Para esse fim, foram utilizados os valores-limite estabelecidos pelo PROCONVE, para ônibus urbanos, os quais representam os máximos admissíveis de emissão para veículos dessa categoria, conforme apresentado na Tabela 5.

Embora tais limites não correspondam necessariamente às emissões reais em operação, sua adoção se justifica pela ausência de medições diretas e pela compatibilidade com o modelo veicular atualmente empregado (*Apache Vip V*), o qual se enquadra na fase regulamentar citada [59].

Tabela 5. Limite de emissões atmosféricas.

Fase	CO (g/km)	HC (g/km)	CH ₄ (g/km)	Nox (g/km)	MP (g/km)	N ₂ O (g/km)
P8	0,099	0,0435	0,009	0,244	0,005	0,03

Fonte: Adaptado de [61].

Com base nos parâmetros definidos pelo PROCONVE P8 e nas emissões máximas permitidas por poluente, foi possível estimar os impactos associados a cada tipo de substância emitida pela frota a diesel. Para fins deste estudo, foram considerados os seguintes poluentes regulados: monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos totais (HC), metano (CH₄), óxidos de nitrogênio (NO_x), material particulado (MP) e óxido nitroso (N₂O). As emissões de CH₄ e N₂O foram convertidas para dióxido de carbono equivalente (CO₂-eq) utilizando fatores fixados de Potencial de Aquecimento Global (GWP), conforme recomendação do IPCC [1].

A análise levou em conta as rotas e a intensidade de uso no ambiente universitário, visando identificar os riscos potenciais à saúde e ao meio ambiente. Embora não tenham sido realizadas medições diretas, as estimativas basearam-se em valores de referência e literatura científica consolidada [57].

A estimativa de emissões, E (em kg/ano), foi calculada com base na Equação (3.4), considerando a conversão de gramas para quilogramas:

$$E = \frac{Q \cdot FE}{1000} \quad (3.4)$$

Onde:

$Q = \text{dist\~{a}ncia total percorrida pelos ve\~{i}culos de cada linha} \left(\frac{\text{km}}{\text{ano}}\right)$

$FE = \text{massa de poluente emitida por quilometro rodado} \left(\frac{\text{g}}{\text{km}}\right);$

A an\~{a}lise foi estruturada de forma a abranger, inicialmente, o conjunto das quatro linhas operacionais (1, 2, 3 e 4) e, de modo complementar, a linha 2 de forma isolada. Essa abordagem permite verificar, de forma segmentada, como o aumento da quilometragem influencia o volume total de emiss\~{o}es da frota, oferecendo uma vis\~{a}o do comportamento agregado do sistema e destacando o impacto de uma \~{u}nica linha com maior extens\~{a}o anual.

3.1.5 Emiss\~{o}es de CO₂

As emiss\~{o}es de di\~{o}xido de carbono (CO₂) provenientes dos \~{o}nibus atualmente operacionais, movidos a diesel, foram estimadas separadamente das demais emiss\~{o}es atmosf\~{e}ricas, considerando sua relev\~{a}ncia como o g\~{a}s de efeito estufa mais abundante resultante da queima de combust\~{i}veis f\~{o}sseis. A quantifica\~{c}\~{a}o dessas emiss\~{o}es foi realizada multiplicando-se a quilometragem anual percorrida por cada ve\~{i}culo por um fator de emiss\~{a}o espec\~{i}fico para CO₂, expresso em kg/km ou kg/L, conforme apresentado na Tabela 6 e na Equa\~{c}\~{a}o (3.5) [63].

Tabela 6. Fator m\~{e}dio de emiss\~{a}o de CO₂ para \~{o}nibus urbanos.

Categoria	Emiss\~{o}es
\~{O}nibus	1,28 kg de CO ₂ /km
	3,2 kg de CO ₂ /L

Fonte: Adaptado de [63].

$$E_{CO_2} = Q \times FE_{CO_2} \quad (3.5)$$

Essa abordagem foi adotada para o conjunto de todas as linhas operacionais e também aplicada isoladamente à linha 2, com o objetivo de quantificar o impacto da operação da frota a diesel e permitir a comparação dos ganhos potenciais obtidos com a substituição total ou parcial por veículos movidos a hidrogênio.

3.2 Especificações Técnicas dos Ônibus a Hidrogênio Considerados no Modelo

Entre os modelos de ônibus analisados, o *Hyundai Universe Fuel Cell* destaca-se como um marco tecnológico no contexto da mobilidade urbana sustentável, configurando-se como um dos primeiros veículos comerciais urbanos movidos a célula de combustível de hidrogênio fabricados em escala industrial. Embora outros modelos tenham sido objeto de pesquisa comparativa, o *Universe* foi selecionado como referência neste estudo por apresentar especificações técnicas consolidadas, ampla utilização em frotas reais e parâmetros de desempenho documentados na literatura, fatores que asseguram maior confiabilidade para a modelagem [64].

O sistema de propulsão do modelo adotado é composto por dois módulos de célula a combustível, cada um com potência nominal de 90 kW, totalizando 180 kW. Complementa-se com uma bateria de polímero de lítio, de capacidade total de 48 kWh, dividida em duas unidades de 24 kWh cada, a qual garante estabilidade na entrega de potência e flexibilidade operacional em situações de variação de demanda [64].

Embora a produção dessa bateria de 48 kWh implique emissões adicionais estimadas entre aproximadamente 2,9 e 5,3 toneladas de CO₂ equivalente — intervalo compatível com valores médios reportados na literatura técnica, dependendo da matriz elétrica utilizada e da tecnologia de fabricação [65] — esse impacto se restringe à etapa de produção e é pontual quando comparado às emissões diretas e contínuas resultantes do uso de combustíveis fósseis. Assim, mesmo considerando esse fator, a combinação entre célula a combustível e bateria assegura uma operação isenta de emissões durante o uso [64].

O armazenamento do hidrogênio é realizado em cinco tanques de alta pressão, cada um com capacidade volumétrica de 175 litros (totalizando 875 litros), os quais, a uma pressão de 700 bar, comportam aproximadamente 34 kg de hidrogênio. Essa configuração possibilita uma autonomia totalmente elétrica (AER) superior a 500 km com uma única recarga, valor competitivo frente aos modelos convencionais a diesel e plenamente compatível com a rotina operacional de linhas urbanas de média e longa distância [64].

A Tabela 7 apresenta informações sobre a capacidade de transporte — sendo 46 passageiros sentados, 1 motorista e 42 passageiros em pé — além das dimensões gerais e características do veículo [64].

Tabela 7. Especificações técnicas do veículo *Hyundai Universe*.

Especificações	
Capacidade de passageiros	46 pessoas
Comprimento total	11,75 m
Largura total	2,49 m
Altura total	3,74 m

Fonte: [64].

A Tabela 8 apresenta os principais componentes do ônibus, incluindo a potência da célula a combustível, a capacidade da bateria de suporte, o motor central de tração, bem como o sistema de armazenamento de hidrogênio. Também são indicados parâmetros operacionais relevantes, como a autonomia elétrica estimada e a pressão de enchimento dos tanques, fundamentais para a avaliação da viabilidade técnica do veículo em operações urbanas intensivas.

Tabela 8. Descrição técnica e rendimento energético do *Hyundai Universe*.

Descrição	Detalhes
Sistema de célula de combustível	180 kW (2 x 90 kW cada)
Bateria	Íon de lítio 48kWh
Motor	335 kW
Capacidade dos tanques de hidrogênio	875 L (5 x 175 L cada)
Hidrogênio	34 kg
Pressão de enchimento	700 bar
Autonomia (AER)	500 km
Rendimento energético	14,70 km/kg
Custo	US\$700.000,00

Fonte: Adaptado de [64].

O modelo *Universe Fuel Cell*, ilustrado na Figura 6, apresenta uma estrutura externa compatível com os padrões operacionais de grandes centros urbanos, com dimensões adequadas ao perfil viário típico e capacidade de manobra em áreas densamente ocupadas. Além disso, é equipado com elevador para cadeirantes, atendendo aos critérios de acessibilidade estabelecidos pelas diretrizes de mobilidade inclusiva. Sua incorporação representa um avanço tecnológico relevante no contexto da transição energética, ao aliar eficiência operacional à redução de emissões atmosféricas [64].

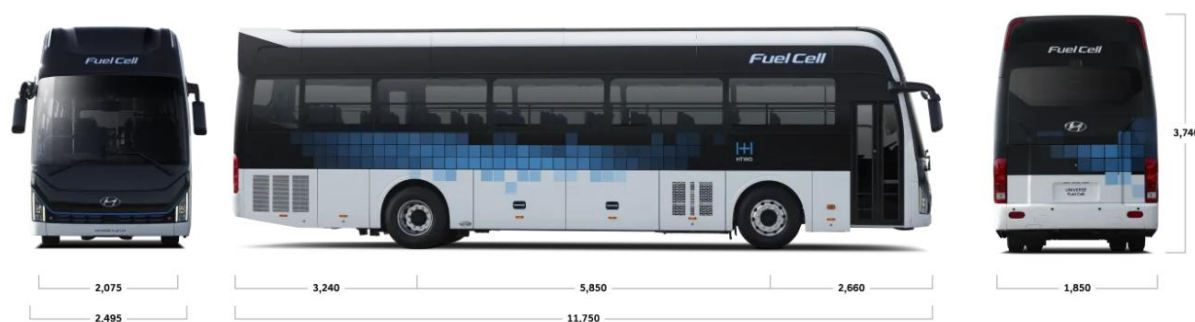


Figura 6. Vista frontal, lateral e traseira do veículo [64].

Do ponto de vista tecnológico e operacional, o ônibus incorpora recursos avançados de segurança e conforto, como sensores ultrassônicos nas portas para prevenção de acidentes com pedestres, sistema de Controle Dinâmico do Veículo (*Vehicle Dynamic Control – VDC*) e gerador de som virtual, destinado a

alertar transeuntes sobre a aproximação do ônibus, especialmente em áreas urbanas com grande fluxo de pedestres [64].

Além desse modelo, outros fabricantes, como Toyota, Van Hool e CaetanoBus, também desenvolvem ônibus a hidrogênio destinados a aplicações urbanas e intermunicipais, conforme informações amplamente divulgadas em catálogos institucionais e relatórios do setor.

3.3 Modelagem

O sistema foi modelado com o propósito de gerar hidrogênio verde por meio da eletrólise da água, utilizando painéis solares fotovoltaicos em um arranjo operando de forma isolada da rede elétrica convencional. A definição dos parâmetros econômicos utilizados nas simulações no ambiente do software HOMER Pro baseou-se em valores amplamente reconhecidos na literatura técnica e em diretrizes estabelecidas por instituições nacionais de fomento ao desenvolvimento. Esses parâmetros foram inseridos como dados de entrada no software, de forma a representar com fidelidade os aspectos financeiros do projeto modelado. A taxa de desconto foi fixada em 6% ao ano, conforme as recomendações do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) [66], refletindo o custo de oportunidade do capital investido em projetos de infraestrutura. Para a taxa de inflação, adotou-se o valor de 5% ao ano, alinhado às médias históricas da economia brasileira e às projeções de médio prazo [62], influenciando diretamente os custos operacionais e de reposição ao longo do tempo.

Além desses parâmetros, estabeleceu-se ainda o déficit anual de capacidade em 5%, parâmetro que expressa a fração da demanda que pode deixar de ser atendida pelo sistema em cada ano, permitindo avaliar a confiabilidade do arranjo energético simulado [67]. O horizonte de análise do projeto foi estabelecido em 20 anos, período comumente utilizado em estudos de viabilidade de sistemas de energia renovável [68]. As premissas adotadas na modelagem estão organizadas na Tabela 9, proporcionando uma visualização clara e sistemática dos parâmetros econômicos que embasaram as simulações desenvolvidas.

Tabela 9. Parâmetros econômicos e operacionais da simulação.

Taxa de desconto (%)	6
Taxa de inflação (%)	5
Déficit anual de capacidade (%)	5
Vida útil do projeto (anos)	20

Fonte: Adaptado de [9].

3.3.1 Potencial de Geração Solar

Com base nos dados da plataforma *NASA POWER (Prediction of Worldwide Energy Resource)*, integrados ao ambiente do software HOMER Pro, foi possível caracterizar o potencial de geração solar fotovoltaica na UFMG, localizada nas coordenadas geográficas 19° 55' 00" S, 43° 56' 00" O. Utilizou-se a média mensal da irradiância solar global horizontal, que resultou em um valor médio anual de 5,16 kWh/m²/dia, indicando condições favoráveis à produção de energia ao longo do ano. Observa-se uma leve variação sazonal, com o menor índice registrado em junho (4,41 kWh/m²/dia) e o maior em fevereiro (5,84 kWh/m²/dia), o que evidencia boa estabilidade no recurso solar disponível [9]. Esses dados, acompanhados do índice de claridade atmosférica — parâmetro que representa a fração da radiação solar extraterrestre que efetivamente atinge a superfície terrestre após a atenuação por nuvens e partículas na atmosfera —, são apresentados na Figura 7 e na Tabela 10, e foram fundamentais para estimar a viabilidade da geração fotovoltaica destinada à eletrólise da água.

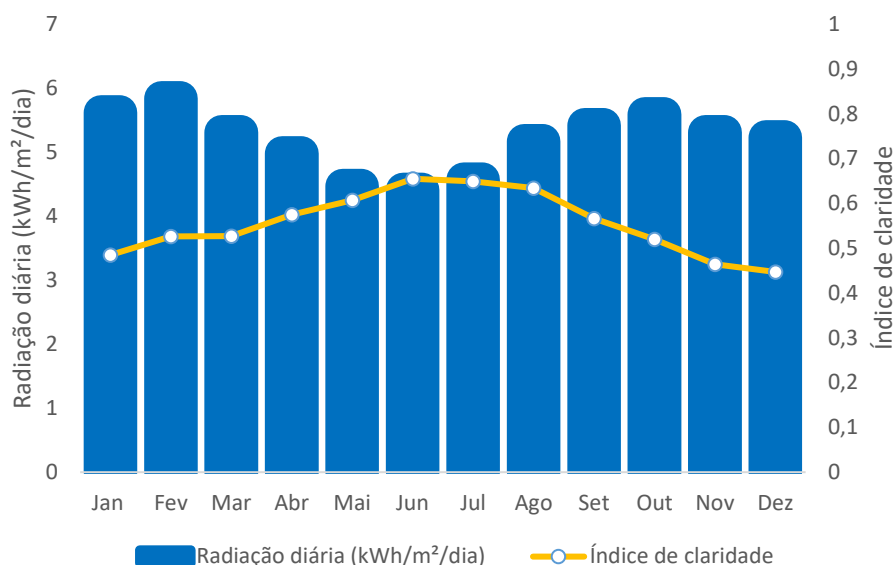


Figura 7. Distribuição mensal da irradiação solar na UFMG.
Adaptado de [9].

Tabela 10. Índice de claridade e radiação diária na UFMG.

Mês	Índice de claridade	Radiação diária (kWh/m²/dia)
Jan	0,485	5,62
Fev	0,526	5,84
Mar	0,527	5,31
Abr	0,575	4,98
Mai	0,607	4,47
Jun	0,655	4,41
Jul	0,649	4,57
Ago	0,634	5,17
Set	0,566	5,42
Out	0,520	5,59
Nov	0,464	5,31
Dez	0,447	5,23

Fonte. Adaptado de [9].

Dessa forma, foram definidas duas configurações de estudo, descritas a seguir, com o objetivo de avaliar e comparar diferentes arranjos operacionais e energéticos aplicados ao sistema de transporte interno da UFMG. Cada configuração adota premissas específicas quanto à demanda de hidrogênio, à infraestrutura de geração fotovoltaica e às estratégias de abastecimento, permitindo uma

análise da viabilidade técnica e dos impactos ambientais das alternativas propostas.

3.4 Configurações Operacionais e Energéticas

Com base na quilometragem diária estimada para cada linha da UFMG, apresentada na Tabela 3, calculou-se uma demanda aproximada de 55,98 kg de hidrogênio por dia. Esse valor foi obtido dividindo-se a quilometragem total diária pelo rendimento específico do *Universe Fuel Cell* (Tabela 8). A distribuição da demanda diária de hidrogênio por linha está detalhada na Tabela 11.

Tabela 11. Demanda de hidrogênio diária por linha.

Linha	Demanda de hidrogênio diária (kg/dia)
1	11,22
2	19,04
3	15,65
4	10,07
Total	55,98

Fonte: Elaboração própria.

A fim de atender à demanda diária de hidrogênio necessária para o funcionamento da frota, foi definido como parâmetro de entrada um valor de produção de 5,089 kg/h, compatível com a janela de irradiação solar entre 7h e 17h, cada marcação indica o início de uma hora de produção, de modo que o último intervalo se encerra às 18h. Assim, são contabilizados 11 períodos horários consecutivos de geração, totalizando uma produção diária de 55,98 kg. Esse valor foi determinado de forma a garantir o pleno atendimento à demanda operacional da frota, considerando o consumo por quilometragem e o rendimento do modelo de referência.

Embora o software de simulação opere com essa produção configurada para todos os dias do ano, na prática a necessidade de abastecimento restringe-se a aproximadamente 200 dias letivos. Assim, considerando a produção diária, seriam necessários cerca de 11.196 kg de hidrogênio, de modo que o excedente poderá ser estocado para suprir feriados, férias ou períodos de recesso, bem como utilizado em outras aplicações internas ou comercializado, aproveitando o potencial do hidrogênio verde como vetor energético para diferentes setores.

O intervalo de recarga de cada veículo foi determinado a partir da relação entre a capacidade de armazenamento de hidrogênio no tanque pressurizado do modelo *Universe Fuel Cell* e o consumo diário projetado para cada linha. O número de dias de operação entre abastecimentos é calculado pela Equação (3.6), na qual a capacidade do tanque é expressa em quilogramas de hidrogênio (kg) e representa o volume máximo de combustível que o veículo pode armazenar. O consumo diário corresponde à quantidade de hidrogênio necessária para percorrer a quilometragem prevista para a respectiva linha, permitindo determinar, de forma prática, a autonomia operacional de cada ônibus antes da necessidade de uma nova recarga.

$$\text{Dias por recarga} = \frac{\text{Capacidade do Tanque (kg)}}{\text{Consumo diário } \left(\frac{\text{kg}}{\text{dia}}\right)} \quad (3.6)$$

3.4.1 Tanque de hidrogênio

Com o intuito de viabilizar o armazenamento do hidrogênio gerado por eletrólise, foi considerado um tanque genérico de hidrogênio, que representa um reservatório pressurizado destinado a armazenar o hidrogênio até o momento de seu consumo. Esse componente assegura maior flexibilidade operacional ao sistema e contribui para ampliar sua autonomia energética.

O custo de capital e de reposição do tanque foi fixado em US\$ 633,00, com um custo anual de operação e manutenção (O&M) de US\$ 31,65, conforme apresentado na Tabela 12. A vida útil do equipamento foi definida em 20 anos, valor compatível com os dados técnicos disponíveis na literatura especializada e nas bases do próprio software de simulação [69]. Esses valores foram incorporados ao modelo computacional como parte do conjunto de parâmetros técnico-econômicos adotados para a simulação.

Tabela 12. Valores de capital, reposição e O&M para o tanque de hidrogênio.

Equipamento	Custo de capital e de reposição (US\$)	Custo de O&M (\$/ano)
Tanque de hidrogênio	633,00	31,65

Fonte: Adaptado de [69].

3.4.2 Painel solar fotovoltaico

Para a modelagem do sistema de geração solar fotovoltaica, foi adotado o painel LONGi Solar LR6-60PE, do tipo placa plana, baseado em tecnologia de silício monocristalino, amplamente reconhecida por sua elevada eficiência (19%) e desempenho estável em diferentes condições climáticas. A escolha desse modelo se justifica por sua consolidada presença no mercado global, bons índices de confiabilidade operacional e facilidade de integração em sistemas de médio porte, características que asseguram maior representatividade para a simulação de cenários reais [70]. As principais especificações técnicas do módulo adotado estão apresentadas na Tabela 13.

Os custos utilizados na simulação foram definidos com base em referências atualizadas do mercado: o custo de capital e de reposição foi fixado em US\$ 175,70 por unidade, enquanto o custo anual de operação e manutenção foi estimado em US\$ 8,00 por painel conforme apresentado na Tabela 14. Esses valores foram aplicados por capacidade do equipamento, permitindo ao algoritmo de otimização do HOMER dimensionar automaticamente a produção de energia para suprir a demanda energética do sistema [70].

Tabela 13. Parâmetros operacionais LONGi Solar.

Nome	LONGi Solar LR6-60PE
Abreviação	LR6-60PE
Tipo de painel	Placa plana
Capacidade nominal (kW)	0,31
Coefficiente de temperatura	-0,38
Temperatura de operação (°C)	47
Eficiência (%)	19
Fabricante	LONGi Solar Technology Co., Ltd.
Área ocupada (m ²)	1,63515
Vida Útil	25 anos
Fator de Redução	80%

Fonte: Adaptado de [9].

Tabela 14. Valores de capital, reposição e O&M para o painel fotovoltaico.

Equipamento	Custo de capital e de reposição (US\$)	Custo de O&M (\$/ano)
LONGi Solar LR6-60PE	175,70	8,00

Fonte: Adaptado de [70].

3.4.3 Eletrolisador

Para a modelagem da produção de hidrogênio por eletrólise da água, foi considerado um eletrolisador genérico. O dimensionamento final do equipamento é otimizado automaticamente pelo HOMER Pro, com base na demanda energética do sistema e na produção fotovoltaica disponível. Os custos adotados foram de US\$ 1.750,00 por kW instalado para capital e reposição, além de US\$ 87,50 anuais para operação e manutenção, conforme apresentado na Tabela 15. A vida útil do equipamento foi estipulada em 20 anos, e a eficiência fixada em 85% [71].

Tabela 15. Valores de capital, reposição e O&M para o eletrolisador.

Equipamento	Custo de capital e de reposição (US\$)	Custo de O&M (\$/ano)
Eletrolisador	1.750	87,50

Fonte: Adaptado de [71].

3.5 Configuração Alternativa

Na análise de substituição parcial, considera-se a renovação da frota de ônibus das linhas internas por veículos também movidos a hidrogênio, restringindo-se à linha 2 do sistema. A seleção dessa linha ocorreu em função de sua relevância operacional, por ser a que apresenta a maior quilometragem anual entre todas as rotas internas.

Com base na Tabela 11, a demanda diária estimada é de aproximadamente 19,04 kg de hidrogênio. Esse valor corresponde à quantidade necessária para suprir integralmente o percurso total da frota em um dia letivo típico, considerando o desempenho médio do modelo de referência.

A fim de atender à demanda diária de hidrogênio, foi definido como parâmetro de entrada no modelo de simulação um valor de produção de 1,73 kg/h, compatível com a janela de irradiação solar entre 7h e 17h, totalizando 11 horas ciclos completos de produção, resultando em uma produção diária de 19,04 kg/dia. Esse valor foi estabelecido de forma a garantir o pleno atendimento à demanda operacional da frota, considerando o consumo por quilometragem e o rendimento energético do *Universe Fuel Cell*.

Assim, considerando a produção diária, seriam necessários cerca de 3.808 kg de hidrogênio, em um período de 200 dias, de modo que o excedente poderá ser estocado para suprir feriados, férias ou períodos de recesso, bem como utilizado em outras aplicações internas ou comercializado, aproveitando o potencial do hidrogênio verde como vetor energético para diferentes setores.

3.6 Análise Ocupacional dos Módulos Fotovoltaicos

O dimensionamento do sistema fotovoltaico foi conduzido com base na demanda energética associada à produção de hidrogênio por eletrólise, conforme os requisitos definidos para o atendimento integral da frota interna da Universidade Federal de Minas Gerais.

A estimativa da área física necessária para instalação dos módulos solares foi realizada com base nas especificações técnicas do módulo LONGi Solar LRG-60PE, utilizado na modelagem (Tabela 13). Cada módulo possui potência nominal de 310 Wp (0,310 kW) e área individual de 1,63515 m². A partir desses parâmetros, calculou-se o número total de módulos necessários e, em seguida, a área total ocupada [70].

A equação utilizada para esse cálculo foi:

$$A = \left(\frac{P_{instalada}}{P_{módulo}} \right) \times A_{módulo} \quad (3.7)$$

Em que:

$$\begin{aligned} A &= \text{área total ocupada (m}^2\text{)}; \\ P_{instalada} &= \text{potência fotovoltaica total instalada (kW)}; \\ P_{módulo} &= \text{potência de cada módulo (kW)}; \\ A_{módulo} &= \text{área ocupada por módulo (m}^2\text{)}. \end{aligned}$$

3.7 Estimativa da Demanda de Água para o Processo de Eletrólise

A demanda hídrica constitui um dos parâmetros operacionais relevantes no dimensionamento de sistemas de eletrólise para a produção de hidrogênio verde, especialmente em contextos que envolvem operação contínua e uso de tecnologias com alto grau de pureza da água. Embora os volumes estimados estejam significativamente abaixo dos consumos típicos de processos industriais de larga escala, é importante quantificá-los com precisão, uma vez que representam um insumo indispensável ao funcionamento do sistema [72].

A estimativa da demanda hídrica para o processo de eletrólise foi realizada com base na estequiometria da reação de dissociação da água, que descreve a produção de hidrogênio por meio de eletrólise alcalina ou de membrana de troca de prótons (PEM) [72]. A Equação (3.8) apresenta a reação global:



A proporção molar entre reagentes e produtos, considerando as respectivas massas molares (18 g/mol para H₂O e 2 g/mol para H₂), resulta em um consumo estequiométrico de 9 L de água por kg de hidrogênio produzido [72]. Contudo, esse valor representa apenas o requisito mínimo da reação eletroquímica, não refletindo as demandas reais do sistema.

Na prática, o consumo hídrico total é superior ao valor teórico devido à necessidade de empregar água de alta pureza (tipicamente grau II ou superior), o que requer processos prévios de tratamento, como osmose reversa e deionização, que apresentam taxas de rejeição e perdas por descarga de concentrado. Além disso, os sistemas de eletrólise consomem água adicional para controle térmico, umidificação das membranas (no caso de eletrólise PEM) e para compensar evaporações e purgas técnicas ao longo do ciclo operacional [72].

Em função desses fatores, observa-se na literatura técnica um consumo prático de 9 a 18 L de água por kg de hidrogênio, a depender da configuração do sistema e de sua eficiência global. Neste estudo, adotou-se o valor de 18 L H₂O/kg H₂ valor para células do tipo PEM, de modo a garantir uma estimativa conservadora compatível com a operação contínua em escala institucional [72].

A demanda anual de água foi estimada com base na Equação (3.9):

$$Q_{\text{água}} = m_{H_2} \times \eta_{\text{água}} \quad (3.9)$$

Em que:

$$Q_{\text{água}} = \text{demanda anual de água (kg ou L)};$$

m_{H_2} = massa anual de hidrogênio projetada (kg);

$\eta_{\text{água}}$ = consumo específico de água (kg água/kg H_2), adotado como 18.

Considerando densidade da água igual a 1.000 kg/m³, os valores obtidos foram convertidos para unidades volumétricas (m³/ano), a fim de subsidiar as análises de viabilidade hídrica e o dimensionamento do sistema de suprimento.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Esta seção apresenta os principais resultados obtidos a partir da modelagem realizada, bem como a análise dos dados operacionais e das simulações conduzidas no software HOMER Pro. Os tópicos a seguir contemplam estimativas de consumo energético, emissões de CO₂, produção de hidrogênio, dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos e avaliação econômica comparativa.

4.1 Estimativa do Consumo de Diesel e Custo Operacional

Com base nos dados operacionais do sistema de transporte interno da Universidade Federal de Minas Gerais, estimou-se o volume total de diesel consumido, conforme a Equação (3.1).

$$V_{diesel} = \frac{164.600 \text{ km}}{2,3 \text{ km/L}} \approx 71.565 \text{ L}$$

Considerando o preço médio do diesel S-10 praticado no Brasil em 2024, fixado em R\$ 6,18/L [73], calculou-se o custo total anual associado ao abastecimento da frota, de acordo com a Equação (3.2).

$$C_{total} = 71.565 \times 6,18 \approx R\$442.272,00$$

Mantendo os mesmos parâmetros de consumo, o volume de diesel demandado exclusivamente pela linha 2 é dado por:

$$V_{diesel} = \frac{56.000 \text{ km}}{2,3 \text{ km/L}} \approx 24.348 \text{ L}$$

O respectivo custo anual de abastecimento da linha 2 é, portanto:

$$C_{total} = 24.348 \times 6,18 \approx R\$150.471$$

A linha 2 concentra cerca de 32% do custo total estimado para a operação do sistema de transporte interno da Universidade, o que a caracteriza como uma alternativa potencial para a introdução de soluções de substituição tecnológica.

Para estimar o custo total associado ao abastecimento da frota de ônibus do sistema de transporte interno da UFMG, considerando um horizonte de 20 anos e a manutenção exclusiva de veículos movidos a diesel S-10, aplicou-se a Equação (3.3). O consumo anual foi estimado em 71.565 L, com base na quilometragem total percorrida pelas linhas em operação, sem alterações nos itinerários ou no rendimento médio de combustível. O preço do diesel adotado para o ano-base de 2025 foi de R\$ 6,18/L, corrigido anualmente por uma taxa de inflação média de 5%. Substituindo-se os valores na Equação (3.3), obteve-se um custo total acumulado de aproximadamente R\$14.624.135,73 para o período analisado, resultado que indica o impacto financeiro da elevação contínua do preço do combustível e destaca o peso que essa despesa pode representar a longo prazo, caso o abastecimento continue restrito ao uso de diesel.

$$C_{total} = 71.565 \times 6,18 \times \frac{(1,05)^{20} - 1}{0,05} \approx R\$ 14.624.135,73$$

Para a linha 2, foi considerada a mesma metodologia, mantendo o consumo anual constante de aproximadamente 22.101 L, o preço base de R\$ 6,18/L e a aplicação de uma taxa de inflação média de 5% ao ano. Nessa condição, o custo total acumulado estimado para o período de 20 anos foi de aproximadamente R\$ 4.975.455,27, reafirmando a representatividade dessa linha no sistema.

$$C_{total} = 24.348 \times 6,18 \times \frac{(1,05)^{20} - 1}{0,05} \approx 4.975.455,27$$

4.2 Emissões Atmosféricas

Em relação às emissões atmosféricas de poluentes locais, todas as estimativas encontram-se consolidadas na Tabela 16. Na análise conjunta das linhas 1, 2,

3 e 4, as emissões totais de NO_x foram estimadas em 40,15 kg/ano, enquanto que, para a operação isolada da linha 2, esse valor foi de 13,66 kg/ano. Essa comparação evidencia que as rotas com maior volume operacional concentram maiores níveis de emissão, o que reforça a importância de se priorizar a conversão tecnológica dessas linhas para modalidades de transporte com menor impacto ambiental.

As emissões de monóxido de carbono CO foram de 16,36 kg/ano nas quatro linhas combinadas, contra 5,56 kg/ano na linha 2, mantendo-se a mesma relação proporcional observada para os NO_x . Emissões de hidrocarbonetos totais (HC) e metano (CH_4) também merecem destaque. O CH_4 , embora presente em concentrações reduzidas — 1,50 kg/ano na análise total e 0,51 kg/ano na linha 2 —, possui um potencial de aquecimento global 25 vezes superior ao do dióxido de carbono [74].

A emissão anual de 1,50 kg de CH_4 corresponde a 37,5 kg de CO_2 -eq, enquanto 4,94 kg/ano de N_2O equivalem a 1.472,12 kg de CO_2 -eq. Assim, a contribuição conjunta desses gases para o impacto climático atinge 1.509,62 kg de CO_2 -eq, evidenciando seu potencial significativo mesmo em pequenas quantidades.

No que se refere ao material particulado (MP), a análise se torna ainda mais crítica. Com valores estimados de 0,87 kg/ano nas linhas 1–4 e 0,29 kg/ano na linha 2, esse poluente, apesar da baixa massa relativa, está entre os mais danosos à saúde humana. Partículas com diâmetro inferior a 2,5 μm ($\text{PM}_{2,5}$) são capazes de penetrar profundamente nos alvéolos pulmonares, promovendo processos inflamatórios sistêmicos e aumento da morbimortalidade por doenças respiratórias, além de potencial carcinogênico reconhecido [75]. Assim, mesmo emissões inferiores a 1 kg/ano demandam atenção especial, sobretudo em ambientes como instituições de ensino superior, que concentram público diverso.

Tabela 16. Emissões atmosféricas de poluentes locais.

Fase	Linha	km/ano	CO (kg/ano)	HC (kg/ano)	CH4 (kg/ano)	NOx (kg/ano)	MP (kg/ano)	N ₂ O (kg/ano)
P8	1; 2; 3 e 4	164.600	16,36	7,15	1,50	40,15	0,87	4,94
	2	56.000	5,56	2,43	0,51	13,66	0,29	1,68

Fonte: Elaboração própria.

4.3 Emissões de CO₂

Em relação às emissões de CO₂, estimou-se um total de 210.688 kg na configuração global de operação, sendo que a linha 2, considerada isoladamente, é responsável por 71.680 kg, para o mesmo período de utilização e adotando-se um fator de emissão de 1,28 kg/km.

$$E_{CO_2} = 164.600 \times 1,28 = 210.688 \text{ kg}$$

$$E_{CO_2} = 56.000 \times 1,28 = 71.680 \text{ kg}$$

A avaliação das emissões de dióxido de carbono (CO₂) revelou valores significativos, mesmo em um sistema de transporte de escala reduzida, como o operado internamente pela Universidade Federal de Minas Gerais. Na configuração atual, a emissão estimada é de 210,688 kg de CO₂, o que equivale a aproximadamente 1.203,931 km percorridos por um veículo leve a gasolina [76].

Para compensar essa emissão por meio de sequestro de carbono florestal, seriam necessárias cerca de 10.033 árvores adultas, com base em uma média de absorção de 21 kg de CO₂ por árvore ao ano [77]. Considerando um espaçamento médio de 9 m² por árvore, essa quantidade exigiria uma área aproximada de 90.297 m², o que representa cerca de 1,03% da área total da UFMG (estimada em 8.775.949 m²) [78]. Esse percentual, embora relativamente pequeno do ponto de vista espacial, evidencia o impacto ambiental de uma frota universitária de pequeno porte quando analisado sob a ótica das emissões acumuladas.

Na configuração que considera exclusivamente a operação da linha 2, as emissões de CO₂ totalizaram 71.680 kg. Esse montante equivale a aproximadamen-

te 409.600 quilômetros percorridos por um veículo leve a gasolina e demandaria o plantio de cerca de 3.413 árvores para compensação anual, o que corresponderia a uma área estimada de 30.717 m², equivalente a 0,35% da área total da universidade [76]; [77]; [78].

A internalização econômica dessas emissões permite uma estimativa adicional do impacto ambiental. Em um cenário hipotético de implantação de um mercado de carbono regulamentado no Brasil, com precificação média de US\$ 4 por tonelada de CO₂ — valor compatível com mercados emergentes, como o do México [79], as emissões da análise 1 representariam um passivo ambiental de aproximadamente US\$ 842,75, o que equivale a cerca de R\$ 4.466,59, considerando a cotação de R\$ 5,30/US\$ [79]. Já na análise, o custo estimado seria de US\$ 286,72 (cerca de R\$ 1.519,62). Esses valores reforçam a relevância econômica da mitigação de emissões em instituições públicas, ampliando a racionalidade para políticas institucionais de substituição energética e descarbonização.

4.4 Intervalo de Recarga do Ônibus a Hidrogênio

Foram estabelecidos os intervalos operacionais de recarga para cada uma das linhas, considerando a substituição da frota atual por veículos movidos a hidrogênio. Conforme apresentado na Equação 3.6, o intervalo de recarga foi definido com base na autonomia dos veículos e na demanda energética diária, de modo a assegurar a continuidade do serviço sem comprometer a eficiência operacional. Os resultados consolidados para cada linha encontram-se dispostos na Tabela 17, apresentada a seguir.

Tabela 17. Intervalos de recarga

Linha 1	3,03 dias ou 72,7 horas
Linha 2	1,78 dias ou 42,7 horas
Linha 3	2,17 dias ou 52,08 horas
Linha 4	3,37 ou 80,90 horas

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se que os intervalos de recarga variam de aproximadamente 43 a 81 horas, dependendo da quilometragem diária de cada linha. Essa variação reforça a importância de um planejamento logístico adequado, de modo a organizar a rotina de abastecimento sem interferir na programação das viagens. Linhas com maior consumo diário, como a linha 2, exigirão recargas mais frequentes, enquanto linhas de menor demanda poderão operar por períodos mais longos sem necessidade de reabastecimento imediato. Dessa forma, o conhecimento desses intervalos, expressos em horas, contribui para a definição de cronogramas de recarga mais precisos, evitando gargalos na operação e garantindo a utilização plena da infraestrutura de produção e armazenamento de hidrogênio.

4.5 Resultados da Simulação no HOMER Pro

A configuração ótima para a planta de geração de hidrogênio, determinada por meio do software HOMER Pro, integra uma capacidade fotovoltaica instalada de 1.007 kW (com módulos LR6-60PE), um eletrolisador de 324 kW e um tanque de hidrogênio com capacidade para 100 kg. É de suma importância destacar que este sistema opera de forma totalmente isolada da rede elétrica (off-grid), sem o suporte de fontes auxiliares ou combustíveis fósseis. Tal característica resulta em uma fração renovável de 100% e um consumo de combustível nulo, reforçando a sustentabilidade intrínseca da solução proposta.

Do ponto de vista financeiro, o Custo Líquido Presente (NPC — *Net Present Cost*) do ciclo de vida do projeto foi estimado em aproximadamente US\$ 2,14 milhões. A despesa de capital total (CAPEX) para a implantação do projeto atingiu cerca de US\$ 1,2 milhão, dos quais US\$570.473 foram destinados ao sistema fotovoltaico. Os custos operacionais anuais foram estimados em US\$51.750. Os parâmetros operacionais e financeiros detalhados são apresentados na Tabela 18.

Tabela 18. Parâmetros operacionais e econômicos.

Parâmetro	Valor	Unidade
Capacidade fotovoltaica	1.007	kW
Capacidade do eletrolisador	324	kW
Capacidade do tanque de hidrogênio	100	kg
Custo Presente Líquido (NPC)	2,14M	\$
Custo Operacional Anual	51.750	\$/ano
Investimento Inicial Total (CAPEX)	1,20 M	\$
Fração de Energia Renovável	100	%
PV CAPEX	570.473	\$
Produção de Energia Fotovoltaica	1.605.390	kWh/ano

Fonte: Adaptado de [9].

A distribuição dos investimentos entre os componentes do sistema evidencia a predominância dos custos associados ao processo de eletrólise, conforme apresentado na Tabela 19. O eletrolisador genérico representou a maior parcela dos custos totais, com US\$ 567.861,35 em capital inicial, US\$ 514.833,64 em operação e manutenção, e sem necessidade de substituições ao longo da vida útil do projeto, totalizando US\$ 1.082.694,99. Em seguida, destacam-se os módulos fotovoltaicos, com custo agregado de US\$ 947.067,24, resultante de US\$ 570.472,99 em investimento inicial e US\$ 470.985,95 em operação e manutenção. O tanque de hidrogênio apresentou impacto econômico mais modesto, com custo total de US\$ 110.215,20.

Além dos custos de capital e de operação e manutenção (O&M), a Tabela 19 também inclui a coluna “Recuperado”, que representa o valor residual ou de revenda dos componentes ao final da vida útil do projeto. Esse valor é subtraído dos custos totais, pois representa um retorno financeiro que compensa parcialmente os investimentos realizados. No caso do sistema analisado, apenas os módulos fotovoltaicos (LONGi painel solar) e o tanque de hidrogênio possuem valores de revenda, sendo respectivamente US\$ 94.319,69 e US\$ 10.473,75. Isso significa que, ao término do projeto, esses componentes ainda terão valor de mercado ou poderão ser reaproveitados, reduzindo o custo líquido do sistema. O eletrolisador, por outro lado, não apresenta valor residual, presumivelmente por estar totalmente depreciado pelo final da sua vida útil.

Tabela 19. Custo estimado componentes do sistema de produção de H₂V.

Componente	Capital (\$)	Reposição (\$)	O&M (\$)	Recuperado (\$)	Total (\$)
Eletrolisador Genérico	567.861,35	0	514.833,64	0	1.082.694,99
LONGi painel solar	570.472,99	0	470.985,94	94.319,69	947.067,24
Tanque de hidrogênio	63.300	0	57.3888,95	10.473,75	110.215,20
Sistema total	1.201.634,34	0	1.043.208,5 ₃	104.865,44	2.139.977,43

Fonte: Adaptado de [9].

A análise do balanço energético revela que, embora a planta fotovoltaica tenha gerado aproximadamente 1.605.390 kWh/ano, apenas 950.993 kWh/ano foram efetivamente utilizados no processo de eletrólise, o que corresponde a um aproveitamento energético de cerca de 59,23%. Conseqüentemente, um total de 654.397 kWh/ano — equivalente a 40,73% da energia produzida — foi classificado como excedente. A Tabela 20 e a Figura 8 apresentam a síntese dos dados energéticos do sistema.

Tabela 20. Parâmetros operacionais.

Produção LONGi painel solar	1.605.390 kwh/ano
Consumo eletrolisador	950.993 kwh/ano
Excesso de eletricidade	654.397 kwh/ano

Fonte: Adaptado de [9]



Figura 8. Produção de energia mensal do painel solar [9].

Esse volume de energia não aproveitada é resultado direto da ausência de um sistema de armazenamento elétrico no arranjo proposto. Ainda que a incorporação de baterias pudesse ampliar o aproveitamento da geração solar, sua ex-

clusão permitiu manter o sistema mais simples, com menor custo de capital e reduzida necessidade de manutenção. Ademais, a vida útil limitada e os impactos ambientais associados às baterias representariam fatores adicionais a serem ponderados na avaliação da sustentabilidade do sistema.

Mesmo com a priorização da conversão direta da energia solar em hidrogênio, o excedente elétrico registrado poderia, em um cenário de expansão, ser direcionado ao suprimento de cargas auxiliares da própria instalação. Sistemas de iluminação, ventilação, monitoramento e segurança, por exemplo, poderiam ser parcialmente alimentados com essa energia remanescente, contribuindo para o uso mais abrangente dos recursos disponíveis e aumentando a eficiência global do sistema.

No que se refere à produção de hidrogênio, os resultados indicam que o sistema proposto foi capaz de gerar, ao longo de um ano, 20.493 kg de hidrogênio por meio de eletrólise alimentada exclusivamente por energia solar, sem qualquer utilização de reformadores ou insumos fósseis. Conforme demonstrado na Tabela 21, esse volume supera a demanda anual estimada para o abastecimento dos ônibus das quatro linhas da UFMG, calculada em 11.196 kg, o que evidencia a suficiência técnica da planta instalada. Tal diferença decorre do fato de o sistema de geração ter sido tecnicamente dimensionado para operar de forma contínua ao longo de todo o ano, de modo a garantir o abastecimento da frota mesmo considerando que a operação do transporte interno está restrita ao período letivo, que abrange aproximadamente 200 dias por ano.

Tabela 21. Produção e demanda de hidrogênio verde.

Produção	kg/ano
Eletrolisador	20.493
Demanda	11.196

Fonte: Adaptado de [9].

O excedente anual de hidrogênio, estimado em aproximadamente 9.297 kg, pode ser estrategicamente utilizado para suprir demandas adicionais durante os períodos de férias e recessos acadêmicos, bem como em finais de semana

e feriados, viabilizando a operação de horários especiais ou a implantação de novas rotas de transporte interno no campus. Alternativamente, esse volume excedente pode ser comercializado para atender potenciais consumidores externos, como empresas de pesquisa, laboratórios, indústrias locais ou mesmo frotas urbanas de veículos leves adaptados ao uso de hidrogênio, considerando-se um valor de venda de US\$ 8,00/kg [80]. Nessa hipótese, a comercialização integral dos excedentes poderia gerar uma receita adicional de aproximadamente US\$ 74.376. Essa flexibilidade operacional contribui para otimizar o aproveitamento da capacidade instalada de produção.

Os resultados obtidos indicam que o custo nivelado de produção de hidrogênio foi estimado em US\$ 5,76 por quilograma, conforme apresentado na Tabela 22. Esse valor inclui todos os custos de capital, operação e substituição ao longo da vida útil do sistema. Embora seja superior à média de produção em larga escala a partir de fontes fósseis, é compatível com os valores praticados para o hidrogênio verde [81]. Assim, considerando o contexto institucional analisado, o custo calculado neste estudo pode ser considerado competitivo, principalmente pelos benefícios ambientais relacionados à eliminação de emissões diretas e à redução da dependência de combustíveis fósseis.

Tabela 22. Custo nivelado do hidrogênio verde.

Custo nivelado	Valor	Unidade
	5,76	\$/kg

Fonte: Adaptado de [9].

Em relação à usina fotovoltaica projetada, esta apresenta uma capacidade instalada de 1.007 kW, composta por módulos do modelo LONGi LR6-60PE. Ao longo de um ano de operação, a planta gerou um total de 1.605.390, o que corresponde a uma média diária de aproximadamente 4.398 kWh. A operação anual resultou em 4.400 horas equivalentes, com um fator de capacidade de 18,2%, conforme detalhado na Tabela 23. O custo nivelado de energia elétrica (*Levelized Cost of Energy* — LCOE) foi estimado em US\$ 0,0325/kWh. Ressalta-se que o sistema não apresentou perdas por *clipping* — fenômeno que ocorre quando a produção fotovoltaica excede a capacidade nominal dos inverso-

res, impossibilitando a conversão de toda a energia gerada em horários de pico de irradiação. No presente caso, o dimensionamento entre os módulos e o sistema de conversão mostrou-se tecnicamente adequado, sem restrições operacionais desse tipo, como demonstrado na Tabela 24.

Tabela 23. Parâmetros técnicos de produção LONGi Solar.

Quantidade	Valor	Unidade
Capacidade Nominal	1.007	kW
Potência Média	183	kW
Potência Média	4.398	kWh/d
Fator de Capacidade	18,2	%
Produção Total	1.605.390	kWh/ano

Fonte: Adaptado de [9].

Tabela 24. Operação LONGi Solar.

Quantidade	Valor	Unidade
Potência Mínima	0	kW
Potência Máxima	965	kW
Penetração Fotovoltaica	100	%
Horas de Operação	4.400	h/ano
LCOE	0.0325	\$/kWh
Produção Desperdiçada por Corte (<i>Clipping</i>)	0	kWh

Fonte: Adaptado de [9].

A distribuição temporal da potência gerada pelos painéis fotovoltaicos ao longo de um ano de operação é ilustrada na Figura 9. Observa-se a variação da produção horária em função das condições de irradiação solar, evidenciando o padrão diário e sazonal característico de sistemas fotovoltaicos.

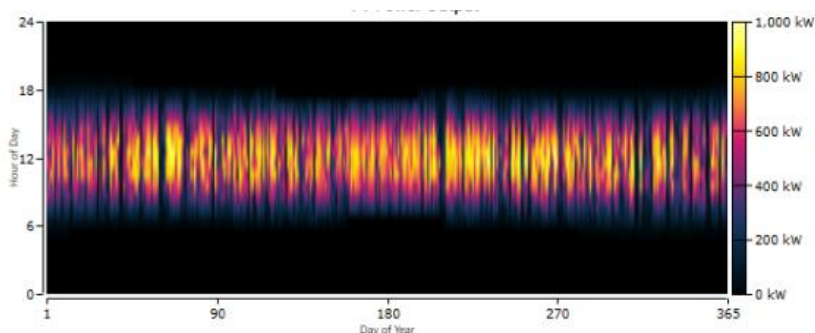


Figura 9. Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos [9].

O eletrolisador empregado no sistema apresenta capacidade nominal de 324 kW e operou durante 4.108 horas ao longo do ano, o que corresponde a um fator de capacidade de 33,9%. A potência elétrica média consumida foi de 109 kW. Ao final do período simulado, a produção total de hidrogênio atingiu 20.493 kg, com uma média horária de 2,34 kg/h e picos de produção de até 6,99 kg/h em condições favoráveis. Os principais parâmetros de entrada e operação do eletrolisador encontram-se sintetizados nas Tabelas 25 e 26, enquanto a Figura 10 ilustra a variação da potência ao longo do tempo.

Tabela 25. Parâmetros técnicos de produção do eletrolisador.

Quantidade	Valor	Unidade
Capacidade Nominal	324	kW
Entrada Média	109	kW
Entrada Mínima	0	kW
Entrada Máxima	324	kW
Energia de Entrada Total	950.993	kWh/ano
Fator de Capacidade	33,5	%
Horas de Operação	4.108	h/ano

Fonte: Adaptado de [9].

Tabela 26. Operação do eletrolisador.

Quantidade	Valor	Unidade
Potência Média de Saída	2,34	kg/h
Potência Mínima de Saída	0.0	kg/h
Potência Máxima de Saída	6,99	kg/h
Produção Total	20.493	kg/ano
Consumo Específico	46,4	kWh/kg

Fonte: Adaptado de [9].

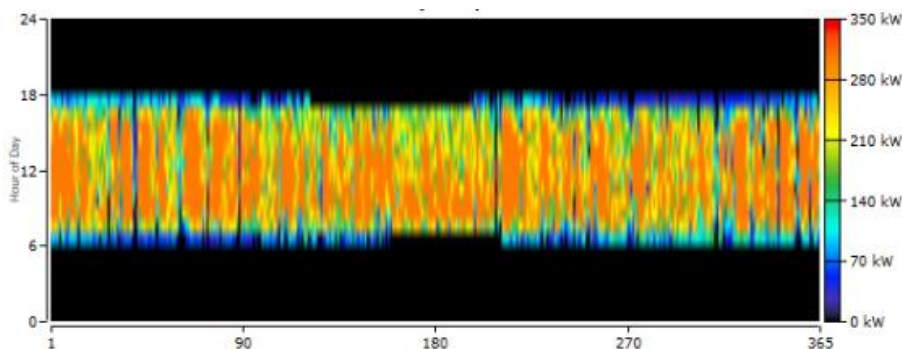


Figura 10. Potência gerada pelo eletrolisador [9].

Conforme apresentado na Tabela 27, a capacidade nominal do tanque de armazenamento de hidrogênio é de 100 kg, encerrando o ano com 80,8 kg de hidrogênio disponível. A variação mensal do nível do tanque ao longo do ano é ilustrada na Figura 11, evidenciando as flutuações de carga e descarga para atendimento da demanda, com os níveis mais elevados concentrando-se entre maio e julho.

Tabela 27. Parâmetros técnicos do tanque de hidrogênio.

Quantidade	Valor	Unidade
Capacidade de Armazenamento de Hidrogênio	100	kg
Capacidade de Armazenamento de Energia	3,33	kWh
Conteúdo no Início do Ano	0	kg
Conteúdo no Final do Ano	82,4	kg

Fonte: Adaptado de [9].

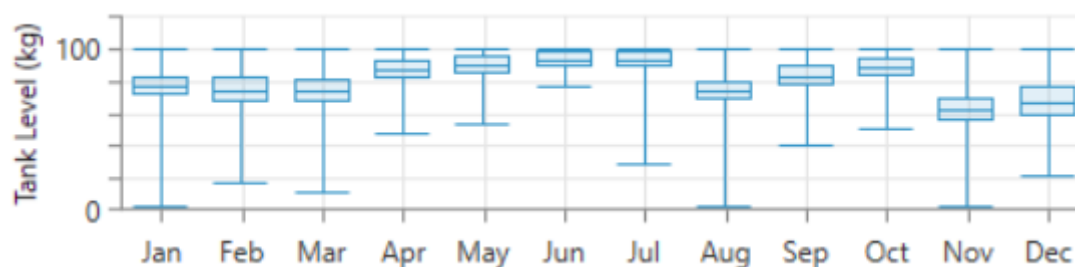


Figura 11. Nível do tanque de hidrogênio [9].

Em relação às emissões atmosféricas, destaca-se que a operação da alternativa proposta não resultou na liberação de dióxido de carbono nem na emissão

de outros poluentes comumente associados à combustão de combustíveis fósseis, tais como monóxido de carbono, hidrocarbonetos não queimados, material particulado, dióxido de enxofre e óxidos de nitrogênio. Essa característica confere à solução um elevado padrão de desempenho ambiental durante a fase operacional, contribuindo significativamente para a mitigação de impactos adversos à qualidade do ar e para o atendimento às diretrizes de redução de gases de efeito estufa, alinhando-se às metas globais de descarbonização do setor de transporte.

4.6 Análise Alternativa

Como alternativa de menor porte e custo reduzido, foi analisada a viabilidade de um sistema dedicado exclusivamente ao abastecimento da linha 2 do sistema de transporte interno da Universidade Federal de Minas Gerais. A configuração definida para essa proposta contempla uma usina fotovoltaica de 282 kW, um eletrolisador de 120 kW e um tanque de armazenamento com capacidade para 50 kg de hidrogênio.

A análise econômica sintetizada na Tabela 28 revelou um custo total do ciclo de vida (NPC) de aproximadamente US\$ 612.515 com investimento inicial (CAPEX) de US\$ 400.887 e custo operacional anual estimado em US\$ 18.275. A produção anual de eletricidade foi de 427.457 kWh, volume suficiente para sustentar o funcionamento do sistema em escala compatível com a demanda da linha operacional considerada. A proposta representa uma solução modular de menor escala, viável para contextos institucionais que buscam iniciar a transição energética com investimentos mais contidos e infraestrutura simplificada.

Tabela 28. Parâmetros operacionais e econômicos.

Parâmetro	Valor	Unidade
Capacidade fotovoltaica	282	kW
Capacidade do eletrolisador	120	kW
Capacidade do tanque de hidrogênio	50	kg
Custo Presente Líquido (NPC)	612.515	\$
Investimento Inicial Total (CAPEX)	400.887	\$
Custo Operacional Anual	18.275	\$
Produção de energia PV	427.457	kWh/ano
PV CAPEX	159.948	\$

Fonte: Adaptado de [9].

A decomposição isolada dos custos do sistema projetado para a linha 2 mostra que o eletrolisador, que representa o maior custo entre todos os componentes, recebeu um investimento total de US\$ 330.470,48, seguido pelo sistema fotovoltaico, com US\$ 237.304,10, e pelo tanque de armazenamento de hidrogênio, com US\$ 44.738,92, conforme detalhado na Tabela 29.

Tabela 29. Custo estimado do sistema de produção de hidrogênio verde.

Componente	Capital (\$)	Reposição (\$)	O&M (\$)	Recuperado (\$)	Total (\$)
Eletrolisador Genérico	209.289,15	0	121.181,33	0	330.470,48
LONGi painel solar	159.948,40	0	84.335,83	6.979,73	237.304,10
Tanque de hidrogênio	31.650	0	18.325,79	5.236,87	44.738,92
Sistema total	400.887,55	0	223.843	12.216,60	612.515

Fonte: Adaptado de [9].

A análise do balanço energético do sistema fotovoltaico indica uma produção anual de 427.457 kWh, proveniente exclusivamente da planta solar com capacidade instalada de 282 kW, sem o apoio de fontes auxiliares. A distribuição mensal dessa geração está apresentada na Figura 12. Do total produzido, 322.522 kWh/ano foram efetivamente consumidos pelo eletrolisador, resultando em um aproveitamento energético de aproximadamente 75,5%. A parcela remanescente — equivalente a 104.935 kWh/ano, ou 24,5% da energia gerada — foi caracterizada como excedente, em razão da ausência de demanda elétrica instantânea compatível nos períodos de maior geração. As informações de-

talhadas sobre a produção, o consumo e o excedente de eletricidade encontram-se organizadas na Tabela 30.

Tabela 30. Parâmetros operacionais análise alternativa.

Produção LONGi painel solar	427.457 kwh/ano
Consumo eletrolisador	322.522 kwh/ano
Excesso de eletricidade	104.935 kwh/ano

Fonte: Adaptado de [9].



Figura 12. Produção de energia mensal do painel solar [9].

No que se refere à produção de hidrogênio, os resultados indicam que o sistema proposto gerou, ao longo de um ano, 6.959 kg por meio de eletrólise alimentada exclusivamente por energia solar, sem a utilização de reformadores ou insumos fósseis. Esse volume supera a demanda anual estimada para o abastecimento dos ônibus das quatro linhas da UFMG, calculada em 3.808 kg, evidenciando a suficiência técnica da planta instalada, conforme apresentado na Tabela 31. Essa diferença decorre do fato de o sistema de geração ser tecnicamente limitado a operar de forma contínua durante todo o ano, razão pela qual foi dimensionado para garantir o abastecimento da frota mesmo considerando que a operação do transporte interno no modelo está restrita ao período letivo, que abrange aproximadamente 200 dias anuais.

Tabela 31. Produção e demanda de hidrogênio verde da análise alternativa.

Produção	kg/ano
Eletrolisador	6.960
Demanda	3.808

Fonte: Adaptado de [9].

O custo nivelado do hidrogênio (*Levelized Cost of Hydrogen – LCOH*) foi estimado em US\$7,61 por quilograma, valor que reflete o impacto da escala reduzida sobre o custo unitário de produção. Apesar disso, o resultado permanece dentro de uma faixa considerada competitiva para sistemas isolados [81]. A operação demonstrou estabilidade ao longo do ano, com atendimento contínuo da demanda e pleno aproveitamento da energia renovável gerada para fins eletrolíticos, conforme apresentado na Tabela 32.

Tabela 32. Custo nivelado do hidrogênio verde.

Quantidade	Valor	Unidade
Custo nivelado	7,61	\$/KG

Adaptado de [9].

Em relação à usina fotovoltaica projetada, esta apresenta uma capacidade instalada de 282 kW, composta por módulos do modelo LONGi LR6-60PE. Ao longo de um ano de operação, a planta gerou um total de 427.457 kWh/ano, o que corresponde a uma média diária de aproximadamente 1.171 kWh/d. A operação anual resultou em 4.400 horas equivalentes, com um fator de capacidade de 17,3%, conforme detalhado na Tabela 33.

O custo nivelado de energia elétrica (*Levelized Cost of Energy — LCOE*) foi estimado em US\$ 0,0473/kWh. Ao longo do ano, a operação do sistema foi registrada por 4.400 horas, sem ocorrência de produção cortada por limitação de potência (clipping), o que indica que o dimensionamento da usina foi tecnicamente compatível com a demanda do eletrolisador. As métricas operacionais estão consolidadas na Tabela 34.

Tabela 33. Parâmetros técnicos de produção LONGi Solar.

Quantidade	Valor	Unidade
Capacidade Nominal	282	kW
Potência Média	48,8	kW
Potência Média	1.171	kWh/d
Fator de Capacidade	17,3	%
Produção Total	427.457	kWh/ano

Fonte: Adaptado de [9].

Tabela 34. Operação LONGi Solar.

Métrica	Valor	Unidade
Potência Mínima	0	kW
Potência Máxima	241	kW
Penetração Fotovoltaica	100	%
Horas de Operação	4.400	h/ano
LCOE	0,0473	\$/kWh
Produção Desperdiçada por Corte (Clipping)	0	kWh

Fonte: Adaptado de [9].

A análise espectral da potência gerada, apresentada na Figura 13, evidencia a consistência da geração fotovoltaica ao longo do tempo, com concentração predominante entre 8h e 16h — período de maior insolação. A saída de energia oscilou entre um mínimo de 0 kW e um pico de 250 kW, valor que se aproxima da capacidade nominal do sistema durante condições favoráveis de irradiação.

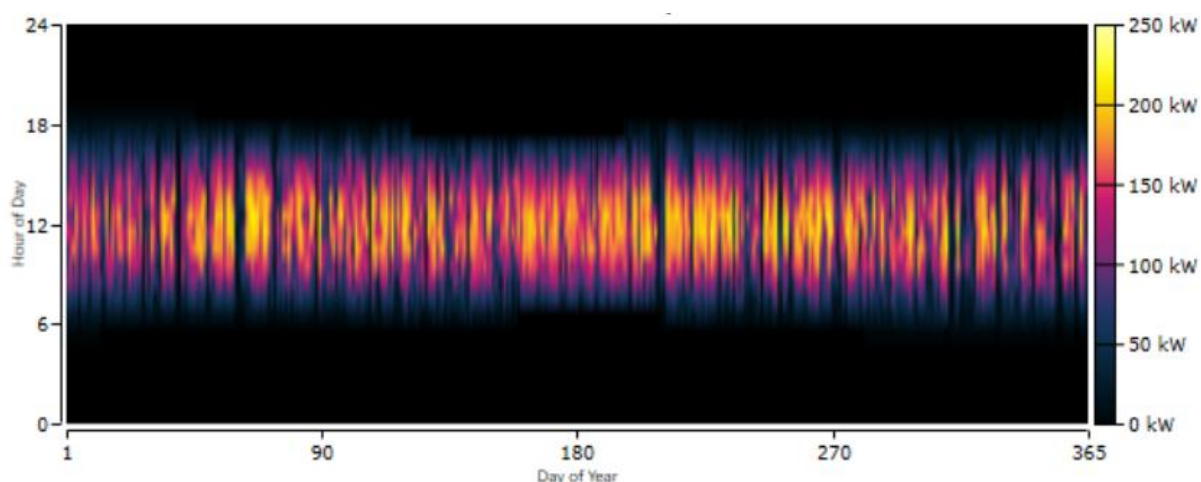


Figura 13. Potência gerada pelos painéis fotovoltaicos [9].

O eletrolisador empregado no sistema apresenta capacidade nominal de 120 kW e operou durante 4.034 horas ao longo do ano, o que corresponde a um fator de capacidade de 30,08%. A potência elétrica média consumida foi de 36,8 kW. Ao final do período simulado, a produção total de hidrogênio atingiu

6.950 kg, com uma média horária de 0,793 kg/h e picos de produção de até 2,58 kg/h em condições favoráveis. Os principais parâmetros de entrada e operação do eletrolisador encontram-se sintetizados nas Tabelas 35 e 36, enquanto a Figura 14 ilustra a variação da potência do eletrolisador ao longo do tempo.

Tabela 35. Parâmetros técnicos de produção do eletrolisador.

Quantidade	Valor	Unidade
Capacidade Nominal	120	kW
Entrada Média	36,8	kW
Entrada Mínima	0	kW
Entrada Máxima	120	kW
Energia de Entrada Total	322.522	kWh/ano
Fator de Capacidade	30,08	%
Horas de Operação	4.034	h/ano

Fonte: Adaptado de [9].

Tabela 36. Operação do eletrolisador.

Métrica	Valor	Unidade
Potência Média de Saída	0,793	kg/h
Potência Mínima de Saída	0.0	kg/h
Potência Máxima de Saída	2,58	kg/h
Produção Total	6.950	kg/ano
Consumo Específico	46,4	kWh/kg

Fonte: Adaptado de [9].

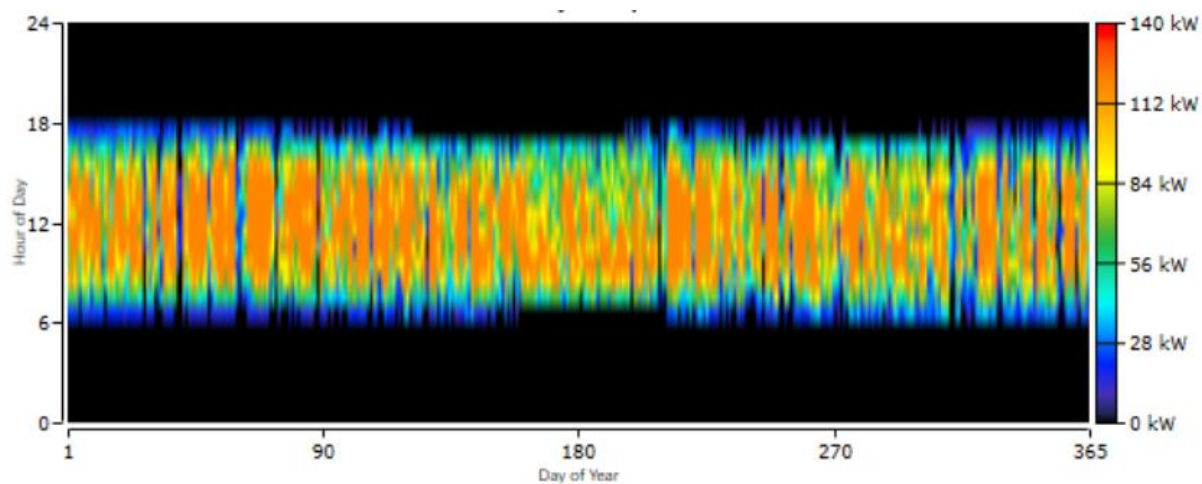


Figura 14. Potência gerada pelo eletrolisador [9].

Conforme apresentado na Tabela 37, a capacidade nominal do tanque de armazenamento de hidrogênio é de 50 kg, encerrando o ano com 10,01 kg de hidrogênio disponível. A variação mensal do nível do tanque ao longo do ano é ilustrada na Figura 15, evidenciando as flutuações de carga e descarga para atendimento da demanda, com os níveis mais elevados concentrando-se entre maio e julho.

Tabela 37. Parâmetros técnicos do tanque de hidrogênio.

Quantidade	Valor	Unidade
Capacidade de Armazenamento de Hidrogênio	50	kg
Capacidade de Armazenamento de Energia	1.667	kWh
Autonomia do Tanque	0	hr
Conteúdo no Início do Ano	0	kg
Conteúdo no Final do Ano	10,01	kg

Fonte: Adaptado de [9].

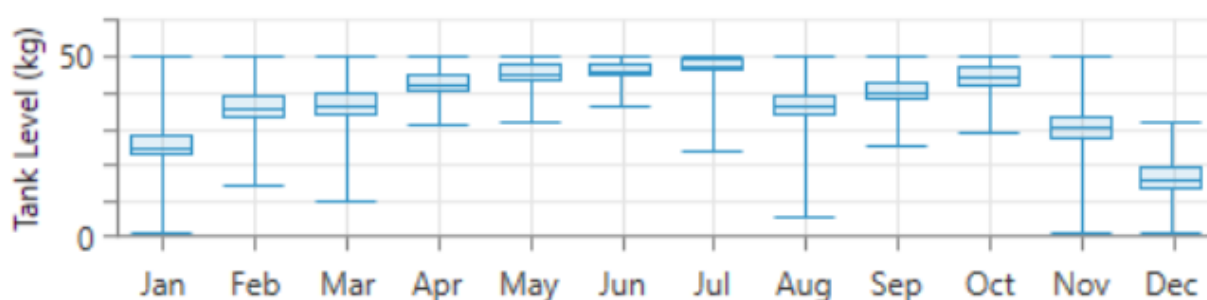


Figura 15. Nível do tanque de hidrogênio [9].

4.7 Análise Comparativa HOMER PRO

A análise comparativa entre a substituição integral da frota interna da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) e a aplicação restrita à linha 2 permite avaliar, de forma abrangente, os aspectos técnicos e econômicos de cada configuração, considerando as particularidades operacionais e institucionais. Ambas as alternativas foram concebidas para operar de forma autônoma em relação à rede elétrica, baseando-se na produção de hidrogênio verde por eletrólise alimentada exclusivamente por energia fotovoltaica, o que assegura o suprimento renovável e a eliminação das emissões diretas de CO₂.

Do ponto de vista energético, a substituição total apresenta uma configuração robusta, composta por uma planta fotovoltaica de 1.007 kW e um eletrolisador de 324 kW, projetados para suprir uma demanda anual de 11.196 kg de hidrogênio — valor correspondente ao consumo estimado dos ônibus que operam nas quatro linhas internas da universidade.

Em contrapartida, a análise alternativa, com substituição parcial, foi estruturada com 282 kW de potência fotovoltaica e um eletrolisador de 120 kW, destinados exclusivamente à linha 2, cuja demanda anual foi estimada em 3.808 kg. A produção registrada, de 6.950 kg garantiu o atendimento integral da linha.

No que se refere ao desempenho do sistema de armazenamento, o tanque com capacidade para 100 kg, empregado na substituição total, apresentou ampla variação de níveis ao longo do ano, operando predominantemente entre 80 kg e 90 kg, desempenhando papel fundamental na compensação das oscilações sazonais da geração solar e da demanda de consumo. Por sua vez, na configuração alternativa, o tanque de 50 kg operou, em sua maioria, entre 30 kg e 50 kg, sem atingir a capacidade máxima, evidenciando um equilíbrio eficiente entre geração, consumo e estocagem. A eficiência energética verificada corrobora as especificidades de cada arranjo.

A produção destinada a todas as linhas apresentou um aproveitamento de 59,23% da energia gerada, com 40,73% classificado como excedente. Na análise alternativa, esse índice foi ligeiramente superior, com 75,5% da energia sendo efetivamente convertida em hidrogênio e apenas 24,5% de excedente, o que sugere um alinhamento mais refinado entre oferta solar e demanda eletrolítica.

Sob a perspectiva econômica, a análise da substituição integral da frota apresentou um custo total do ciclo de vida (*Net Present Cost – NPC*) de aproximadamente US\$ 2,14 milhões, com um investimento inicial (CAPEX) estimado em US\$ 1,20 milhão e um custo nivelado de produção de hidrogênio (*Levelized*

Cost of Hydrogen – LCOH) de US\$ 5,76/kg. Em contraste, a aplicação restrita à linha 2 registrou um NPC de US\$ 612.515, um CAPEX de US\$ 400.887 e um LCOH de US\$ 7,61/kg, evidenciando uma diferença significativa tanto nos custos absolutos quanto nos custos unitários de produção.

Esses valores indicam que a alternativa em maior escala permite melhor distribuição dos custos fixos e maior aproveitamento dos recursos instalados, ainda que não apresente, isoladamente, condições para atestar uma viabilidade financeira consolidada. Por sua vez, a opção restrita, embora mais onerosa por unidade de hidrogênio gerado, mostra-se relevante como projeto piloto, representando uma etapa preliminar importante para reduzir riscos, acumular experiência prática e subsidiar expansões futuras de forma mais segura e planejada, favorecendo a validação tecnológica, a capacitação operacional e a criação de condições iniciais para uma eventual expansão.

4.8 DIMENSIONAMENTO ENERGÉTICO DOS SISTEMAS

Com base no dimensionamento realizado para as duas alternativas, foram determinadas as exigências espaciais para a instalação das respectivas plantas fotovoltaicas. No caso da substituição total, a potência instalada de 1.007 kW requer a utilização de aproximadamente 3.249 módulos fotovoltaicos do modelo LONGi Solar LRG-60PE, com potência unitária de 310 Wp e área individual de 1,63515 m², conforme apresentado na Tabela 13, resultando em uma ocupação estimada de 5.311 m².

$$A = \left(\frac{1007}{0,310} \right) \times 1,63515 \approx 5.311 \text{ m}^2$$

Já na análise alternativa, a potência instalada de 282 kW requer aproximadamente 910 módulos, distribuídos em uma área de cerca de 1.487,45 m². Em ambos os casos, os cálculos consideram a disposição plana dos módulos, sob condições ideais de irradiação, sem sombreamento significativo e com perdas elétricas mínimas.

$$A = \left(\frac{282}{0,310} \right) \times 1,63515 \approx 1.487,45 \text{ m}^2$$

Considerando a infraestrutura disponível no Bloco 1 da Escola de Engenharia da UFMG, cuja área construída é de 20.000 m², verifica-se a viabilidade técnica para a instalação dos sistemas em cobertura [82]. A relação entre a área necessária e a área disponível indica ampla margem para acomodação dos painéis, inclusive com possibilidade de ajustes na inclinação e orientação para otimização da geração.

A implantação está condicionada à verificação criteriosa de parâmetros estruturais da edificação, de modo a garantir a segurança e a durabilidade do sistema fotovoltaico ao longo de sua vida útil. Dentre os principais requisitos técnicos, destaca-se a capacidade de carga distribuída da cobertura, que deve ser compatível com o peso dos módulos fotovoltaicos, das estruturas de fixação, cabeamento e eventuais sistemas de lastro ou ancoragem, considerando também fatores adicionais como sobrecarga por vento e manutenção.

Além disso, é imprescindível a análise da resistência a esforços de cisalhamento e tração provocados por ventos, sobretudo em função da posição elevada da cobertura e da exposição a rajadas intensas, que podem induzir solicitações estruturais consideráveis. Essa análise deve observar as diretrizes da ABNT NBR 6123:1988, que trata das ações do vento em edificações, em conjunto com os requisitos específicos da ABNT NBR 16690:2020, norma que regula os sistemas fotovoltaicos conectados à edificação, abrangendo desde aspectos elétricos até o ancoramento estrutural [83]; [84].

O dimensionamento das rotas de acesso para manutenção preventiva e corretiva também deve ser contemplado, assegurando-se passagens seguras para inspetores e técnicos, com proteção contra quedas, pontos de apoio e afastamento mínimo entre fileiras de módulos, conforme preconizado pelas normas de segurança NR-10 e NR-35, além das recomendações da própria NBR 16690. Por fim, a compatibilidade com os requisitos de desempenho global da edificação, conforme estabelecido pela ABNT NBR 15575:2013, deve ser veri-

ficada. Isso inclui a análise de possíveis interferências com o comportamento termoacústico da edificação, impermeabilização da cobertura, estabilidade global da estrutura e manutenção da estanqueidade.

4.9 Demanda de Água para Eletrólise

Os valores obtidos para a demanda de água associada à produção de hidrogênio por eletrólise nas análises simuladas encontram-se apresentados a seguir. As estimativas consideram a produção anual efetiva de hidrogênio em cada caso e o consumo específico previamente estabelecido de 18 kg de água por quilograma de H₂.

A produção anual de hidrogênio na substituição completa da frota totalizou 20.493 kg/ ano. Aplicando-se o coeficiente de consumo hídrico:

$$Q_{\text{água}} = \frac{20.493 \times 18}{1000} = 368,874 \frac{m^3}{\text{ano}}$$

A média diária de consumo é equivalente a:

$$\frac{368.874}{365} \approx 1,01 \frac{m^3}{\text{dia}} = 1.010 \text{ litros}/\text{dia}$$

A produção anual de hidrogênio na análise alternativa foi de 6.960 kg/ano, resultando em:

$$Q_{\text{água}} = \frac{6.960 \times 18}{1000} = 125,28 \frac{m^3}{\text{ano}}$$

A média diária de consumo é equivalente a:

$$\frac{125,28}{365} \approx 0,343 \frac{m^3}{\text{dia}} = 343 \text{ litros}/\text{dia}$$

Embora tais valores não representem pressões significativas sobre o suprimento hídrico em ambientes institucionais, destaca-se que estratégias de reaproveitamento interno ou melhorias nos sistemas de purificação podem contribuir para a otimização do consumo ao longo do ciclo operacional.

5 CONCLUSÕES

O presente trabalho avaliou a viabilidade técnica, financeira e ambiental da substituição da frota interna de ônibus da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), atualmente operada com motorização a diesel, por veículos abastecidos com hidrogênio verde, produzido localmente por meio da eletrólise da água alimentada por energia solar fotovoltaica. A análise foi realizada a partir da modelagem de duas abordagens distintas, utilizando a ferramenta computacional HOMER Pro: a primeira contempla a substituição integral das quatro linhas em operação; a segunda limita-se a uma única linha, selecionada em função de sua maior quilometragem anual.

Os resultados obtidos indicaram que ambas as análises são tecnicamente viáveis e ambientalmente promissoras, com potencial significativo de redução nas emissões de dióxido de carbono (CO_2) e de outros poluentes atmosféricos. Na hipótese de substituição total da frota, estimou-se uma produção diária de 55,98 kg de hidrogênio, com investimento inicial aproximado de US\$ 1,20 milhão, resultando em uma mitigação anual de cerca de 210,7 toneladas de CO_2 . Na alternativa com foco na linha de maior demanda, a produção diária necessária foi de 19,04 kg de hidrogênio, exigindo investimento de US\$ 612.515 e permitindo a redução anual de 71,7 toneladas de CO_2 . O custo nivelado do hidrogênio verde (LCOH) foi estimado em US\$ 5,76/kg na substituição integral e US\$ 7,61/kg na alternativa de menor escala.

Do ponto de vista econômico, a substituição integral apresenta maior diluição de custo, enquanto a substituição parcial, por demandar menor complexidade operacional e um investimento inicial mais modesto, mostra-se mais compatível com o atual estágio de maturidade tecnológica e institucional da cadeia do hidrogênio verde no Brasil.

Nesse sentido, recomenda-se que estudos futuros explorem estratégias complementares que favoreçam a inserção gradual do hidrogênio verde em frotas públicas, tais como a adoção de modelos híbridos com outras tecnologias de baixa emissão, ou o desenvolvimento de projetos-piloto em escala controlada,

que permitam o acompanhamento técnico e a validação operacional do sistema. Além disso, torna-se pertinente a continuidade de pesquisas voltadas à otimização da cadeia produtiva do hidrogênio, com ênfase no aperfeiçoamento dos processos de eletrólise, armazenagem e distribuição do combustível.

Em síntese, esta dissertação reafirma o potencial do hidrogênio verde como uma alternativa energética promissora para a descarbonização do transporte público, especialmente em contextos institucionais. Os resultados obtidos fornecem uma base consistente para a formulação de estratégias sustentáveis e indicam um campo fértil para futuras investigações, cujos desdobramentos poderão ampliar tanto a viabilidade quanto a aplicabilidade dessa tecnologia no cenário urbano brasileiro.

REFERÊNCIAS

- [1] NAVARRO, et al. "Climate Change 2022: *Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*," IPCC- *Intergovernmental Panel on Climate Change*. Estados Unidos, 2023.
- [2] CASTRO, et.al. **A Economia do Hidrogênio- Transição, descarbonização e oportunidades para o Brasil**. Rio de Janeiro: E-papers serviços Editoriais., 2023.
- [3] Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação. "**Acordo de Paris e NDC**." Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovações (MCTI), Brasília, 2015.
- [4] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). "**Relatório Síntese do Balanço Energético**." Empresa de Pesquisa Energética – EPE, Rio de Janeiro:, 2024.
- [5] J. SILVA e M. OLIVEIRA. "**Proposta de aplicação do hidrogênio verde via energia eólica no transporte coletivo urbano de Fortaleza**." Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia de Energias Renováveis) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará, Fortaleza, 2024.
- [6] BARBOSA, A. "**Assessment of Green Hydrogen as Energy Supply Alternative for Isolated Power Systems and Microgrids**." *Energies*, p. 28, 24 Setembro 2024.
- [7] ARSP- Agência de regulação de serviços públicos do Espírito Santo. "**Plano de Descarbonização e Neutralização das Emissões de GEE do Espírito Santo**." ARSP- Agência de regulação de serviços públicos do Espírito Santo, Vitória, 2024.
- [8] IEA- Agência Internacional de Energia. "**IEA.The Future of Hydrogen: Seizing Today's Opportunities**." IEA- Agência Internacional de Energia , Paris, 2019.
- [9] HOMER Pro – *Hybrid Optimization of Multiple Energy*. "**HOMER PRO**." HOMER Energy, 2013. [Online]. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/>. [Acesso em 09 de Junho 2024].
- [10] Academia Brasileira de Ciências. "**As mudanças climáticas e os países em**

- desenvolvimento.**” 22 Novembro 2013. [Online]. Disponível em: <https://www.abc.org.br/2013/11/22/as-mudancas-climaticas-e-os-paises-em-desenvolvimento/>. [Acesso em 1 de Maio 2024].
- [11] Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC). “**Mudança do Clima 2023: Relatório Síntese.**” Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, Brasília, 2023.
- [12] German Council on Foreign Relations (DGAP), “**Common But Differentiated Responsibilities (CBDR).**” DGAP, Berlim, 2023.
- [13] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). “**Mudanças climáticas e transição energética.**” EPE, Brasília, 2023.
- [14] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). “**Matriz energética e elétrica.**” EPE, Brasília, 2024.
- [15] Brasil. Ministério de Minas e Energia, “**Plano de Trabalho Trienal 2023–2025 do Programa Nacional do Hidrogênio (PNH2).**” MME, Brasília, 2024.
- [16] Brasil. Ministério de Minas e Energia. “**H2Brasil – Expansão do Hidrogênio Verde.**” MME, Brasília, 2021.
- [17] Brasil. Ministério do Desenvolvimento, Indústria, Comércio e Serviços. “**Aprovado o maior projeto de produção de hidrogênio verde em larga escala do país.**” MDIC, 10/11/2024. [Online]. Disponível em: <https://www.gov.br/mdic/pt-br/assuntos/noticias/2024/outubro/aprovado-o-maior-projeto-de-producao-de-hidrogenio-verde-em-larga-escala-do-pais>. [Acesso em 1 de Maio de 2024].
- [18] BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). “**BNDES lança programa para fomento ao hidrogênio verde,**” **BNDES, 01 07 2022.** [Online]. Disponível em: <https://agenciadenoticias.bndes.gov.br/socioambiental/BNDES-lanca-Programa-para-fomento-ao-Hidrogenio-Verde>. [Acesso em 16 de Maio de 2024].
- [19] T. M. D. FUSSUMA, A. L. V. GIMENES, M. E. M. UDAETA e V. T. NASCIMENTO. “**Análise do potencial de produção e exportação do hidrogênio verde no Nordeste brasileiro.**” *Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 2024.
- [20] P. MTHETHWA, T. S. WORKNEH e A. KASSIM. *Engineering Principles*,

- Modeling and Economics of Evaporative Coolers***. África do Sul: Elsevier, 2023.
- [21] J. A. DUFFLE e W. A. BECKMAN. ***Solar engineering of thermal processes***. Hoboken: Wiley, 2013.
- [22] S. TESKE e G. MASSON, Solar Generation 6: ***Solar Photovoltaic Electricity Empowering the World***. Amsterdam; Bruxelas: Greenpeace International; European Photovoltaic Industry Association (EPIA). 2011.
- [23] G. E. MOREIRA. **Sistema "off-grid" para locais remotos**. Centro Universitário de Belo Horizonte (UniBH): Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), 2024.
- [24] L. H. O. D. SILVA, E. D. D. CONCEIÇÃO e M. B. FIGUEREDO. “**Estudo teórico aplicado da eletrólise para geração de hidrogênio,**” *Encontro Nacional de Engenharia e Desenvolvimento Social – ENEDS*, 2022.
- [25] NEOM, “**NEOM Green Hydrogen Company**.” 2025. [Online]. Disponível em: <https://nghc.com/>. [Acesso em 12 de Jun de 2025].
- [26] Ministério de Portos e Aeroportos. “**Complexo do Pecém destaca-se com projetos de hidrogênio verde**.” MPOR 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.gov.br/portos-e-aeroportos/pt-br/assuntos/noticias/2024/05/complexo-do-pecem-destaca-se-com-projetos-de-hidrogenio-verde>. [Acesso em 12 de Abr de 2025].
- [27] J. HAASE. ***Green hydrogen for the road transportation sector in the European Union – a technological innovation system analysis***. Rio de Janeiro, 2023. Dissertação (Mestrado em Gestão Empresarial) – Escola Brasileira de Administração Pública e de Empresas, Fundação Getúlio Vargas., 2023.
- [28] Marinha do Brasil. Departamento de Hidrografia e Navegação, “**Manual da Rede BIM da Marinha do Brasil**.” DPHN, Rio de Janeiro, [s.d.] .
- [29] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). “**Nota Técnica – Bases para a Consolidação da Estratégia Brasileira do Hidrogênio**.” EPE, Rio de Janeiro, 2021.
- [30] *The Partnership’s Hydrogen Technical Team*. “**Hydrogen Production –**

- Overview of Technology Options.**” U.S. Department of Energy, Washington, D.C., 2003.
- [31] C. M. KALAMARAS e A. M. EFSTATHIOU. “**Hydrogen Production Technologies: Current State and Future Developments.**” *Conference Papers in EnergyScience*, p. 9, 2013.
- [32] P. NIKOLADIS e A. POULLIKAS, “**A comparative overview of hydrogen production processes.**” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, pp. 597-611, 2017.
- [33] J. GUO e X. CHEN. **Solar hydrogen generation: transition metal oxides in water photoelectrolysis.** Nova York : McGraw-Hill Education, 2012.
- [34] F. E. B. FEITOSA e A. L. COSTA. “**Application of a multicriteria methodology for evaluation of energy alternatives for hydrogen production for the automotive sector – case study.**” *International Journal of Hydrogen Energy*, p. 20799–20814, 06 2021.
- [35] N.TENHUMBERG e K. BUKER. “**Ecological and Economic Evaluation of Hydrogen Production by Different Water Electrolysis Technologies,**” *Chemie Ingenieur Technik*, pp. 1586-1595, 2020.
- [36] R. O. Gabriel. **Análises energética, econômica e ambiental de um microCHP com célula a combustível usando gás natural e painéis fotovoltaicos para aplicações residenciais e industriais.** Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Dissertação de Mestrado- Departamento de Engenharia Mecânica, 2020.
- [37] R. LOBO. “**Colônia, na Alemanha, ganha novos ônibus a hidrogênio da Solaris.**” Via Trolebus, 2023. [Online]. Disponível em: <https://Via.trolebus.com.br/2023/09/colonia-na-alemanha-ganha-novos-onibus-a-hidrogenio-da-solaris/>. [Acesso em 07 de Jun de 2025].
- [38] S. B. (Staff). **Hydrogen pioneer Pau (France) now consider BEV technology amidst soaring H₂ costs. Sustainable Bus.**” 2023. [Online]. Disponível em: <https://www.sustainable-bus.com/news/pau-france-hydrogenbattery-electrictechnology/>.. [Acesso em 18 de Abr de 2024].
- [39] B. C. Council, “**Birmingham gets first hydrogen bus.**” 2021. [Online].

Disponível em https://www.birmingham.gov.uk/news/article/932/birmingham_gets_first_hydrogen_bus. [Acesso em 08 de Jun de 2025].

- [40] Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. “ **USP Butantã terá a primeira estação de hidrogênio renovável a partir do etanol do mundo.**” USP, 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.poli.usp.br/noticias/polinamia/usp-butanta-tera-a-primeira-estacao-de-hidrogenio-renovavel-a-partir-do-etanol-do-mundo/>. [Acesso em 2025 de Jun de 2024].
- [41] E. A. COLEMAN. “**The value chain of green hydrogen for fuel cell buses – A case study for the Rhine-Main area in Germany.**” *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 5122-5133, 14 02 2020.
- [42] E. A. SAYER. “**On the economics of a hydrogen bus fleet powered by a wind park – A case study for Austria.**” *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 33153-33166, 12 09 2022.
- [43] E. A. WIJAYASEKERA. “**Fueling tomorrow's commute: Current status and prospects of public bus transit fleets powered by sustainable hydrogen.**” *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 170-184, 13 05 2024.
- [44] E. BALCI, “**Harnessing solar energy for sustainable green hydrogen production in Türkiye: Opportunities, and economic viability.**” *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 985-996, 18 10 2024.
- [45] L. F. PIMENTEL. **Proposta de implementação do hidrogênio verde para abastecimento da frota de ônibus na cidade de Sobral.** Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Campus de Sobral da Universidade Federal do Ceará. , 2023.
- [46] E. A. ADEKOLA. “**Electricity supply configurations for green hydrogen hubs: A European case study on decarbonizing urban transport.**” *International Journal of Hydrogen Energy*, pp. 539-559, 2024.
- [47] E. A. ADEKOLA, “**Electricity supply A European case study on decarbonizing urban transport.**” *International Journal of Hydrogen Energy.*, pp. 558-569, 2025
- [48] A. C. d. J. MADEIRA, **Modelagem de um Sistema de Geração de Hidrogê**

- nio a partir de Energia Fotovoltaica: Estudo de Caso., Belo Horizonte: Monografia (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia., 2024.**
- [49] D. S. D. OLIVEIRA, **Challenge: analysis for the integration of green hydrogen in the energy matrix of Minas Gerais.** Belo Horizonte : Trabalho apresentado na Semana Nacional de Engenharia Nuclear e da Energia e Ciências das Radiações– SENCIR 2024., 2024.
- [50] F. E. B. FEITOSA, . **Avaliação técnica e econômica de uma usina teórica de hidrogênio verde fotovoltaica de 1,0 MWe considerando o potencial solar brasileiro.**Belo Horizonte.: Tese (Doutorado em Ciências e Técnicas Nucleares) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Nuclear, 2024.
- [51] F. E. B. FEITOSA e A. L. COSTA, **“Simulation and evaluation of a large-scale electrolysis plant - A case study in Pecem a Brazilian Port,”** *Renewable Energy*, 2025.
- [52] G. S. SANTOS. **Towards a Sustainable Steel Industry: Assessing Nuclear and Renewable Energy Solutions for Decarbonization in Brazil.** Belo Horizonte : Dissertação (Mestrado em Ciências e Técnicas Nucleares) – Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia, Departamento de Engenharia Nuclear, 2024.
- [53] Universidade Federal de Minas Gerais, **“Infraestrutura física: ensino e pesquisa, biblioteca, recursos de informação e comunicação.”** UFMG, s/d. [Online]. Disponível em: https://www.ufmg.br/avaliacaoinstitucional/cd-rom /in fra_ estrutura.html. [Acesso em 13 de Abr de 2025].
- [54] Universidade Federal de Minas Gerais. **“Ônibus interno gratuito na UFMG.,” UFMG , s/d.** [Online]. Disponível em: <https://www.ufmg.br/viverufmg/ onibus-interno-gratuito/>. [Acesso em 13 de Abr de 2025].
- [55] Universidade Federal de Minas Gerais. **“Serviço de ônibus interno, rotas e horários,”** UFMG , s/d. [Online]. Disponível em: <https://ufmg.br/servicos/onibus>. [Acesso em 13 de Abr de 2025].
- [56] Universidade Federal de Minas Gerais. **“Planilha de controle de quilomet**

- ragem dos ônibus internos,**” Documento não publicado, Belo Horizonte , 2024.
- [57] CETESB – Companhia Ambiental de São Paulo. “**Toxicologia das emissões veiculares de diesel.**” Ministério da Saúde , São Paulo, 2005.
- [58] BARBOSA, JÚLIO , “**UFMG receberá novos ônibus para transporte dentro do campus,**” *Ônibus e Transporte* , 08 04 2024. [Online]. Disponível em: <https://onibusetransporte.com/2024/04/08/ufmg-recebera-novos-onibus-para-transporte-dentro-do-campus/>. [Acesso em 10 de Abr de 2025].
- [59] CAIO INDUSCAR. “**Apache Vip V.**” CAIO INDUSCAR, 2024. [Online]. Available: <https://caio.com.br/produto/apache-vip-9.html>. [Acesso em 11 04 2025].
- [60] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). “**Nota Técnica: Avaliação Técnico-Econômica de Ônibus Elétrico no Brasil.,**” EPE, Rio de Janeiro, 2020.
- [61] CETESB- Companhia Ambiental do Estado de São Paulo. “**Emissões Veiculares no Estado de São Paulo – Ano-base 2022.**” CETESB, São Paulo, 2022.
- [62] C. H. R. CARVALHO. “**Emissões relativas de poluentes do transporte motorizado de passageiros nos grandes centros urbanos brasileiros,**” *Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA)*, 2011.
- [63] Hyundai. “**UNIVERSE Fuel Cell,**” Hyundai, s/d. [Online]. Disponível em: <https://ecv.hyundai.com/global/en/products/universe-fuel-cell-fcev>. [Acesso em 08 de Mai de 2025].
- [64] ICCT. “**Effects of battery manufacturing on electric vehicle life-cycle greenhouse gas emissions.,**” Briefing, Washigton, 2018.
- [65] Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). “**Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP,**” BNDES , Brasília , s/d.
- [66] Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), “**Inflação,**” IBGE , Rio de Janeiro, 2025.
- [67] M. ALGHOU et.al., “**Concise Approach for Determining the Optimal Annual Capacity Shortage Percentage using TechnoEconomic Feasibility Parameters of PV Power System.,**” *World Renewable Energy Congress-17*, 23 07 2017.

- [68] Empresa de Pesquisa Energética (EPE). “**Energia Renovável,**” EPE, Rio de Janeiro , 2016.
- [69] T. AMIRTHAN; M.S.A. PEREIRA, “**The role of storage systems in hydrogen economy: A review,**” *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, p. 104843, 12 2022.
- [70] Solaris, “**Longi Solar HIMO1 LR6-60PE-305M 305W Mono Solar Panel.**” Xian, s/d.
- [71] PATONIA, A; POUDINEH, R., “**Cost-competitive green hydrogen how to lower the cost of electrolysers?,**” *Oxford Institute for Energy Studies*, 2022.
- [72] G. C. MARCUS. “**Green hydrogen: water use implications and opportunities.**” *Fuel Cells Bulletin*, pp. 12-15, 12 2021.
- [73] Petrobrás, “**Como são formados os preços do diesel,**” Petrobrás , s/d. [Online]. Disponível em <https://precos.petrobras.com.br/sele%C3%A7%C3%A3o-de-estados-diesel>. [Acesso em 18 de Jun de 2024].
- [74] FERNANDES, E. N. et al. “**Desafios para a sustentabilidade ambiental, social e econômica da cadeia produtiva do leite.**” *EMBRAPA*, pp. 101-130, 2012.
- [75] T, VIECELI, “ **Impact of air pollution on respiratory microbiome: a narrative review,**” *Intensive and Critical Care Nursing*, p. 103336, 2023.
- [76] Mobilize Brasil, “**Saiba: seu carro emite um carro de carbono por ano!**” Mobilize, s/d. [Online]. Disponível em: <https://www.mobilize.org.br/noticias/13358/saiba-seu-carro-emite-um-carro-de-carbono-por-ano.html>. [Acesso em 12 de Julho de 2025].
- [77] VIESMANN UK, “**How much CO₂ can a tree absorb?,**” VIESMANN UK, 2022. [Online]. Disponível em: <https://www.viessmann.co.uk/en/heating-advice/boilers/how-much-co2-does-tree-absorb.html>. [Acesso em 12 de Julho de 2025].
- [78] CECCHETTO, C. T.; CHRISTMANN, S. S.; OLIVEIRA, T. D., “**Arborização urbana: importância e benefícios no planejamento ambiental das cidades,**” *XVI Seminário Internacional de Educação no Mercosul*, 2014.
- [79] S&P Global. “**Mexico ETS delay likely to persist on regulatory**

uncertainty, lack of political will: Sources, S&P Global Commodity Insights, 2024. [Online]. Disponível em: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/energy-transition/040324-mexico-ets-delay-likely-to-persist-on-regulatory-uncertainty-lack-of-political-will-sources>. [Acesso em 13 de Maio de 2025].

- [80] BLOOMBERGNEF, “***Green hydrogen to undercut gray sibling by end of decade,***” BLOOMBERGNEF, 2022. [Online]. Disponível em: <https://about.bnef.com/insights/clean-energy/green-hydrogen-to-undercut-gray-sibling-by-end-of-decade/>. [Acesso em 13 de Maio de 2025].
- [81] International Renewable Energy Agency (IRENA), “***Green hydrogen cost reduction: scaling up electrolyzers to meet the 1.5 °C climate goal,***” IRENA, Abu Dhabi, 2020.
- [82] Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), “***Bloco 1 da Engenharia já está pronto,***” UFMG, s/d. [Online]. Disponível em: <https://www.ufmg.br/boletim/bol1646/6.shtml>. [Acesso em 13 de Maio de 2025].
- [83] Associação Brasileira de Normas Técnicas. “***NBR 6123:2023 – Forças devidas ao vento em edificações,***” ABNT, 2023, 2023.
- [84] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT). “***NBR 16690:2020 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos: requisitos de projeto,***” ABNT, Rio De Janeiro, 2020.