

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA
DO RIO DE JANEIRO



Lucas Marques Castagnaro

**Análise comparativa de um sistema de energia solar
com armazenamento como hidrogênio aplicado a
residências em diversas localidades do Brasil**

Projeto de Graduação

Projeto de Graduação apresentado ao Departamento de Engenharia Mecânica
da PUC-Rio

Orientador: Florian Alain Yannick Pradelle
Coorientador: José Eduardo Sanson Portella de Carvalho

Rio de Janeiro

Julho de 2026

Agradecimentos

Ao meu orientador, Prof. Florian Alain Yannick Pradelle, pela disponibilidade, pelas orientações precisas e pelo rigor científico que guiaram o desenvolvimento deste trabalho.

Ao coorientador, José Eduardo Sanson Portella de Carvalho, pelas contribuições técnicas e pelo apoio ao longo de todas as etapas da pesquisa.

À Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e ao Departamento de Engenharia Mecânica, pela estrutura acadêmica e pelos recursos disponibilizados ao longo da graduação.

Aos professores do Departamento de Engenharia Mecânica da PUC-Rio, pelos ensinamentos transmitidos e pela formação técnica e científica ao longo do curso.

À minha família, pelo apoio incondicional, pela compreensão e pelo incentivo durante toda a graduação.

RESUMO

Análise comparativa de um sistema de energia solar com armazenamento como hidrogênio aplicado a residências em diversas localidades do Brasil

A crescente demanda por descarbonização do setor elétrico e por acesso a energia limpa tem impulsionado a geração distribuída baseada em fontes renováveis. O Brasil dispõe de elevado potencial solar em todo o território. Entretanto, a natureza intermitente dessa fonte exige sistemas de armazenamento mais eficientes. Propõe-se um sistema solar fotovoltaico acoplado à produção e ao armazenamento de hidrogênio verde comprimido para instalações residenciais. O sistema híbrido é composto por painéis fotovoltaicos, eletrolisador de membrana de troca de prótons (PEMEC), compressor, tanque de hidrogênio comprimido, célula a combustível (PEMFC) e reformador de gás natural. O excedente fotovoltaico produz hidrogênio via eletrólise, armazenado e convertido em eletricidade pela célula a combustível nos períodos de déficit; o reformador complementa quando o estoque é insuficiente e, em último caso, recorre-se à rede. O desempenho é avaliado para seis cidades brasileiras Rio de Janeiro, São Paulo, Campo Grande, Porto Alegre, Manaus e Recife com diferentes perfis de irradiância e demanda. A geração fotovoltaica anual variou entre 2.164 e 3.559 kWh/ano e a produção de hidrogênio entre 23,4 e 36,2 kg/ano, com arranjos de 3 a 7 módulos e frações de gás natural entre 57% e 74%. A eficiência global ficou entre 53,6% e 59,1%, limitada pela baixa eficiência de ida e volta da rota de hidrogênio (cerca de 26%), que torna o gás natural um complemento estrutural. A análise evidencia a viabilidade técnica e a influência determinante do recurso solar e da demanda local sobre o dimensionamento e a eficiência.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; Hidrogênio verde; Armazenamento de hidrogênio; Sistema híbrido de energia.

ABSTRACT

Comparative analysis of a solar energy system with hydrogen storage applied to residences in different locations in Brazil

The growing demand for decarbonization of the electricity sector and for access to clean energy has driven distributed generation based on renewable sources. Brazil has high solar potential across its entire territory. However, the intermittent nature of this source requires more efficient storage systems. This work proposes and analyzes a solar photovoltaic system coupled to the production and storage of compressed green hydrogen for residential installations. The hybrid system is composed of photovoltaic panels, a proton exchange membrane electrolyzer (PEMEC), a compressor, a compressed hydrogen storage tank, a proton exchange membrane fuel cell (PEMFC), and a natural gas reformer. The photovoltaic surplus produces hydrogen via electrolysis, which is stored and converted back into electricity by the fuel cell during deficit periods; the reformer supplements supply when the inventory is insufficient and, as a last resort, the grid is used. Performance is evaluated for six Brazilian cities: Rio de Janeiro, São Paulo, Campo Grande, Porto Alegre, Manaus, and Recife with different solar irradiance and demand profiles. Annual photovoltaic generation ranged from 2,164 to 3,559 kWh/year and hydrogen production from 23.4 to 36.2 kg/year, with arrays of 3 to 7 modules and natural gas fractions between 57% and 74%. The overall efficiency ranged from 53.6% to 59.1%, limited by the low round-trip efficiency of the hydrogen route (about 26%), which makes natural gas a structural complement. The analysis demonstrates the technical feasibility and the determining influence of local solar resources and demand on system sizing and efficiency.

Keywords: Photovoltaic solar energy; Green hydrogen; Hydrogen storage; Hybrid energy system.

SUMÁRIO

1	Introdução	8
1.1	Objetivos	10
2	Revisão da bibliografia	11
2.1	Hidrogênio	13
2.2	Eletrolisador	16
2.3	Células a combustível	18
3	Modelagem	20
3.1	Hipóteses e considerações do modelo	20
3.2	Componentes	21
3.2.1	Sistema Fotovoltaico	23
3.2.2	Eletrolisador	25
3.2.3	Célula a combustível	28
3.2.4	Compressor	31
3.2.5	Tanque de armazenamento	32
3.2.6	Trocador de calor	33
3.2.7	Reformador	34
4	Metodologia	36
4.1	Demanda elétrica	36
4.2	Dados meteorológicos	38
4.3	Parâmetros do sistema	41
4.3.1	Painel fotovoltaico	41
4.3.2	Eletrolisador PEMEC	42
4.3.3	Célula a combustível PEMFC	43
4.3.4	Compressor	43
4.3.5	Tanque de armazenamento	44
4.3.6	Trocadores de calor	44
4.3.7	Reformador de gás natural	44
4.4	Dimensionamento por cidade	45
4.5	Cálculo das emissões de CO ₂	46
5	Resultados e Discussão	46
5.1	Validação dos modelos	47
5.1.1	Validação do painel solar	47
5.1.2	Validação do modelo do eletrolisador PEMEC	52
5.2	Dimensionamento do sistema	53
5.2.1	Número de células da PEMFC	54
5.2.2	Arranjo fotovoltaico	55
5.2.3	Número de células do PEMEC	56
5.2.4	Fração de hidrogênio do reformador	56
5.3	Eficiência	57
5.4	Análise do sistema	59
5.5	Comparação cidades	65
5.5.1	Relação Hidrogênio x Gás Natural	67
5.5.2	Fatores	69
5.6	Emissões	70
5.6.1	Discussão	71
6	Conclusão	71
7	Referências Bibliográficas	73

Lista de figuras

Figura 1 — Média anual da irradiação global horizontal diária no Brasil	8
Figura 2 — Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte	8
Figura 3 — Participação setorial no consumo de eletricidade	9
Figura 4 — Produção de hidrogênio de baixa emissão de 2021-2025	9
Figura 5 — Esquema geral de um sistema híbrido.....	11
Figura 6 — Esquema do sistema híbrido CHP.....	12
Figura 7 — Esquema de funcionamento do eletrolisador PEMEC	16
Figura 8 — Esquema de funcionamento da célula a combustível.....	19
Figura 9 — Sistema proposto	22
Figura 10 — Diagrama de volume de controle do painel fotovoltaico	23
Figura 11 — Fluxo eletrolisador	25
Figura 12 — Fluxo célula a combustível	29
Figura 13 — Fluxo compressor.....	32
Figura 14 — Fluxo tanque de armazenamento.....	33
Figura 15 — Fluxo trocador de calor	34
Figura 16 — Fluxo reformador	35
Figura 17 — Média anual horária da demanda elétrica residencial (Rio de Janeiro)	37
Figura 18 — Média horária por estação da demanda elétrica residencial (Rio de Janeiro)	38
Figura 19 — Total mensal da demanda elétrica residencial (Rio de Janeiro).....	38
Figura 20 — Média anual horária de irradiância (Rio de Janeiro).....	40
Figura 21 — Média horária por estação de irradiância (Rio de Janeiro)	40
Figura 22 — Irradiação mensal total (Rio de Janeiro)	41
Figura 23 — Curvas I-V do fabricante (CS3U-365P-AG) e do modelo (irradiância fixa, 1.000 W/m ²).....	48
Figura 24 — Curvas I-V do fabricante (CS3U-365P-AG) e do modelo (temperatura fixa, 25 °C).....	50
Figura 25 — Validação da curva de polarização do PEMEC: modelo vs. Ni et al. (2008)	53
Figura 26 — Decomposição das perdas do PEMEC em função da densidade de corrente	53
Figura 27 — Picos do excedente fotovoltaico (Rio de Janeiro)	57
Figura 28 — Excedente fotovoltaico em kWh por estação	58
Figura 29 — Balanço de potência horário por estação (Rio de Janeiro).....	59
Figura 30 — Fluxo horário de hidrogênio por estação (Rio de Janeiro).....	60
Figura 31 — Geração fotovoltaica, irradiância e demanda elétrica mensal (Rio de Janeiro) ..	61
Figura 32 — Produção e consumo mensais de hidrogênio (Rio de Janeiro).....	62
Figura 33 — Variação líquida mensal do estoque de hidrogênio no tanque (Rio de Janeiro) .	62
Figura 34 — Balanço energético anual do sistema (Rio de Janeiro).....	64
Figura 35 — Balanço energético mensal (Rio de Janeiro)	65
Figura 36 — Comparação cidades por estação (seis cidades).....	66
Figura 37 — Relação fração x Razão FV/demanda	68
Figura 38 — Emissões de CO ₂ : sistema (gás natural) vs rede elétrica (SIN), por cidade	70

Lista de tabelas

Tabela 1 — Produção de hidrogênio a partir de diferentes fontes em 2021 e projeção para 2030 (IEA, 2022c)	15
Tabela 2 — Consumo de energia, rendimento e emissões na produção de hidrogênio conforme a matéria-prima (adaptado de NEBEY, 2026)	15
Tabela 3 — Comparação entre as principais tecnologias de eletrolisadores (adaptado de NEBEY, 2026)	17
Tabela 4 — Características dos principais tipos de células a combustível	19
Tabela 5 — Parâmetros da eficiência de Faraday	28
Tabela 6 — Estações INMET utilizadas por cidade.....	38
Tabela 7 — Parâmetros do módulo fotovoltaico CS3U-365P-AG	41
Tabela 8 — Parâmetros do modelo: valores base e valores otimizados para o CS3U-365P-AG	42
Tabela 9 — Parâmetros do eletrolisador PEMEC	42
Tabela 10 — Parâmetros da célula a combustível PEMFC.....	43
Tabela 11 — Parâmetros do compressor	43
Tabela 12 — Parâmetros do tanque de armazenamento.....	44
Tabela 13 — Parâmetros dos trocadores de calor	44
Tabela 14 — Parâmetros do reformador de gás natural	45
Tabela 15 — Comparação ponto a ponto ao longo da curva I-V a irradiância constante (1000 W/m ²).....	49
Tabela 16 — Comparação ponto a ponto ao longo da curva I-V a temperatura constante (25°C)	50
Tabela 17 — Comparação ponto a ponto da curva de polarização: modelo vs. Ni et al. (2008)	53
Tabela 18 — Parâmetros de dimensionamento específicos por cidade.....	54
Tabela 19 — Dados de dimensionamento do número de células da PEMFC por cidade	54
Tabela 20 — Seleção do arranjo fotovoltaico por cidade	55
Tabela 21 — Pico de excedente FV e número de células ativas do PEMEC por cidade e estação	56
Tabela 22 — Calibração de fGN	57
Tabela 23 — Rendimento operacional médio do PEMEC por estação (%).....	60
Tabela 24 — Rendimento operacional médio da PEMFC por estação (%)	60
Tabela 25 — Entradas, saídas e eficiências anuais	57
Tabela 26 — Resumo anual por cidade.....	66
Tabela 27 — Produção de H ₂ pelo PEMEC por estação [kg]	67
Tabela 28 — Origem do hidrogênio e fração de gás natural.....	67
Tabela 29 — Emissões anuais de CO ₂ : sistema (gás natural) e cenário de rede, por cidade ...	70

1 Introdução

1.1 Contextualização

As mudanças climáticas e os impactos ambientais decorrentes do uso intensivo de combustíveis fósseis têm despertado, ao longo das últimas décadas, uma crescente preocupação quanto à necessidade de garantir um futuro sustentável para o planeta (IEA, 2025). Paralelamente, a demanda global por energia continua aumentando, o que reforça a urgência de adotar fontes mais limpas, renováveis e ambientalmente responsáveis. Nesse cenário, a diversificação das matrizes energéticas e a busca por tecnologias de baixo impacto tornaram-se temas centrais no desenvolvimento de políticas públicas e na pesquisa científica, surgindo alternativas como sistemas híbridos envolvendo hidrogênio como será apresentado neste trabalho.

Entre as fontes renováveis disponíveis, a energia solar fotovoltaica destaca-se como uma alternativa particularmente promissora, sobretudo em países como o Brasil. Possuindo uma das maiores incidências de radiação solar do mundo, o Brasil, apresenta irradiância média anual entre 4,5 e 6,5 kWh/m² por dia (INPE, 2017), valores superiores aos de diversos países europeus com grandes avanços na tecnologia solar. A Figura 1 demonstra o alto índice de irradiação solar em grande parte do território brasileiro.

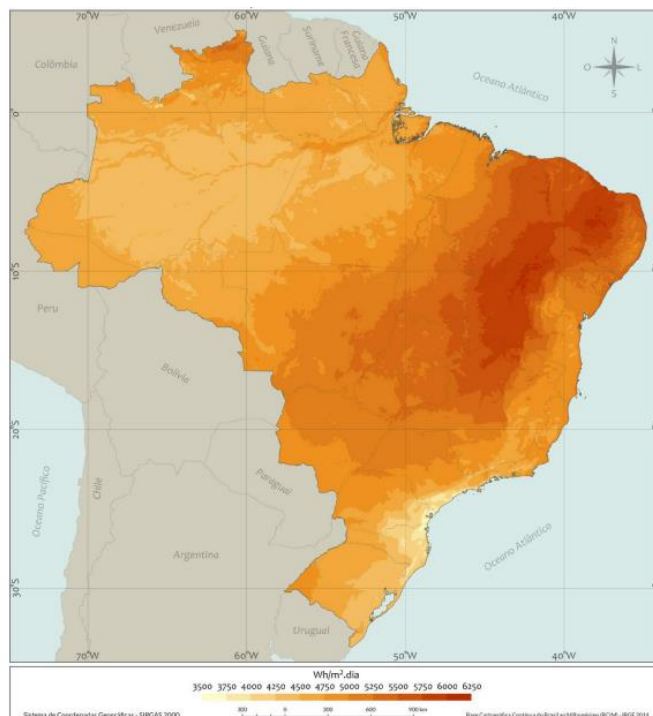


Figura 1 – Média anual da irradiação global horizontal diária no Brasil (Pereira et al., 2017)

O Brasil apresenta vantagens adicionais para a adoção de sistemas híbridos envolvendo energia solar e hidrogênio. A matriz elétrica brasileira caracteriza-se por um alto percentual de fontes renováveis, com predominância de usinas hidrelétricas. Além disso, o setor residencial é o segundo maior consumidor de eletricidade no país representando 28,1% do total, o que evidencia um significativo potencial para a expansão de sistemas de geração distribuída (EPE, 2025). Nesse contexto, a instalação de painéis solares fotovoltaicos surge como uma alternativa viável para contribuir com o suprimento energético e reduzir a dependência do sistema elétrico nacional em relação à matriz hidrelétrica. Os dados apresentados na Figura 2 e Figura 3, demonstram esse panorama.

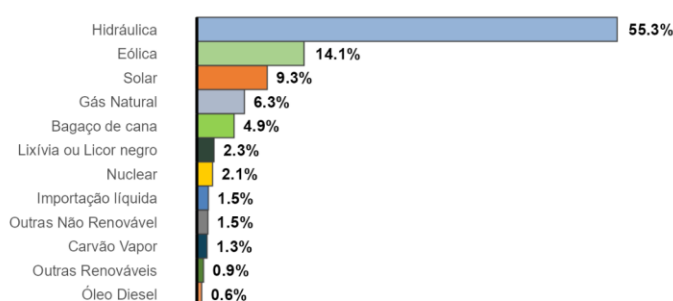


Figura 2 – Oferta Interna de Energia Elétrica por fonte em 2024 (fonte: EPE, 2025)

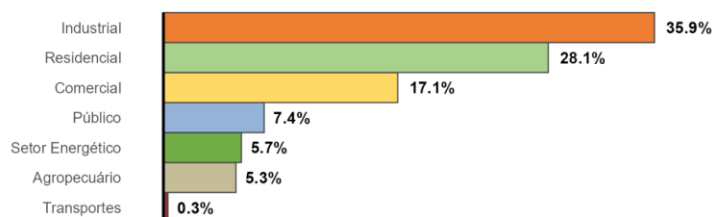


Figura 3 – Participação setorial no consumo de eletricidade em 2024 (fonte: EPE, 2025)

Por ser uma fonte inesgotável e isenta de emissões de gases de efeito estufa durante a geração, a energia solar desempenha papel estratégico no processo de transição energética. No entanto, sua natureza intermitente dependente das condições climáticas e da luz solar, limita a continuidade do seu fornecimento e reduz o potencial de atendimento da demanda elétrica. A superação dessa limitação passa diretamente pelo desenvolvimento de tecnologias de armazenamento de energia capazes de tornar a geração fotovoltaica mais eficiente e confiável.

Entre as alternativas existentes, o hidrogênio verde tem se destacado como uma solução promissora. Produzido por meio da eletrólise da água utilizando eletricidade proveniente de fontes renováveis, o hidrogênio verde pode ser armazenado e posteriormente convertido em eletricidade por meio de células a combustível, contribuindo para a flexibilidade dos sistemas energéticos. Nos últimos anos, a produção global de hidrogênio de baixas emissões tem crescido de maneira expressiva, registrando um aumento de cerca de 60% entre 2021 e 2025 (IEA, 2025), como demonstra a Figura 4. Apesar desse crescimento, o hidrogênio de baixas emissões ainda representa cerca de 1% da produção global total de hidrogênio (IEA, 2025).

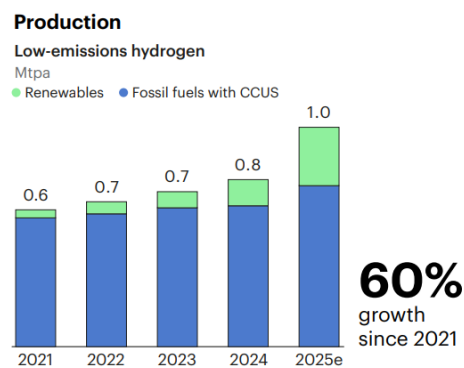


Figura 4 – Produção de Hidrogênio de baixa emissão de 2021-2025 (fonte: Global Energy Review 2025 - IEA)

O avanço tecnológico das técnicas de compressão e das células a combustível impulsionam a aplicação do hidrogênio como forma de armazenamento energético, ainda que existam desafios como a baixa densidade energética volumétrica e os custos associados ao armazenamento e transporte. Iniciativas de pesquisa e cooperação institucional, lideradas por laboratórios e centros internacionais, têm buscado acelerar o aperfeiçoamento dessas tecnologias, com metas ambiciosas, como a produção de hidrogênio limpo a US\$ 2/kg em 2026 (NREL, 2022).

Diante desse contexto, a integração entre energia solar fotovoltaica e sistemas de armazenamento baseados em hidrogênio verde emerge como uma estratégia relevante para promover a autonomia energética, reduzir emissões e aumentar a confiabilidade da matriz elétrica. A investigação dessa integração, especialmente no setor residencial brasileiro, torna-se fundamental para avaliar sua viabilidade técnica, energética e ambiental, contribuindo para o avanço das tecnologias sustentáveis e para o planejamento energético do país. Esse potencial já se reflete nos números do setor, segundo a ABSOLAR (2026), o Brasil ultrapassou 68,6 GW

de capacidade solar fotovoltaica operacional. O setor residencial é a principal classe de consumo, concentrando 79,86% dos sistemas instalados, mais de 3,3 milhões de unidades e 50,45% da potência distribuída do país. Observa-se, porém, ainda forte disparidade regional, enquanto São Paulo lidera o ranking estadual de geração distribuída com 6510,6 MW instalados, estados como Amazonas e Pernambuco apresentam participação significativamente menor, com 288,7 MW e 1434,3 MW respectivamente.

1.1 Objetivos

O presente trabalho tem como objetivo realizar uma análise de sensibilidade de um sistema solar fotovoltaico com armazenamento de energia na forma de hidrogênio verde comprimido, aplicado ao atendimento da demanda elétrica residencial em diferentes cidades brasileiras. Busca-se avaliar a o dimensionamento dos equipamentos, investigando o potencial do hidrogênio verde para armazenar o excedente de geração e reduzir os efeitos da intermitência inerente à energia solar, bem como a influência das condições climáticas e dos diferentes níveis de irradiação de cada localidade sobre o comportamento global do sistema e sua contribuição para a redução de emissões.

Especificamente, o trabalho tem como objetivos: dimensionar os componentes do sistema, entre eles o arranjo fotovoltaico, eletrolisador PEMEC, compressor, tanque de armazenamento, célula a combustível PEMFC e reformador de gás natural, para o atendimento complementar da demanda residencial; quantificar a eficiência global do sistema e a fração de hidrogênio de origem renovável frente à complementação por gás natural; analisar a influência do recurso solar e do perfil de demanda local sobre o dimensionamento e o desempenho do sistema; comparar as seis cidades estudadas e estimar as emissões de CO₂ associadas e o potencial de descarbonização do sistema.

1.2 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado em seis capítulos. O Capítulo 1 introduz o tema, a motivação e os objetivos. O Capítulo 2 apresenta a revisão da bibliografia sobre hidrogênio, eletrolisadores e células a combustível, situando o trabalho frente aos estudos existentes. O Capítulo 3 descreve a modelagem matemática dos componentes do sistema e as hipóteses adotadas. O Capítulo 4 detalha a metodologia, incluindo os perfis de demanda elétrica, os dados meteorológicos, os parâmetros e o dimensionamento por cidade. O Capítulo 5 reúne os resultados: a validação dos modelos, o dimensionamento, a eficiência, a análise operacional e

a comparação entre as seis cidades. Por fim, o Capítulo 6 apresenta as conclusões e as sugestões para trabalhos futuros.

2 Revisão da bibliografia

Dentro do contexto mundial de transição energética é importante analisar exemplos de sistemas híbridos existentes e funcionais e que servem de base para o presente trabalho, justificando a escolha deles para um futuro sustentável. De Souza Laya Junior (2021) analisou um sistema híbrido de cogeração e aborda a modelagem matemática de células a combustível do tipo PEMFC, com foco na análise de sensibilidade dos parâmetros que influenciam a curva de polarização. Destaca-se a importância das perdas por ativação e resistência ôhmica no desempenho global da célula, bem como a influência da temperatura de operação, da densidade de corrente e das propriedades da célula. Sob a metodologia 4E (análise energética, exergética, econômica e ambiental), o autor validou os modelos dos componentes e, por meio de um planejamento de experimentos aplicado ao reformador, concluiu que a representação do gás natural como metano puro constitui um substituto adequado para a análise do sistema. A avaliação econômica, em horizonte de até 20 anos, indicou payback entre 7 e 20 anos, geralmente menores para consumidores residenciais do que para industriais, e reduções de até 50% no custo cumulativo total ao longo de 20 anos. A configuração do sistema híbrido analisado pelo autor é apresentada na Figura 6.

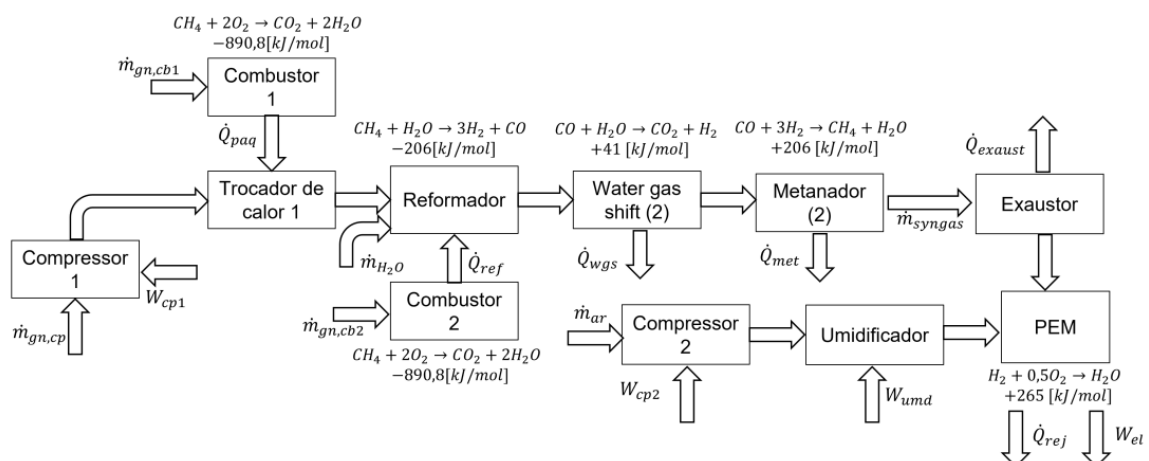


Figura 6 – Esquema do sistema híbrido CHP (De Souza Laya Junior, 2021)

Estudos investigam a aplicação de sistemas híbridos em edificações residenciais, combinando geração fotovoltaica, armazenamento e dispositivos eletroquímicos. No trabalho de Gabriel (2020), foi desenvolvido um modelo para avaliação técnica e econômica de um sistema híbrido conectado à rede elétrica, composto por painéis fotovoltaicos, baterias e célula a combustível do tipo PEMFC (Figura 5).

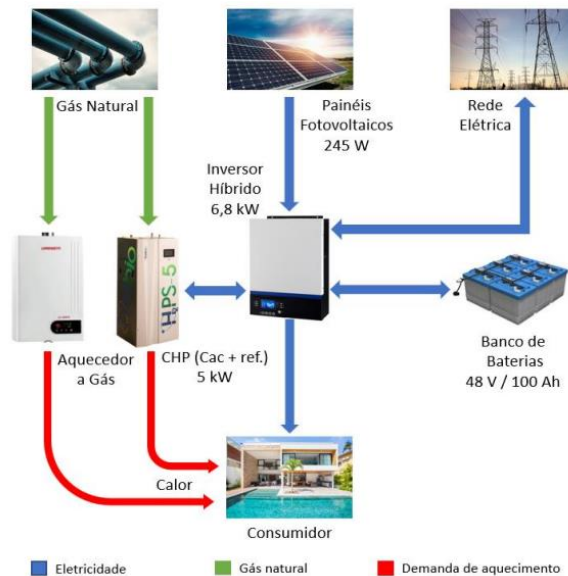


Figura 5 – Esquema geral de um sistema híbrido (Gabriel, 2020)

No refino do modelo proposto por Gabriel (2020), a geração fotovoltaica foi dimensionada de acordo com o perfil de consumo residencial e as condições climáticas das cidades analisadas. A célula a combustível foi representada por meio de modelos que consideram a tensão reversível e as perdas associadas aos fenômenos eletroquímicos, permitindo avaliar a potência fornecida em diferentes condições operacionais. Além da análise energética, o estudo incluiu avaliação econômica em longo prazo, demonstrando a eficiência na integração de diferentes tecnologias. Através da análise energética validou a rotina de simulação e permitiu determinar a vazão de gás natural necessária ao atendimento da demanda, enquanto a avaliação econômica, no horizonte de 2020 a 2040, apontou tempos de retorno (payback) entre 6 e 20 anos, conforme a configuração, o número de consumidores e o tipo de tarifa adotados. Do ponto de vista ambiental, o aproveitamento do calor rejeitado pela PEMFC em cogeração resultou em emissões equivalentes de CO₂ até 30% inferiores às associadas à eletricidade da matriz nacional somada ao fornecimento de calor por queima de gás natural.

A tese de Carvalho (2025) avaliou diferentes tecnologias de armazenamento aplicadas a edifícios residenciais no Brasil e na França, incluindo sistemas baseados em hidrogênio. Um sistema de trigerção voltado para demandas comerciais é investigado com o objetivo de avaliar a viabilidade técnica e econômica de três diferentes abordagens para o armazenamento do excedente de energia fotovoltaica: hidrogênio verde comprimido com utilização em uma célula a combustível de óxido sólido (SOFC), armazenamento por ar comprimido (CAES) e sistemas de baterias de íons de lítio.

No primeiro caso, o sistema baseado em hidrogênio é composto principalmente por um eletrolisador, um compressor, uma unidade de armazenamento de hidrogênio comprimido, uma célula a combustível do tipo SOFC e trocadores de calor. O eletrolisador utiliza o excedente de energia solar para produzir hidrogênio verde, que é posteriormente comprimido e armazenado. Quando necessário, a célula a combustível converte o hidrogênio armazenado novamente em eletricidade. Além disso, o calor e o frio requeridos pela edificação podem ser obtidos a partir do gás de exaustão da célula a combustível.

No caso do sistema CAES, a configuração é composta principalmente por um compressor, uma unidade de armazenamento de ar comprimido, uma turbina, trocadores de calor e reservatórios térmicos. Nesse sistema, o excedente de eletricidade é utilizado para comprimir o ar, que é armazenado e posteriormente expandido em uma turbina para geração de eletricidade quando necessário.

Em ambas as configurações, o sistema é conectado à rede elétrica e à rede de gás natural para suprir eventuais demandas de eletricidade e calor que não possam ser atendidas pelos sistemas de armazenamento. A energia solar é utilizada prioritariamente para suprir a demanda da edificação e, quando há excedente de geração, essa energia pode ser armazenada na forma de hidrogênio verde, ar comprimido ou em baterias, dependendo da tecnologia considerada.

Em termos de resultados, sob a abordagem 4E ao longo de um ano completo de operação, os sistemas de hidrogênio e de CAES apresentaram eficiências semelhantes, com vantagem para o hidrogênio na configuração de trigerção. Economicamente o sistema de hidrogênio apresentou o maior custo adicional (+260,9% no Rio de Janeiro e +244,1% em Lyon), seguido pelo CAES e pelas baterias de íon-lítio. Ambientalmente, o hidrogênio só se mostrou vantajoso quando o gás natural foi substituído por biogás; nesse cenário, as emissões evitadas no Rio de Janeiro alcançaram 50,0 toneladas de CO₂ equivalente para o hidrogênio, contra 24,3 t (CAES) e 26,1 t (baterias de íon-lítio). O estudo conclui que as três tecnologias são promissoras, mas sua viabilidade depende da redução de custos e do aumento da eficiência dos componentes.

Em escala industrial, projetos como a planta H2 Hollandia (Países Baixos), reportada por Nebey (2026), acoplam um eletrolisador de 5 MW a um parque solar de 115 MW para produzir cerca de 300 mil kg de hidrogênio verde por ano, aproveitando aproximadamente 50% da geração solar que de outra forma seria descartada. Cabe ressaltar, contudo, que tais projetos têm como finalidade a produção de hidrogênio como produto, e não o seu uso como meio de armazenamento de energia para posterior reconversão em eletricidade, foco do presente trabalho. A mesma revisão indica eficiências típicas de 18–22% e custo nivelado do hidrogênio (LCOH) entre 4,5 e 6,5 US\$/kg para rotas fotovoltaicas acopladas a eletrolisadores (PEMEC), reforçando que o custo da eletricidade e a eficiência dos componentes permanecem como os principais fatores limitantes.

No contexto residencial, especificamente, estudos recentes têm avaliado o hidrogênio como meio de armazenamento de energia acoplado à geração fotovoltaica. Puranen, Kosonen e Ahola (2021) analisaram a viabilidade técnica de um sistema doméstico off-grid baseado em energia solar fotovoltaica, combinando armazenamento de curto prazo em baterias e armazenamento sazonal em hidrogênio (eletrolisador e célula a combustível) para uma residência unifamiliar em clima frio; os autores concluíram que o hidrogênio, isoladamente, é pouco eficiente devido à sua baixa eficiência de ida e volta, mas que, combinado a baterias, viabiliza a operação autônoma ao longo do ano. De forma semelhante, Abdolmaleki e Berardi (2024) avaliaram sistemas híbridos de energia solar com armazenamento em hidrogênio e em eletricidade para uma residência unifamiliar e um edifício de médio porte na América do Norte, reforçando o potencial e as limitações do hidrogênio como vetor de armazenamento em escala residencial. Tais trabalhos evidenciam o interesse crescente no uso do hidrogênio para armazenamento residencial, contexto no qual o presente trabalho se insere ao avaliar essa configuração para seis cidades brasileiras com diferentes perfis de irradiância e demanda.

Esses estudos fornecem uma base sólida para a modelagem adotada no presente trabalho, com a adequada representação termodinâmica dos componentes e à integração entre geração e armazenamento de energia.

2.1 Hidrogênio

O hidrogênio tem se destacado como um dos possíveis vetores energéticos para a transição de sistemas de baixa emissão de carbono. O hidrogênio atua como um armazenador de energia, podendo ser produzido a partir de diferentes matérias-primas e posteriormente convertido em eletricidade, calor ou combustíveis sintéticos. Essa versatilidade explica o

interesse crescente pelo seu uso em setores de difícil eletrificação, como a indústria pesada, o transporte de longa distância e o armazenamento sazonal de energia. De acordo com a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), o hidrogênio pode desempenhar papel relevante na descarbonização global, especialmente em aplicações onde a eletrificação direta apresenta limitações tecnológicas ou econômicas (IRENA, 2023).

Do ponto de vista energético, o hidrogênio possui elevada densidade energética por unidade de massa, com poder calorífico inferior em torno de 120 MJ/kg, valor significativamente superior ao de combustíveis fósseis convencionais. Entretanto, sua densidade energética volumétrica em condições ambientes é relativamente baixa, o que impõe desafios para armazenamento e transporte. Em geral, o hidrogênio precisa ser comprimido, liquefeito ou convertido em outros compostos energéticos, como amônia ou metanol, para facilitar sua utilização em sistemas energéticos de grande escala (Nebey, 2026; Subedi et al., 2026).

Além de suas propriedades físico-químicas, o hidrogênio apresenta grande potencial estratégico por sua capacidade de integrar diferentes setores do sistema energético. A eletricidade gerada a partir de fontes renováveis pode ser convertida em hidrogênio por meio da eletrólise da água, permitindo o armazenamento de excedentes de geração provenientes de fontes intermitentes, como a energia solar e eólica (IRENA, 2023). Além disso, o hidrogênio apresenta ainda a vantagem de possuir combustão limpa, produzindo essencialmente vapor d'água e calor como produto da reação quando utilizado como combustível. Essa característica contribui para reduzir emissões de gases de efeito estufa e poluentes atmosféricos associados ao uso de combustíveis fósseis (Levikhin e Boryaev, 2024), como representada na Eq. (1):



Apesar desse potencial, o mercado global de hidrogênio ainda depende quase exclusivamente de rotas de produção baseadas em combustíveis fósseis. Segundo o relatório Global Hydrogen Review 2025, a demanda global por hidrogênio atingiu aproximadamente 100 milhões de toneladas em 2024, apresentando crescimento de cerca de 2% em relação ao ano anterior (IEA, 2025). Entretanto, a maior parte desse hidrogênio continua sendo utilizada em aplicações industriais tradicionais, como refino de petróleo e produção de fertilizantes. O mesmo relatório aponta que a produção global ainda depende majoritariamente de fontes fósseis, especialmente gás natural e carvão, enquanto o hidrogênio de baixa emissão representa atualmente menos de 1% da produção total mundial (IEA, 2025).

O hidrogênio costuma ser classificado de acordo com a forma de produção e a quantidade de carbono emitida. O chamado hidrogênio marrom ou hidrogênio preto é produzido a partir da gaseificação de combustíveis fósseis como o carvão mineral, enquanto o cinza é produzido principalmente a partir da reforma do gás natural, sem captura de carbono. Já o hidrogênio azul utiliza processos semelhantes, mas incorpora tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS), reduzindo parcialmente as emissões associadas. O hidrogênio verde é produzido por eletrólise da água utilizando eletricidade proveniente de fontes renováveis, sendo considerado a alternativa mais promissora para sistemas energéticos de baixo carbono (Subedi et al., 2026). A Tabela 1 exemplifica os tipos de hidrogênio e suas fontes, demonstrando seus respectivos percentuais diante da produção total de hidrogênio em 2021 e o projetado para 2030.

Tabela 1 – Produção de hidrogênio a partir de diferentes fontes em 2021 e projeção para 2030 (IEA, 2022c)

Fonte de hidrogênio	Código de cor	2021	2030	Necessário em 2030 para zero líquido
Gás natural por reforma	Cinza	62%		
Carvão por gaseificação	Preto	19%		
Como subproduto de processo		18%		
Reforma de metano + CCS	Azul	0,7%	7–10 MT	
A partir de petróleo		0,7%		
Eletrólise da água	Verde	0,04%	9–14 MT	212 MT
Produção global total	94 MT / 8 em 2020			
% do consumo global de energia	2,5%			

Observa-se que, em 2021, o hidrogênio cinza, obtido pela reforma do gás natural, e o hidrogênio preto, proveniente da gaseificação do carvão, respondiam juntos por mais de 80% da produção mundial, enquanto o hidrogênio verde representava apenas 0,04% do total (IEA, 2022c). Dados mais recentes mostram que, em 2024, o hidrogênio de baixas emissões (incluindo as rotas verde e azul) alcançou cerca de 1% da produção mundial total (IEA, 2025), evidenciando o avanço dessas rotas, ainda assim modesto frente ao predomínio das fontes fósseis. As projeções para 2030 indicam um crescimento expressivo das rotas de baixa emissão, ainda que as 9–14 MT estimadas para o hidrogênio verde permaneçam longe das 212 MT necessárias para o cenário de zero líquido, evidenciando a magnitude do esforço de descarbonização ainda requerido no setor.

A rota de produção do hidrogênio influencia diretamente as emissões de dióxido de carbono associadas ao processo. A Tabela 2 compara as principais rotas reforma do gás natural, gaseificação do carvão e eletrólise da água quanto à intensidade de emissões de CO₂, distinguindo as emissões diretas, geradas no ponto de produção, das emissões de ciclo de vida.

Tabela 2 – Emissões de CO₂ na produção de hidrogênio por rota de produção (adaptado de IEA, 2024)

Rota de produção	Emissões (t CO ₂ /t H ₂)	Natureza das emissões
Gás natural (SMR, sem captura)	10–12	75–95% diretas
Carvão (gaseificação, sem captura)	22–26	75–95% diretas
Eletrólise – rede elétrica média global	≈ 24	indiretas (eletricidade)
Eletrólise – rede elétrica brasileira	≈ 5	indiretas (eletricidade)
Eletrólise – fotovoltaica dedicada (este trabalho)	0,4–2,7	indiretas (fabricação)

As rotas baseadas em combustíveis fósseis apresentam as maiores emissões de CO₂: a reforma do gás natural sem captura emite de 10 a 12 t CO₂/t H₂ e a gaseificação do carvão, de 22 a 26 t CO₂/t H₂, sendo que de 75% a 95% dessas emissões ocorrem diretamente no ponto de produção (IEA, 2024). A eletrólise da água não gera emissões diretas de CO₂, já que a reação não envolve carbono; essa ausência, contudo, restringe-se ao ponto de produção. As emissões da eletrólise são indiretas e determinadas pela origem da eletricidade. Utilizando a intensidade média da rede elétrica global, o hidrogênio eletrolítico pode atingir cerca de 24 t CO₂/t H₂, valor praticamente equivalente ao da rota do carvão (IEA, 2024). Dessa forma, a rota eletrolítica só é efetivamente de baixo carbono quando alimentada por fontes renováveis, condição atendida pelo sistema fotovoltaico dedicado proposto neste trabalho.

Além do uso direto como combustível ou vetor energético, o hidrogênio também pode ser utilizado como matéria-prima para a produção de combustíveis sintéticos e produtos químicos. A IRENA destaca que derivados como amônia, metanol e combustíveis sintéticos podem ampliar as possibilidades de transporte e armazenamento do hidrogênio, permitindo sua utilização em setores como transporte marítimo, aviação e indústria química (IRENA, 2023). Apesar dessas perspectivas promissoras, tanto a IRENA quanto a IEA apontam que a consolidação de uma economia baseada em hidrogênio ainda enfrenta desafios relevantes, incluindo os altos custos de produção do hidrogênio verde, a necessidade de expansão da infraestrutura de transporte e armazenamento e as perdas energéticas associadas às múltiplas etapas de conversão (IEA, 2025; IRENA, 2023).

2.2 Eletrolisador

O eletrolisador é o componente responsável por produzir hidrogênio a partir da eletrólise da água, ou seja, pela quebra da molécula de água, em hidrogênio e oxigênio por meio de energia elétrica.

As reações eletroquímicas descritas podem ser representadas pelas semirreações do ânodo e do cátodo aplicadas ao caso da PEMEC e pela reação global a seguir:



Água é fornecida no ânodo, onde sofre oxidação e se decompõe em oxigênio (O_2), prótons (H^+) e elétrons. Os prótons atravessam a membrana polimérica, que conduz íons mas isola eletricamente os eletrodos, enquanto os elétrons percorrem o circuito externo. No cátodo, prótons e elétrons se recombinaem e formam o gás hidrogênio H_2 (SANGTAM; PARK, 2023). Seu esquema representativo pode ser observado pela Figura 7.

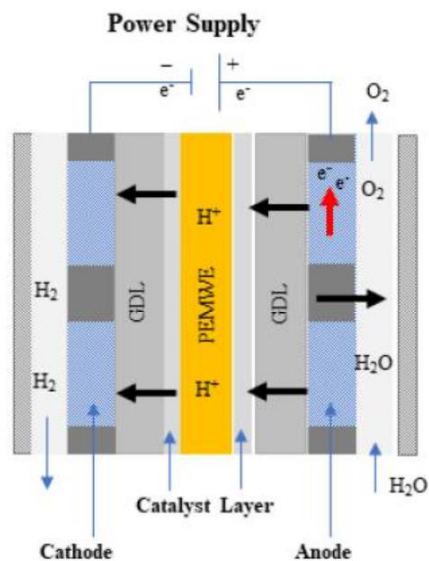


Figura 7 – Esquema de funcionamento do eletrolisador PEMEC

Atualmente, três principais tecnologias de eletrolisadores são utilizadas para a produção de hidrogênio: a eletrólise alcalina, a eletrólise por membrana de troca de prótons (PEMEC) e a eletrólise de óxido sólido (SOEC). Cada uma dessas tecnologias apresenta características específicas em termos de eficiência, densidade de corrente, temperatura de operação e custos

de investimento (NEBEY, 2026). A Tabela 3 apresenta uma comparação entre as principais características dessas tecnologias.

Tabela 3 – Comparação entre as principais tecnologias de eletrolisadores (adaptado de NEBEY, 2026)

Característica	Alcalina	PEMEC	SOEC
Temperatura de operação	60–90 °C	50–80 °C	650–850 °C
Densidade de corrente	0,2–0,6 A/cm ²	1,0–3,0 A/cm ²	0,5–1,5 A/cm ²
Eficiência elétrica (sistema)	60–70 %	65–75 %	75–85 %
Pressão de operação	1–30 bar	10–40 bar	1–10 bar
Maturidade tecnológica	Madura (comercial)	Em expansão	Em desenvolvimento

O eletrolisador de membrana de troca de prótons (PEMEC) destaca-se por operar em baixas temperaturas e apresentar elevada densidade de corrente, características que o tornam adequado para integração com sistemas fotovoltaicos residenciais. Seu funcionamento baseia-se na dissociação da água em hidrogênio e oxigênio por meio de reações eletroquímicas que ocorrem nos eletrodos, separados por uma membrana polimérica condutora de prótons (NEBEY, 2026).

O desempenho do PEMEC depende de fatores como temperatura de operação, densidade de corrente, condutividade da membrana e eficiência dos catalisadores. Estudos do National Renewable Energy Laboratory (NREL) indicam que a redução da espessura da membrana e o desenvolvimento de catalisadores com menor teor de metais nobres são fundamentais para aumentar a eficiência e reduzir custos. Em aplicações residenciais, a integração do eletrolisador com painéis fotovoltaicos permite utilizar o excedente de geração para produção de hidrogênio, ampliando o aproveitamento da energia solar disponível (NREL, 2022).

A membrana utilizada nos PEMEC é tipicamente composta por Nafion, um polímero perfluorossulfonado que oferece elevada condutividade protônica e estabilidade química, permitindo a operação em elevadas densidades de corrente. Isso confere ao PEMEC vantagens em relação às demais tecnologias para integração com fontes renováveis intermitentes, como os sistemas fotovoltaicos (NI et al., 2008).

2.3 Células a combustível

A célula a combustível é um dispositivo eletroquímico que converte energia química em elétrica por meio de reações de oxidação e redução nos eletrodos. As reações eletroquímicas

envolvidas na operação da célula de tipo PEMFC são descritas pelas semirreações no ânodo e no cátodo e pela reação global:



Ocorre a oxidação do combustível (hidrogênio) no ânodo e redução do oxidante (ar) no cátodo. Entre eles, há um eletrólito, responsável por conduzir íons e manter o isolamento elétrico, o movimento desses elétrons que percorrem o circuito é o que gera eletricidade (WANG; LUO, 2021). O esquema representativo pode ser observado pela Figura 8.

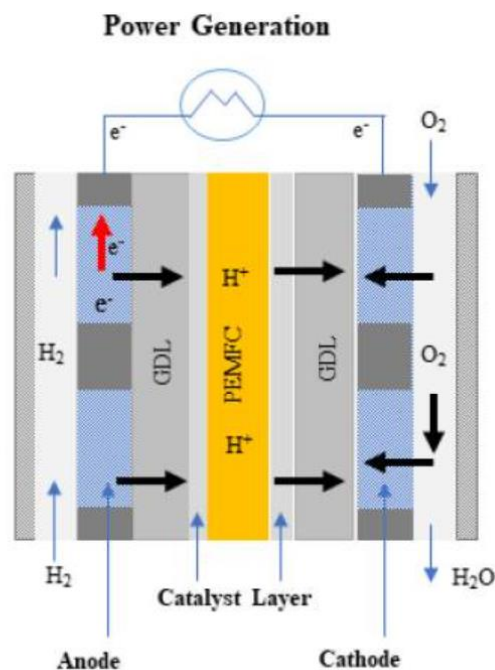


Figura 8 – Esquema de funcionamento da célula a combustível

Existem diferentes tipos de células variando de acordo com material do eletrólito, temperatura de operação e tolerância a impurezas. As principais são: alcalinas (AFC), de ácido fosfórico (PAFC), de carbonato fundido (MCFC), de membrana polimérica (PEMFC) e de óxido sólido (SOFC) (FCHEA, 2019).

De acordo com o Departamento de Energia dos Estados Unidos (DOE, 2023) e a Fuel Cell & Hydrogen Energy Association (FCHEA, 2019), as PEMFCs apresentam eficiência elétrica típica entre 40% e 60%, podendo alcançar valores superiores quando há aproveitamento térmico. Entretanto, seu desempenho é influenciado por perdas internas associadas aos processos de ativação eletroquímica, resistência ôhmica e limitações de transporte de massa. A

Tabela 4 apresenta uma comparação entre os principais tipos de células a combustível de acordo com FCHEA, 2019

Tabela 4 – Características dos principais tipos de células a combustível (DOE, 2023; FCHEA, 2019)

Tipo	Eletrólito	Temperatura	Eficiência elétrica	Combustível	Aplicações típicas
AFC	Hidróxido de potássio (KOH)	60–90 °C	≈ 60 % (80–90 % com CHP)	H ₂ puro	Espacial, militar
PAFC	Ácido fosfórico	150–200 °C	40 % (até 85 % com CHP)	H ₂ (tolera reformado)	Geração distribuída, CHP
MCFC	Carbonato fundido	600–700 °C	50–60 % (70–80 % com CHP)	H ₂ , gás natural, biogás	Geração estacionária
PEMFC	Membrana polimérica (Nafion)	60–80 °C	40–60 %	H ₂ puro	Transporte, residencial, portátil
SOFC	Cerâmica (YSZ)	600–1000 °C	50–60 % (70–80 % com CHP)	H ₂ , gás natural, CO	Estacionária, CHP, industrial

A célula a combustível do tipo PEMFC converte a energia química do hidrogênio em energia elétrica por meio de reações eletroquímicas controladas. Essas células operam em temperaturas relativamente baixas e apresentam rápida resposta dinâmica, características que favorecem sua aplicação em sistemas residenciais. Trata-se, ainda, de uma das tecnologias de célula a combustível mais maduras e comercialmente consolidadas, com aplicações consolidadas em mobilidade e em geração estacionária de pequeno porte. Em contrapartida, o catalisador de platina empregado nos eletrodos é altamente sensível à presença de monóxido de carbono (CO): mesmo em concentrações da ordem de poucas partes por milhão, o CO adsorve preferencialmente nos sítios ativos do catalisador, bloqueando-os e reduzindo o desempenho da célula envenenando o catalisador. Por esse motivo, a PEMFC requer hidrogênio de elevada pureza, o que torna a rota de produção por eletrólise particularmente vantajosa frente às rotas de reforma, nas quais o gás resultante pode conter traços de CO.

3 Modelagem

As equações utilizadas no modelo são fundamentadas na Primeira Lei da Termodinâmica e são adaptadas conforme as características de cada componente do sistema.. Cada elemento é tratado como um volume de controle, para o qual se aplicam os balanços de massa e de energia apropriados.

De forma geral, para um volume de controle em regime transiente, a conservação de massa e a Primeira Lei da Termodinâmica são expressas, respectivamente, pelas Equações (5) e (6)

$$\frac{dm}{dt} = \sum \dot{m}_i - \sum \dot{m}_o \quad (8)$$

$$\frac{dE_t}{dt} = \pm \dot{Q} \pm \dot{W} + \sum \dot{m}_i h_i - \sum \dot{m}_o h_o \quad (9)$$

onde os subscritos *i* e *o* indicam, respectivamente, as correntes que entram e saem do volume de controle, $\dot{m}$ é a vazão mássica, *h* a entalpia específica, $\dot{Q}$ a taxa de transferência de calor e $\dot{W}$ a potência associada ao volume de controle,

3.1 Hipóteses e considerações do modelo

Para obtenção dos dados e modelagem termodinâmica dos componentes, são feitas algumas hipóteses e simplificações:

- O perfil de demanda elétrica utilizou dados dos estados por falta dos dados específicos para as cidades correspondentes. O perfil obtido é explicado na seção 4.1 da metodologia.
- Os dados meteorológicos das estações locais de medição do INMET são consideradas como representativos das cidades.
- Variações de energia cinética e potencial são desprezadas;
- Os componentes são considerados termicamente isolados com operação modelada nom regime quase estacionário ou permanente, com exceção do tanque de armazenamento que em regime transiente
- O gás natural fornecido ao sistema é considerado metano puro (CH₄). A vazão de $9,693 \times 10^{-6}$ kg/s corresponde ao valor nominal de projeto, vazão máxima do reformador.
- Os gases são tratados como ideais
- O compressor opera com eficiência isentrópica constante de 85% (SARAVANAMUTTOO, 2017)

- Os trocadores de calor operam com efetividade constante de 80% (NI; LEUNG; LEUNG, 2008)
- O sistema opera na mesma frequência da rede elétrica
- A razão vapor-carbono (*steam-to-carbon*) no processo de reforma a vapor é igual a 3,2 (CARVALHO, 2025)
- A alimentação de hidrogênio no ânodo da PEMFC usa estequiometria de 1,15 (HOSSEINI; DINCER, 2013):
- A alimentação de oxigênio no cátodo usa estequiometria de 2,0, com ar seco de razão molar $N_2/O_2 = 3,762$ (21 % O_2) (PUKRUSHPAN; STEFANOPOULOU; PENG, 2002)
- O PEMEC opera a uma temperatura fixa de 80 °C (NI; LEUNG; LEUNG, 2008)
- A PEMFC opera a uma temperatura fixa de 70 °C (CORREA, 2004)

3.2 Componentes

O modelo proposto é composto por painéis fotovoltaicos, eletrolisador, compressor, tanque de armazenamento, trocadores de calor, reformador e uma célula a combustível do tipo PEMFC. O sistema proposto segue o seguinte esquema da Figura 9.

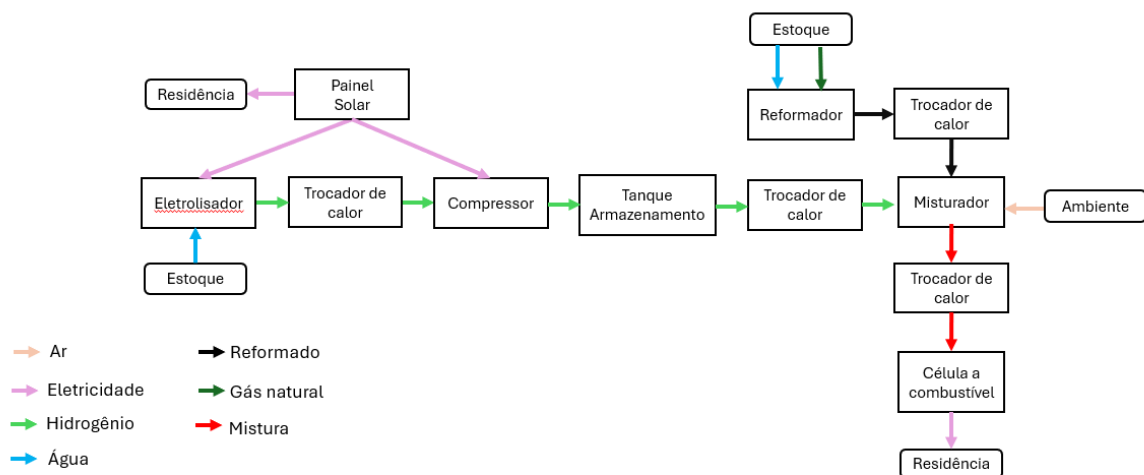


Figura 9 – Visão esquemática do sistema proposto

Os painéis solares são responsáveis por suprir prioritariamente a demanda elétrica da residência. Quando a geração supera o consumo, o excedente é direcionado ao eletrolisador PEMEC, dando início à reação de eletrólise, dissociando água em hidrogênio e oxigênio, caracterizando a produção de hidrogênio verde. O hidrogênio produzido é inicialmente resfriado em um trocador de calor e, em seguida, passa por um processo de compressão até atingir as condições adequadas para armazenamento em tanque pressurizado. Esse armazenamento permite que a energia excedente gerada ao longo do dia seja utilizada posteriormente em momentos de menor disponibilidade solar.

Quando a geração fotovoltaica não é suficiente para atender à demanda, o sistema opera na fase de descarga, utilizando células a combustível do tipo PEMFC. Nessa etapa, o hidrogênio armazenado é liberado para servir de combustível na PEMFC, e adicionalmente gás natural e vapor de água são encaminhados para um reformador para produzir mais hidrogênio. Nele ocorre a reforma a vapor, resultando na produção de hidrogênio adicional, além de monóxido e dióxido de carbono, vapor e metano residual, afim de suprir a demanda de energia.

Na sequência, a mistura passa por um reator de deslocamento gás-água (*water-gas shift* - WGS), no qual o monóxido de carbono reage com o vapor de água, formando dióxido de carbono e hidrogênio adicional, o que reduz de maneira significativa a concentração de CO. Esta etapa é fundamental para reduzir o teor de monóxido de carbono a níveis compatíveis com a operação da PEMFC, onde logo após a mistura é conduzida a um trocador de calor, de forma a ajustar sua temperatura às condições adequadas de operação da célula a combustível.

O hidrogênio proveniente do reformador é então misturado ao hidrogênio previamente armazenado e utilizado como combustível na PEMFC, enquanto ar atmosférico é fornecido como oxidante, permitindo a ocorrência das reações eletroquímicas responsáveis pela geração de eletricidade.

3.2.1 Sistema Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico consiste em uma combinação de células conectadas em série e em paralelo, de modo a produzir os níveis desejados de corrente e tensão elétrica. Radiação solar, temperatura, velocidade do vento e a área das placas são os parâmetros principais de entrada que interferem na produção dos painéis solares, gerando uma determinada potência conforme o esquema a seguir da Figura 10.

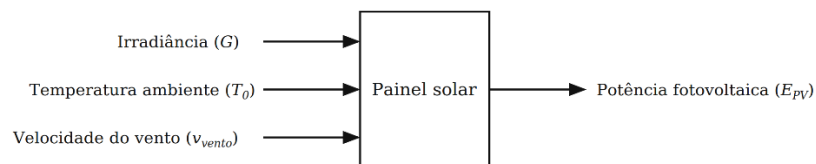


Figura 10 – Diagrama de volume de controle do painel fotovoltaico

Para realizar a análise energética, é necessário avaliar a quanto da energia solar incidente é convertida em energia útil, ou seja, a potência elétrica gerada. A potência fornecida pelos painéis é modelada de acordo com HOSSEINI e DINCER (2013), levando em conta fatores meteorológicos, assim como, fatores geométricos das placas.

Para o cálculo da potência, analisa-se a curva corrente-tensão (I-V), dadas pelas equações de (DE SOTO et al., 2006):

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{q \cdot (V + I \cdot R)}{\gamma \cdot k_b \cdot T_{cel}}\right) - 1 \right] \quad (10)$$

Sendo I a corrente elétrica em A, os demais parâmetros são I_L a corrente fotogerada em A, I_0 é a corrente de saturação reversa em A, q é a carga do elétron em C, V é a tensão em V, R é a resistência elétrica em Ω , γ é o fator de forma adimensional, k_b é a constante de Boltzmann em $m^2 \cdot kg / (s^2 \cdot K)$, e T_{cel} é a temperatura da célula fotovoltaica em K.

A corrente gerada I_L depende da irradiância solar e da temperatura da célula, sendo expressa pela Eq. (11):

$$I_L = \left(\frac{G}{G_{ref}} \right) \cdot [I_{L,ref} + k_t \cdot (T_{cel} - T_{ref})] \quad (11)$$

Onde G é a irradiância solar em kW/m^2 , G_{ref} é a irradiância de referência nas condições de projeto (pressão ambiente e 25 °C), $I_{L,ref}$ é a corrente fotogerada obtida a partir dos dados do fabricante em A, e k_t é o coeficiente de temperatura fornecido pelo fabricante em $A/^\circ C$.

A corrente de saturação reversa é descrita pela Eq. (12):

$$I_0 = I_{L,ref} \cdot \exp\left(-\frac{q \cdot V_{oc}}{k_b \cdot \gamma \cdot T_{ref}}\right) \left(\frac{T_{cel}}{T_{ref}}\right)^3 \cdot \exp\left(\frac{q \cdot \varepsilon}{k_b \cdot a} \left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T_{cel}}\right)\right) \quad (12)$$

Onde V_{oc} é a tensão de circuito aberto em V, ε é o fator de difusão do diodo (adimensional) e a é o fator de ideal (adimensional).

Demais parâmetros como a temperatura ambiente e a velocidade do vento interferem no desempenho do sistema fotovoltaico por meio da temperatura da célula, conforme a Eq. (13)

$$T_{cel} = 0,943 \cdot T_0 + 0,028 \cdot G - 1,528 \cdot v_{vento} + 4,3 \quad (13)$$

Onde v_{vento} é a velocidade do vento em m/s.

O fator de forma γ é dado pelo produto do fator ideal a , pelo número de módulos conectadas em série NS e pelo número de células conectadas em série em cada módulo NCS , seguindo a Eq. (14) (HOSSEINI; DINCER, 2013):

$$\gamma = a \cdot NS \cdot NCS \quad (14)$$

A partir das equações que descrevem o comportamento corrente–tensão (I–V) do módulo fotovoltaico, é possível determinar a potência elétrica gerada pela placa. É definida pelo produto entre a tensão e a corrente elétrica, conforme a Eq. (15) (HOSSEINI; DINCER, 2013).

$$P_{PV} = V \cdot I \quad (15)$$

Ao utilizar o modelo elétrico do painel, simula-se o comportamento do módulo para diferentes valores de tensão, obtendo-se as correspondentes correntes elétricas e, conseqüentemente, diferentes valores de potência. A condição de operação que maximiza esse produto define o ponto de máxima potência do módulo fotovoltaico.

Por outro lado, $\dot{E}_{PV}$ é a potência proveniente dos painéis fotovoltaicos em kW, determinada pela irradiância solar e pela área total do sistema fotovoltaico, sendo expressa pela Eq. (16) (HOSSEINI; DINCER, 2013)

$$\dot{E}_{PV} = G \cdot A_t \quad (16)$$

A área total do sistema fotovoltaico é calculada conforme a Eq. (17) (HOSSEINI; DINCER, 2013):

$$A_t = N_s \cdot N_p \cdot A_{cel} \quad (17)$$

Sendo N_p é o número de módulos conectados em paralelo e A_{cel} é a área do módulo fotovoltaico em m^2 .

A partir da potência elétrica gerada e da energia solar incidente, é possível determinar a eficiência do painel fotovoltaico, definida como a razão entre a potência elétrica útil produzida e a potência solar incidente, dada por (HOSSEINI; DINCER, 2013)

$$\eta = \frac{P_{PV}}{\dot{E}_{PV}} \quad (18)$$

3.2.2 Eletrolisador

O eletrolisador é responsável pela produção de hidrogênio por meio da eletrólise da água, utilizando a energia elétrica excedente gerada pelo sistema fotovoltaico. O hidrogênio produzido é então direcionado ao sistema de armazenamento, enquanto o oxigênio é liberado como subproduto do processo, conforme o fluxo apresentado na Figura 11

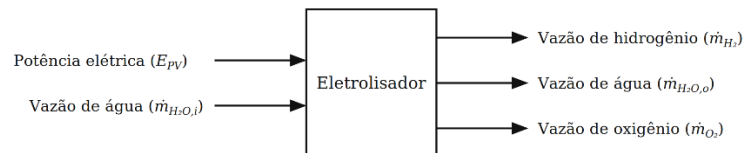


Figura 11 – Diagrama de volume de controle do eletrolisador

O excedente de energia gerado pelo sistema fotovoltaico deve fornecer a potência elétrica mínima necessária para ocorrer a reação eletroquímica, cuja tensão de operação é dada pela equação de Nernst, a qual relaciona o potencial eletroquímico com as condições de temperatura e pressão do sistema (Ni et al., 2008).

$$E_n = -\frac{\Delta G}{n_e F} \quad (19)$$

Onde E_n é o potencial de Nernst (V), ΔG é a variação da energia livre de Gibbs da reação (J/mol), n_e é o número de elétrons transferidos e F é a constante de Faraday (96.485 C/mol).

Considerando a influência da temperatura e das pressões parciais dos reagentes e produtos e para sistemas baseados na reação hidrogênio–oxigênio, a expressão pode ser escrita como:

$$E_n = -\frac{\Delta G^0}{n_e F} - \frac{\bar{R}T}{n_e F} \ln \left(\frac{P_{H_2O}}{P_{H_2}(P_{O_2})^{1/2}} \right) \quad (20)$$

Onde $\bar{R}$ é a constante universal dos gases em J/(mol·K), T é a temperatura de operação da PEMEC em K e P_{H_2} , P_{O_2} e P_{H_2O} representam as pressões parciais, em atm, dos componentes envolvidos na reação.

No caso de eletrolisadores do tipo PEMEC, o potencial reversível pode ser aproximado por uma relação empírica dependente da temperatura (Ni et al., 2008):

$$E_n = 1,229 - 8,5 \times 10^{-4}(T - T_0) \quad (21)$$

Contudo, o sistema apresenta perdas associadas à ativação eletroquímica e à resistência ôhmica dos componentes, tornando necessário o fornecimento de uma tensão e, conseqüentemente, de uma potência elétrica superiores àquelas previstas pela equação de Nernst. Assim, a tensão real de operação do eletrolisador PEMEC pode ser expressa como (NI et al., 2008):

$$V_{PEMEC} = E_n + V_{act} + V_{ohm} \quad (22)$$

As perdas de ativação estão associadas à energia necessária para vencer a barreira cinética das reações eletroquímicas que ocorrem nos eletrodos, sendo predominantes em baixas densidades de corrente. Elas podem ser representadas pela equação de Butler–Volmer (NI; LEUNG; LEUNG, 2008) Eq. (21), que relaciona a densidade de corrente j ao sobrepotencial de ativação.

$$j = j_0 \left[\exp \left(\frac{E_a n_e F \eta_{act}}{\bar{R}T} \right) - \exp \left(-\frac{E_c n_e F \eta_{act}}{\bar{R}T} \right) \right] \quad (23)$$

Onde j é a densidade de corrente no eletrodo em A/m², j_0 é a densidade de corrente de troca em A/m², E_a e E_c representam parâmetros associados à ativação eletroquímica, onde os subscritos a e c indicam, respectivamente, anodo e cátodo. O termo η_{act} é o sobrepotencial de ativação em V, n_e é o número de elétrons transferidos, F é a constante de Faraday, $\bar{R}$ é a constante universal dos gases e T é a temperatura absoluta da PEMEC. Os termos exponenciais representam, respectivamente, as reações de oxidação (anódica) e redução (catódica).

Para facilitar a implementação numérica, a equação de Butler–Volmer pode ser rearranjada para expressar diretamente o sobrepotencial de ativação. Considerando a contribuição dos eletrodos anódico e catódico, obtém-se:

$$V_{act} = V_{act,a} + V_{act,c} \quad (24)$$

$$V_{act,i} = \frac{\bar{R}T}{F} \ln \left(\frac{j}{2j_{0,i}} + \sqrt{\left(\frac{j}{2j_{0,i}} \right)^2 + 1} \right) \quad (25)$$

A densidade de corrente de troca j_0 representa a facilidade com que a reação eletroquímica ocorre na superfície do eletrodo, depende da microestrutura do eletrodo e das condições de operação, como temperatura, pressão e composição gasosa. Com base em observações experimentais, essa dependência pode ser representada por:

$$j_{0,a} = \lambda_a \left(\frac{P_{H_2}}{P_0} \right) \left(\frac{P_{H_2O}}{P_0} \right) \exp\left(-\frac{E_a}{\bar{R}T}\right) \quad (26)$$

$$j_{0,c} = \lambda_c \left(\frac{P_{O_2}}{P_0} \right)^{0.25} \exp\left(-\frac{E_c}{\bar{R}T}\right) \quad (27)$$

Em modelos simplificados, a dependência com a composição gasosa pode ser desprezada, resultando em:

$$j_{0,i} = j_{ref,i} \exp\left(-\frac{E_i}{\bar{R}T}\right) \quad (28)$$

Além das perdas de ativação, o eletrolisador apresenta perdas ôhmicas, que decorrem da resistência à passagem de corrente elétrica pelos eletrodos e da resistência à condução de

prótons através da membrana, sendo proporcionais à densidade de corrente. Essas perdas podem ser descritas por (Ni et al., 2008):

$$V_{ohm} = jR \quad (29)$$

No caso de eletrolisadores do tipo PEMEC, a resistência efetiva da membrana depende da condutividade protônica, que varia com o conteúdo de água da membrana. A resistência equivalente pode ser expressa por:

$$R_{PEMEC} = \int_0^{\delta} \frac{dx}{\sigma[\lambda(x)]} \quad (30)$$

Onde a condutividade iônica é dada por:

$$\sigma[\lambda(x)] = (0,5139\lambda(x) - 0,326)\exp\left[1268\left(\frac{1}{303} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (31)$$

O conteúdo de água na membrana pode ser aproximado por:

$$\lambda(x) = \frac{\lambda_a - \lambda_c}{\delta} x + \lambda_c \quad (32)$$

Onde λ representa o conteúdo de água na membrana, δ é a espessura da membrana em m.

Assim, a potência elétrica que deve ser fornecida ao eletrolisador para a produção de hidrogênio é dada pela equação (NI et al., 2008):

$$P_{el} = j A V_{PEMEC} \quad (33)$$

Sendo A a área de célula eletrolítica em m².

A produção de hidrogênio em eletrolisadores do tipo PEMEC é descrita com base na Lei de Faraday, que estabelece uma relação direta entre a carga elétrica aplicada e a quantidade de substância produzida. A vazão molar de hidrogênio gerado pode, então, ser determinada por (NI et al., 2008):

$$\dot{n}_{H_2} = \eta_f \cdot \frac{n_{cel} \cdot I}{n_e \cdot F} \quad (34)$$

onde n_{cel} é o número de células, I é a corrente elétrica, n_e é o número de elétrons envolvidos na reação e F é a constante de Faraday.

A partir da estequiometria da reação de eletrólise da água, é possível estabelecer a relação entre as espécies envolvidas, mostrando que a produção de hidrogênio está diretamente associada ao consumo de água e à geração de oxigênio, conforme a Eq. (35)

$$\dot{n}_{H_2} = \dot{n}_{H_2O} = \frac{\dot{n}_{O_2}}{2} \quad (35)$$

Na produção real, nem toda a corrente aplicada é convertida em hidrogênio, a eficiência de Faraday (η_f) é definida como a razão entre a carga elétrica ideal e a carga elétrica real necessária para a geração de hidrogênio. Modelos empíricos disponíveis na literatura indicam que essa eficiência tende a aumentar com a densidade de corrente. Como adotado em Carvalho (2025), adota-se uma correlação empírica que considera a dependência da eficiência com a temperatura e a densidade de corrente, onde B_1 a B_5 são constantes empíricas, conforme:

$$\eta_f = B_1 + B_2 \cdot \exp\left(\frac{B_3 + B_4 \cdot T + B_5 \cdot T^2}{j}\right) \quad (36)$$

Tabela 5 – Parâmetros da eficiência de Faraday

Parâmetro	Valor
B_1	$4,50424 \times 10^{-5}$
B_2	1,02116
B_3	-247,26 [A/m ²]
B_4	2,06972 [A/ (m ² °C)]
B_5	-0,03571 [A/ (m ² °C ²)]

Dessa forma, a produção de hidrogênio em eletrolisadores PEMEC depende diretamente da corrente elétrica aplicada e da eficiência de Faraday, sendo esta influenciada pelas condições de operação, especialmente temperatura e densidade de corrente.

A eficiência adotada para o PEMEC é definida como a energia química do H₂ produzido dividida pela potência elétrica consumida na Equação (37):

$$\eta_{PEMEC} = \frac{\dot{m}_{H_2} \cdot PCI_{H_2}}{P_{el}} \quad (37)$$

3.2.3 Célula a combustível

A célula a combustível do tipo PEMFC é um dispositivo eletroquímico responsável pela conversão da energia química do hidrogênio em energia elétrica. O fluxo apresentado na Figura 12 é o inverso do eletrolisador processo ocorre por meio de reações de oxidação e redução em eletrodos separados por uma membrana polimérica condutora de prótons.

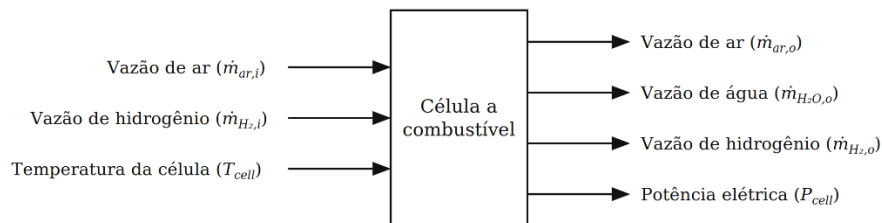


Figura 12 – Diagrama do volume de controle da célula a combustível

No ânodo, ocorre a oxidação do hidrogênio. Os prótons atravessam a membrana eletrolítica, enquanto os elétrons percorrem um circuito externo, gerando corrente elétrica. No cátodo, ocorre a redução do oxigênio. As semirreações e a reação global da célula já foram apresentadas na revisão bibliográfica.

De forma parecida com o eletrolisador, para o cálculo da potência elétrica fornecido pela célula a combustível, é necessário determinar a voltagem da célula a qual é dada pela equação de Nernst (CORREA, 2004):

$$E_n = E_0 - \frac{RT}{2F} \ln \left(\frac{P_{H_2O}}{P_{H_2} \cdot P_{O_2}^{1/2}} \right) \quad (38)$$

Onde E_0 é dado de forma empírica pela equação (CORREA, 2004):

$$E_0 = 1,253 - 2,4516 \cdot 10^{-4} \cdot T \quad (39)$$

E assim como no eletrolisador, o sistema apresenta perdas associadas à ativação eletroquímica, à resistência ôhmica e também por perdas de concentração dos componentes. Assim, a tensão real de operação da célula a combustível PEMFC pode ser expressa como (CORREA, 2004):

$$V_{PEMFC} = E_n - V_{act} - V_{ohm} - V_{conc} \quad (40)$$

A temperatura de operação da célula a combustível é representada por T_{cell} , enquanto p_{H_2} e p_{O_2} correspondem às pressões parciais de hidrogênio e oxigênio, respectivamente. Essas pressões são determinadas a partir das relações apresentadas nas Equações (38) e (39) (ROWE; XIANGUO, 2001):

$$p_{H_2} = \frac{1 - \frac{P_{H_2O}^{sat}}{P_{an}}}{1 + \left(\frac{x_a}{2}\right)(1 + \delta_a S_{H_2}^{-1})} \cdot P_{an} \quad (41)$$

$$p_{O_2} = \frac{1 - \frac{P_{H_2O}^{sat}}{P_{cat}}}{1 + \left(\frac{x_c}{2}\right)(1 + \delta_c S_{O_2}^{-1})} \cdot P_{cat} \quad (42)$$

Nessas expressões, S_{H_2} e S_{O_2} representam as estequiometrias do hidrogênio no ânodo e do oxigênio no cátodo, respectivamente. As variáveis x_a e x_c correspondem às razões molares do gás seco no ânodo e no cátodo, calculadas pelas Equações (40) e (41) (ROWE; XIANGUO, 2001):

$$x_a = \frac{x_{N_2} + x_{CO_2} + x_{CH_4} + x_{CO}}{x_{H_2} + x_{CO} + 4x_{CH_4}} \quad (43)$$

$$x_c = 3,762 \quad (44)$$

A pressão de saturação da água $P_{H_2O}^{sat}$, expressa em atm, é obtida por meio da Equação (45), que depende da temperatura da célula em graus Celsius (ROWE; XIANGUO, 2001):

$$\log P_{H_2O}^{sat} = -2,1794 + 0,02953(T_{cell} - 273,15) - 9,1837 \times 10^{-5}(T_{cell} - 273,15)^2 + 1,4454 \times 10^{-7}(T_{cell} - 273,15)^3 \quad (45)$$

Para o cálculo das perdas por ativação, utiliza-se o modelo empírico apresentado na Equação (46) (MANN; AMPHLETT, 2000):

$$V_{act} = \xi_1 + \xi_2 T_{cell} + \xi_3 T_{cell} \log(C_{O_2}) + \xi_4 T_{cell} \log(i) \quad (46)$$

Os coeficientes ξ_i são parâmetros dependentes da célula e baseados em fundamentos cinéticos, termodinâmicos e eletroquímicos. Neste trabalho, adotam-se os valores $\xi_1 = -0,948$, $\xi_2 = 0,00354$, $\xi_3 = 7,6 \times 10^{-5}$ e $\xi_4 = -1,93 \times 10^{-4}$ (CORREA, 2004). A concentração de oxigênio C_{O_2} , em mol/cm³, é determinada por (CHEN; TZENG, 2010).

:

$$C_{O_2} = \frac{p_{H_2}}{5,08 \times 10^{-6} \exp\left(\frac{77}{T_{cell}}\right)} \quad (47)$$

As perdas ôhmicas são decorrentes da resistência à condução de prótons através da membrana e são calculadas por:

$$V_{ohm} = i(R_m + R_c) \quad (48)$$

Onde R_m é a resistência da membrana e R_c é uma resistência adicional associada à célula (CORREA, 2004).

A resistência da membrana é dada por:

$$R_m = \frac{\rho_m \cdot l}{A_{cell}} \quad (49)$$

Em que l representa a espessura da membrana, A_{cell} a área ativa e ρ_m a resistividade específica da membrana:

$$\rho_m = \frac{181,6}{\left[1 + 0,03j + 0,062 \left(\frac{T}{303}\right)^2 j^{2,5}\right]^{(\lambda - 0,634 - 3j)}} \exp\left[4,18 \left(\frac{T - 303}{T}\right)\right] \quad (50)$$

O parâmetro λ representa o conteúdo de água na membrana e depende da atividade da água a , sendo definido por:

$$\begin{aligned}\lambda &= 0,043 + 17,81a - 39,85a^2 + 36a^3 \text{ para } a \leq 1 \\ \lambda &= 14 + 1,4(a - 1) \text{ para } 1 < a \leq 3 \quad (51)\end{aligned}$$

A atividade da água é dada por:

$$a = \phi + 2s \quad (52)$$

onde ϕ é a umidade relativa e s a fração volumétrica de água líquida (JIAO; LI, 2011).

As perdas por concentração, ou perdas por transporte de massa, tornam-se relevantes em altas densidades de corrente, quando o consumo dos reagentes nos eletrodos supera a capacidade de reposição por difusão, reduzindo a concentração local de hidrogênio e oxigênio nos sítios de reação. São calculadas pela Eq. (53) (PUKRUSHPAN; STEFANOPOULOU, 2002):

$$V_{conc} = j \left(\frac{j}{j_{max}} \right)^{\beta_2} \beta_1 \quad (53)$$

Onde j_{max} é a densidade de corrente limite. O coeficiente β_2 é assumido igual a 2 (MERT; DINCER, 2007), enquanto β_1 é determinado por:

$$\beta_1 = (7,16 \times 10^{-4} T_{cell} - 0,622) \left(\frac{p_{O_2}}{0,1173} + P_{H_2O}^{sat} \right) - 1,45 \times 10^{-3} T_{cell} + 1,68 \quad (54)$$

para $\frac{p_{O_2}}{0,1173} + P_{H_2O}^{sat} < 2$, e

$$\beta_1 = (8,66 \times 10^{-5} T_{cell} - 0,068) \left(\frac{p_{O_2}}{0,1173} + P_{H_2O}^{sat} \right) - 1,60 \times 10^{-4} T_{cell} + 0,54 \quad (55)$$

para valores maiores ou iguais a 2.

As vazões mássicas nos eletrodos são descritas pela Equação (56), em kg/min (SPIEGEL, 2011):

$$\begin{aligned}
 \dot{m}_{ar,entra} &= 60 \cdot \frac{1}{r_{O_2}} \cdot \frac{S_{O_2}}{4F} \cdot M_{ar} \cdot i \cdot n_{cell} \\
 \dot{m}_{H_2,entra} &= 60 \cdot \frac{S_{H_2}}{2F} \cdot M_{H_2} \cdot i \cdot n_{cell} \\
 \dot{m}_{ar,sai} &= 60 \cdot \left[(S_{O_2} - 1)M_{O_2} + S_{O_2} \frac{1 - r_{O_2}}{r_{O_2}} M_{N_2} \right] \cdot \frac{i \cdot n_{cell}}{4F} \\
 \dot{m}_{H_2O,sai} &= 60 \cdot \frac{1}{2F} \cdot M_{H_2O} \cdot i \cdot n_{cell} \\
 \dot{m}_{H_2,sai} &= 60 \cdot \frac{1}{2F} (S_{H_2} - 1)M_{H_2} \cdot i \cdot n_{cell}
 \end{aligned} \tag{56}$$

A corrente elétrica é dada por (SPIEGEL, 2011):

$$i = j \cdot A_{cell} \tag{57}$$

A potência elétrica gerada pela célula é calculada por (SPIEGEL, 2011):

$$P_{cell} = V_{PEMFC} \cdot i \cdot n_{cell} \tag{58}$$

Por fim, a eficiência elétrica da célula a combustível é definida como (SPIEGEL, 2011):

$$\eta_{cell} = \frac{1}{S_{H_2}} \cdot \frac{V_{PEMFC}}{1,25} \tag{59}$$

3.2.4 Compressor

O compressor tem a função de elevar a pressão do hidrogênio, reduzindo seu volume específico, de modo a permitir seu armazenamento em condições adequadas. Para a determinação do trabalho de compressão, o hidrogênio é modelado como um gás ideal, e o processo de compressão é assumido como adiabático, com eficiência isentrópica.

Os parâmetros de entrada considerados são a vazão mássica de hidrogênio, a pressão e temperatura de hidrogênio na entrada do compressor. A partir desses dados, é possível determinar a temperatura de saída, o trabalho específico de compressão e a potência consumida pelo compressor a ser fornecida pela produção dos painéis solares. O esquema da Figura 13 exemplifica o fluxo analisado.

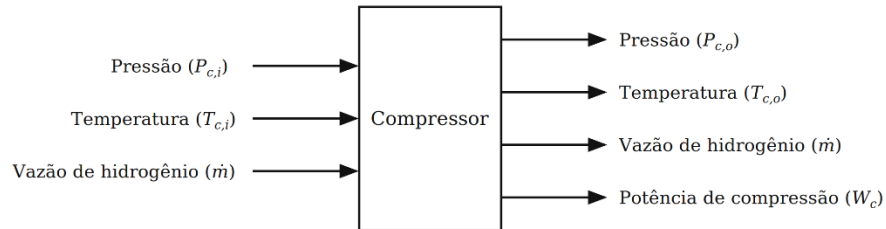


Figura 13 – Diagrama do volume de controle do compressor

Assume-se regime permanente e vazão mássica constante através de todos os estágios de compressão. A razão de pressões é dada conforme:

$$\beta_c = \left(\frac{P}{P_0}\right)^{\frac{1}{n_c}} \quad (60)$$

Sendo β_c é a razão de pressão a cada estágio, P_0 é a pressão de sucção do primeiro estágio em MPa, n_c é o número de estágios de compressão, e P é a pressão de armazenamento. Vale ressaltar que a pressão de entrada aumenta a cada estágio o que permanece constante entre os estágios é a razão de compressão.

A temperatura de saída do estágio é obtida a partir da relação isentrópica corrigida pela eficiência isentrópica, representando as perdas do sistema (ZHANG et al., 2013, 2014; FACCI et al., 2015).

$$T_{c,o} = T_{c,i} \left[1 + \frac{\frac{\gamma-1}{\beta_c^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}} - 1}{\eta_{ise}} \right] \quad (61)$$

Onde η_{ise} é a eficiência isentrópica e γ é a razão de calores específicos $\frac{c_p}{c_v}$. As temperaturas $T_{c,o}$ e $T_{c,i}$ são, respectivamente as temperaturas de saída e entrada do compressor.

O trabalho específico de compressão é calculado por:

$$w_c = c_p T_{c,i} \frac{\left(\beta_c^{\frac{\gamma-1}{\gamma}} - 1 \right)}{\eta_{ise}} \quad (62)$$

Onde c_p é o calor específico a pressão constante (kJ/(kg·K)).

Por fim, a potência total consumida no sistema de compressão em kW é dada por:

$$\dot{W}_c = \dot{m} w_c \quad (63)$$

Onde $\dot{m}$ é a vazão mássica do gás comprimido (kg/s) e w_c é o trabalho específico.

3.2.5 Tanque de armazenamento

A massa de hidrogênio armazenada no tanque varia ao longo do tempo em função dos processos de carga e descarga do sistema. Em determinados períodos, o tanque armazena hidrogênio produzido pelo eletrolisador, enquanto em outros o hidrogênio é liberado para suprir a célula a combustível. Dessa forma, o tanque de armazenamento opera em regime transiente, com variações simultâneas de massa, pressão e temperatura.

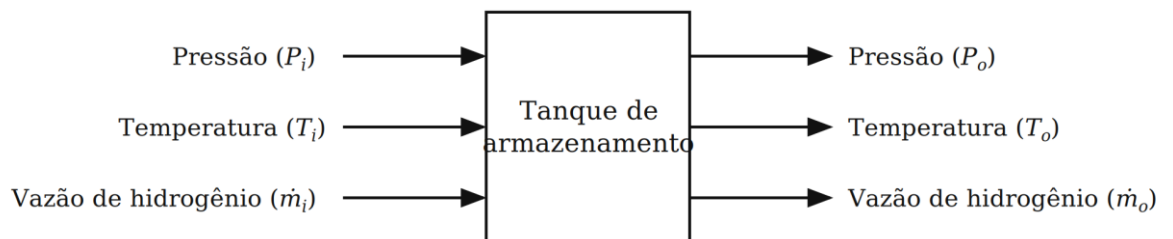


Figura 14 – Diagrama do volume de controle do de armazenamento

Nas equações a seguir, o subscrito *st* refere-se ao hidrogênio armazenado no tanque, e os subscritos *i* e *o* às condições de entrada e de saída, respectivamente. O escoamento é dado pela equação de conservação de massa, controlando a quantidade de hidrogênio disponível no tanque dado pela Eq. (64):

$$\frac{dm_{st}}{dt} = \dot{m}_i - \dot{m}_o \quad (64)$$

A Primeira Lei da Termodinâmica aplicada ao tanque de armazenamento é descrita pela seguinte equação:

$$\frac{d(m \cdot u)}{dt} = \dot{m}_i \cdot h_i - \dot{m}_o \cdot h_o - U_{stg} \cdot A_{stg} \cdot (T_{st} - T_0) \quad (65)$$

Onde u é a energia interna específica em kJ/kg, U é o coeficiente global de transferência de calor em kW/(m²·K), A é a área em m².

A simplificação da equação de estado de um gás ideal resulta na Eq. (66) (ZHANG et al., 2013, 2014; FACCI et al., 2015)

$$\frac{dP}{P} + \frac{dV}{V} - \frac{dT}{T} - \frac{dm}{m} = 0 \quad (66)$$

Onde V representa o volume do tanque em m³.

As Eqs. (65) e (66) são utilizadas para descrever as variações de temperatura e pressão no interior da câmara de armazenamento, conforme as Eqs. (67) e (68):

$$\frac{dT_{st}}{dt} = \frac{\dot{m}_i \cdot \gamma \cdot T_i + [(1-\gamma) \cdot \dot{m}_o - \dot{m}_i] \cdot T_{st}}{m_{st}} - \frac{U_{stg} \cdot A_{stg} \cdot (T_{st} - T_0)}{m_{st} \cdot c_v} \quad (67)$$

$$\frac{dP_{st}}{dt} = \frac{R_g \cdot c_p \cdot (\dot{m}_i \cdot T_i - \dot{m}_o \cdot T_o)}{V_{stg} \cdot c_v} - \frac{U_{stg} \cdot A_{stg} \cdot R_g \cdot (T_{st} - T_0)}{V_{stg} \cdot c_v} \quad (68)$$

3.2.6 Trocador de calor

Antes de cada etapa de compressão e expansão, é realizado um processo de troca de calor entre o hidrogênio e a água. O hidrogênio se comporta como o fluido quente, enquanto a água como o fluido frio conforme o esquema:

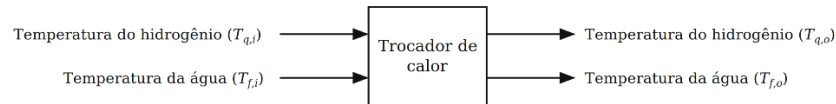


Figura 15 – Diagrama do volume de controle do trocador de calor

A queda de pressão no trocador de calor é desprezível, sendo considerado que a pressão de entrada é igual à pressão de saída. A efetividade do trocador de calor é utilizada nos cálculos conforme a seguinte equação (INCROPERA et al., 2011):

$$\varepsilon = \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_{max}} = \frac{C_q (T_{q,i} - T_{q,o})}{C_{min} (T_{q,i} - T_{f,i})} = \frac{C_f (T_{f,o} - T_{f,i})}{C_{min} (T_{q,i} - T_{f,i})} \quad (69)$$

Onde C é a capacidade térmica em kJ/K, o subscrito q refere-se ao lado quente, f ao lado frio e min à menor capacidade térmica entre os fluidos, e como aparece na equação a seguir o subscrito max à maior capacidade térmica entre os fluidos

A efetividade pode ser escrita como função do número de unidades de transferência de calor (NTU) e da razão entre as capacidades térmicas, conforme a Eq. (70):

$$\varepsilon = f \left(NTU, C_r = \frac{C_{min}}{C_{max}} \right) \quad (70)$$

O número de unidades de transferência de calor é um parâmetro adimensional utilizado para análise de trocadores de calor:

$$NTU = \frac{UA}{C_{min}} \quad (71)$$

Em uma configuração contracorrente, a efetividade pode ser expressa por:

$$\varepsilon = \frac{1 - \exp[-NTU(1 - C_r)]}{1 - C_r \exp[-NTU(1 - C_r)]} \quad (72)$$

Considerando o processo de compressão, as temperaturas de saída do hidrogênio e da água são calculadas por (INCROPERA et al., 2011):

$$T_{H_2,o} = (1 - \varepsilon) T_{H_2,i} + \varepsilon T_{agua,i} \quad (73)$$

$$T_{agua,o} = \varepsilon T_{H_2,i} + (1 - \varepsilon) T_{agua,i} \quad (74)$$

Considerando o processo de expansão, as temperaturas de saída do hidrogênio e da água são calculadas por (INCROPERA et al., 2011):

$$T_{H_2,o} = T_{H_2,i} + \varepsilon (T_{agua,i} - T_{H_2,i}) \quad (75)$$

$$T_{agua,o} = T_{agua,i} - \varepsilon (T_{agua,i} - T_{H_2,i}) \quad (76)$$

3.2.7 Reformador

O reformador é responsável pela conversão catalítica do gás natural em uma mistura rica em hidrogênio, que complementa o hidrogênio armazenado durante a fase de descarga do sistema. Gás natural e vapor de água são os insumos do processo, sendo o metano (CH_4) o principal componente do gás natural considerado. A Figura 16 a seguir ilustra os principais fluxos do componente;

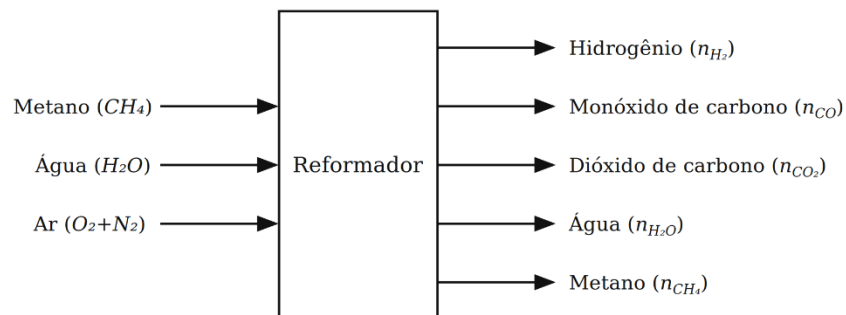
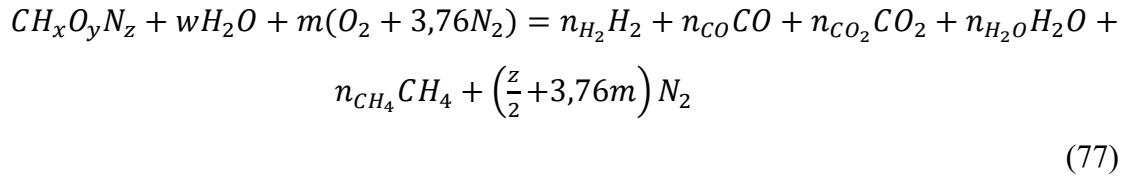


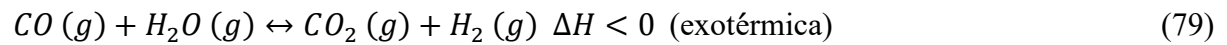
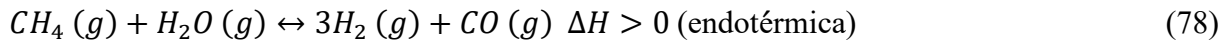
Figura 16 – Diagrama do volume de controle do reformador

A composição da corrente de entrada pode ser descrita por uma fórmula global do tipo $CH_xO_yN_z$, conforme a Eq. (77) (ZHAO et al., 2020):



Onde x, y e z representam os números de átomos de H, O e N por átomo de carbono no combustível, w é a razão vapor-carbono (S/C) e m é o número de mols de O_2 por mol de combustível.

Para o gás natural modelado como metano puro ($y = z = 0$, $x = 4$, $m = 0$), as reações de reforma a vapor e deslocamento água-gás (WGS) são, respectivamente, as Eqs. (78) e (79) (CHOUHAN et al., 2021):



O sistema apresenta cinco espécies desconhecidas (n_{H_2} , n_{CO} , n_{CO_2} , n_{H_2O} , n_{CH_4}), exigindo cinco equações para sua solução. Os balanços atômicos de carbono, hidrogênio e oxigênio fornecem as três primeiras equações, conforme as Eqs. (80) a (82) (SIMPSON; LUTZ, 2007; JARUNGTHAMMACHOTE; DUTTA, 2007;):

$$n_{CO} + n_{CO_2} + n_{CH_4} - 1 = 0 \quad (80)$$

$$2n_{H_2} + 2n_{H_2O} + 4n_{CH_4} - x - 2w = 0 \quad (81)$$

$$n_{CO} + 2n_{CO_2} + n_{H_2O} - w - 2m - y = 0 \quad (82)$$

O equilíbrio químico é descrito por constantes de equilíbrio determinadas pela minimização da energia livre de Gibbs. A expressão geral da constante de equilíbrio para um gás ideal é dada pela Eq. (83) (SMITH et al., 2007):

$$K = \prod_i x_i^{v_i} \cdot \left(\frac{P}{P_0}\right)^{\sum_i v_i} \quad (83)$$

Onde K é a constante de equilíbrio (adimensional), x_i é a fração molar da espécie i, v_i é o coeficiente estequiométrico e P_0 é a pressão de referência. A relação entre a constante de equilíbrio e a variação da energia livre de Gibbs padrão é dada pela Eq. (84) (SMITH et al., 2007):

$$\ln K = -\frac{\Delta G^0}{RT} \quad (84)$$

As duas equações de equilíbrio restantes, para a reforma a vapor (sr) e para o deslocamento água-gás (wgs), são expressas pelas Eqs. (85) e (86) :

$$K_{sr} \cdot n_{CH_4} \cdot n_{H_2O} - n_{CO} \cdot n_{H_2}^3 \cdot \left(\frac{P}{P_0}\right)^2 = 0 \quad (85)$$

$$K_{wgs} \cdot n_{CO} \cdot n_{H_2O} - n_{CO_2} \cdot n_{H_2} = 0 \quad (86)$$

Onde as constantes K_{sr} e K_{wgs} são expressas explicitamente pelas Eqs. (87) e (88):

$$K_{sr} = \frac{n_{CO} \cdot n_{H_2}^3}{n_{CH_4} \cdot n_{H_2O}} \cdot \left(\frac{P}{P_0}\right)^{-2} \quad (87)$$

$$K_{wgs} = \frac{n_{CO_2} \cdot n_{H_2}}{n_{CO} \cdot n_{H_2O}} \quad (88)$$

4 Metodologia

Uma análise de sensibilidade e desempenho do sistema híbrido fotovoltaico-hidrogênio é feita para as diferentes seis cidades selecionadas, Rio de Janeiro e São Paulo (Sudeste), Porto Alegre (Sul), Campo Grande (Centro-Oeste), Manaus (Norte) e Recife (Nordeste). As simulações numéricas do sistema foram realizadas utilizando uma rotina de cálculo no software MATLAB. Importante ressaltar que a análise foi conduzida com base em um ciclo anual completo, compreendendo os meses de janeiro a dezembro. Dessa forma, as análises feitas por estação geraram uma simplificação em relação às estações astronômicas, cujos limites não coincidem com o início e o fim de cada mês. Por consequência, as estações do ano foram definidas por meses completos, sendo o verão de janeiro a março, outono de abril a junho, inverno de julho a setembro e primavera de outubro a dezembro.

Os parâmetros de dimensionamento do sistema foram adaptados individualmente a cada localidade, buscando uma configuração mínima e suficiente que atenda à demanda residencial, aproveite o recurso solar disponível para a produção de hidrogênio e opere sem acúmulo e nem esgotamento do estoque de hidrogênio ao longo do ano. Os parâmetros que variam entre cidades, são os números de módulos do sistema fotovoltaico, número de células do PEMEC por estação, número de células da PEMFC e fração de hidrogênio fornecida pelo reformador.

A seguir segue uma descrição de como foram obtidos os dados meteorológicos, demanda elétrica e parâmetros utilizados no dimensionamento do sistema.

4.1 Demanda elétrica

O perfil de demanda elétrica residencial utilizado nas simulações foi obtido a partir do Anuário Estatístico de Energia Elétrica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2025). Para cada cidade analisada, foram utilizados os dados de consumo médio por consumidor (CMC) do setor residencial do ano de 2025, para cada mês do ano. O termo consumidor refere-se a uma unidade residencial individualmente ligada à rede elétrica, de modo que o consumo médio calculado representa o perfil de uma única residência típica.

Em seguida, os dados foram tratados para se obter um perfil horário da demanda. O perfil é construído multiplicando o fator de demanda médio mensal pelo perfil adimensional (p.u.) de 24 horas, utilizado por Carvalho (2025) e obtido de Francisquini (2006), que representa a curva típica de consumo residencial ao longo do dia para cada mês do ano. Este mensal foi obtido normalizando o CMC de cada mês pelo total de horas do mês correspondente, ou seja, 24 horas multiplicados pela quantidade de dias de cada mês.

Assim, pode ser obtido uma demanda que representa a carga horária média de uma residência típica para cada mês do ano. Por indisponibilidade de medições horárias diárias de consumo residencial, o perfil de demanda foi obtido a partir de dados médios mensais estaduais. Dessa forma, todos os dias de um mesmo mês compartilham o mesmo perfil diário de 24 horas, o que representa uma limitação do modelo a ser considerada na análise dos resultados.

Para ilustrar o perfil de demanda elétrica residencial obtido para o Rio de Janeiro, seguem os dados apresentados sob três perspectivas diferentes. A média anual horária revela o padrão típico de 24 horas: pouca demanda na madrugada, aumento a partir das 6h e pico entre 19h e 21h correspondente ao período noturno e o retorno dos moradores às suas residências, conforme a Figura 17.

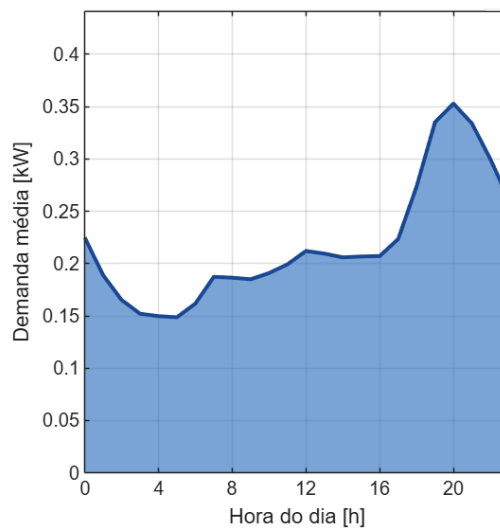


Figura 17 – Média anual horária da demanda elétrica residencial (Rio de Janeiro)

A comparação entre estações evidencia que a demanda de verão é superior à do inverno em praticamente todas as horas, reflexo do maior uso de ar-condicionado nos meses mais quentes, para o caso do Rio de Janeiro. O total mensal confirma essa sazonalidade, com os meses de maior calor concentrando os maiores consumos do ano, conforme as Figuras 18 e 19.

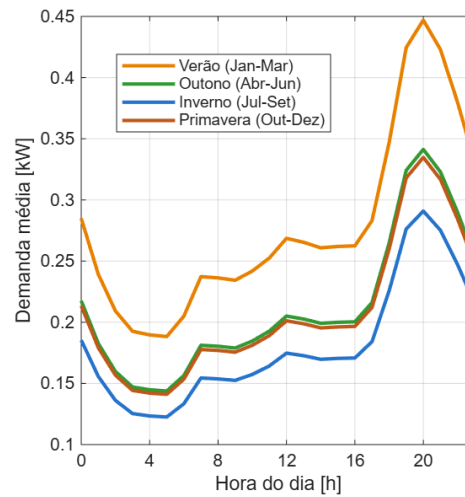


Figura 18 – Média horária por estação da demanda elétrica residencial (Rio de Janeiro)

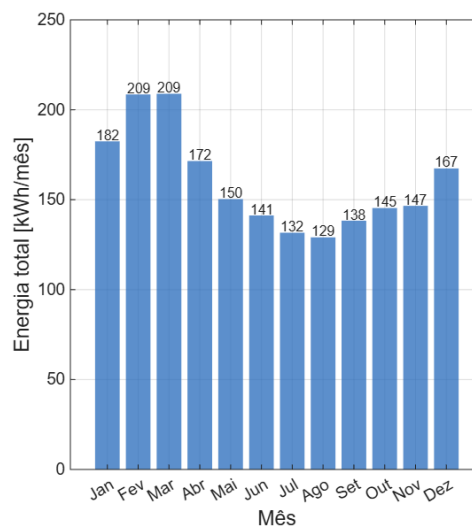


Figura 19 – Total mensal da demanda elétrica residencial (Rio de Janeiro)

4.2 Dados meteorológicos

Os dados meteorológicos utilizados nas simulações foram obtidos do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). Os dados correspondem a medições horárias do ano de 2021, totalizando 8.760 registros por cidade, provenientes de estações meteorológicas localizadas em cada cidade simulada, conforme apresentado na Tabela 6.

Tabela 6 – Estações INMET utilizadas por cidade

Cidade	Estação	Código (WMO)
Rio de Janeiro	Jacarepaguá	A636
São Paulo	Mirante	A701
Campo Grande	Campo Grande	A702
Porto Alegre	Porto Alegre	A801
Manaus	Manaus	A101
Recife	Recife	A301

As três variáveis meteorológicas extraídas foram: a irradiância global horizontal G [kJ/m^2], a temperatura do ar T [$^{\circ}\text{C}$] e a velocidade do vento v [m/s]. Essas variáveis alimentam diretamente o modelo fotovoltaico, conforme as equações da seção 3.2.1.

Os registros do INMET apresentaram uma defasagem de 4 horas entre o horário reportado para a primeira medição de radiação não nula e o horário esperado para o amanhecer para as cidades, sendo feito o deslocamento dos dados. Sem essa correção, os valores de irradiância, temperatura e velocidade do vento estariam associadas a horas incorretas do dia, comprometendo a simulação do perfil de geração fotovoltaica.

Foram identificados alguns registros ausentes em algumas estações. Para o preenchimento desses valores, foi utilizada a média horária mensal calculada a partir dos registros válidos disponíveis, assim para cada hora com registro nulo, substituiu-se o valor pela média daquela hora do dia no respectivo mês. No caso específico de Recife, onde o mês de dezembro apresentou falhas generalizadas no sensor de radiação, os valores foram estimados pela média entre os perfis mensais de novembro e janeiro. O conjunto de dados do Rio de Janeiro apresentou uma hora faltante no calendário (23h local de 1º de setembro), cujo valor foi estimado por interpolação linear entre os registros adjacentes.

As figuras a seguir apresentam diferentes o perfis de irradiância para o Rio de Janeiro. A média anual horária exibe o perfil de sino característico da irradiância solar, com máximo próximo ao meio-dia e valores nulos durante anoite, conforme a Figura 20.

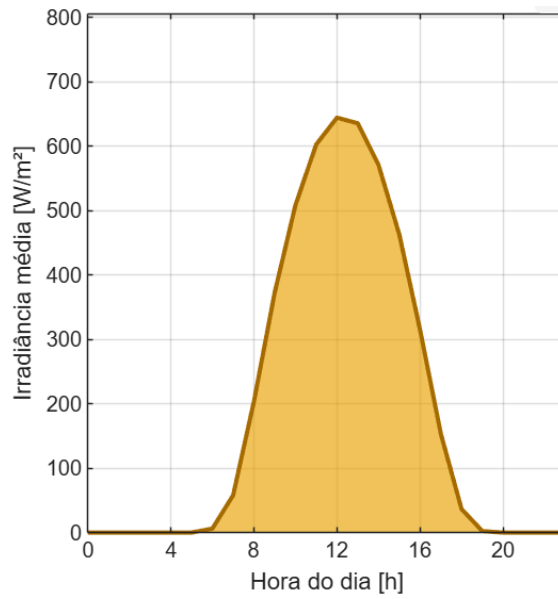


Figura 20 – Média anual horária de irradiação (Rio de Janeiro)

A análise por estação e o total mensal mostram que o verão possui a radiação máxima mais elevada, enquanto o outono apresenta perfil mais estreito e de menor intensidade. O total mensal mostra que os meses de verão acumulam as maiores irradiações, sendo justamente o período em que o excedente fotovoltaico disponível para a produção de hidrogênio é mais expressivo.

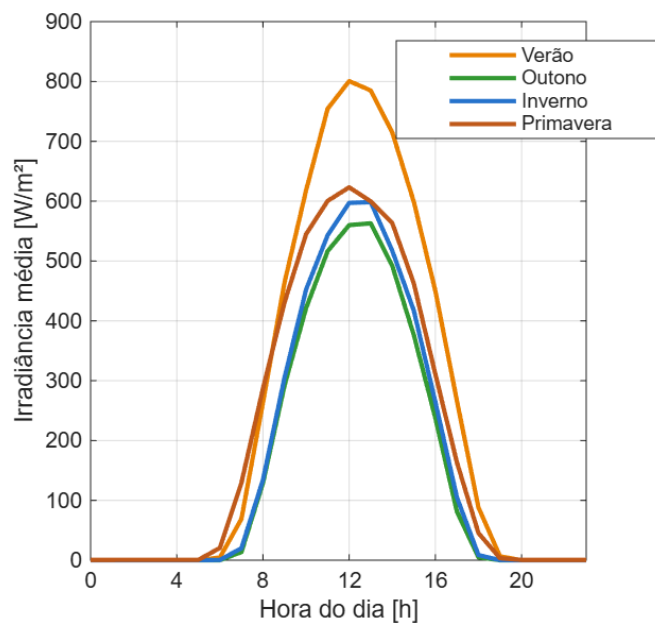


Figura 21 – Média horária por estação de irradiação (Rio de Janeiro)

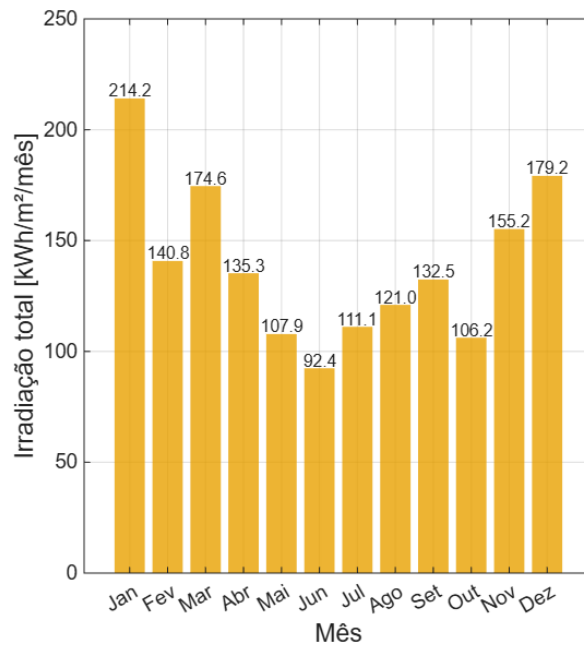


Figura 22 – Irradiação mensal total (Rio de Janeiro)

4.3 Parâmetros do sistema

Esta seção apresenta os parâmetros adotados na modelagem de cada componente do sistema.

4.3.1 Painel fotovoltaico

O módulo fotovoltaico adotado é o Canadian Solar CS3U-365P-AG, do tipo half-cut com 72 células por módulo. Os parâmetros elétricos foram obtidos do datasheet do fabricante em condições padrão de teste (STC: $G = 1.000 \text{ W/m}^2$ e $T = 25 \text{ °C}$), e os coeficientes do modelo de um diodo foram determinados segundo a metodologia de De Soto et al. (2006), conforme descrito na Seção 3.2.1.

Tabela 7 – Parâmetros do módulo fotovoltaico CS3U-365P-AG

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade	Fonte
Tensão de circuito aberto (STC)	V_{oc}	47,2	V	Canadian Solar (2020)
Corrente de curto-circuito (STC)	I_{sc}	9,75	A	Canadian Solar (2020)
Número de células por módulo	N_{cs}	72	—	Canadian Solar (2020)
Irradiança de referência (STC)	G_{ref}	1,0	kW/m ²	Canadian Solar (2020)
Temperatura de referência (STC)	T_{ref}	298,15	K	Canadian Solar (2020)
Coef. temperatura de I_{sc}	k_i	$4,875 \times 10^{-3}$	A/K	Canadian Solar (2020)
Área da célula	A_{cel}	0,890	m ²	Canadian Solar (2020)
Corrente fotogerada de ref. (STC)	$I_{L,ref}$	9,75	A	De Soto et al. (2006)

Os parâmetros α (fator ideal) e R (resistência série) foram ajustados por otimização para minimizar o erro combinado em P_{max} , V_{mp} e I_{mp} em relação aos valores tabelados pelo fabricante. O parâmetro ε (fator de difusão do diodo) foi mantido no valor padrão de De Soto et al. por não apresentar influência significativa nos resultados. A otimização foi conduzida dentro das faixas físicas estabelecidas por De Soto et al, sendo α utilizado igual a 1,035 e R_s igual a 0,05 Ω . A Tabela 8 apresenta os parâmetros base e otimizados.

Tabela 8 – Parâmetros do modelo: valores base e valores otimizados para o CS3U-365P-AG

Parâmetro	Valor base (DE SOTO et al., 2006)	Valor otimizado	Faixa de valores (DE SOTO et al., 2006)
α (fator ideal)	1,025	1,325	1,0 – 1,5
ε (fator de difusão)	1,025	1,025	—
R [Ω]	0,40	0,05	0,0 – 0,5

4.3.2 Eletrolisador PEMEC

Os parâmetros do eletrolisador PEMEC foram adotados com base no modelo eletroquímico de Ni et al. (2008), que descreve os sobrepotenciais de ativação, ôhmico e a eficiência de Faraday em função da temperatura e da densidade de corrente. A densidade de

corrente de operação de 3.000 A/m² foi selecionada para equilibrar eficiência e potência de acordo com o dimensionamento do sistema.

Tabela 9 – Parâmetros do eletrolisador PEMEC

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade	Fonte
Área ativa por célula	A	0,02	m ²	Ni et al. (2008)
Densidade de corrente de operação	j	3.000	A/m ²	Este trabalho
Espessura da membrana	δ	1×10^{-4}	m	Ni et al. (2008)
Conteúdo de água no ânodo	λ_a	14	—	Ni et al. (2008)
Conteúdo de água no cátodo	λ_c	10	—	Ni et al. (2008)
Temperatura de operação	T	353,15	(80 °C)	Ni et al. (2008)
Energia de ativação anódica	E _a	76.000	J/mol	Ni et al. (2008)
Energia de ativação catódica	E _c	18.000	J/mol	Ni et al. (2008)
Elétrons transferidos por mol H ₂	n _e	2	—	Definição eletroquímica

4.3.3 Célula a combustível PEMFC

A célula a combustível do tipo PEMFC foi modelada segundo a formulação eletroquímica de Correa (2004), adotando-se os mesmos parâmetros empregados por De Souza Laya Junior (2021), com operação a 70 °C. Essa configuração de modelo e parâmetros foi validada por De Souza Laya Junior (2021), que comparou a curva de polarização prevista pelo modelo com os dados experimentais da célula Ballard Mark V reportados por Mann e Amphlett (2000), obtendo boa concordância.

Tabela 10 – Parâmetros da célula a combustível PEMFC

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade	Fonte
Área ativa por célula	A _{cell}	$50,6 \times 10^{-4}$	m ²	Mann e Amphlett (2000)
Densidade de corrente de operação	j	4.000	A/m ²	Correa (2004)
Espessura da membrana Nafion	l	$1,78 \times 10^{-4}$	m	Correa (2004)
Conteúdo de água da membrana	λ	23	—	Abdin e Webb (2016)
Resistência de contato	R _c	3×10^{-4}	Ω	Correa (2004)
Temperatura de operação do stack	T _{cell}	343,15	K (70 °C)	Correa (2004)
Estequiometria de H ₂	S _{H2}	1,15	—	Hosseini e Dincer (2013)
Estequiometria de O ₂	S _{O2}	2,0	—	Pukrushpan e Stefanopoulou (2002)
Pressão no ânodo	P _{an}	1,0	atm	Mann e Amphlett (2000)
Pressão no cátodo	P _{cat}	1,0	atm	Mann e Amphlett (2000)

4.3.4 Compressor

O compressor de hidrogênio é modelado com três estágios de compressão isentrópica com resfriamento intermediário. A pressão de saída de 35 MPa corresponde à pressão de armazenamento do tanque.

Tabela 11 – Parâmetros do compressor

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade	Fonte
Número de estágios	n_c	3	—	Carvalho (2025)
Pressão de entrada	P_0	0,1	MPa	Carvalho (2025)
Pressão de saída	P_{tank}	35	MPa	Carvalho (2025)
Razão de calores específicos do H_2	γ_{H_2}	1,4	—	Levikin e Boryaev (2024)
Eficiência isentrópica	η	0,85	—	Saravanamuttoo et al. (2017)
Calor específico do H_2 (c_p)	c_p	14,32	kJ/(kg·K)	Levikin e Boryaev (2024)

4.3.5 Tanque de armazenamento

O tanque é modelado como vaso esférico de pressão operando entre 3,5 e 35 MPa, com balanço de energia e massa. Assume-se que o tanque inicia o ano com uma massa inicial igual a 10 kg.

Tabela 12 – Parâmetros do tanque de armazenamento

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade	Fonte
Volume interno	V	1,0	m ³	Carvalho (2025)
Pressão mínima de operação	P_{min}	3,5	MPa	Carvalho (2025)
Pressão máxima de operação	P_{max}	35,0	MPa	Carvalho (2025)
Massa inicial de H_2	$m_{H_2,0}$	10,0	kg	Este trabalho
Constante do gás H_2	R	4.157	J/(kg·K)	Levikin e Boryaev (2024)
Calor específico a vol. constante	c_v	10,17	kJ/(kg·K)	Levikin e Boryaev (2024)
Coef. global de perda de calor	U	0,01	kW/(m ² ·K)	Carvalho (2025)

4.3.6 Trocadores de calor

Quatro trocadores de calor são empregados no sistema (TC1 a TC4), modelados pelo método da efetividade-NTU com efetividade uniforme de 0,80.

Tabela 13 – Parâmetros dos trocadores de calor

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade	Fonte
Efetividade dos trocadores	ε	0,80	—	Ni et al. (2008)
Temperatura de entrada da água	$T_{\text{água}}$	298,15	K (25 °C)	Este trabalho
Calor específico da água	$C_{p,\text{água}}$	4,186	kJ/(kg·K)	Propriedade tabelada

4.3.7 Reformador de gás natural

O reformador a vapor de metano é modelado por equilíbrio termodinâmico, resolvendo as reações de reforma a vapor e conversão gás-água (WGS). A vazão de gás natural é dimensionada para fornecer nominalmente a fração de hidrogênio e para equilibrar o nível do tanque ao longo do ano.

Tabela 14 – Parâmetros do reformador de gás natural

Parâmetro	Símbolo	Valor	Unidade	Fonte
Temperatura de operação	T_{ref}	1.073,15	K (800 °C)	Carvalho (2025)
Pressão de operação	P_{ref}	1,0	atm	Carvalho (2025)
Razão vapor-carbono	w	3,2	—	Carvalho (2025)
Vazão mássica de gás natural	$\dot{m}_{\text{GN}}$	$9,693 \times 10^{-6}$	kg/s	Este trabalho
PCI do gás natural (metano)	PCI_{GN}	50.000	kJ/kg	Propriedade tabelada
Fração molar de H_2 na saída	x_{H_2}	0,523	—	Calculado (equilíbrio)

4.4 Dimensionamento por cidade

Nesta etapa, é feita a análise sensibilidade a partir do desempenho do sistema híbrido fotovoltaico-hidrogênio em diferentes contextos climáticos e de demanda, por meio da simulação nas seis cidades selecionadas. Para tanto, os números de módulos do sistema fotovoltaico, número de células do PEMEC por estação, número de células da PEMFC e fração de hidrogênio fornecida pelo reformador foram adaptados individualmente a cada localidade, buscando uma configuração mínima e suficiente que atenda à demanda residencial, aproveite o recurso solar disponível para a produção de hidrogênio e opere em regime anual sem acúmulo nem esgotamento do estoque de hidrogênio ao longo do ano. Essa abordagem permite comparar o comportamento do sistema entre cidades com perfis distintos de irradiância, temperatura e

consumo, identificando como cada variável climática e de demanda influencia as escolhas de dimensionamento e os resultados energéticos obtidos.

O número de células da PEMFC foi dimensionado de forma a cobrir o pico da demanda elétrica nas horas noturnas, quando não há geração fotovoltaica e a demanda deve ser suprida pela célula a combustível. Calculado a potência de uma única célula da PEMFC, estabelecemos o número necessário de células para cobrir esse déficit.

A configuração do sistema fotovoltaico foi definida pelo menor número de módulos capaz de gerar excedente suficiente para a produção de hidrogênio pelo eletrolisador sem ocasionar um superdimensionamento, ou seja, minimizando a variação líquida de hidrogênio no tanque ao final do ano. Com o número de células da PEMFC fixado pelo critério anterior, é realizada uma varredura executada com chutes iniciais fixos. Foi estabelecido o número de células inicial da PEMEC igual a 25 (valor de referência adotado por Carvalho (2025)) e uma fração de hidrogênio fornecida pelo reformador (frac_{GN}) igual a 75%. Arranjos superdimensionados acumulam hidrogênio ($\Delta H_2 \gg 0$) e arranjos insuficientes drenam o tanque ($\Delta H_2 \ll 0$). O arranjo de menor $|\Delta H_2|$ com as estimativas iniciais é adotado como padrão para o sistema.

O número de células do PEMEC por estação foi dimensionado em conjunto com a escolha dos módulos, com base no excedente fotovoltaico típico de cada estação do ano. Cada célula ativa do eletrolisador opera em carga parcial ao longo do dia, a densidade de corrente varia hora a hora de acordo com o excedente fotovoltaico disponível, mas está limitada a uma densidade máxima de 3.000 A/m² estabelecida, que corresponde a uma potência máxima específica por célula. Abaixo desse limite, o PEMEC absorve todo o excedente disponível operando em carga parcial mas acima dele o eletrolisador satura e o excedente restante é exportado para a rede. Assim, o número de células é dimensionado para que esse limite máximo coincida com o pico excedente de cada estação, minimizando a exportação e evitando um superdimensionamento.

A fração de hidrogênio fornecida pelo reformador foi o último parâmetro calibrado, iterativamente, com o objetivo de igualar a massa de hidrogênio no tanque no início e no fim do ano simulado. Esse critério de equilíbrio anual garante que o sistema opere com praticamente todo o hidrogênio produzido pelo PEMEC ao longo do ano sendo consumido pela PEMFC, sem acúmulo progressivo nem esgotamento do tanque. O processo de calibração foi repetido até que a variação líquida anual do estoque fosse inferior a 0,3 kg.

Os parâmetros finais para a análise de sensibilidade abordado são apresentados na seção 5.2 dos resultados.

4.5 Cálculo das emissões de CO₂

No sistema, as únicas emissões de CO₂ provêm do gás natural consumido pelo reformador, a geração fotovoltaica e o hidrogênio de origem eletrolítica não emitem CO₂ em operação. Como o gás natural é tratado como metano puro e todo o carbono do metano é convertido em CO₂ no processo de reforma, cada quilograma de metano libera 2,75 kg de CO₂, razão entre as massas molares do CO₂ e do CH₄ (44/16). Em base energética, isso equivale a 0,198 kg de CO₂ por kWh de gás natural (base PCI). As emissões do sistema são, portanto, $CO_{2\text{sistema}} = E_{GN} \times 0,198$.

O cenário de referência considera a mesma demanda atendida pela rede elétrica. Adota-se o fator médio de emissão do Sistema Interligado Nacional (SIN) publicado pelo MCTI na plataforma SIRENE, de 0,0385 kg de CO₂ por kWh em 2023. As emissões de referência são $CO_{2\text{rede}} = E_{\text{demanda}} \times 0,0385$.

5 Resultados e Discussão

O presente capítulo apresenta e discute os resultados obtidos nas simulações horárias para as seis cidades brasileiras selecionadas. Primeiramente, são apresentados os resultados de validação para o modelo do painel solar e do PEMEC adotados; em seguida, os parâmetros do dimensionamento são apresentados e, por fim, é feita uma análise detalhada do sistema para o Rio de Janeiro e comparativa dos dados finais de energia e descarbonização.

5.1 Validação dos modelos

5.1.1 Validação do painel solar

A validação do modelo fotovoltaico foi realizada por meio da comparação entre os valores calculados pelo modelo de um diodo proposto por De Soto et al. (2006) e os dados fornecidos pelo fabricante Canadian Solar no datasheet do módulo CS3U-365P-AG. O modelo descreve o comportamento elétrico do módulo por meio de quatro equações principais: a temperatura da célula fotovoltaica (Eq. 5), a corrente fotogerada (Eq. 3), a corrente de saturação reversa (Eq. 4) e a relação implícita corrente-tensão da curva I-V (Eq. 2). Os parâmetros do

modelo foram determinados a partir dos dados de placa fornecidos pelo fabricante em condições padrão de teste (STC: $G = 1000 \text{ W/m}^2$ e $T = 25^\circ\text{C}$), seguindo as curvas I-V fornecidas no datasheet do fabricante

O módulo CS3U-365P-AG é do tipo *half-cut*, composto por 144 meia-células organizadas em duas sub-strings de 72 células em série cada, conectadas internamente em paralelo. O comportamento elétrico equivalente nos terminais do módulo é ditado pelas *sub-strings* de 72 células, de modo que o modelo foi configurado com $NCS = 72$ e os parâmetros elétricos tabelados pelo fabricante ($I_{sc} = 9,75 \text{ A}$ e $V_{oc} = 47,2 \text{ V}$), que já representam a resposta do módulo completo.

A validação ao longo das curvas I-V foi conduzida em duas condições operacionais, comparando-se em cada uma a curva fornecida pelo datasheet do fabricante com a curva reproduzida pelo modelo otimizado. Na primeira, a irradiância é mantida constante em 1.000 W/m^2 e a temperatura é variada (5°C , 25°C , 45°C e 65°C). Na segunda condição, a temperatura é mantida constante em 25°C e a irradiância é variada (200, 400, 600, 800 e 1.000 W/m^2).

Para a primeira condição estabelecida, as curvas I-V do fabricante e as curvas geradas a partir do modelo estabelecido podem ser vistas na Figura 23.

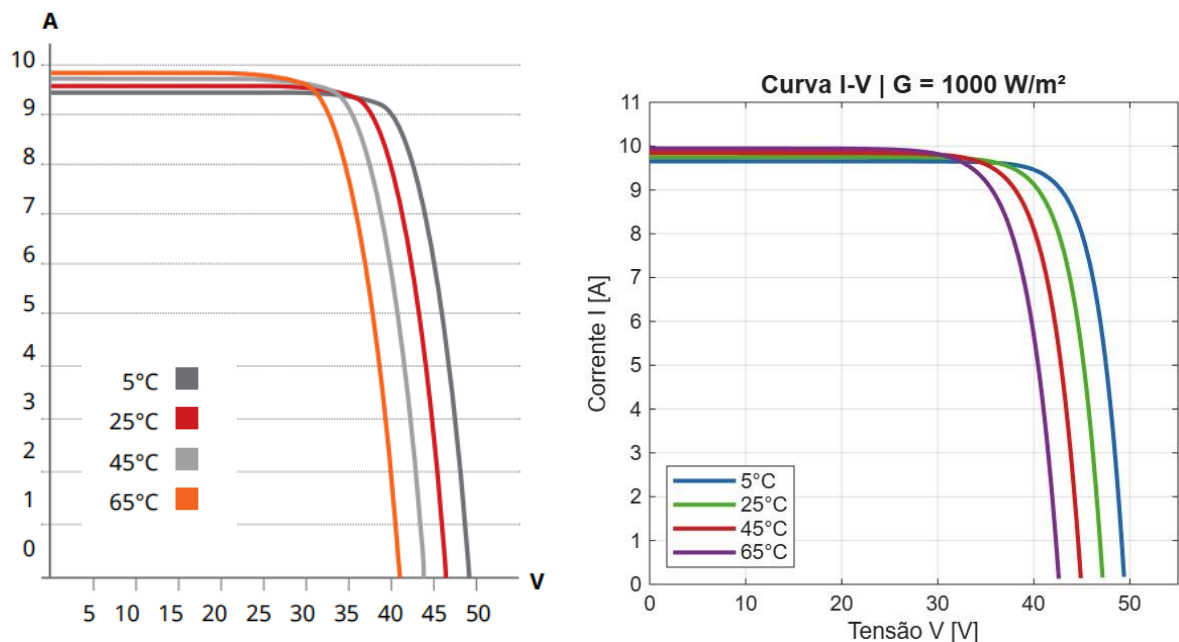


Figura 23 – Curvas I-V do fabricante (CS3U-365P-AG) e do modelo (irradiância fixa 1.000 W/m^2)

Para cada condição com a irradiância constante, foram analisados cinco pontos: corrente de curto-circuito ($V \approx 0$), três pontos intermediários ao longo da curva e o ponto de circuito aberto ($I \approx 0$). A comparação ponto a ponto entre as correntes extraídas do datasheet via WebPlotDigitizer e as calculadas pelo modelo é apresentada na Tabela 15.

Tabela 15 – Comparação ponto a ponto ao longo da curva I-V a irradiância constante (1000 W/m²)

Condição	Ponto	Grandeza	Datasheet	Modelo	Erro (%)
1000 W/m ² , 5°C	I _{sc} ($V \approx 0$)	I [A]	9,48	9,65	1,81%
	Interm. 1	I [A]	9,47	9,65	1,95%
	Interm. 2	I [A]	9,38	9,63	2,74%
	Interm. 3	I [A]	8,95	9,39	4,67%
	V _{oc} ($I \approx 0$)	V [V]	49,06	49,44	0,76%
STC (1000 W/m ² , 25°C)	I _{sc} ($V \approx 0$)	I [A]	9,61	9,75	1,45%
	Interm. 1	I [A]	9,60	9,75	1,57%
	Interm. 2	I [A]	9,57	9,71	1,49%
	Interm. 3	I [A]	9,33	9,52	2,06%
	V _{oc} ($I \approx 0$)	V [V]	46,98	47,20	0,47%
1000 W/m ² , 45°C	I _{sc} ($V \approx 0$)	I [A]	9,68	9,8	1,73%
	Interm. 1	I [A]	9,67	9,85	1,80%
	Interm. 2	I [A]	9,58	9,78	2,10%
	Interm. 3	I [A]	9,23	9,55	3,40%
	V _{oc} ($I \approx 0$)	V [V]	43,73	44,93	2,75%
1000 W/m ² , 65°C	I _{sc} ($V \approx 0$)	I [A]	9,844	9,95	1,02%
	Interm. 1	I [A]	9,8	9,94	0,95%
	Interm. 2	I [A]	9,70	9,87	1,72%
	Interm. 3	I [A]	9,29	9,70	4,35%
	V _{oc} ($I \approx 0$)	V [V]	41,12	42,64	3,69%

Para a condição STC, os erros obtidos foram inferiores a 2,06% em todos os pontos. Nas condições de temperatura (5°C, 45°C e 65°C), os erros nos três primeiros pontos permaneceram abaixo de 2,74%, com erros maiores no ponto Interm. 3 localizado na região do joelho da curva, variando entre 3,40% e 4,67%.

Para a segunda condição estabelecida, a mesma análise foi realizada. As curvas I-V do fabricante e as curvas geradas a partir do modelo estabelecido podem ser vistas na Figura 24.

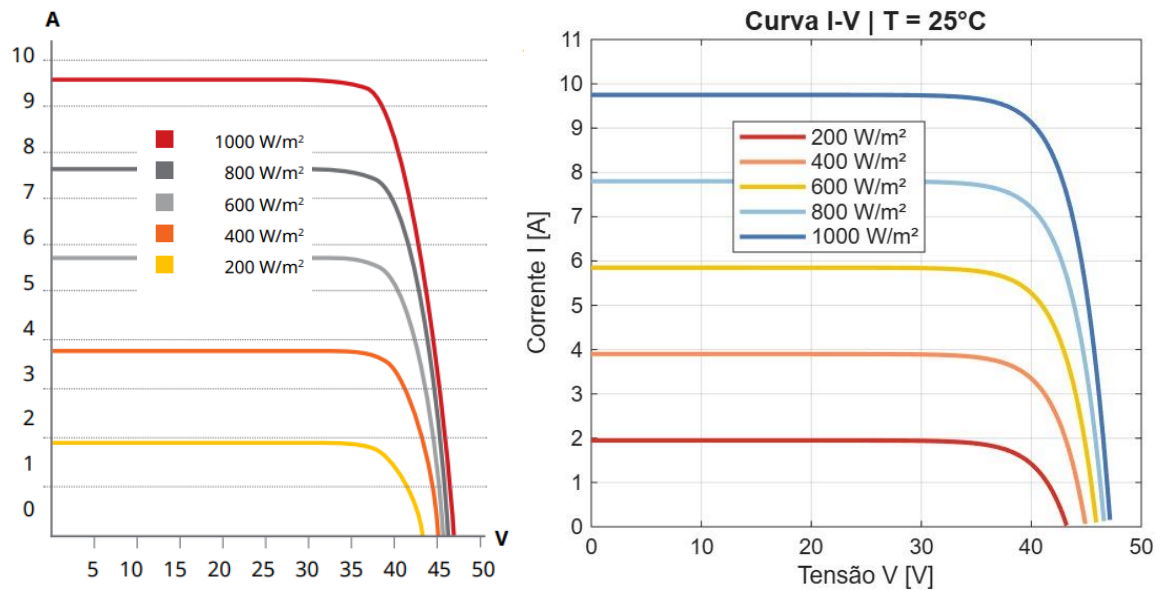


Figura 24 – Curvas I-V do fabricante (CS3U-365P-AG) e do modelo (temperatura fixa, 25 °C)

Da mesma forma para a primeira condição, foram analisados cinco pontos: corrente de curto-circuito ($V \approx 0$), três pontos intermediários ao longo da curva e o ponto de circuito aberto ($I \approx 0$). A comparação ponto a ponto são apresentadas na Tabela 16.

Tabela 16 – Comparação ponto a ponto ao longo da curva I-V a temperatura constante (25°C)

Condição	Ponto	Grandeza	Datasheet	Modelo	Erro (%)
200 W/m ² , 25°C	I _{sc} ($V \approx 0$)	I [A]	1,95	1,950	0,10%
	Interm. 1	I [A]	1,96	1,95	0,46%
	Interm. 2	I [A]	1,97	1,94	1,37%
	Interm. 3	I [A]	1,90	1,82	4,04%
	V _{oc} ($I \approx 0$)	V [V]	43,14	43,26	0,27%
400 W/m ² , 25°C	I _{sc} ($V \approx 0$)	I [A]	3,89	3,90	0,15%
	Interm. 1	I [A]	3,89	3,90	0,15%
	Interm. 2	I [A]	3,86	3,88	0,64%
	Interm. 3	I [A]	3,76	3,73	0,59%
	V _{oc} ($I \approx 0$)	V [V]	45,10	44,95	0,32%
600 W/m ² , 25°C	I _{sc} ($V \approx 0$)	I [A]	5,86	5,85	0,09%
	Interm. 1	I [A]	5,85	5,85	0,02%
	Interm. 2	I [A]	5,7	5,83	0,59%
	Interm. 3	I [A]	5,65	5,63	0,35%
	V _{oc} ($I \approx 0$)	V [V]	45,62	45,94	0,73%
800 W/m ² , 25°C	I _{sc} ($V \approx 0$)	I [A]	7,71	7,80	1,11%
	Interm. 1	I [A]	7,72	7,80	1,02%

Condição	Ponto	Grandeza	Datasheet	Modelo	Erro (%)
	Interm. 2	I [A]	7,71	7,77	0,73%
	Interm. 3	I [A]	7,44	7,49	0,74%
	V _{oc} (I ≈ 0)	V [V]	46,346	46,65	0,66%

Nas condições de irradiância reduzida (200, 400, 600 e 800 W/m²), os erros foram inferiores a 4,04%, com a maioria dos pontos abaixo de 1,5%, demonstrando que o modelo é coerente com a proporcionalidade entre a corrente fotogerada e a irradiância incidente.

Os erros residuais observados, decorrem de duas fontes principais. A primeira é a imprecisão da extração visual dos pontos do datasheet via WebPlotDigitizer, que introduz incertezas dependendo da resolução da imagem e da espessura da linha da curva. A segunda é a omissão da resistência de *shunt* (R_{sh}) no modelo de um diodo adotado, que reduz a precisão na região de maior curvatura da curva I-V. Apesar dessas limitações, os resultados obtidos com os parâmetros otimizados, com erro máximo de 4,67% em 32 pontos avaliados em oito condições operacionais distintas, confirmam que o modelo é adequado para a simulação do comportamento do módulo CS3U-365P-AG nas condições consideradas neste trabalho.

5.1.2 Validação do modelo do eletrolisador PEMEC

A validação do modelo do eletrolisador PEMEC foi conduzida sobre a curva de polarização, comparando a tensão de célula prevista pelo modelo eletroquímico de Ni et al. (2008), descrito na Seção 3.2.2. Os fatores pré-exponenciais λ_a e λ_c das equações das densidades de corrente de troca não são parâmetros tabelados diretamente. Para obtê-los, inverteu-se a EQ (25), utilizando os valores de Ni et al. (2008) a $T = 353$ K, de $j_{0,a} = 1,0 \times 10^{-5}$ A/m² e $j_{0,c} = 10,0$ A/m², resultando em $\lambda_a \approx 1,744 \times 10^6$ A/m² e $\lambda_c \approx 4,597 \times 10^3$ A/m². Como a operação ocorre a $P = 1$ atm, os termos de pressão parcial dessas equações assumem valor unitário.

A Figura 25 apresenta a curva de polarização calculada sobreposta aos pontos experimentais.

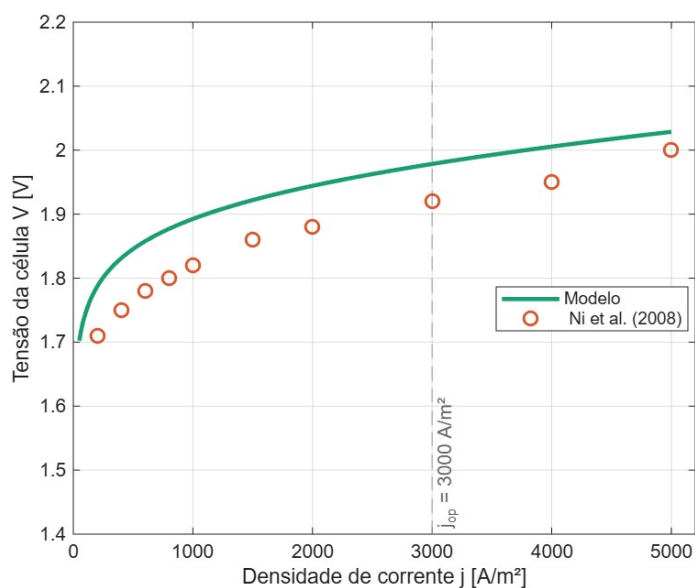


Figura 25 – Validação da curva de polarização do PEMEC: modelo vs. Ni et al. (2008)

O modelo reproduz qualitativamente o comportamento tensão–corrente em toda a faixa avaliada (200 a 5.000 A/m²), com erro quadrático médio (RMSE) de 67 mV, erro relativo médio de 3,6 % e erro máximo de 4,6 %. Observa-se um desvio acima dos dados experimentais mais acentuado em baixas densidades de corrente (4,5 %) e decrescente com o aumento de j (1,4 % em 5.000 A/m²). Esse comportamento decorre da baixa densidade de corrente de troca anódica adotada ($j_{0,a} = 1,0 \times 10^{-5}$ A/m²), que superestima levemente o sobrepotencial de ativação na região de baixa corrente; em densidades mais altas, a perda ôhmica, de caráter linear, torna-se dominante e o desvio relativo diminui. No ponto de operação adotado ($j = 3.000$ A/m²), o erro relativo é de 3,0 %, considerado adequado. Como foi adotado uma densidade máxima para o modelo, este valor foi escolhido por conciliar um menor erro de validação com uma maior eficiência do eletrolisador, uma vez que densidades de corrente mais elevadas intensificam as perdas ôhmicas e de ativação.

A Tabela 17 apresenta a comparação ponto a ponto entre as tensões de célula calculadas pelo modelo e os valores digitalizados de Ni et al. (2008).

Tabela 17 – Comparação ponto a ponto da curva de polarização: modelo vs. Ni et al. (2008)

j [A/m ²]	V_{modelo} [V]	V_{exp} [V]	Erro (%)
200	1,787	1,710	4,5
400	1,831	1,750	4,6
600	1,858	1,780	4,4
800	1,877	1,800	4,3

j [A/m ²]	V_{modelo} [V]	V_{exp} [V]	Erro (%)
1.000	1,892	1,820	4,0
1.500	1,922	1,860	3,3
2.000	1,944	1,880	3,4
3.000	1,978	1,920	3,0
4.000	2,006	1,950	2,8
5.000	2,029	2,000	1,4

A decomposição das perdas (Figura 26) evidencia que a perda de ativação anódica é o termo dominante, respondendo por aproximadamente 75 % das perdas no ponto de operação (0,59 V), seguida pela ativação catódica (0,17 V, 22 %) e pela perda ôhmica (0,03 V, 4 %). Esse comportamento está em concordância com Ni et al. (2008), que também identificam a perda por ativação anódica como a contribuição dominante para o sobrepotencial total.

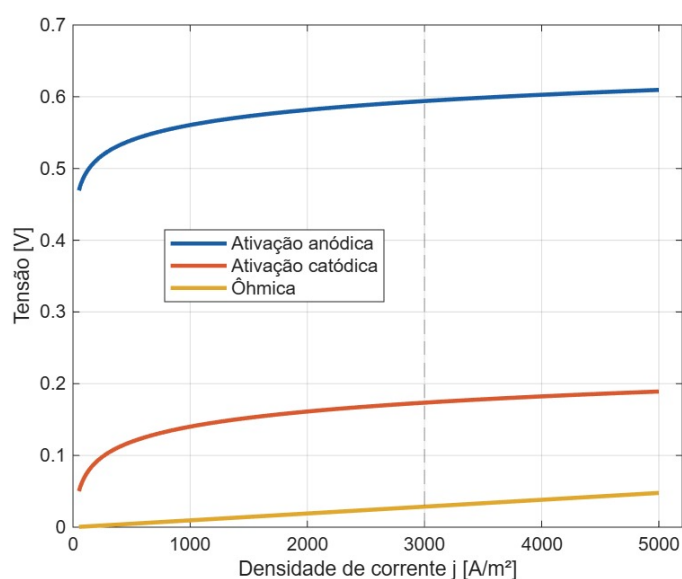


Figura 26 – Decomposição das perdas do PEMEC em função da densidade de corrente

5.2 Dimensionamento do sistema

A Tabela 18 reúne os parâmetros de dimensionamento específicos de cada cidade, obtidos ao final do processo de calibração descrito na Metodologia.

Tabela 18 – Parâmetros de dimensionamento específicos por cidade

Cidade	Módulos (NS×NP)	N° células PEMFC [Verão, Outono, Inverno, Primavera]	N° células PEMFC	Fração de Gás Natural
Rio de Janeiro	2×2	[11, 9, 9, 12]	38	0,625
São Paulo	2×2	[11, 11, 11, 11]	41	0,735
Campo Grande	2×2	[10, 8, 8, 10]	45	0,715
Porto Alegre	1×5	[14, 11, 12, 14]	50	0,695
Manaus	1×7	[20, 18, 17, 18]	49	0,710
Recife	1×3	[9, 8, 8, 9]	26	0,575

5.2.1 Número de células da PEMFC

A potência da PEMFC é dada pela Equação (58). Para os parâmetros do modelo, $V_{PEMFC} = 0,6544$ V e $i = 20,24$ A, o que nos fornece uma potência por célula $P_{cel,fc} = 13,24$ W. O pico de demanda $P_{dem,max}$ é o maior valor da matriz de demanda horária descrita na seção 4.1, construída a partir do consumo médio mensal da EPE, normalizado pelo número de horas do mês e multiplicado pelo perfil adimensional de 24 horas de Francisquini (2006). Essa matriz define um valor de demanda para cada combinação de mês e hora do dia, e $P_{dem,max}$ corresponde ao maior dentre eles. Dessa forma, determinamos o número de células adequado dividindo $P_{dem,max}$ por $P_{cel,fc}$, garantindo que a PEMFC terá a potência necessária para suprir o pico. Os valores do pico para cada cidade, com os meses e horas correspondentes são apresentados na Tabela 19.

Tabela 19 – Dados de dimensionamento do número de células da PEMFC por cidade

Cidade	$P_{dem,max}$	Mês do pico	Hora do pico	n_{cell}
Rio de Janeiro	499,5 W	Fevereiro	20h	38
São Paulo	539,5 W	Fevereiro	20h	41
Campo Grande	581,8 W	Fevereiro	20h	44
Porto Alegre	660,1 W	Fevereiro	20h	50
Manaus	636,5 W	Setembro	20h	49
Recife	335,9 W	Fevereiro	20h	26

5.2.2 Arranjo fotovoltaico

Para cada arranjo candidato $N_s \times N_p$, a simulação completa de 8.760 horas é executada e a variação líquida de massa anual no tanque é calculado seguindo a metodologia mencionada na seção 4.4. O arranjo de menor variação líquida absoluta do tanque ao final do ano é o modelo selecionado. A Tabela 20 apresenta, para cada cidade, o arranjo selecionado com sua variação líquida ΔH_2 , o arranjo imediatamente inferior (descartado) e o imediatamente superior (descartado), justificando a escolha do arranjo selecionado.

Tabela 20 – Seleção do arranjo fotovoltaico por cidade

Cidade	Arranjo inferior	ΔH_2 (Arranjo inferior) [kg]	Arranjo selecionado	ΔH_2 (Arranjo selecionado) [kg]	Arranjo superior	ΔH_2 (Arranjo superior) [kg]
Rio de Janeiro	1×3 (N=3)	-5,743	2×2 (N=4)	+3,315	2×3 (N=6)	+22,650
São Paulo	1×3 (N=3)	-9,993	2×2 (N=4)	-3,043	1×5 (N=5)	+7,298
Campo Grande	1×3 (N=3)	-9,981	2×2 (N=4)	-3,349	1×5 (N=5)	+7,122
Porto Alegre	2×2 (N=4)	-7,979	1×5 (N=5)	0,000	2×3 (N=6)	+9,662
Manaus	2×3 (N=6)	-8,058	1×7 (N=7)	+0,322	1×8 (N=8)	+8,817
Recife	1×2 (N=2)	-6,870	1×3 (N=3)	+3,798	2×2 (N=4)	+15,493

Rio de Janeiro, Campo Grande e São Paulo têm ΔH_2 negativo no arranjo selecionado (2×2 , $N=4$), mas é o de menor $|\Delta H_2|$ dentre todos os testados, o arranjo superior imediato já tem ΔH_2 de +7 a +23 kg, muito mais afastado do equilíbrio em módulo. Porto Alegre e Manaus têm ΔH_2 próximo de zero no arranjo selecionado, com arranjos próximos mais distantes do equilíbrio.

5.2.3 Número de células do PEMEC

O pico de excedente fotovoltaico $P_{exc,pico}$, de cada estação é obtido pela diferença horária entre a potência fotovoltaica gerada $P_{FV,h}$ e a demanda elétrica $P_{dem,h}$, sendo obtido o máximo sobre todas as horas da estação. Sendo potência $P_{dem,h}$ extraída do perfil mensal-horário da EPE.

A potência do PEMEC é dada pela Equação (32). Calculado a tensão $V_{PEMEC} = 1,978$ V, a densidade de corrente nominal 3.000 A/m² e área de cada célula $0,02$ m², chegamos a potência de $118,7$ W/célula. Dessa forma, determinamos o número de células adequado dividindo $P_{exc,pico,e}$ pela potência de cada célula. A Figura 27 exemplifica os valores dos picos $P_{exc,pico}$, adotados para cada estação, e respectivo dia, da cidade do Rio de Janeiro. A Tabela 21 apresenta os valores numéricos.

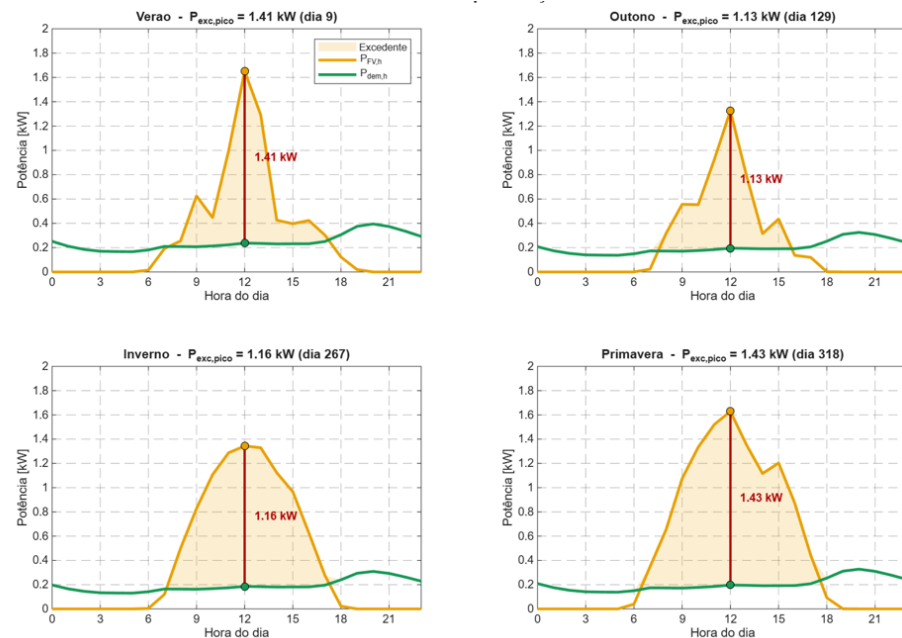


Figura 27 – Picos do excedente fotovoltaico (Rio de Janeiro)

Tabela 21 – Pico de excedente FV e número de células ativas do PEMEC por cidade e estação

Cidade	Verão: $P_{exc,pico}$ [W] / ncel	Outono: $P_{exc,pico}$ [W] / ncel	Inverno: $P_{exc,pico}$ [W] / ncel	Primavera: $P_{exc,pico}$ [W] / ncel
Rio de Janeiro	1414,8 / 11	1130,4 / 9	1157,5 / 9	1432,3 / 12
São Paulo	1345,8 / 11	1365,1 / 11	1370,1 / 11	1377,8 / 11
Campo Grande	1260,6 / 10	1057,3 / 8	1050,0 / 8	1292,1 / 10
Porto Alegre	1664,2 / 14	1325,8 / 11	1494,3 / 12	1703,8 / 14
Manaus	2407,1 / 20	2205,0 / 18	2113,3 / 17	2183,8 / 18
Recife	1144,3 / 9	956,8 / 8	1061,0 / 8	1170,3 / 9

5.2.4 Fração de hidrogênio do reformador

O parâmetro f_{GN} representa a fração do hidrogênio consumido pela PEMFC que é fornecida pelo reformador de gás natural, ou seja, o hidrogênio produzido pela queima e reforma do gás natural, e não armazenado no tanque via eletrólise. A varredura de f_{GN} foi feita de 0,80 a 0,40 em passos de 0,015 utilizando o primeiro valor que satisfaz $|\Delta H_2| < 0,3$ kg. A Tabela 11 apresenta os resultados.

Tabela 22 – Calibração de f_{GN}

Cidade	f_{GN}	ΔH_2 [kg]	Massa final de H_2 no tanque [kg]
Rio de Janeiro	0,625	+0,160	10,16
São Paulo	0,735	+0,169	10,169
Campo Grande	0,715	-0,089	9,911
Porto Alegre	0,695	-0,115	9,885
Manaus	0,710	+0,059	10,059
Recife	0,575	+0,259	10,259

5.3 Eficiência

Para os parâmetros adotados, eletrolisador e a célula a combustível apresentam eficiências nominais de $\eta_{PEMEC} = 58,3\%$ e $\eta_{PEMFC} = 45,5\%$. Estas eficiências nominais

correspondem ao ponto de projeto, operando na densidade de corrente nominal. Em operação, contudo, o sistema raramente atua nesse ponto, já que o eletrolisador acompanha o excedente fotovoltaico e a célula a combustível, o déficit instantâneo, de modo que ambos passam a maior parte do tempo em carga parcial. Os dois dispositivos respondem à carga parcial em sentidos opostos. No eletrolisador, a redução da densidade de corrente diminui a eficiência de Faraday, e aumentam as perdas por ativação, o rendimento operacional cai para a faixa de 52% a 55%, abaixo dos 58,3% nominais. Na célula a combustível, ao contrário, a menor densidade de corrente eleva a tensão de célula e o rendimento sobe para cerca de 47%, acima dos 45,5% nominais.

A eficiência elétrica nominal da PEMFC é confrontada a seguir com a de trabalhos residenciais semelhantes. Laya Junior (2021), que adotou o mesmo modelo eletroquímico validado contra os ensaios da célula Ballard Mark V e operação a 70 °C, apresenta a eficiência elétrica em função da densidade de corrente, com valores entre cerca de 35% e 80% ao longo da curva. A diferença em relação aos 45,5% deste trabalho vem do ponto de operação, já que aqui a célula é dimensionada para o pico de déficit e da base adotada no cálculo da eficiência..

Para o eletrolisador, a eficiência de 58,3% reflete a operação na densidade nominal de 3.000 A/m² (0,3 A/cm²); eficiências mais altas reportadas na literatura da ordem de 67,5% em base energética a 200 mA/cm² — tendem a corresponder a densidades de corrente menores, em que os sobrepotenciais de ativação e ôhmico são reduzidos.

Avaliando o comportamento da eficiência por estação, pode ser observado na Tabela 23 que apresenta o rendimento operacional médio do eletrolisador por estação e cidade. O maior valor ocorre no inverno de Campo Grande (55,1%), que apesar da estação é o período com o maior excedente disponível. As menores eficiências, são no verão de Manaus (49,9%) e no inverno de Porto Alegre (51,7%), as estações que apresentam os menores valores de excedente fotovoltaico para as respectivas cidades conforme demonstra a Figura 28.

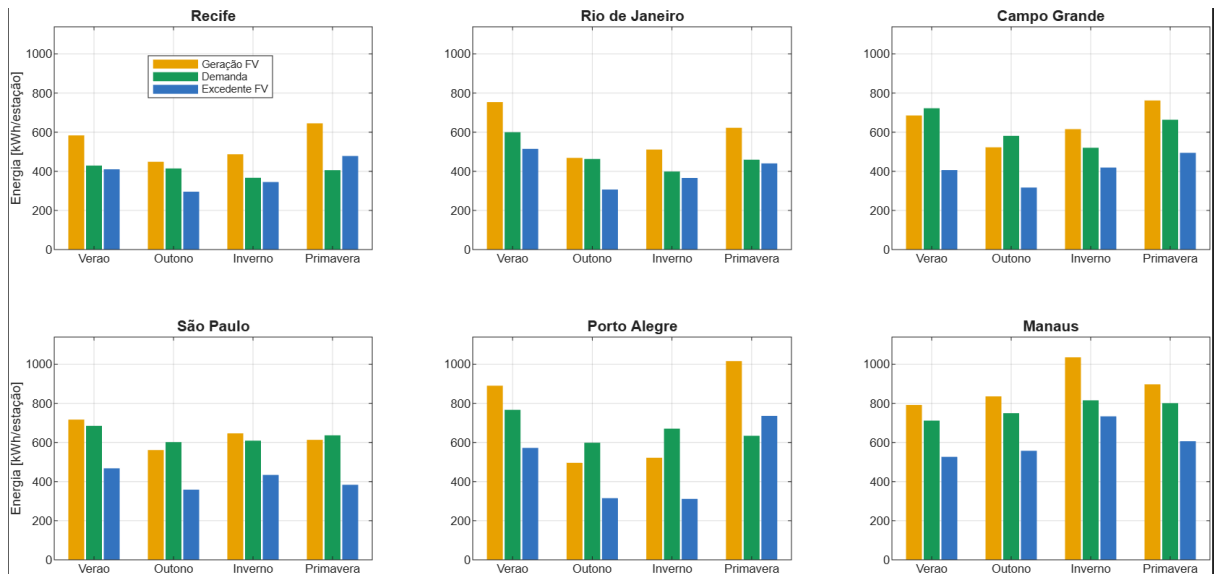


Figura 28 – Excedente fotovoltaico em kWh por estação

Tabela 23 – Rendimento operacional médio do PEMEC por estação (%)

Cidade	Verão	Outono	Inverno	Primavera	Anual
Recife	53,8	52,6	53,2	54,1	53,5
Rio de Janeiro	54,2	52,6	53,8	52,6	53,4
Campo Grande	53,5	53,8	55,1	54,4	54,2
São Paulo	54,4	52,9	54,0	53,4	53,7
Porto Alegre	53,1	53,1	51,7	54,3	53,3
Manaus	49,9	51,4	54,0	52,8	52,2

Os valores confirmam que a eficiência acompanha a disponibilidade do recurso solar, quanto maior esse excedente, maior a densidade de corrente em que o eletrolisador opera, aproximando-o do ponto de projeto.

A Tabela 24 apresenta o rendimento operacional da célula a combustível. Diferentemente do eletrolisador, a PEMFC manteve-se praticamente invariável entre estações e cidades, na estreita faixa de 47,0% a 47,6%, sempre acima do valor nominal. Esse comportamento reflete o fato de a célula operar quase sempre em carga parcial leve, pouco sensível às variações climáticas e de demanda.

Tabela 24 – Rendimento operacional médio da PEMFC por estação (%)

Cidade	Verão	Outono	Inverno	Primavera	Anual
Recife	47,0	47,1	47,4	47,2	47,2
Rio de Janeiro	47,1	47,5	47,6	47,6	47,4
Campo Grande	47,1	47,5	47,6	47,3	47,4

Cidade	Verão	Outono	Inverno	Primavera	Anual
São Paulo	47,1	47,3	47,3	47,3	47,3
Porto Alegre	47,2	47,6	47,5	47,5	47,4
Manaus	47,3	47,3	47,1	47,1	47,2

A eficiência de ida e volta (round-trip) da rota de hidrogênio é definida como a razão entre a eletricidade recuperada pela PEMFC e a eletricidade gasta para produzir e comprimir o hidrogênio, englobando o eletrolisador, o compressor e a célula a combustível. O valor aqui reportado considera apenas os dois conversores eletroquímicos: no ponto nominal, é de 26,5% ($58,3\% \times 45,5\%$). Em outras palavras, de toda a eletricidade empregada para produzir e armazenar o hidrogênio, apenas cerca de 26% é de fato recuperada, um valor baixo, que torna a rota do hidrogênio pouco competitiva frente a baterias eletroquímicas para o armazenamento puramente elétrico. Em termos práticos, recuperar 1 kWh de eletricidade a partir do hidrogênio armazenado exige cerca de 3,8 kWh de excedente fotovoltaico, valor que justifica a premissa de dimensionamento que fixou em 75% a fração inicial de gás natural. Se o excedente fotovoltaico fosse da ordem do déficit a ser coberto, a eletrólise supriria apenas cerca de 26% do hidrogênio necessário, restando ao reformador os 74% complementares.

A eficiência global do sistema, contudo, não se confunde com o round-trip e é substancialmente maior, situando-se entre 53,6% e 59,1% conforme a cidade. Ela é obtida do balanço de energia, como a razão entre as parcelas úteis de saída, demanda atendida, energia exportada à rede e variação líquida do estoque de hidrogênio, e o total de energia fornecida ao sistema (geração fotovoltaica e gás natural). A Tabela 25 demonstra esse panorama, incluindo as eficiências de round-trip.

Tabela 25 – Entradas, saídas e eficiências anuais

Cidade	E_FV [kWh]	E_GN [kWh]	Demanda [kWh]	ΔH_2 [kWh]	η round-trip	η global
Recife	2.164	853	1.616	+8,7	27,3 %	53,85%
Rio de Janeiro	2.356	1.122	1.921	+5,4	27,5 %	55,40%
Manaus	3.559	1.948	3.077	+2,2	26,9 %	55,91%
Porto Alegre	2.923	1.720	2.669	-3,7	27,7 %	57,44%
São Paulo	2.537	1.791	2.532	+5,8	28,1 %	58,64%
Campo Grande	2.585	1.624	2.487	-2,8	27,5 %	59,04%

Gabriel (2020) e Hosseini, Dincer e Rosen (2013) relatam eficiências de 85% e 55,7% para sistemas micro-CHP; esses valores, mais altos, são esperados e não indicam melhor desempenho eletroquímico, mas sim o fato de que tais sistemas contabilizam o calor recuperado (cogeração) o que não ocorre no presente trabalho e que justamente motiva a integração com a demanda de calor discutida.

5.4 Análise do sistema

Para uma compreensão mais detalhada do modelo, é feita uma análise do sistema e, afim de exemplificação, foi escolhida a cidade do Rio de Janeiro.

5.4.1 Análise diária

O comportamento fundamental do sistema se manifesta na escala de um dia. A Figura 29 apresenta o balanço de potência média horária para cada estação, fornecendo uma análise de como o sistema se comporta ao longo de um dia típico de cada estação para o Rio de Janeiro.

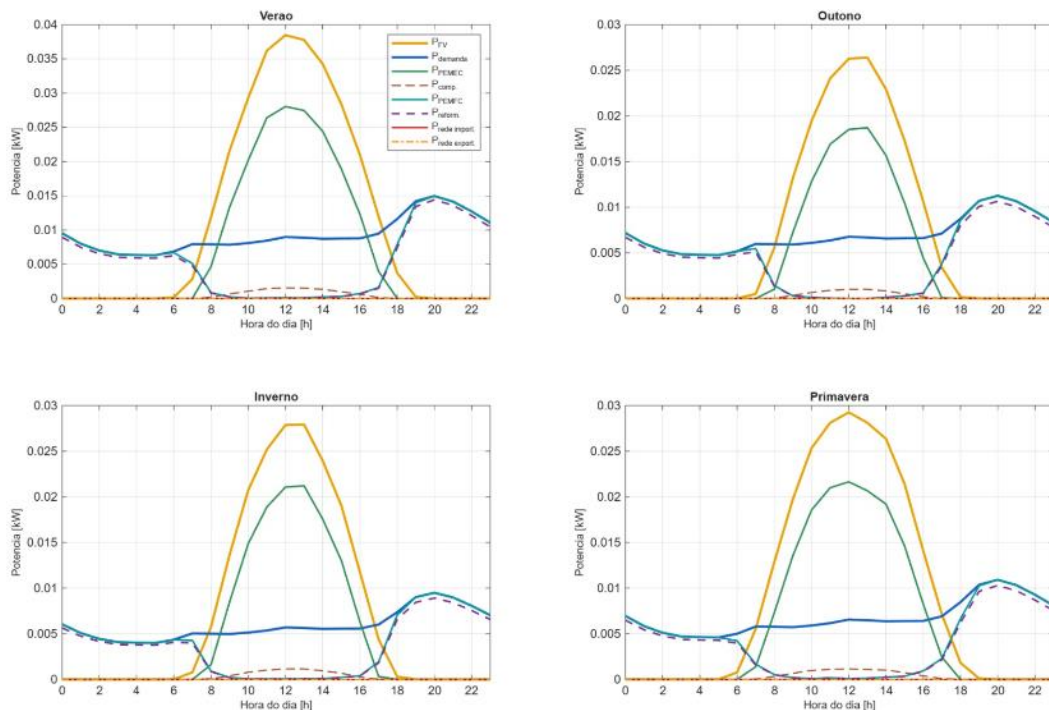


Figura 29 – Balanço de potência horário por estação (Rio de Janeiro)

Em todas as estações, observa-se que a curva do PEMEC acompanha diretamente o perfil da geração fotovoltaica: durante as horas de irradiância, o excedente FV é direcionado ao eletrolisador, que aumenta com o pico solar e reduz ao entardecer. O compressor opera em

paralelo, consumindo uma fração pequena e proporcional do excedente para pressurizar o hidrogênio até o tanque.

De forma complementar, a curva do reformador acompanha a curva da PEMFC, ambos operam no período noturno e no amanhecer, quando não há geração fotovoltaica com a PEMFC assume o suprimento da demanda. A diferença entre as estações está no tamanho da janela solar e na intensidade dos picos. No verão, a janela da disponibilidade da radiação solar é mais longa e o eletrolisador opera com mais células ativas (11 células), absorvendo um excedente maior. Já no inverno, a janela se estreita, o pico fotovoltaico cai e a célula a combustível ganha peso no balanço diário, com o eletrolisador reduzido a 9 células.

A Figura 30 detalha o fluxo horário de hidrogênio ao longo dia para um dia típico, mostrando lado a lado a produção pelo eletrolisador e o consumo pela célula a combustível. Este consumo é mostrado pela curva total de hidrogênio injetado, porém podem ser visualizadas a parcela consumida proveniente do tanque a fornecida pelo reformador.

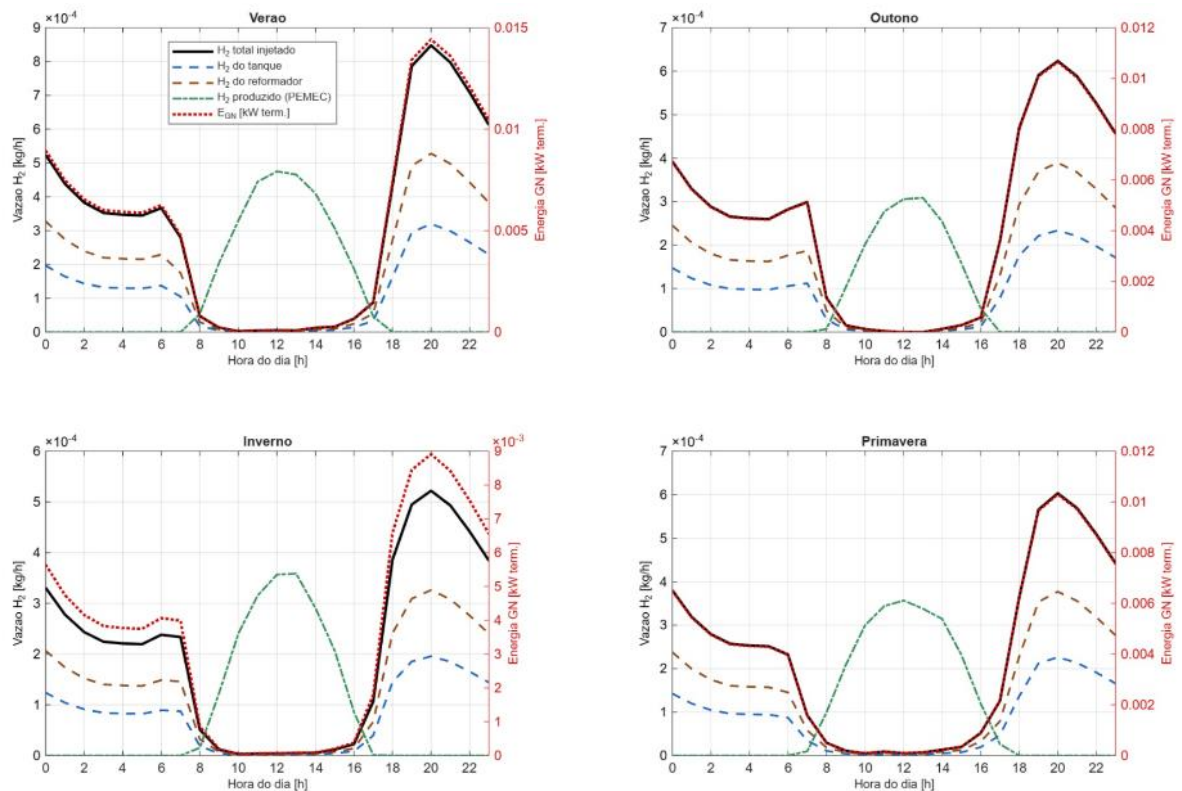


Figura 30 – Fluxo horário de hidrogênio por estação (Rio de Janeiro)

A produção concentra-se nas horas de sol, enquanto o consumo se distribui pelo período de déficit a proporção entre tanque e reformador permanece fixa hora a hora, em 62,5%. A proporção é constante, mas a quantidade absoluta injetada acompanha o número de horas de funcionamento da célula a combustível.

5.4.2 Análise mensal

Na escala mensal, podemos observar a variação definida pela irradiância. A geração fotovoltaica é máxima com 306,3 kWh, quando a irradiância é máxima, em janeiro. Da mesma forma, é mínima em junho, com 127,8 kWh, quando a irradiância apresenta seu menor valor, como apresenta a Figura 31.

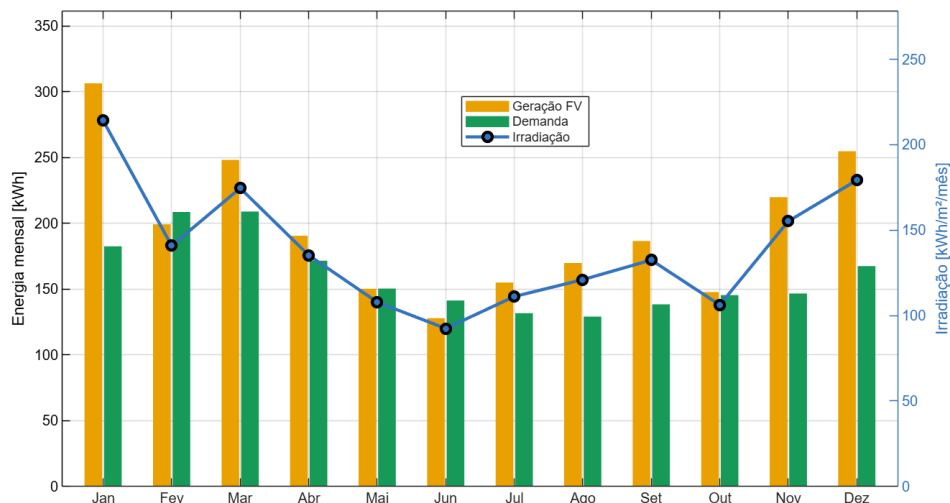


Figura 31 – Geração fotovoltaica, irradiância e demanda elétrica mensal (Rio de Janeiro)

A produção mensal de hidrogênio acompanha diretamente a geração fotovoltaica, com 3,56 kg em janeiro contra 1,18 kg em junho. As produções e consumos mensais de hidrogênio podem ser observados na Figura 32. Aqui é mostrado apenas o hidrogênio consumido fornecido pelo eletrolisador. A influência da demanda pode ser observada, onde as barras de consumo acompanham a mesma tendência das barras da demanda elétrica.

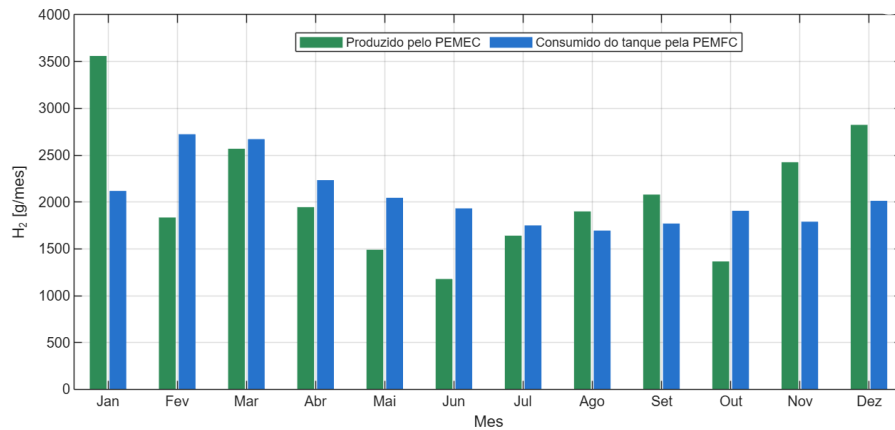


Figura 32 – Produção e consumo mensais de hidrogênio (Rio de Janeiro)

A diferença entre produção e consumo determina a variação do estoque do tanque, apresentada na Figura 33 como a variação líquida mensal. As barras positivas indicam meses em que o tanque acumula hidrogênio, enquanto as negativas indicam a drenagem de hidrogênio,

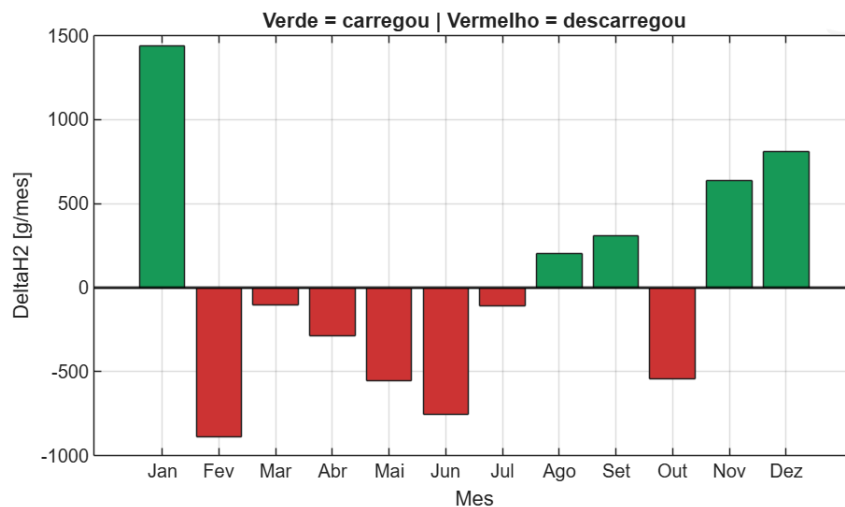


Figura 33 – Variação líquida mensal do estoque de hidrogênio no tanque (Rio de Janeiro)

Em janeiro, a alta irradiância e a demanda suprida pelo excedente diurno levam o eletrolisador a produzir 3,56 kg, enquanto a célula a combustível retira do tanque 2,12 kg, resultando em acúmulo de 1,44 kg, fazendo o tanque a chegar ao acúmulo de 11,44 kg. Fevereiro, já inverte esse comportamento apesar de ainda ser verão, a geração fotovoltaica cai para 199,2 kWh enquanto a demanda atinge o pico anual com 208,5 kWh.

O excedente fotovoltaico disponível para PEMEC é insuficiente para repor o H_2 consumido pela PEMFC, e o tanque esvazia para 10,55 kg. Março com uma demanda praticamente igual, mas com o aumento da irradiância, tem uma variação líquida pequena drenando o tanque em menor quantidade. De abril a julho, observamos que o tanque esvazia progressivamente. A irradiância diminui com o avanço do outono e do inverno, reduzindo a produção de H_2 pela PEMEC, enquanto a PEMFC opera por mais horas para cobrir déficits noturnos cada vez mais prolongados. Agosto marca a retomada da carga de hidrogênio, a demanda cai para o menor valor do ano de 129,0 kWh e a irradiância já começa a aumentar, abrindo excedente suficiente para o PEMEC produzir mais H_2 do que a PEMFC consome, prosseguindo o mesmo comportamento para setembro.

Outubro apresenta comportamento contraintuitivo, apesar de a primavera trazer irradiância crescente, este fator não foi refletido no mês. Além disso, a demanda elétrica volta a subir com o calor, reduzindo a massa no tanque até o nível mínimo de 8,71 kg no ano. A partir de novembro, a geração fotovoltaica supera definitivamente a demanda e o tanque retoma uma fase de armazenamento, encerrando o ano com 10,16 kg.

O comportamento sazonal do estado de carga do tanque obtido neste trabalho é semelhante com o reportado por Carvalho (2025) para o Rio de Janeiro. Em ambos os modelos o tanque permanece mais cheio no verão, quando a boa irradiância sustenta a carga mesmo sob demanda elevada, drenando no fim do verão e no outono, à medida que a demanda de refrigeração aumenta, e volta a se recarregar quando a demanda recua e a irradiância se recupera.

A principal diferença está na estação que concentra a recarga e o nível mínimo, e decorre do perfil de demanda adotado em cada modelo. Carvalho (2025) associa a fase de recarga ao inverno estação de menor demanda elétrica em seu perfil quando sobra excedente para o eletrolisador apesar da menor irradiância. No presente modelo, a demanda mínima ocorre em agosto (129,0 kWh) e o nível mínimo do tanque, em outubro (8,71 kg): a recarga retoma em agosto e setembro, mas em outubro a geração fotovoltaica registra uma queda pontual (147,7 kWh, abaixo de setembro e de novembro), enquanto a demanda volta a subir com o calor, drenando o tanque ao mínimo anual antes da recuperação definitiva em novembro. Essa diferença pode ser explicada pelos perfis de demanda residencial e a sazonalidade da irradiância adotados de cada modelo.

Quanto ao nível de aproveitamento do reservatório, o tanque foi dimensionado para uma pressão máxima de 35 MPa (350 bar), o que corresponde a uma capacidade de armazenamento

de aproximadamente 28 kg de hidrogênio à temperatura ambiente. Ao longo do ano, no entanto, a massa permanece entre 8,7 e 11,4 kg e a pressão entre 10 e 15 MPa, de modo que o sistema opera, em média, a cerca de 35% da capacidade máxima. Carvalho (2025) reporta que seu sistema de hidrogênio opera, em média anual, a 52,1% do nível máximo do tanque contra 40,2% do sistema CAES e 69,6% do sistema de baterias, um aproveitamento mais alto que o obtido neste trabalho.

No modelo de Carvalho (2025) integra um reformador de gás natural cujo hidrogênio é misturado ao hidrogênio estocado para alimentar a célula a combustível, adotando uma fração de substituição selecionada ao longo do ano. No presente trabalho, o reformador supre 62,5% (para o Rio de Janeiro) do hidrogênio consumido pela célula, cabendo ao tanque apenas a parcela verde, de cerca de 37,5%. Portanto, um volume menor de hidrogênio e oscila numa faixa estreita, mantendo um nível baixo e com a pressão entre 10 - 15 MPa. Carvalho (2025), por sua vez, dimensiona o tanque assumindo que todo o hidrogênio da célula provém do estoque o que resulta, em um tanque superdimensionado e o opera com folga para um edifício de 48 moradores, levando a um nível médio mais elevado e a uma variação de pressão maior. Além disso, tem que se levar em conta a diferença de escala e de finalidade do projeto. Enquanto Carvalho (2025) trata um edifício estimado para 48 pessoas, o presente trabalho aplica o sistema a uma residência, ou seja, apenas uma unidade consumidora, não sendo necessário um dimensionamento maior.

5.4.3 Balanço

As entradas do sistema são as fontes que ofertam energia ao mesmo, ou seja, a geração fotovoltaica, o gás natural consumido pelo reformador e a eventual importação da rede elétrica. As saídas correspondem a tudo que retiram energia: a demanda elétrica residencial, o trabalho do compressor, a energia exportada para a rede e as perdas de conversão dos componentes eletroquímicos. O balanço anual é completado pela variação líquida da energia química armazenada no tanque de hidrogênio no final do ano. Quando o sistema opera em regime anual autossuficiente, essa variação é praticamente nula, todo o H_2 produzido pelo PEMEC é consumido pela PEMFC. No caso do Rio de Janeiro, $\Delta H_2 = +0,16$ kg.

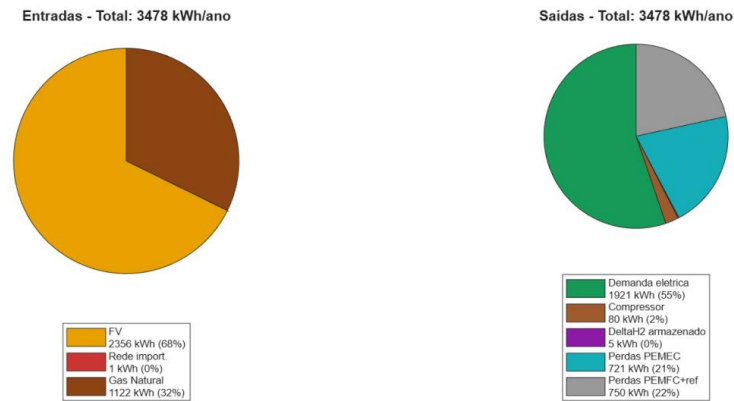


Figura 34 – Balanço energético anual do sistema (Rio de Janeiro)

Conforme demonstrado na Figura 34, fecha-se o balanço anual como é previsto pela Lei de Conservação de energia, evidenciando a consistência do modelo. O total de entradas de 3.478 kWh/ano é igual ao total de saídas. As entradas são dominadas pela geração fotovoltaica (67,7%) e pelo gás natural (32,3%), enquanto a importação da rede é desprezível. Do lado das saídas, a demanda elétrica absorve 55,2% do total, as perdas de conversão do PEMEC somam 721 kWh/ano, enquanto as perdas da PEMFC e do reformador totalizam 750 kWh/ano, refletindo as irreversibilidades eletroquímicas e térmicas dos processos de conversão.

Cabe destacar que as perdas de conversão da PEMEC e da PEMFC, que somadas superam 1.470 kWh/an. No sistema modelado, essa energia é dissipada, representando uma oportunidade de integração com uma demanda de calor. Sistemas de cogeração (CHP) residenciais, como os analisados por Gabriel (2020), Hosseini e Dincer (2013) e De Souza Laya Junior (2021), recuperam essa parcela térmica para aquecimento de água ou de ambientes, elevando de forma expressiva o aproveitamento energético global. A integração com a demanda de calor surge, portanto, como o principal caminho para melhorar o desempenho do sistema proposto, sendo recomendada como desdobramento futuro deste trabalho.

Embora apareça como entrada e saída do balanço, a rede elétrica desempenha aqui apenas o papel de bateria complementar, absorvendo ou fornecendo, de forma marginal, as pequenas parcelas de energia residual que resultam da modelagem da PEMEC e da PEMFC frações de excedente ou de déficit instantâneo que não chegam a acionar a produção ou o consumo de hidrogênio. Por isso sua contribuição é desprezível no balanço anual, e o sistema pode ser considerado autônomo em relação à rede.

O balanço fica mais claro analisando o seu comportamento mês a mês. Com as barras positivas sendo as entradas e as negativas as saídas, o balanço mensal pode ser observado na Figura 35.

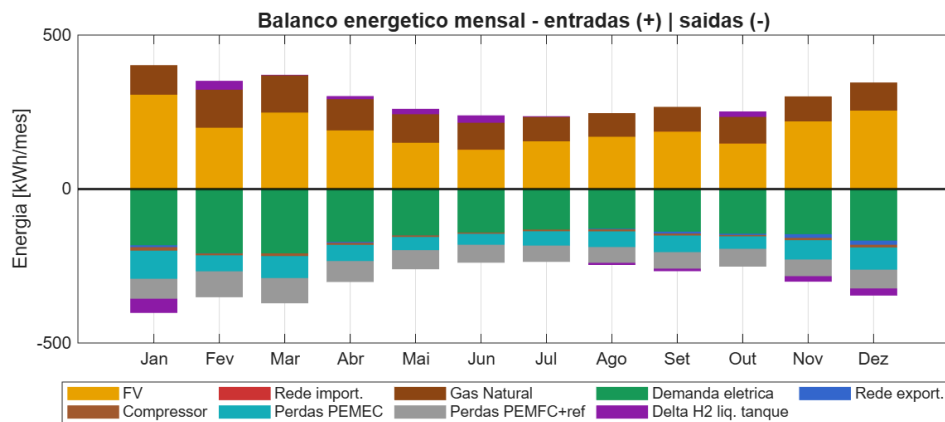


Figura 35 – Balanço energético mensal (Rio de Janeiro)

O balanço mensal, apresentado na Figura 35, fecha-se em cada mês e confirma, na escala mensal, o comportamento já discutido na análise do dia característico. A importação da rede permanece praticamente nula e a variação líquida do estoque de hidrogênio (ΔH_2 líquido) alterna de sinal ao longo do ano, aparecendo como saída nos meses de maior excedente fotovoltaico, em que o tanque carrega, e como entrada nos meses de menor irradiância, em que o tanque descarrega para suprir a demanda.

5.5 Comparação cidades

Esta seção compara as simulações das seis cidades: Rio de Janeiro, São Paulo, Campo Grande, Porto Alegre, Recife e Manaus. É feita a análise com foco em como o recurso solar e a demanda de cada localidade influenciam no dimensionamento do sistema e a dependência de gás natural. A Tabela 26 reúne os valores anuais simulados que orientam a comparação, ordenado pela razão entre a energia fotovoltaica pela demanda (FV/dem).

Tabela 26 – Resumo anual por cidade

Cidade	FV [kWh]	Demanda [kWh]	FV / dem.	Excedente [kWh]	Irradiação [kWh/m²]
Recife	2.164	1.616	1,34	1.529	2.031
Rio de Janeiro	2.356	1.921	1,23	1.628	1.670
Manaus	3.559	3.077	1,16	2.423	1.455
Porto Alegre	2.923	2.669	1,10	1.934	1.657
Campo Grande	2.585	2.487	1,04	1.637	1.830
São Paulo	2.537	2.532	1,00	1.643	1.786

A Figura 36 apresenta, por estação e cidade, a geração fotovoltaica, a demanda e a irradiação das seis localidades, permitindo comparar como o equilíbrio entre oferta e demanda se distribui ao longo do ano.

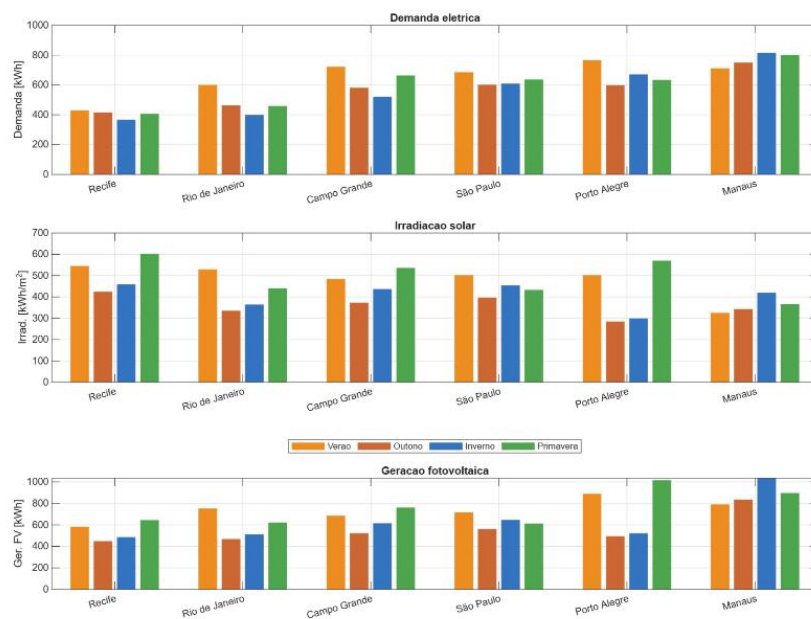


Figura 36 – Comparação cidades por estação (seis cidades)

Campo Grande e São Paulo apresentam padrões similares entre si, com geração e demanda relativamente equilibradas ao longo do ano. A irradiação anual varia de 1.455 kWh/m² em Manaus a 2.031 em Recife; chama atenção que Manaus, apesar de equatorial, registra a menor irradiação do conjunto, em razão da alta nebulosidade amazônica. A sazonalidade da geração fotovoltaica também difere, Porto Alegre concentra grande parte da sua geração fotovoltaica no verão e na primavera, enquanto no inverno a geração cai acentuadamente, com

a queda relativa de produção de H_2 entre verão e inverno sendo a mais acentuada do conjunto (de 11,43 kg para 6,12 kg, redução de 46%) conforme a Tabela 27.

Tabela 27 – Produção de H_2 pelo PEMEC por estação [kg]

Cidade	Verão	Outono	Inverno	Primavera	Anual
Rio de Janeiro	7,96	4,62	5,62	6,61	24,81
São Paulo	7,25 kg	5,42	6,79	5,85	25,31
Campo Grande	6,20	4,87	6,58	7,66	25,31
Porto Alegre	8,67	4,77	4,61	11,39	29,44
Manaus	7,52	8,20	11,30	9,14	36,16
Recife	6,29	4,44	5,24	7,38	23,35

O número de módulos fotovoltaicos varia de 3 (Recife, configuração 1×3) a 7 (Manaus, configuração 1×7), refletindo o balanço entre irradiância disponível e demanda elétrica. Recife, com alta irradiância e a menor demanda do conjunto, atinge o equilíbrio com apenas 3 módulos. Manaus, por outro lado, apresenta elevada demanda e irradiância baixa pelo padrão de chuvas, exigindo 7 módulos em arranjo paralelo para maximizar a corrente disponível. Porto Alegre requer 5 módulos devido à maior variabilidade, o inverno mais rigoroso reduz significativamente a geração fotovoltaica e exige um sistema fotovoltaico maior para manter a produção de H_2 em nível adequado ao longo do ano. No final do ano, este maior dimensionamento reflete na maior produção de hidrogênio anual em relação as demais cidades, com a exceção de Manaus.

Essa variação no número de módulos impacta diretamente a área ocupada pelo arranjo fotovoltaico. Manaus, ao exigir mais que o dobro de módulos de Recife, requer também mais que o dobro de área de telhado ou de terreno para a instalação. Trata-se de um aspecto relevante em aplicações residenciais, nas quais a área disponível costuma ser limitada e pode, em casos mais extremos, restringir o dimensionamento do sistema fotovoltaico e, por consequência, a autonomia em relação ao gás natural.

5.5.1 Relação Hidrogênio x Gás Natural

A Tabela 28 detalha a origem do hidrogênio consumido pela célula a combustível e a fração de gás natural (GN) projetada. O hidrogênio do tanque, produzido por eletrólise do excedente solar, é limitado por esse excedente apresentando valores de 23 a 36 kg/ano. As demandas, demonstradas na Figura 36, acabam sendo o fator determinante para o maior uso do reformador, que apresenta valores de 21 a 71 kg fornecidos por ano.

Tabela 28 – Origem do hidrogênio e fração de gás natural

Cidade	H ₂ tanque (kg)	H ₂ reformador (kg)	f_{GN} projeto	FV / dem.	Fração renovável
Recife	23,1	31,3	0,575	1,34	42,5%
Rio de Janeiro	24,7	41,1	0,625	1,23	37,5%
Manaus	36,1	71,3	0,710	1,16	33,6%
Porto Alegre	29,6	63,0	0,695	1,10	31,9%
Campo Grande	25,4	59,5	0,715	1,04	29,9%
São Paulo	25,0	65,6	0,735	1,00	27,6%

Essa assimetria é a chave da dependência de gás natural. A parcela de hidrogênio verde é limitada pelo excedente solar e se mantém numa faixa estreita, enquanto o hidrogênio obtido pela reforma cresce livremente com a demanda. Quanto maior a folga do recurso sobre o consumo, menor a dependência fóssil, conforme demonstra a Figura 37. Recife, com a maior razão (1,34), tem a menor fração de gás (0,575), e São Paulo, com razão de 1,00, a maior (0,724).

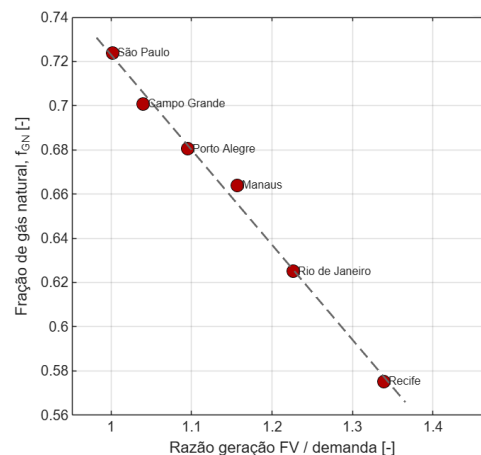


Figura 37 – Relação fração x Razão FV/demanda

Em fração renovável, o ranking vai de 42,5% em Recife a 27,6% em São Paulo: nenhuma cidade ultrapassa a metade, pois a baixa eficiência de ida e volta da rota de hidrogênio torna a necessidade de gás natural estrutural. Vale notar que o que determina a fração renovável não é a produção do hidrogênio verde. Manaus, que mais produz hidrogênio verde, não é a mais limpa, por ter a maior demanda, enquanto Recife é a mais renovável por ter a menor.

Uma forma de elevar essa fração renovável, sem alterar a estrutura do sistema, seria substituir o gás natural por biogás na alimentação do reformador, o que ajudaria na redução da emissão de CO₂.

5.5.2 Fatores

Essas dependências se confirmam quantitativamente, conforme as Tabelas 18 e 25. O número de módulos fotovoltaicos cresce com a razão demanda/irradiância. Manaus, que combina a pior irradiância com a maior demanda, precisa de sete módulos, contra três de Recife. As células do eletrolisador são proporcionais ao excedente que absorvem, e as da célula a combustível, ao déficit que cobre a fração de gás natural, por fim, decresce de forma quase linear com a razão FV/demanda.

O conjunto revela que, embora cada componente responda a uma grandeza distinta, os módulos à razão demanda/irradiância, o eletrolisador ao excedente, a célula a combustível ao déficit e a fração fóssil à razão FV/demanda. Todos esses fatores derivam de apenas duas variáveis primárias: a irradiância solar e a demanda elétrica. O sistema tem, portanto, essencialmente dois graus de liberdade, e o porte de cada componente pode ser estimado a partir dessas duas grandezas, permitindo a adoção do modelo a demais localidades.

5.6 Emissões

A Tabela 29 e a Figura 38 apresentam as emissões do sistema e da rede para as seis cidades. O sistema emite de 169 kg de CO₂ por ano em Recife a 386 kg por ano em Manaus, se relacionando com o consumo de gás natural de cada cidade. Como a demanda atendida difere entre as cidades, as emissões absolutas não são diretamente comparáveis entre si nem com a rede. Para permitir essa comparação, define-se o fator efetivo de emissão do sistema como a razão entre o CO₂ emitido e a demanda elétrica atendida, em kg de CO₂ por kWh. Importante ressaltar que ele é calculado sobre a demanda total, e não apenas sobre a parcela que passa pela célula a combustível, justamente para ser comparável ao fator da rede, que se aplica a toda a energia consumida.

Tabela 29 – Emissões anuais de CO₂: sistema (gás natural) e cenário de rede, por cidade

Cidade	EGN [kWh]	CO ₂ sistema [kg]	CO ₂ rede [kg]	Fator efetivo [kg/kWh]
Recife	853,5	169,0	62,2	0,105
Rio de Janeiro	1.121,9	222,1	74,0	0,116
Manaus	1.948,1	385,7	118,5	0,125
Porto Alegre	1.719,6	340,5	102,8	0,128
Campo Grande	1.624,4	321,6	95,8	0,129
São Paulo	1.790,9	354,6	97,5	0,140

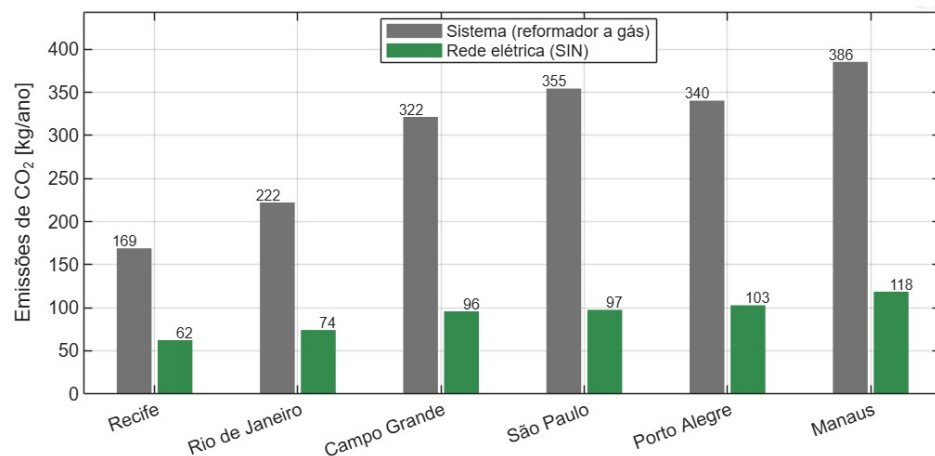


Figura 38 – Emissões de CO₂: sistema (gás natural) vs rede elétrica (SIN), por cidade

O sistema emite mais CO₂ do que o atendimento direto pela rede, de 2,7 vezes em Recife a 3,6 vezes em São Paulo. A causa não está no sistema em si, mas na referência. A rede brasileira é excepcionalmente limpa, com fator de 0,0385 kg/kWh, enquanto o reformador a gás natural eleva o fator efetivo do sistema para a faixa de 0,10 a 0,14 kg/kWh. No contexto da matriz brasileira, a vantagem ambiental se manifesta quando a referência é uma fonte fóssil.

Um exemplo concreto dessa referência fóssil é o gerador a diesel, alternativa usual para o atendimento elétrico fora da rede ou em situações de autonomia. Um grupo gerador a diesel emite tipicamente entre 0,7 e 0,8 kg de CO₂ por kWh, valor obtido a partir do fator de emissão do diesel, de cerca de 2,68 kg de CO₂ por litro, e de um consumo da ordem de 0,3 litro por kWh, bem acima da faixa de 0,10 a 0,14 kg/kWh do sistema proposto. Frente a essa referência, o sistema reduz significativamente as emissões de CO₂ o que evidencia que sua vantagem ambiental depende fortemente do referencial adotado.

Ainda há espaço para melhoria. Como as emissões do sistema são provenientes integralmente do reformador, qualquer redução da fração de gás natural por meio de maior eficiência global do sistema ou de maior capacidade de eletrólise, reduz proporcionalmente as emissões. A descarbonização efetiva do sistema está, assim, condicionada à diminuição da dependência do reformador, dependente de uma melhor eficiência dos componentes.

Nesse sentido, duas direções se destacam. A primeira é substituir o gás natural por biogás na alimentação do reformador: por ser renovável, o biogás tornaria renovável a parcela de hidrogênio hoje de origem fóssil, atacando a dependência do reformador na própria origem. A segunda diz respeito ao contexto de aplicação: em locais fora da rede, o sistema deslocaria a demanda que de outro modo seria atendida por um gerador a diesel fonte muito mais intensiva em carbono, da ordem de 0,7 a 0,8 kg de CO₂ por kWh, situação em que o ganho ambiental do sistema se torna expressivo.

6 Conclusão

Este trabalho propôs e analisou um sistema híbrido de energia solar fotovoltaica com armazenamento na forma de hidrogênio verde comprimido, complementado por um reformador de gás natural, voltado ao atendimento da demanda elétrica residencial. Por meio de simulações horárias ao longo de 8.760 h, o desempenho do sistema foi avaliado em seis cidades brasileiras de perfis climáticos e de consumo distintos Rio de Janeiro, São Paulo, Campo Grande, Porto Alegre, Manaus e Recife, com cada componente dimensionado individualmente para cada localidade.

A análise confirmou a viabilidade técnica do sistema. Em todas as cidades, o arranjo fotovoltaico, o eletrolisador, a célula a combustível e o reformador puderam ser dimensionados de modo a atender integralmente a demanda residencial e a operar em regime anual praticamente cíclico, com variação líquida do estoque de hidrogênio inferior a 0,3 kg. As

configurações resultantes variaram de três a sete módulos fotovoltaicos, com frações de complementação por gás natural entre 57,5 e 73,5%, refletindo as diferenças de recurso solar e demanda entre as localidades.

O principal resultado da análise comparativa foi a constatação de que o dimensionamento do sistema não é arbitrário, mas governado por relações quantitativas. O número de módulos cresce com a razão demanda/irradiância, o eletrolisador é dimensionado pelo excedente fotovoltaico, a célula a combustível pelo déficit a cobrir, e a fração de gás natural decresce com a razão entre geração e demanda. Como todos esses fatores derivam de apenas duas variáveis, a irradiância solar e a demanda elétrica, o sistema possui essencialmente dois graus de liberdade, e o dimensionamento de cada componente pode ser estimado a partir desses dois fatores.

Quanto ao potencial do hidrogênio verde como meio de armazenamento, a análise revelou um limite estrutural. A baixa eficiência de ida e volta da rota de hidrogênio, cerca de 26%, faz com que cada quilowatt-hora recuperado por meio do hidrogênio exija cerca de 3,8 kWh de excedente fotovoltaico. Em consequência, mesmo aproveitando integralmente o excedente disponível, a eletrólise supre apenas a parcela verde do hidrogênio consumido, de cerca de 28% em São Paulo a 42% em Recife, cabendo ao reformador o restante. Na configuração analisada, o gás natural mostrou-se, portanto, um complemento estrutural do sistema, e não apenas um recurso de emergência.

Esse limite também mostra que, para o armazenamento puramente elétrico, o hidrogênio não compete com baterias eletroquímicas, cuja eficiência de ida e volta é muito superior. O valor do hidrogênio neste arranjo está menos na recuperação de eletricidade e mais no aproveitamento do calor associado: como a maior parte das perdas de conversão é térmica, a integração com uma demanda de calor (cogeração) é o que melhor justificaria a rota do hidrogênio, recuperando energia que de outro modo é dissipada.

Esse mesmo fator determinou o resultado ambiental, que se mostrou contraintuitivo. Como todas as emissões do sistema provêm do reformador, seu fator efetivo de emissão, de 0,10 a 0,14 kg de CO₂ por kWh, supera em 2,7 a 3,6 vezes o da rede elétrica brasileira, de 0,0385 kg por kWh. A matriz elétrica brasileira é excepcionalmente limpa, predominantemente hidrelétrica, o que justifica essa relação. No contexto nacional, portanto, o valor do sistema reside na autonomia energética e na geração local renovável, e não na redução de emissões frente à rede; a vantagem ambiental só se manifesta quando a referência é uma fonte fóssil. Uma vez que as emissões são integralmente atribuíveis ao reformador, a descarbonização

efetiva do sistema fica condicionada à redução da fração de gás natural, o que, por sua vez, depende da melhoria do rendimento do modelo.

Frente a um gerador a diesel, alternativa típica para geração local fora da rede, com fator de emissão da ordem de 0,7 a 0,8 kg de CO₂ por kWh, sistema emite cerca de cinco a oito vezes menos, demonstrando um impacto ambiental positivo quando comparado aos gerados. A substituição do gás natural por biogás, retomada entre os trabalhos futuros, tornaria o balanço favorável também frente à rede elétrica brasileira.

Cabe registrar as limitações do estudo. O perfil de demanda foi construído a partir de dados médios mensais estaduais, e não de medições horárias específicas de cada cidade, de modo que todos os dias de um mesmo mês compartilham o mesmo perfil diário.

Como trabalhos futuros, sugere-se a investigação de configurações com maior capacidade de eletrólise ou conversores de maior rendimento, com vistas a reduzir a dependência do reformador. Entre eles a substituição do gás natural por biogás, que tornaria o balanço ambiental favorável mesmo frente à rede. a inclusão de uma análise econômica, que complementaria a avaliação técnica e ambiental aqui desenvolvida e permitiria julgar a competitividade do sistema, e o uso de perfis de demanda horários e específicos de cada cidade, em vez de médias mensais estaduais, capazes de capturar a variabilidade diária real do consumo e refinar o dimensionamento e a avaliação de desempenho.

Além disso, estudos como de Zhang et al. (2022) investigou sistemas de poligeração que integram eletrolisadores, células a combustível e armazenamento térmico, demonstrando que a recuperação de calor residual pode elevar a eficiência global do sistema. De forma semelhante, Mahmoudi e Khani (2016) analisaram sistemas híbridos sob a perspectiva exergoeconômica, evidenciando que a integração de múltiplas tecnologias reduz irreversibilidades e melhora o aproveitamento energético.

7 Referências Bibliográficas

ABDIN, Z.; WEBB, C. PEM fuel cell model and simulation in Matlab–Simulink based on physical parameters. *Energy*, v. 116, p. 1131–1144, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). Infográfico ABSOLAR: energia solar fotovoltaica no Brasil. n. 90. São Paulo: ABSOLAR, 14 abr. 2026. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 27 jun. 2026.

BIZON, N.; OPROESCU, M.; RACEANU, M. Efficient Energy Control Strategies for a Stand-alone Renewable / Fuel Cell Hybrid Power Source. *Energy Conversion and Management*, v. 90, p. 93-110, 2015

BRASIL. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. **Fatores de emissão de CO₂ pela geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional: fator médio anual**. Brasília, DF: MCTI, Sistema de Registro Nacional de Emissões (SIRENE), 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>. Acesso em: 28 jun. 2026.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2025: Ano base 2024. Rio de Janeiro: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional>

CABRERA, F. Avaliação da disponibilidade do recurso solar no estado do rio de janeiro. PUC-Rio, 2014.

CANADIAN SOLAR INC. Datasheet CS3U-355|360|365|370P-AG KuDymond, versão 5.61. Guelph, Ontario: Canadian Solar, maio 2020.

CARVALHO, José Eduardo. Análise energética, exergética e ambiental de sistemas de armazenamento aplicados a edificações residenciais no Brasil e na França. 2025. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2025.

CHEN, C.; TZENG, S.-Y. Optimization design of PID controllers for PEMFC with reformer using genetic algorithm. Proceedings of the Ninth International Conference on Machine Learning and Cybernetics, 2010

CHEN, X.; ZHOU, H. Multi-criteria assessment and optimization study on 5 kw pemfc based residential cchp system. Energy Conversion and Management, v. 160, p. 384–395, 2018

CHOUHAN, K. et al. Simulation of steam reforming of biogas in an industrial reformer for hydrogen production. International Journal of Hydrogen Energy, v. 46, n. 53, p. 26809–26824, 2021.

CORREA, J. An electrochemical-based fuel-cell model suitable for electrical engineering automation approach. IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL ELECTRONICS, v. 51, p. 1103–1111, 2004.]

DOE (2023): UNITED STATES. Department of Energy. *Hydrogen Data Book*. Washington, DC: DOE, 2023. Disponível em: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-data>

DE SOTO, W.; KLEIN, S. A.; BECKMAN, W. A. Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance. Solar Energy, v. 80, n. 1, p. 78–88, 2006.

DE SOUZA LAYA JUNIOR, Edson. Estudo de uma unidade CHP combinando uma célula a combustível do tipo PEMFC, painéis fotovoltaicos e sistema de armazenamento: análise 4E. 2021. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Anuário / Factsheet. Brasília, DF: EPE, 2025. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/anuario-factsheet.pdf>. Acesso em: 27 jan. 2026.

FUEL CELL AND HYDROGEN ENERGY ASSOCIATION. Fuel Cell Basics. Washington, DC: FCHEA, [2019]. Disponível em: <https://fchea.org/learning-center/fuel-cell-basics/>

FACCI, A. L. et al. Trigenerative micro compressed air energy storage: Concept and thermodynamic assessment. Applied Energy, v. 158, p. 243–254, 2015.

FRANCISQUINI, A. A. Estimação de Curvas de Carga em Pontos de Consumo e em Transformadores de Distribuição. Dissertação (mestrado), Universidade Estadual Paulista, São Paulo, Brazil, 2006

GABRIEL, Renato de Oliveira. Análises energética, econômica e ambiental de um micro-CHP com célula a combustível usando gás natural e painéis fotovoltaicos para aplicações residenciais e industriais. 2020. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2020

HOSSEINI, M.; DINCER, I. Hybrid solar fuel cell combined heat and power systems for residential applications: Energy and exergy analyses. *Journal of Power Sources*, v. 221, p. 372–380, 2013.

INCROPERA, F. P. et al. *Introduction to Heat Transfer*. 6th ed. Hoboken, NJ: Wiley, 2011.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Global Hydrogen Review 2025*. Paris: IEA, 2025. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/12d92ecc-e960-40f3-aff5-b2de6690ab6b/GlobalHydrogenReview2025.pdf>

IOROI, T. et al. Thin film electrocatalyst layer for unitized regenerative polymer electrolyte fuel cells. *Journal of Power Sources*, v. 112, n. 2, p. 583–587, nov. 2002

JARUNGTHAMMACHOTE, S.; DUTTA, A. Thermodynamic equilibrium model and second law analysis of a downdraft waste gasifier. *Energy*, v. 32, n. 9, p. 1660–1669, 2007.

JIAO, K.; LI, X. Water transport in polymer electrolyte membrane fuel cells. *Progress in Energy and Combustion Science*, v. 37, p. 221–291, 2011.

KURTZ J, et al. Analysis of hydrogen infrastructure for the feasibility, economics, and sustainability of a fuel cell powered data center. *Sustain Energy Technol Assessments* 2023;58:103357

LEVIKHIN, A. A.; BORYAEV, A. A. Physical properties and thermodynamic characteristics of hydrogen. *Heliyon*, v. 10, 2024.

MAHMOUDI, S. M. S.; KHANI, L. Thermodynamic and exergoeconomic assessments of a new solid oxide fuel cell-gas turbine cogeneration system. *Energy Conversion and Management*, v. 123, p. 324–337, set. 2016.

MANN, R.; AMPHLETT, J. Development and application of a generalized steady-state electrochemical model for a pem fuel cell. *Journal of Power Sources*, v. 86, p. 173–180, 2000

MERT, O.; DINCER, I. Exergoeconomic analysis of a vehicular pem fuel cell system. *Journal of Power Sources*, v. 165, p. 244–252, 2007.

NEBEY, Abraham Hizkiel. Recent advancements in hydrogen production from renewable energy sources. *Energy Conversion and Management: X*, v. 30, p. 101717, 2026. DOI: 10.1016/j.ecmx.2026.101717.

NI, M.; LEUNG, M. K. H.; LEUNG, D. Y. C. An electrochemical model of a proton exchange membrane electrolyzer for hydrogen production. *Chemical Engineering & Technology*, v. 31, n. 8, p. 1139–1144, 2008.

PEREIRA, E. B. et al. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

PIVOVAR, Bryan. H2NEW Overview: Connection to HydroGEN 2.0. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2022. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy22osti/82938.pdf>

PUKRUSHPAN, J.; STEFANOPOULOU, A. Modeling and control for PEM fuel cell stack system. *Proceedings of the 2002 American Control Conference*, 2002.

[ROWE, A.; XIANGUO, L. Mathematical modeling of proton exchange membrane fuel cells. *Journal of Power Sources*, v. 102, p. 82–96, 2001.](#)

[SANGTAM, B. T.; PARK, H. Review on bubble dynamics in proton exchange membrane water electrolysis: towards optimal green hydrogen yield. *Micromachines*, v. 14, n. 12, art. 2234, 2023. DOI: 10.3390/mi14122234.](#)

SARAVANAMUTTOO, H. I. H.; ROGERS, G. F. C.; COHEN, H. *Gas turbine theory*. 7. ed. Harlow: Pearson, 2017.

SIMPSON, A.; LUTZ, A. Exergy analysis of hydrogen production via steam methane reforming. *International Journal of Hydrogen Energy*, v. 32, n. 18, p. 4811–4820, 2007.

SMITH, J.M.; VAN NESS, H.C.; ABBOTT, M.M. *Introdução à Termodinâmica da Engenharia Química*. 7. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2007.

[SPIEGEL, C. PEM fuel cell modeling and simulation using MATLAB. Elsevier Academic Press, 2011. Disponível em:](#)

SUBEDI, S. et al. Hydrogen production technologies and future energy systems: A review. Energy Reports, 2026.

WANG, Y.; LUO, S. Microfluidic fuel cells with different types of fuels: A prospective review. Renewable and sustainable energy reviews, v. 141, p. 110806–110832, 2021.

ZHANG, Y. et al. The thermodynamic effect of thermal energy storage on compressed air energy storage system. Renewable Energy, v. 50, p. 227–235, 2013.

ZHANG, Y. et al. Thermodynamic analysis of energy conversion and transfer in hybrid system consisting of wind turbine and advanced adiabatic compressed air energy storage. Energy, v. 77, p. 460–477, 2014.

ZHANG, Z. et al. A review of technologies and applications on versatile energy storage systems. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 148, p. 111263, set. 2022

APÊNDICE A — Demanda elétrica e irradiância por cidade

Este apêndice reúne, para cada uma das cinco cidades não detalhadas ao longo do texto, as curvas médias de demanda elétrica residencial e de irradiância utilizadas como dados de entrada da simulação horária. As curvas correspondentes ao Rio de Janeiro encontram-se nas Figuras 17 a 22.

[colar o gráfico aqui]

Figura A.1 – Demanda elétrica média horária (São Paulo)

[colar o gráfico aqui]

Figura A.2 – Irradiância média horária (São Paulo)

[colar o gráfico aqui]

Figura A.3 – Demanda elétrica média horária (Campo Grande)

[colar o gráfico aqui]

Figura A.4 – Irradiância média horária (Campo Grande)

[colar o gráfico aqui]

Figura A.5 – Demanda elétrica média horária (Porto Alegre)

[colar o gráfico aqui]

Figura A.6 – Irradiância média horária (Porto Alegre)

[colar o gráfico aqui]

Figura A.7 – Demanda elétrica média horária (Manaus)

[colar o gráfico aqui]

Figura A.8 – Irradiância média horária (Manaus)

[colar o gráfico aqui]

Figura A.9 – Demanda elétrica média horária (Recife)

[colar o gráfico aqui]

Figura A.10 – Irradiância média horária (Recife)