

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ENGENHARIA DE ENERGIA

**SIMULAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO COM ARMAZENAMENTO DE  
ENERGIA ATRAVÉS DE HIDROGÊNIO UTILIZANDO O HOMER ENERGY**

por

**Andersen Barreto Müller**

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, fevereiro de 2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
ENGENHARIA DE ENERGIA

**SIMULAÇÃO DE SISTEMA FOTOVOLTAICO COM ARMAZENAMENTO DE  
ENERGIA ATRAVÉS DE HIDROGÊNIO UTILIZANDO O HOMER ENERGY**

por

**Andersen Barreto Müller**

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS  
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne  
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Banca examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos

Profa. Dra. Bibiana Maitê Petry Ferraz

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Porto Alegre, 05 de fevereiro de 2024.

**MÜLLER, A. B. Simulação de sistema fotovoltaico para geração de energia elétrica, com armazenamento de energia através de hidrogênio.** 2024. 25 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

### **RESUMO**

Este trabalho investiga a viabilidade econômica do uso de hidrogênio como fonte de armazenamento de energia em uma microrrede abastecida com energia solar fotovoltaica. Utilizando-se do software HOMER Energy, simulou-se uma microrrede localizada em Porto Alegre - RS e composta de painéis fotovoltaicos, uma célula eletrolítica, um tanque de armazenamento de hidrogênio e uma célula combustível, conectada à rede elétrica nacional. Essa microrrede abasteceu um condomínio composto de 30 residências, uma escola e um centro comercial. As simulações realizadas investigam os efeitos do custo dos componentes do sistema bem como o preço da rede elétrica na performance econômica do sistema. Foram realizadas três simulações, uma com os custos atuais, uma com elevação do custo na rede e outra com diminuição no custo dos equipamentos ligados ao hidrogênio. Os resultados indicam que o sistema de armazenamento já se torna competitivo quando seu custo for reduzido em 50% dos valores atuais. Mesmo com a manutenção dos custos atuais da tecnologia, o cenário com elevação dos preços da rede mostrou que há viabilidade econômica no emprego de hidrogênio como armazenamento de energia.

**PALAVRAS-CHAVE:** hidrogênio; solar fotovoltaica; simulação.

MÜLLER, A. B. **Simulation of a solar PV system for electricity Generation, with energy storage through hydrogen.** 2024. 25 pages. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.

### **ABSTRACT**

This work investigates the economic viability of using hydrogen as an energy storage source in a microgrid powered by solar photovoltaic energy. Using HOMER Energy software, a microgrid located in Porto Alegre - RS, consisting of photovoltaic panels, an electrolytic cell, a hydrogen storage tank, and a fuel cell connected to the national electrical grid, was simulated. This microgrid supplied power to a complex comprising 30 residences, a school, and a commercial center. The simulations explored the effects of the system's component costs as well as the electricity grid price on the economic performance of the system. Three simulations were conducted: one with current costs, one with an increase in grid costs, and another with a decrease in hydrogen-related equipment costs. The results indicate that the storage system becomes competitive when its cost is reduced by 50% of current values. Even with the maintenance of current technology costs, the scenario with increased grid prices showed economic viability in using hydrogen as an energy storage solution.

**KEYWORDS:** hydrogen; solar PV; simulation.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	1
1.1	Panorama atual do hidrogênio .....	1
2	REFERENCIAL TEÓRICO.....	4
2.1	Placa fotovoltaica.....	4
2.2	Inversor .....	7
2.3	Célula eletrolítica .....	7
2.4	Célula a combustível (hidrogênio).....	8
2.5	Tanques de hidrogênio .....	8
2.6	Métricas financeiras .....	8
3	METODOLOGIA.....	10
3.1	Etapa preparatória .....	11
3.2	Topologia da microrrede.....	11
3.3	Definição da curva de carga do condomínio.....	12
3.4	Modelagem dos equipamentos.....	12
3.5	Simulações .....	12
3.6	Fontes dos dados .....	13
4	ESTUDO DE CASO .....	14
4.1	Dados gerais de simulação.....	14
4.2	Curva de carga .....	14
4.2.1	Curva de carga das residências.....	15
4.2.2	Curva de carga do setor comercial .....	15
4.2.3	Curva de carga da escola .....	15
4.2.4	Curva de carga final do condomínio .....	16
4.3	Painéis PV .....	17
4.4	Inversores.....	18
4.5	Eletrolisador.....	18
4.6	Célula a combustível.....	19
4.7	Tanque de hidrogênio .....	20
4.8	Rede .....	20
4.9	Alteração nos custos relacionados ao hidrogênio na terceira simulação .....	21
5	RESULTADOS .....	22
5.1	Diferenças entre os sistemas .....	23
6	CONCLUSÕES .....	25
7	BIBLIOGRAFIA.....	26

## 1 INTRODUÇÃO

Catástrofes naturais, desastres ambientais e temperaturas recordes acontecem com cada vez mais frequência. Uma crescente preocupação com o aquecimento global, motivada em muito por esses fenômenos, culminou em acordos de proporções históricas pelo clima. Se, por um lado, muitas razões para a elevação da temperatura terrestre são citadas e catalogadas em cada nova conferência, por outro lado, é consenso que seus efeitos podem ser mitigados com uma diminuição drástica nas emissões de gases causadores de efeito estufa (GEE).

Um dos setores que mais contribui para a emissão dos GEE e, portanto, um dos que mais demanda atenção, é o setor energético. Mundo afora, políticos, engenheiros e ambientalistas vem trazendo à pauta novas tecnologias que prometem eficiência energética e responsabilidade ambiental. Uma das fontes de energia renovável que ganhou mais importância nos últimos anos é a energia solar fotovoltaica, sendo a fonte renovável mais instalada no mundo em 2022 (IEA, 2023).

Como complementação à instalação de fontes renováveis, é desejável desenvolver e testar tecnologias que solucionem os problemas inerentes a elas. A energia fotovoltaica tem na intermitência e no efeito canibal dois de seus maiores problemas a serem resolvidos.

A intermitência diminui a confiabilidade de sistemas fotovoltaicos, porque gera uma imprevisibilidade na geração e dificulta o planejamento. O efeito canibal ocorre quando a instalação de um novo sistema fotovoltaico diminui os lucros de todos os demais. Esse efeito ocorre porque o novo sistema elevará a geração nos horários em que já há alta geração e, por conseguinte, baixos preços de venda (LÓPEZ PROL; STEININGER; ZILBERMAN, 2020).

Uma alternativa empregável que soluciona ambos os desafios é o uso de tecnologias de armazenamento de energia, que objetiva diluir os efeitos da sobregeração, bem como viabilizar a integração de sistemas fotovoltaicos em períodos de baixa produção.

O objetivo deste trabalho é investigar os efeitos da aplicação de hidrogênio como sistema de armazenamento de energia. Para tanto, foi simulado um sistema fotovoltaico (PV) para geração de eletricidade conectado a uma célula eletrolítica (EL) de produção de hidrogênio (H<sub>2</sub>), armazenado em um tanque de H<sub>2</sub>. O tanque foi acoplado a uma célula a combustível (FC) que transforma o hidrogênio novamente em eletricidade, conforme necessário. Um controlador automático define o momento de ligar ou desligar a EL e a FC.

A viabilidade econômica do sistema de geração, armazenamento e uso do hidrogênio parte do princípio de que a energia elétrica produzida pelas placas solares pode ser muito mais barata que a energia da rede elétrica. Este trabalho investiga se há atratividade econômica nesse sistema com os custos atuais da tecnologia e compara com outros cenários. O principal interesse esteve na comparação do sistema a ser simulado (doravante “sistema”) com os custos da rede elétrica fornecida pelo sistema interligado nacional (doravante apenas “rede”).

### 1.1 Panorama atual do hidrogênio

O hidrogênio produzido em células eletrolíticas com energia elétrica proveniente de fontes renováveis é chamado de hidrogênio verde (MUTHUKUMAR et al., 2023). Seu uso no armazenamento e como transportador de energia vem sendo realizado desde 1981, na Dinamarca, sendo a primeira aplicação com geração solar fotovoltaica datada de 1983, na Florida (LUO; CRISTOFARI; LEVREY, 2023).

A conversão de eletricidade em H<sub>2</sub>, conhecida como *power-to-gas*, cresceu em relevância nos últimos 30 anos. Gahleitner, 2013, cita a existência de pelo menos 41 plantas comerciais desenvolvidas entre 1991 e 2012, além de sete plantas planejadas à época (GAHLEITNER, 2013). Desse total, 25 eram alimentadas total ou parcialmente pela energia solar. Entretanto, o preço de

produção de hidrogênio verde ainda é consideravelmente maior do que o preço de produção de H<sub>2</sub> através de outras tecnologias (MUTHUKUMAR et al., 2023).

A tecnologia mais empregada na produção de hidrogênio verde é a eletrólise da água (LUO; CRISTOFARI; LEVREY, 2023). Dentre os vários tipos de células eletrolíticas, as mais usadas possuem eletrolisadores alcalinos (ALK – do inglês, *alkaline*) e eletrolisadores de membrana de troca de prótons (PEM – do inglês, *proton exchange membrane*). Embora os eletrolisadores PEM possuam vantagens em relação aos ALK, em aplicações de larga escala são usados principalmente eletrolisadores ALK, por se tratar de uma tecnologia mais madura. Os eletrolisadores PEM são objeto de estudo de muitos trabalhos que buscam viabilizar sua aplicação em grandes potências (LUO; CRISTOFARI; LEVREY, 2023).

O armazenamento de H<sub>2</sub> também demanda cuidados e é objeto de estudo de diversos trabalhos acadêmicos. Em 2023, Muthukumar et al. publicaram uma revisão dos principais métodos de armazenamento existentes, com foco no uso em larga escala. O método mais simples e de crescimento mais rápido é o uso de tanques com hidrogênio na forma de gás comprimido. Outras possibilidades incluem armazenamento subterrâneo e armazenamento de hidrogênio em estado líquido ou mesmo sólido. O método de gás comprimido demanda grandes quantidades de energia devido às altas pressões, mas é uma tecnologia bastante madura e bem difundida (MUTHUKUMAR et al., 2023).

A tecnologia empregada no armazenamento de H<sub>2</sub> depende do uso que será dado a esse gás e do local de uso. Se a utilização do H<sub>2</sub> não for suficientemente próxima à planta de *power-to-gas*, é necessário o uso da cadeia de transporte de hidrogênio. Em distâncias de até 400km, esse transporte é usualmente feito por meio de caminhões carregadores de cilindros de gás H<sub>2</sub> pressurizado, que são uma tecnologia eficiente. Acima dessa distância se justifica liquefazer o hidrogênio dos cilindros pressurizados, porque, embora o custo de liquefação seja elevado, o hidrogênio líquido possui uma densidade energética alta, que permite o transporte de maiores fluxos de energia em comparação com hidrogênio gás (MUTHUKUMAR et al., 2023).

Outra tecnologia é o uso de dutos de H<sub>2</sub>, economicamente eficiente para até 1800 km. (MUTHUKUMAR et al., 2023). Em todos os casos, o custo de transporte eleva o custo de produção do hidrogênio (LCOH – do inglês, *levelised cost of hydrogen*) em relação ao uso no local de produção.

A conversão de hidrogênio novamente em eletricidade recebe o nome de *power-to-power*. Nesse caso, o hidrogênio gerado é usado na própria planta como forma de armazenamento de energia, substituindo o uso de baterias (LUO; CRISTOFARI; LEVREY, 2023). Essa conversão pode ser feita através de uma turbina movida a H<sub>2</sub> ou por meio de uma célula a combustível (FC – do inglês, *fuel cell*). Assim como as células EL, existem diversos tipos de células a combustível, sendo as mais usadas as células alcalinas (AFC – do inglês, *alkaline fuel cell*) e as células de membrana de troca de prótons (PEMFC – do inglês, *proton exchange membrane fuel cell*) (LUO; CRISTOFARI; LEVREY, 2023). Em relação às turbinas, as FC são uma tecnologia mais flexível, cobrindo uma variedade de potências que atende a grande parte dos usos.

Herdem et al., 2023, compilaram da literatura diversos sistemas de produção de hidrogênio verde. A maioria dos trabalhos analisados por eles consistia em aplicações *off-grid*. Dentre esses, a produção de eletricidade foi uma das aplicações para o hidrogênio mais citados (HERDEM et al., 2023). O emprego de H<sub>2</sub> para estabilizar a produção de eletricidade foi simulado por (CHEN; LU; XING, 2021), em uma aplicação desconectada da rede que objetivava produção elétrica constante de 100MW. A energia obtida provinha de uma combinação de plantas solar PV e eólica nos EUA e na Alemanha, respectivamente. O custo de energia obtido por eles, representado pelos custos nivelados de eletricidade (LCOE – do inglês, *levelised cost of electricity*), foi comparável ao custo atual de energia elétrica, o que indica atratividade econômica para aplicações de larga escala (CHEN; LU; XING, 2021).

Na referência (YILANCI; DINCER; OZTURK, 2009) é apresentada uma revisão de projetos de geração de eletricidade com PV, EL e FC. O trabalho dividiu as aplicações em *on-grid* e *off-grid*, ou *stand-alone*. O primeiro grupo utiliza energia da rede para garantir produção de H<sub>2</sub> em momentos de baixa produção PV. À época, havia apenas 11 projetos *off-grid* catalogados. Apenas três desses estavam em funcionamento, com uma potência PV instalada conjunta inferior a 100 kWp. Somente três experiências até então haviam aplicado a tecnologia PEM na célula eletrolítica (YILANCI; DINCER; OZTURK, 2009). No entanto, (LUO; CRISTOFARI; LEVREY, 2023) citam que atualmente os eletrolisadores PEM já são empregados na mesma proporção que os ALK para baixas potências. O estudo de (YILANCI; DINCER; OZTURK, 2009) também demonstrou que quase todas as experiências do uso de PV combinado com EL e FC foram financiados por governos ou universidades.

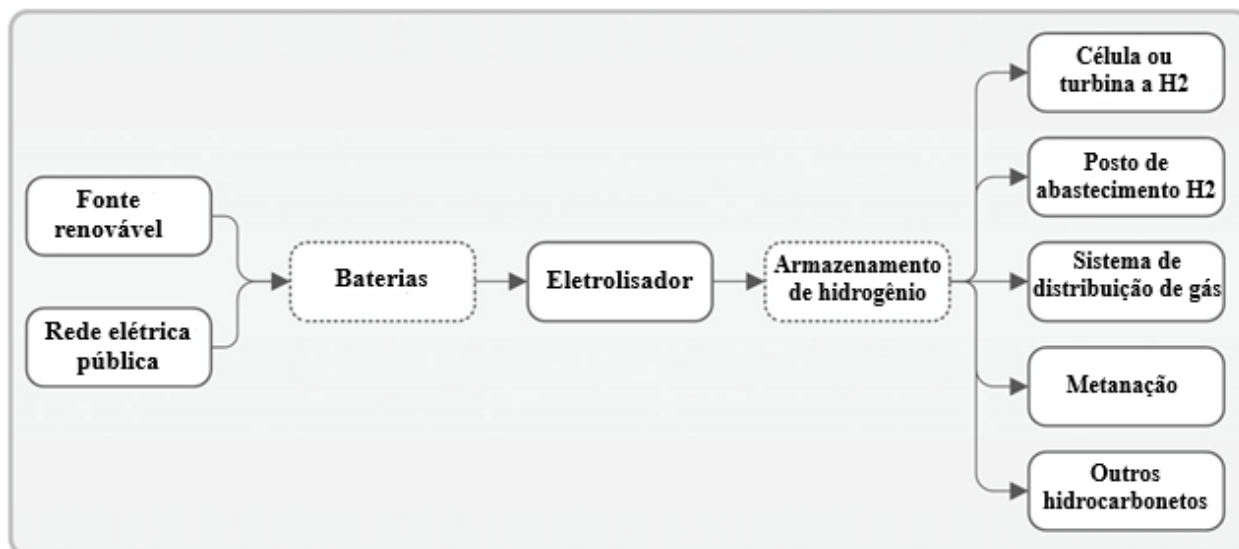
O Brasil dá, em seu Plano Nacional de Energia, lugar de destaque para o hidrogênio verde, prevendo grande crescimento na demanda. Atualmente, os combustíveis fósseis suprem a maior parte da energia envolvida em processos que poderiam elevar a demanda industrial de hidrogênio. O H<sub>2</sub> é considerado um vetor energético capaz de conectar setores que utilizam majoritariamente combustíveis fósseis ao setor elétrico, se tornando um grande viabilizador da transição energética. Em 2023, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) lançou uma chamada pública intitulada “Projeto Estratégico: ‘Hidrogênio Renovável no Contexto do Setor Elétrico Brasileiro’”, confirmando o interesse nacional em desenvolver a tecnologia.



## 2 REFERENCIAL TEÓRICO

A cadeia do hidrogênio consiste na produção, armazenamento, transporte e uso. Por ter uma ampla gama de aplicações e grande densidade energética, o hidrogênio vem ganhando espaço como transportador de energia. A Figura 1, retirada de Gahleitner et al, apresenta os diversos caminhos da cadeia de hidrogênio.

Figura 1 – Cadeia de hidrogênio.



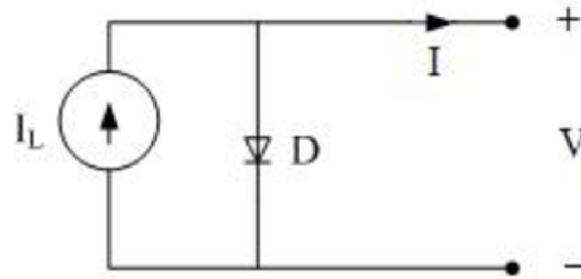
Fonte: Adaptado de GAHLEITNER, 2013.

O sistema modelado neste trabalho consiste em quatro subpartes: o sistema fotovoltaico (composto dos módulos e dos inversores), a célula eletrolítica, o tanque de armazenamento e a célula a combustível. O entendimento do funcionamento dessas subpartes é importante para a metodologia proposta e as seções subsequentes explicam brevemente o funcionamento de cada uma.

### 2.1 Placa fotovoltaica

As placas fotovoltaicas são dispositivos que transformam energia solar radiante diretamente em corrente elétrica, através do efeito fotovoltaico. Esse fenômeno só pode ser observado devido à presença de materiais semicondutores com dopagens positivas e negativas. A célula fotovoltaica é idealmente descrita como um diodo que, no escuro, não conduz corrente elétrica. Porém, à medida em que se aumenta a intensidade luminosa, há um deslocamento da curva tensão-corrente da célula. Essa curva mede graficamente a relação entre a corrente gerada pela célula e a tensão em seus terminais. A Figura 2 demonstra a representação da célula fotovoltaica como diodo ideal.

Figura 2 – Modelo ideal da célula fotovoltaica.

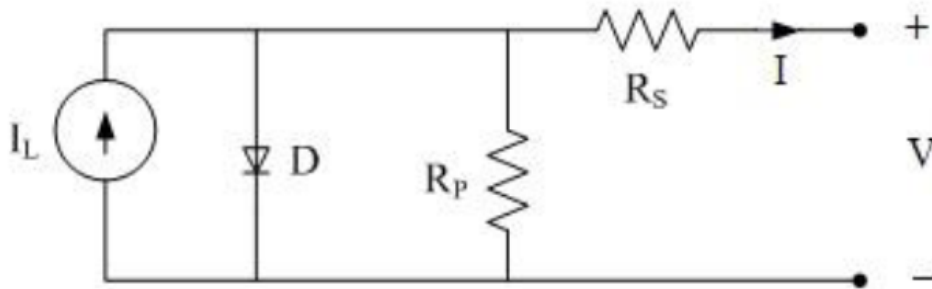


Fonte: Adaptado de CRESESB, 2014.

Na Figura 2, há um diodo ideal, por onde passa uma corrente  $I_D$  [A], em paralelo com uma fonte ideal de corrente, por onde passa uma corrente  $I_L$ . Nos terminais da placa, há uma tensão  $V$  [V] e, caso haja uma carga conectada a esses terminais, circula uma corrente  $I$  [A].

Uma célula real, porém, apresenta não idealidades que podem ser representadas no modelo apresentado na Figura 2 ao se adicionar uma resistência série e outra paralela. A resistência série decorre das perdas ôhmicas no material da célula, enquanto a resistência paralela decorre das perdas por correntes parasitas. Na Figura 3 são apresentadas as modificações.

Figura 3 – Circuito real.



Fonte: CRESESB, 2014.

A Figura 3 apresenta o circuito real das células fotovoltaicas, o qual é composto por: um diodo ideal onde há uma tensão  $V_D$  [V] e por onde circula uma corrente  $I_D$  [A]; uma fonte ideal de corrente, por onde circula uma corrente  $I_L$ ; uma resistência paralela  $R_P$  [ $\Omega$ ], por onde circula uma corrente  $I_P$  [A]; e, em série com os terminais da célula, uma resistência série  $R_S$  [ $\Omega$ ], por onde circula a corrente  $I$  [A]. Nos terminais da célula há uma tensão  $V$  [V].

O circuito equivalente real também considera as não idealidades no comportamento de diodo da célula e é chamado de modelo de cinco parâmetros. O comportamento de uma célula fotovoltaica, segundo o modelo dos cinco parâmetros, é descrito na equação

$$I = I_L - I_0 \cdot \left[ \exp\left(\frac{V + I \cdot R_S}{n \cdot V_{th}}\right) - 1 \right] - \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \quad (1)$$

onde  $I$  é a corrente produzida pela célula [A],  $V$  é a tensão entre seus terminais [V],  $R_P$  é a resistência paralelo [ $\Omega$ ],  $R_S$  é a resistência série [ $\Omega$ ] e  $n$  é o fator de não idealidade do diodo (GUTIÉRREZ-MARTÍN et al., 2023). O fator  $V_{th}$  é chamado de tensão térmica e é calculado pela equação

$$V_{th} = k \cdot \frac{T}{q}$$

onde  $k$  é a constante de Boltzmann ( $1,381 \times 10^{-23}$  [J/K]),  $q$  é a carga do elétron ( $1,62 \times 10^{-19}$  [C]) e  $T$  é a temperatura da célula em [K]. Os demais parâmetros da Equação 1,  $I_L$  e  $I_0$ , são chamados de corrente fotogerada [A] e corrente de saturação reversa [A], respectivamente, e podem ser descritos em função das resistências  $R_S$  e  $R_P$ . Das condições de curto-circuito e circuito aberto, obtém-se, respectivamente, as Equações 3 e 4 (CARRERO et al., 2011).

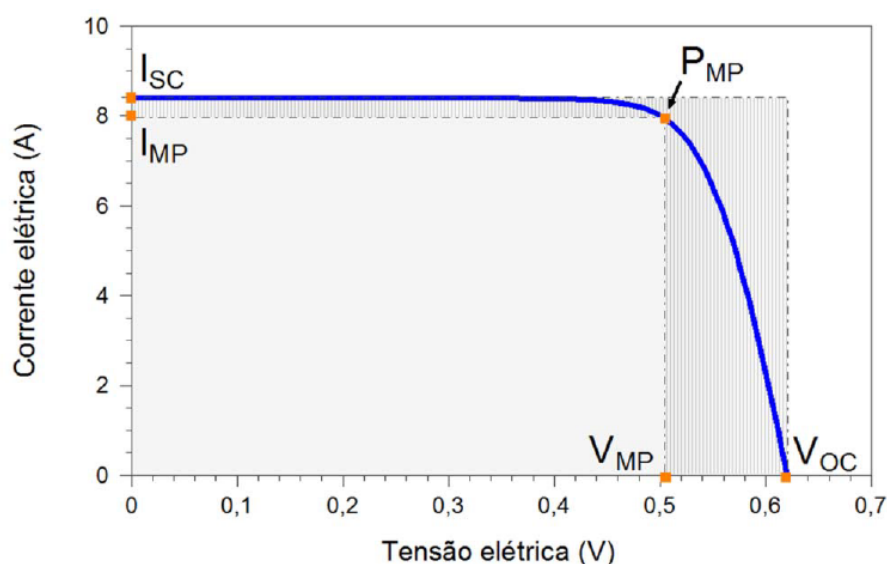
$$I_L = \frac{I_{SC} \cdot (R_S + R_P)}{R_P} \quad (3)$$

$$I_0 = \frac{I_{SC} \cdot (R_S + R_P) - V_{OC}}{R_P} \cdot \exp\left(-\frac{V_{OC}}{n \cdot V_{th}}\right) \quad (4)$$

onde  $I_{SC}$  e  $V_{OC}$  são, respectivamente, a corrente de curto-circuito e a tensão de circuito aberto. Portanto, o comportamento da célula pode ser completamente descrito sabendo-se esses parâmetros.

A curva característica de uma célula fotovoltaica é um dado importante porque fornece todas as variáveis necessárias para a análise do circuito equivalente da célula: a corrente de curto-circuito, a tensão de circuito aberto, a corrente de máxima potência e a tensão de máxima potência. Um aspecto importante dessa curva é que ela varia tanto com a temperatura da célula quanto com a intensidade de radiação solar. Para possibilitar a comparação entre múltiplas células, os ensaios realizados para obter essa curva são feitos sob condições específicas de temperatura ( $25^\circ\text{C}$ ) e radiação ( $1000 \text{ W/m}^2$ ). A Figura 4 demonstra uma curva tensão-corrente de uma célula fotovoltaica.

Figura 4 – Curva característica padrão de uma célula fotovoltaica.



Fonte: CRESESB, 2014.

O ponto  $(V_{mp}, I_{mp})$  representa o ponto de máxima potência, com as respectivas tensão e corrente de máxima potência. Os outros pontos de interesse  $(V_{oc}, 0)$  e  $(0, I_{sc})$  representam,

respectivamente, as situações de circuito aberto e curto-circuito. Em ambos os casos a potência resultante é nula. Idealmente, as células fotovoltaicas devem operar constantemente no ponto de máxima potência, condição que pode ser atendida com o auxílio de dispositivo *maximum power point tracker* (MPPT), presente nos inversores.

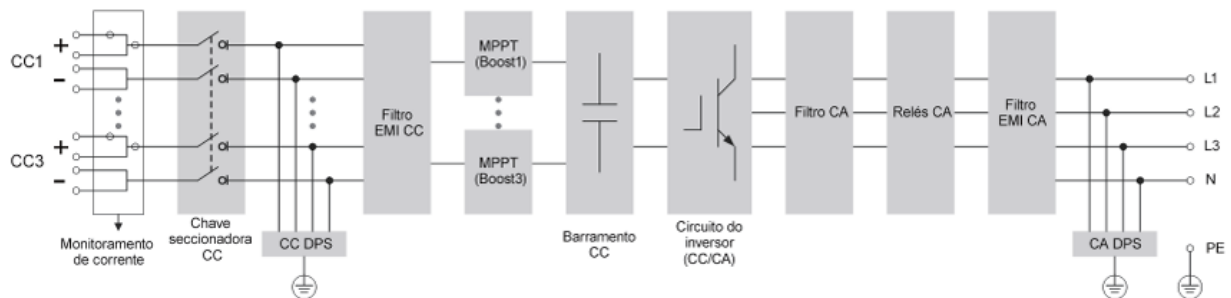
A eficiência de um módulo fotovoltaico é dada pela razão entre a potência gerada e a potência incidente. Melhorar a eficiência de células fotovoltaicas é objeto de muitas pesquisas. Desde 1975, a eficiência em células de silício monocristalino evoluiu de 13% para até 27% (NREL, 2023).

## 2.2 Inversor

O inversor é o dispositivo elétrico que converte corrente contínua em corrente alternada. O circuito elétrico de um inversor é relativamente simples, conforme apresentado na Figura 5. O inversor da Figura 5 possui três entradas CC (uma para cada MPPT) e uma saída trifásica. Cada MPPT possui uma faixa de operação com valores limites de tensão e corrente que são fornecidos pelo fabricante. Tanto a célula a combustível quanto os módulos fotovoltaicos produzem corrente contínua e devem ser conectadas ao inversor. Essa conexão é feita por meio de um barramento CC, conforme apresentado na Figura 5.

Como o MPPT é um dispositivo projetado para o uso com placas fotovoltaicas, as células a combustível não fazem uso desse dispositivo. Dessa forma, as células a combustível são conectadas diretamente ao barramento CC. A esse barramento também são conectadas as saídas dos MPPTs. Na saída do inversor, há um barramento CA, o qual recebe a saída trifásica do inversor e fornece a demanda da carga CA. O barramento CC fornece as tensões de entrada para o inversor e para a célula eletrolítica.

Figura 5 – Circuito elétrico de um inversor trifásico



Fonte: SUNGROW, 2023.

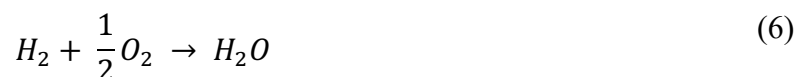
## 2.3 Célula eletrolítica

A eletrólise da água (doravante somente eletrólise) é o processo por meio do qual se separa a molécula de água ( $H_2O$ ) em gás hidrogênio ( $H_2$ ) e gás oxigênio ( $O_2$ ). Esse processo ocorre em uma célula eletrolítica, que utiliza potencial elétrico para possibilitar essa separação, que é uma reação endotérmica. A equação global que descreve a reação ocorrida na célula eletrolítica é a apresentada na Equação 5.



## 2.4 Célula a combustível (hidrogênio)

A célula a combustível – ou célula a hidrogênio – é um equipamento que, de forma similar à célula eletrolítica, utiliza ânodos e cátodos para fornecer uma interface entre a reação química e a corrente elétrica. Porém, o processo é o inverso e a reação exotérmica entre os gases hidrogênio e oxigênio fornece energia para gerar a corrente elétrica. A Equação 6 governa a reação em uma célula a hidrogênio.



A eficiência da célula a combustível é diretamente proporcional à tensão nos terminais da célula. Porém, na medida em que há um aumento da densidade de corrente no interior da célula, devido às perdas ôhmicas, ocorre uma redução no potencial da célula e, por conseguinte, da eficiência. Para baixas densidades de corrente, pode-se aproximar a eficiência como constante. A corrente gerada depende de diversos fatores termoquímicos que influenciam na velocidade da reação, especialmente a temperatura, mas é diretamente proporcional ao consumo de hidrogênio (BARBIR, 2005; ETTIHIR et al., 2014; SALIM et al., 2015).

## 2.5 Tanques de hidrogênio

O hidrogênio gerado pela célula eletrolítica fica armazenado em tanques de hidrogênio, onde posteriormente pode ser aproveitado em processos de combustão, nas células a combustível, entre outros. Para o sistema modelado, pode-se descrever o conjunto célula eletrolítica/tanques/célula a hidrogênio como um barramento de hidrogênio, por onde escoam todo o fluxo de H<sub>2</sub>. Para armazenar o gás, são utilizadas bombas pressurizadoras, que elevam a pressão para cerca de 200 atmosferas, consumindo energia. O gás hidrogênio armazenado nos tanques possui alta densidade energética em comparação com baterias – de 0,5 a 1,7 kWh/kg contra 0,3 a 0,5 kWh/kg das baterias (YILANCI; DINCER; OZTURK, 2009).

## 2.6 Métricas financeiras

Os custos do sistema podem ser avaliados de diferentes formas. Dois parâmetros importantes são os custos nivelados de eletricidade e os custos nivelados de hidrogênio. A expressão “custos nivelados” (do inglês – *levelised costs*) expressa o conceito de descontar todos os custos presentes ao longo de todo o ciclo de vida de um sistema a uma taxa mínima de atratividade. Dessa forma, o primeiro parâmetro avalia os custos para geração de eletricidade ao longo de todo o ciclo de vida do sistema, enquanto o segundo faz a mesma avaliação para os custos relacionados ao hidrogênio. Como o sistema de armazenamento de energia não produz eletricidade (apenas transforma), o uso desse sistema sempre irá encarecer os LCOE do sistema.

Já os LCOH dependem tanto do sistema de armazenamento quanto do sistema fotovoltaico. Se dois sistemas de produção de H<sub>2</sub> utilizarem o mesmo sistema fotovoltaico, aquele de menores custos com eletrólise e armazenamento será o de menor LCOH.

Na avaliação financeira de um sistema, os custos de aquisição são tão importantes quanto os custos de operação. A análise dos custos de aquisição do sistema (CAPEX – do inglês, *capital expenditure*) não é suficiente para descrever a atratividade dele, pois desconsidera os custos de operação (OPEX – do inglês, *operational expenditure*). Se dois sistemas possuem o mesmo CAPEX, aquele de menor OPEX será o mais atrativo. Por essa razão, uma métrica muito utilizada para comparar sistemas diferentes é o custo presente líquido (CPL). Essa métrica avalia todos os

custos atribuídos ao sistema ao longo de todo o seu ciclo de vida, trazendo cada parcela para o valor presente.

Dependendo do objetivo do trabalho, os parâmetros LCOE, LCOH e CPL podem ter alta ou baixa relevância. Para os fins deste trabalho, o parâmetro mais importante é o CPL, cujo cálculo é realizado pela equação

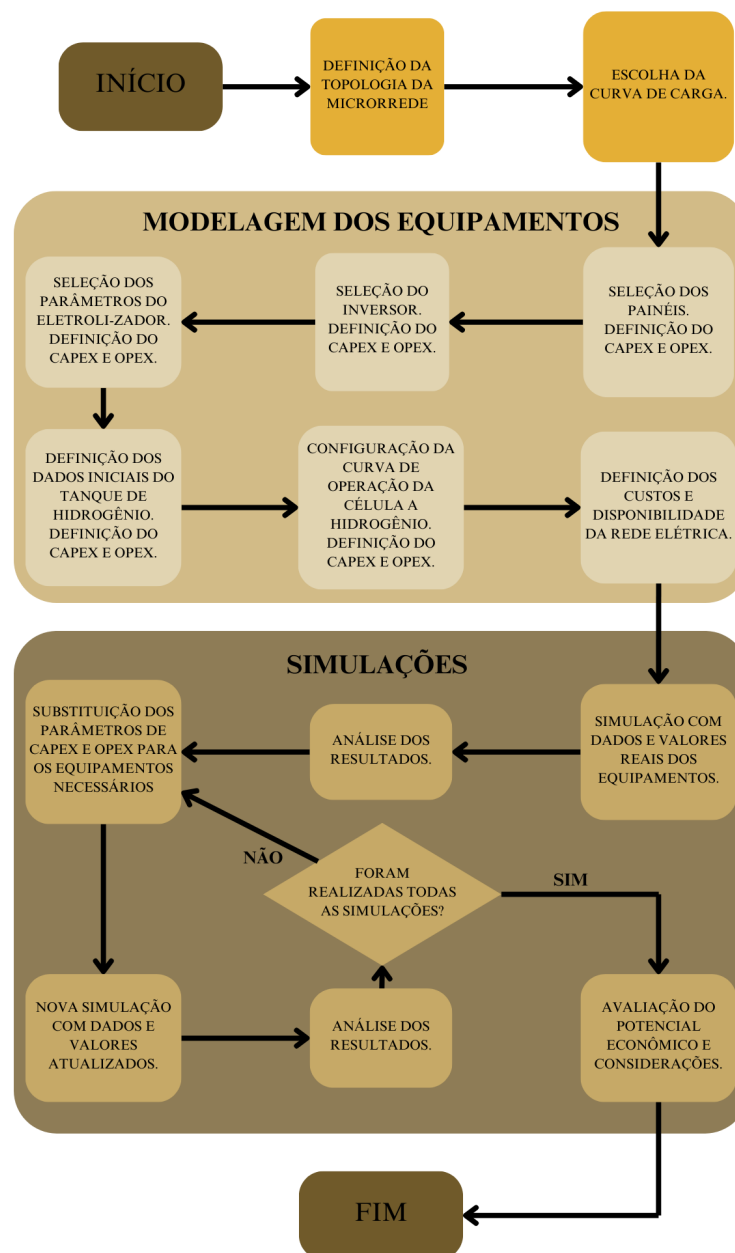
$$CPL = - \sum_{n=1}^{n=N} \frac{FC_t}{(1+i)^n} \quad (7)$$

onde  $n$  é o período de tempo,  $N$  é o número total de períodos de tempo,  $FC$  é o fluxo de caixa ocorrido no período  $t$  e  $i$  é a taxa mínima de atratividade. Neste trabalho, cada período é de um ano e o número total de períodos é 25. O sinal negativo é empregado porque os custos representam redução no caixa e, portanto, fluxo de caixa negativo.

### 3 METODOLOGIA

A metodologia empregada neste trabalho consiste em uma sequência de simulações de uma microrrede elétrica. A primeira simulação utiliza dados reais e atuais de custos e compara a viabilidade atual de um sistema fotovoltaico com armazenamento a hidrogênio com um sistema PV sem H<sub>2</sub> e com a rede elétrica. As demais simulações alteram os valores de custos para simular outros cenários. A Figura 6 detalha as etapas do processo.

Figura 6 – Fluxograma da metodologia.



Fonte: O autor.

### 3.1 Etapa preparatória

Uma etapa preliminar à metodologia é a escolha de um software para realizar as simulações necessárias. Os softwares considerados para a simulação do sistema foram: MATLAB Simulink, HOMER Energy e TRNSYS. Também foi considerada a possibilidade de desenvolvimento de software próprio do autor. Cada um deles possui vantagens e desvantagens em relação aos demais. Os principais requisitos analisados foram facilidade de uso, preço e versatilidade. A Tabela 1 resume as características de cada software.

Tabela 1 – Comparação entre os softwares considerados.

Software	Facilidade de uso	Preço	Versatilidade
MATLAB Simulink	Média	Alto	Alta
HOMER Energy	Alta	Médio	Baixa
TRNSYS	Baixa	Alto	Alta
Software próprio	Muito baixa	Baixo	Muito alta

Fonte: O autor.

O software escolhido para as simulações foi o HOMER Energy (HOMER, 2023), que possui grande facilidade no uso, além de fornecer uma detalhada análise financeira de cada cenário avaliado. Uma vez que esse foi o software selecionado, o autor optou por não desenvolver software próprio e nem utilizar os demais softwares considerados.

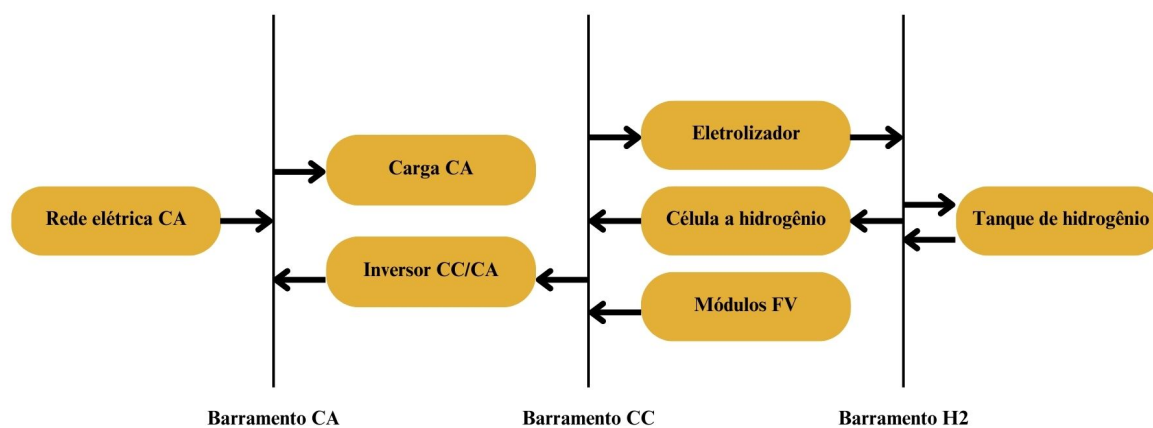
Antes de iniciar a metodologia, também foram predefinidas a quantidade de simulações a serem realizadas e quais parâmetros seriam modificados em cada simulação.

### 3.2 Topologia da microrrede

A primeira etapa é definir todos os componentes da microrrede simulada. Essa etapa também consiste em definir quais equipamentos serão conectados a cada barramento. Neste trabalho foi definida uma única topologia, contando com os barramentos CA, CC e de Hidrogênio. O barramento de hidrogênio não se comporta da mesma forma que os barramentos elétricos, mas, para fins de representação, foi representado como um na topologia.

Ao barramento de hidrogênio, estão conectados o eletrolisador, o tanque e a célula a hidrogênio. Ao barramento CA estão a carga, a rede e o inversor. Por fim, ao barramento CC estão os módulos fotovoltaicos, a célula a hidrogênio, o eletrolisador e o inversor. A Figura 7 ilustra a topologia desenvolvida.

Figura 7 – Topologia da microrrede.



Fonte: O autor.



### 3.3 Definição da curva de carga do condomínio

O Homer Energy realiza simulações com até duas cargas, uma CA e outra CC. Como o condomínio não possui consumo CC, o segundo passo é a determinação da curva de carga CA do condomínio. Nesta etapa foram definidos os tipos e quantidades de unidades consumidoras dentro do condomínio, bem como a curva de carga de cada uma delas. A curva de carga total é a soma de todas as curvas de carga.

Nessa fase também foram definidos os parâmetros de simulação que são constantes a todas as simulações: taxa mínima de atratividade (também chamada de taxa de retorno), inflação, perda de capacidade ao longo do tempo e vida útil do projeto. A definição do local do estudo também fez parte dessa etapa.

### 3.4 Modelagem dos equipamentos

A terceira etapa é a modelagem dos equipamentos. Essa etapa foi dividida em cinco etapas na Figura 6, todas destacadas na cor bege. Para todos os componentes do sistema, é necessário definir os custos de aquisição e de operação, bem como o tempo de vida útil. Para os equipamentos disponíveis em larga escala comercialmente, como os módulos fotovoltaicos e os inversores, pode-se selecionar um modelo e aplicar as configurações desse modelo ao sistema.

A rede elétrica (conexão ao sistema interligado nacional) não é um equipamento, mas sua modelagem faz parte dessa etapa. São necessários para a modelagem no Homer Energy os custos de eletricidade consumida, receita de venda de eletricidade e horários em que a rede está disponível, caso ela não esteja disponível perenemente.

### 3.5 Simulações

Cada simulação teve como dados de entrada as características de potência e eficiência das placas solares, da célula eletrolítica e da célula a combustível, além do armazenamento do tanque. O uso da rede foi considerado em todas as simulações. Todos os componentes modelados possuem CAPEX e OPEX, que foram considerados na análise econômica.

Os principais resultados de uma simulação são os custos nivelados da produção de energia e o custo presente líquido do sistema. Os custos de cada equipamento são as variáveis que mais influenciam nos resultados.

A primeira simulação teve os custos reais de cada componente, utilizando as informações mais atualizadas que foram encontradas na literatura. Como resultado, obteve-se a discrepância entre a atratividade econômica da rede e do sistema.

A segunda simulação manteve os custos dos componentes conforme os custos atuais, mas considerou um aumento nos custos da rede elétrica. O objetivo dessa simulação intermediária é verificar até que ponto o sistema simulado poderia ser viabilizado caso fossem inseridas políticas de preço na rede elétrica com o fim de viabilizar sistemas renováveis.

A terceira simulação reduziu os custos dos equipamentos relacionados ao hidrogênio (eletrolisador, célula a hidrogênio e tanque de armazenamento) pela metade. O objetivo dessa simulação é verificar em que medida as inovações tecnológicas poderiam viabilizar o sistema ao reduzir o custo de H<sub>2</sub>. A Tabela 2 apresenta de forma resumida os cenários simulados.

Tabela 2 – Resumo dos cenários simulados.

<b>Cenário</b>	<b>Custos da rede</b>	<b>Custos com equipamentos relacionados ao hidrogênio</b>
1	Atuais	Atuais
2	O dobro dos atuais	Atuais
3	Atuais	Metade dos atuais

Fonte: O autor. ,

### 3.6 Fontes dos dados

Os dados de consumo podem ser obtidos de dados de empresas de energia, oficiais do governo, organizações não governamentais ou outras entidades e autoridades internacionais. Quase todos os parâmetros necessários para simulação foram definidos com base na literatura. Alguns dados, porém, foram definidos pelo próprio autor para simular cenários diferentes da realidade atual.

## 4 ESTUDO DE CASO

O estudo foi feito simulando um projeto capaz de atender uma curva de carga de um condomínio composto de 30 residências, uma escola e um centro comercial. O condomínio está localizado na cidade de Porto Alegre, estado do Rio Grande do Sul.

### 4.1 Dados gerais de simulação

Na tela de início do Homer, é possível definir os principais parâmetros das simulações, tais como: taxa de retorno, inflação, vida útil do sistema e perda de eficiência do sistema. Na Figura 8 é apresentada a tela do Homer, contendo os dados gerais para todas as simulações. Tem-se como valores adotados de taxa de retorno, inflação e perda de eficiência, respectivamente, 8%, 2% e 0,5% ao ano. A vida útil do projeto foi estimada em 25 anos.

Figura 8 – Tela inicial do Homer, com dados gerais da simulação.

The screenshot displays the 'DESIGN' interface of the HOMER Energy software. On the left, there is a form for project details: 'Name' is 'Standalone PV', 'Author' is 'Andersen', and 'Description' is 'Dados gerais das simulações com hidrogênio'. Below the description, a list of parameters is shown: local (Porto Alegre/RS), return rate (8% a.a.), inflation (2% a.a.), project lifetime (25 years), and annual efficiency loss (0.5% a.a.). At the bottom left, four numerical input fields are visible: 'Discount rate (%)' set to 8.00, 'Inflation rate (%)' set to 2.00, 'Annual capacity shortage (%)' set to 0.50, and 'Project lifetime (years)' set to 25.00. The right side of the interface features a map of Porto Alegre, Brazil, with a location search bar and a dropdown menu set to '(UTC-03:00) Brasília'. A banner for 'Consulting Services' is also present, featuring the HOMER Energy logo and an image of solar panels and wind turbines.

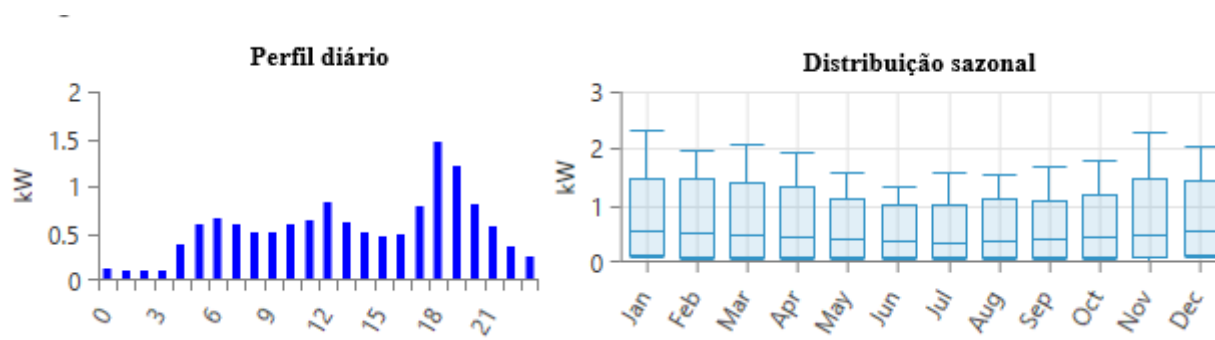
Fonte: O autor (adaptado de HOMER, 2023).

### 4.2 Curva de carga

A curva de carga geral do condomínio foi obtida somando-se as curvas individuais de cada grupo de consumo. Todos os grupos partiram do mesmo perfil de consumo padrão. Esse perfil é o perfil de consumo residencial padrão do software Homer para o ano de 2007, sendo apresentado na Figura 9 (lado esquerdo). Esse perfil diário é o mesmo para todos os meses. Para todos os grupos

também foi aplicado uma sazonalidade com pico no mês de janeiro. Na Figura 9 (lado direito) é apresentada esta sazonalidade.

Figura 9 – Curva de carga do grupo residencial.



Fonte: Adaptado de HOMER, 2023.

#### 4.2.1 Curva de carga das residências

As residências foram divididas em dois grupos, de acordo com o seu consumo mensal. Para cada residência aplicou-se o perfil diário e a sazonalidade de modo que a média de consumo mensal fosse a média estipulada. Portanto, dez das trinta residências possuem consumo médio mensal de 400 kWh e as demais possuem consumo médio mensal de 300 kWh. O consumo médio total do grupo residencial foi de 10.000 kWh/mês.

#### 4.2.2 Curva de carga do setor comercial

A curva de carga do setor comercial foi obtida aplicando-se o mesmo perfil diário e a mesma distribuição sazonal que o grupo residencial. Propôs-se estabelecer que o consumo médio do setor comercial fosse o mesmo do setor residencial, 10.000 kWh/mês.

#### 4.2.3 Curva de carga da escola

A escola partiu da mesma curva de carga base que os demais setores. Foi estabelecido que a escola possui um consumo médio de 700 kWh/mês. Porém, considerou-se um consumo de 10% da curva nominal para os finais de semana e para os meses de férias escolares (dezembro a fevereiro e julho). Além disso, a curva de carga padrão (Figura 9, lado esquerdo) foi modificada, para corresponder aos horários de aula e de intervalo, conforme demonstra a Tabela 3.

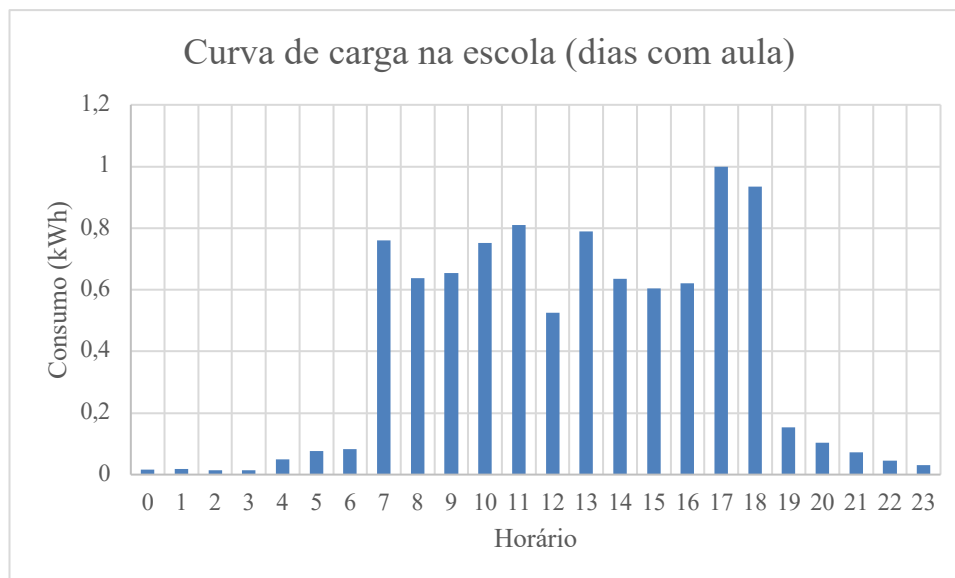
Tabela 3 – Modificações na curva de carga da escola em relação à curva padrão.

Horário	Porcentagem da curva padrão (%)
00:00 a 06:59	10
07:00 a 11:59	100
12:00 a 12:59	50
13:00 a 17:59	100
18:00 a 18:59	50
19:00 a 23:59	10

Fonte: O autor.

A Figura 10 ilustra a curva de base modificada para a escola.

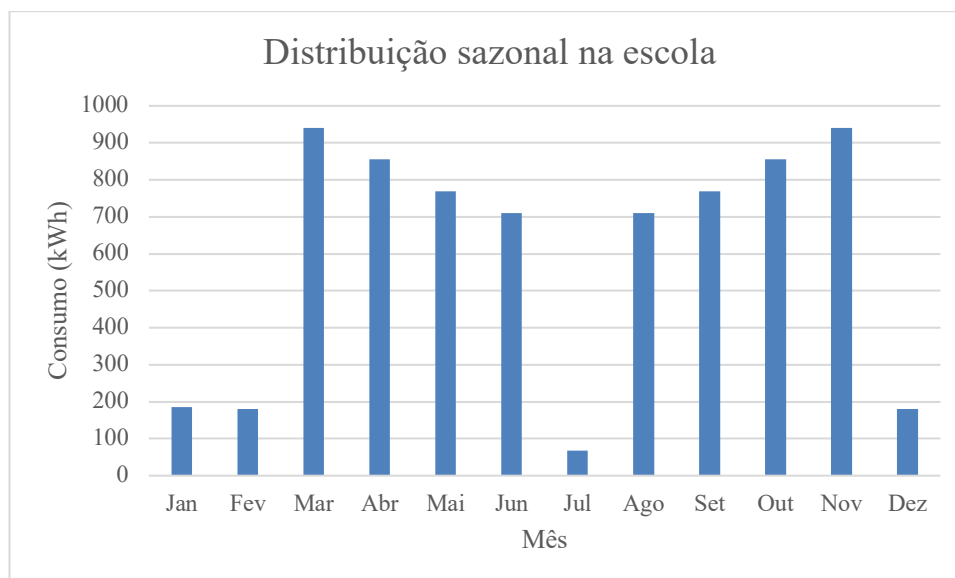
Figura 10 – Curva de carga base da escola em dias de aula.



Fonte: O autor.

O consumo mensal médio da escola foi estabelecido em aproximadamente 600 kWh e a distribuição sazonal final está ilustrada na Figura 11.

Figura 11 – Distribuição sazonal na escola.

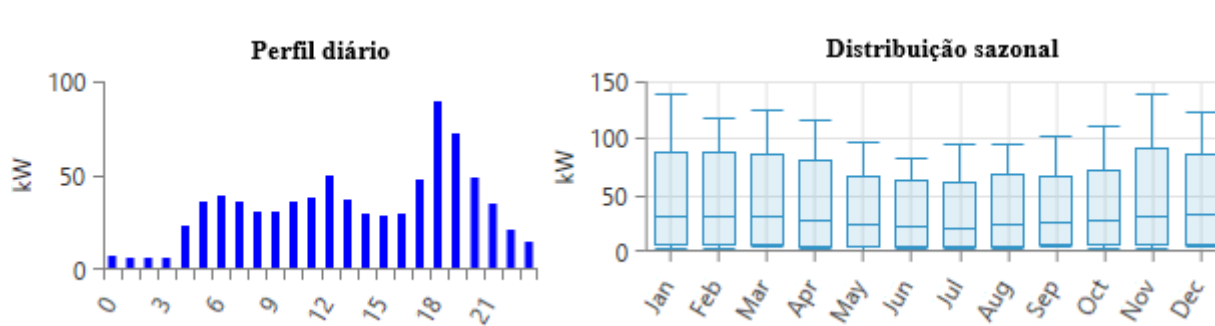


Fonte: O autor.

#### 4.2.4 Curva de carga final do condomínio

A curva de carga do condomínio é a soma das curvas de carga individuais das unidades consumidoras. O Apêndice A traz as tabelas de curva de carga para dias de semana e para finais de semana para o condomínio. O perfil de carga e a sazonalidade finais estão representados na Figura 12.

Figura 12 – Perfil de carga e distribuição sazonal no condomínio.



Fonte: O autor (adaptado de HOMER, 2023).

O pico de carga na curva de base (lado direito da Figura 12) ocorre às 18 horas e é de 88,95 kW. Já em janeiro, o mês de maior consumo, a demanda máxima é de 139,39 kW.

### 4.3 Painéis PV

O módulo PV escolhido foi o Trina Solar 650, que possui potência de 650Wp por módulo (TRINASOLAR, 2023). O custo dos painéis fotovoltaicos foi estabelecido em U\$500,00 por kWp, enquanto o custo operacional ficou em U\$10,00 por módulo por ano. Para modelagem no Homer Energy, porém, utilizou-se o módulo Generic PV, que permite editar as propriedades da célula para corresponder à célula utilizada. A vida útil da placa foi estimada em 25 anos. A Figura 13 apresenta o módulo modelado.

A potência fotovoltaica total foi definida pelo otimizador do Homer. Não houve qualquer restrição com relação a potências máxima ou mínima.

Figura 13 – Características do painel fotovoltaico.

The screenshot shows the configuration interface for a 'Generic flat plate PV' panel in the HOMER software. The interface is divided into several sections:

- Properties:** Name: Generic flat plate PV, Abbreviation: PV, Panel Type: Flat plate, Rated Capacity (kW): 1, Manufacturer: Generic, www.homerenergy.com, Notes: This is a generic PV system.
- Cost:** Capacity (kW): 0.65, Capital (\$): 325.00, Replacement (\$): 325.00, O&M (\$/year): 10.00, Lifetime time (years): 25.00.
- Sizing:** HOMER Optimizer™ (selected), Search Space, Advanced.
- Site Specific Input:** Derating Factor (%): 80.00.
- Electrical Bus:** AC (selected), DC.

Buttons for 'Remove', 'Copy To Library', and 'Advanced...' are also visible.

Fonte: O autor (adaptado de HOMER, 2023).

O potencial fotovoltaico de Porto Alegre é de aproximadamente 1.470 kWh / kWp por ano (“Global Solar Atlas”, [s.d.]). Essa informação já está inserida no Homer Energy por padrão.

#### 4.4 Inversores

O inversor selecionado é o Solis S5-GC20K-LV, de 20 kW (SOLIS, 2023). O custo do inversor é de U\$300,00 por kW. O custo de manutenção do inversor foi estimado em U\$100,00 por unidade por ano. Da mesma forma como as placas fotovoltaicas, para a modelagem foi utilizado o modelo Generic Converter. Na Figura 14, pode-se visualizar as características do inversor. A vida útil do inversor foi estimada em 15 anos.

A quantidade de inversores e a potência nominal correspondente foi otimizada pela simulação do Homer. Não houve qualquer restrição com relação a quantidade máxima ou mínima de inversores.

Figura 14 – Características do inversor.

The screenshot displays the configuration window for a 'System Converter' in the HOMER Energy software. The interface includes several sections:

- Properties:** Name: System Converter, Abbreviation: Converter, and a note stating 'This is a generic system converter.'
- Costs Table:**

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
20	\$6,000.00	\$6,000.00	\$100.00
- Capacity Optimization:** Options for HOMER Optimizer™ (selected), Search Space, and Advanced.
- Inverter Input:** Lifetime (years): 15.00, Efficiency (%): 95.00, and a checked box for 'Parallel with AC generator?'.
- Rectifier Input:** Relative Capacity (%): 100.00, Efficiency (%): 95.00.

Fonte: O autor (adaptado de HOMER, 2023).

#### 4.5 Eletrolisador

A célula eletrolítica possui um custo estimado em U\$600,00/kW (ALMEIDA, 2023), com operação de U\$10,00 por ano por kW. Assim como os demais componentes, o eletrolisador modelado foi o Generic Electrolyzer. O tempo de vida útil previsto foi de 15 anos. A Figura 15 apresenta as configurações do eletrolisador modelado.

Figura 15 – Características do eletrolizador.

**ELECTROLYZER**

Name: Generic Electrolyzer    Abbreviation: Electrolyzer    Remove    Copy To Library

Generic Electrolyzer

**Properties**

Name: **Generic Electrolyzer**  
 Abbreviation: **Electrolyzer**  
 Manufacturer: **Generic**  
[www.homerenergy.com](http://www.homerenergy.com)  
 Notes:  
**This is a generic electrolyzer.**

**Costs**

Capacity (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/year)
1	\$600.00	\$600.00	\$10.00

Click here to add new item

Multiplier: (-) (-) (-)

**Capacity Optimization**

Size (kW)
100
0

**Site Specific**    Schedule

Lifetime (years): 15.00 (-)

Efficiency (%): 85.00 (-)

Minimum load ratio (%): 0.00 (-)

Electrical Bus:  AC  DC

Use Efficiency Table?

Input Percentage (%)	Efficiency (%)
100	85
0	85

Click here to add new item

Fonte: O autor (adaptado de HOMER, 2023).

O dimensionamento do eletrolizador foi otimizado pela simulação do Homer. Foram dadas as possibilidades de 0, 5, 10, 15 ou 20 kW. Para a terceira simulação, foi dada também a possibilidade de 30 kW.

#### 4.6 Célula a combustível

A célula a combustível possui CAPEX de U\$194,00 por kW (CHEN; LU; XING, 2021) e o OPEX é de U\$0,10 por hora de uso. Para modelar a célula combustível no Homer Energy, é utilizado um bloco de gerador a combustível. Para ajustá-lo aos padrões da célula a H<sub>2</sub>, é necessária uma curva de geração da mesma, que compare o fluxo incidente de hidrogênio (em kg/h) com a potência elétrica produzida (em kW). Tanto o consumo de hidrogênio quanto a potência produzida são proporcionais à corrente gerada na célula. Na Figura 16 é ilustrado este comportamento.

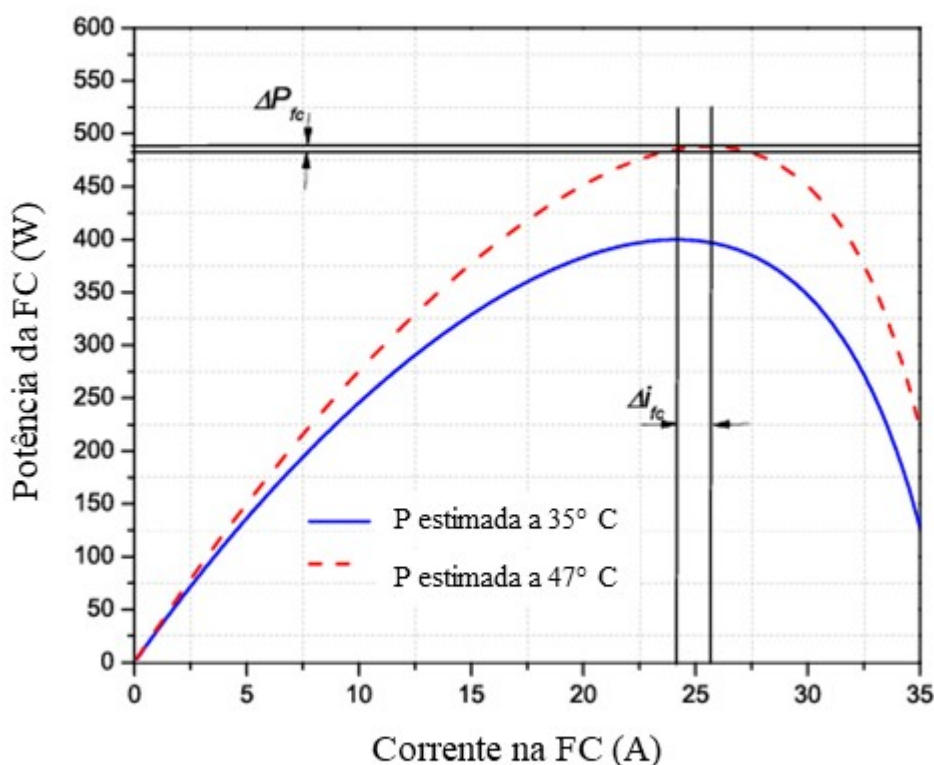
A curva adotada está representada na Tabela 4 e consiste em apenas 2 pontos: máxima potência e desligado. O motivo de considerar apenas esses dois estados é o comportamento aproximadamente linear dessa curva. Esse comportamento é visível na Figura 16, para correntes menores do que 25A. O ciclo de vida da célula foi definido como 40.000 horas.



Tabela 4 – Curva de geração de uma célula combustível.

Fluxo de combustível [kg/hr]	Potência de saída [kW]
0,1	1,2
0	0

Fonte: Adaptado de SALIM et al., 2015.

Figura 16 – Relações entre consumo de H<sub>2</sub>, potência gerada e corrente gerada na célula a combustível.

Fonte: Adaptado de ETTIHIR et al., 2014.

A potência da célula a hidrogênio foi otimizada pela simulação do Homer. Foram fornecidas as possibilidades de 0, 5 e 10 kW. Para a terceira simulação, adicionalmente, foi fornecida a possibilidade de 15 kW.

#### 4.7 Tanque de hidrogênio

O custo do tanque de hidrogênio é de US\$751,70 por kg (CHEN; LU; XING, 2021) e o tempo de vida foi estimado em 25 anos. O modelo foi configurado para iniciar a simulação com armazenamento cheio. O volume total do tanque foi otimizado pela simulação. As possibilidades foram 0, 1,5, 2,0 e 2,5 kg. Para a terceira simulação, adicionalmente, foram dadas as possibilidades de 3 e 5 kg.

#### 4.8 Rede

A rede foi modelada para possuir preço de compra, mas não possuir preço de venda, ou seja, toda a energia produzida deve idealmente ser consumida imediatamente no condomínio, seja pela

carga ou pelo eletrolisador. O preço da energia elétrica varia ao longo dos anos, mas para fins de simulação foi estabelecido um preço constante de R\$0,80 por kWh, ou seja, aproximadamente U\$0,17 por kWh. Na segunda simulação, esse custo foi alterado para U\$0,34 por kWh, considerando um aumento de 100% no preço.

#### **4.9 Alteração nos custos relacionados ao hidrogênio na terceira simulação**

Na terceira simulação, todos os custos relacionados à produção e ao consumo de hidrogênio foram cortados pela metade. Essa medida inclui os custos de aquisição e operação do eletrolisador, do tanque e da célula a hidrogênio.

## 5 RESULTADOS

Os resultados das simulações estão ilustrados nas Tabelas 5 a 7. Na Tabela 5 são apresentados os resultados da primeira simulação, enquanto na Tabela 6 os da segunda simulação são apresentados. Por fim, na Tabela 7 são ilustrados os resultados da terceira simulação.

Tabela 5 – Resultados da primeira simulação.

<b>Sistema</b>	<b>CPL (\$)</b>	<b>LCOE (\$/kWh)</b>
Somente rede	547.084	0,170
Rede + PV	446.802	0,130
Rede + PV + H2	449.445	0,132

Fonte: O autor.

Tabela 6 – Resultados da segunda simulação.

<b>Sistema</b>	<b>CPL (\$)</b>	<b>LCOE (\$/kWh)</b>
Somente rede	1.009.000	0,340
Rede + PV	789.061	0,212
Rede + PV + H2	782.785	0,215

Fonte: O autor.

Tabela 7 – Resultados da terceira simulação.

<b>Sistema</b>	<b>CPL (\$)</b>	<b>LCOE (\$/kWh)</b>
Somente rede	547.084	0,170
Rede + PV	446.802	0,130
Rede + PV + H2	446.721	0,132

Fonte: O autor.

Em todos os cenários simulados o sistema composto por Rede + PV foi o sistema de menores custos nivelados de eletricidade (LCOE). Na segunda e terceira simulações, o sistema Rede + PV + H2 foi o sistema menos custoso, ou seja, de menor custo presente líquido (CPL).

No cenário base, simulação 1, o uso de hidrogênio é economicamente injustificado, porque, embora o sistema Rede + PV + H2 seja mais vantajoso que somente Rede, isso se deve exclusivamente à grande atratividade econômica do sistema fotovoltaico. Nesse cenário, o uso de hidrogênio é um custo desnecessário ao sistema fotovoltaico. Essa conclusão está explícita na Tabela 5, uma vez que o CPL do sistema com H2 é maior do que o sistema Rede + PV.

No cenário 2, com aumento do custo de eletricidade fornecida pela rede, o uso do hidrogênio é vantajoso do ponto de vista econômico, porque reduz o custo presente líquido do sistema. Em comparação com a alimentação do condomínio utilizando somente a eletricidade fornecida pela rede, o uso do sistema fotovoltaico por si só já reduz em cerca de 22% o custo presente líquido. O uso de hidrogênio resulta em uma redução adicional de 0,8% no CPL do sistema.

No terceiro cenário, com redução pela metade dos custos dos componentes ligados ao hidrogênio, a tecnologia se mostrou competitiva e reduziu o custo presente do sistema fotovoltaico. Porém, a redução foi pequena e pode-se considerar um empate entre o sistema com H2 e o sistema sem H2.

## 5.1 Diferenças entre os sistemas

Como o Homer Energy otimiza a simulação para encontrar o menor custo presente líquido, os sistemas otimizados em cada cenário podem diferir dos demais. A Tabela 8 contém os sistemas otimizados no cenário base; a Tabela 9, os sistemas otimizados na segunda simulação; e a Tabela 10, os sistemas otimizados na terceira simulação.

Tabela 8 – Sistemas otimizados na primeira simulação.

<b>Componente</b>	<b>Rede + PV</b>	<b>Rede + PV + H2</b>
Módulos PV	96 kW	99,6 kW
Inversor	40,5 kW	41,6 kW
Eletrolisador	0	5 kW
Tanque de H2	0	1,5 kg
Célula a H2	0	5 kW

Fonte: O autor.

Tabela 9 – Sistemas otimizados na segunda simulação.

<b>Componente</b>	<b>Rede + PV</b>	<b>Rede + PV + H2</b>
Módulos PV	157 kW	167 kW
Inversor	48,1 kW	48,1 kW
Eletrolisador	0	15 kW
Tanque de H2	0	2,5 kg
Célula a H2	0	5 kW

Fonte: O autor.

Tabela 10 – Sistemas otimizados na terceira simulação.

<b>Componente</b>	<b>Rede + PV</b>	<b>Rede + PV + H2</b>
Módulos PV	96 kW	98 kW
Inversor	40,5 kW	41,6 kW
Eletrolisador	0	10 kW
Tanque de H2	0	2 kg
Célula a H2	0	5 kW

Fonte: O autor.

A comparação entre os sistemas otimizados em cada cenário pode trazer informações importantes a respeito da viabilidade do sistema. Em todas as simulações, o sistema Rede + PV + H2 gerou um aumento na potência fotovoltaica em relação ao sistema sem H2. Esse aumento de potência, aliado aos custos de aquisição do sistema de armazenamento de hidrogênio geram um aumento no custo total de aquisição do sistema. Esse aumento no custo se traduz em maiores LCOE para o sistema com H2 em relação ao sistema Rede + PV.

Outra interpretação plausível para as Tabelas 8, 9 e 10 é que quanto maior for a atratividade do sistema de armazenamento em relação à rede elétrica, maior será o sistema instalado. Na primeira simulação, em que os custos da rede são baixos e o LCOH é alto, o sistema ótimo foi aquele que reduziu ao máximo os custos com hidrogênio. Na segunda simulação, o LCOH

permaneceu alto, mas os custos da rede foram muito altos. Como consequência, o sistema de armazenamento otimizado foi de grande porte. Na terceira simulação, o LCOH foi reduzido pela metade, enquanto os custos da rede foram baixos. Essa situação provocou um sistema de armazenamento de tamanho intermediário.

## 6 CONCLUSÕES

O emprego de hidrogênio como tecnologia de armazenamento de energia é bastante promissor. Atualmente, o principal entrave nos usos de hidrogênio verde são os altos custos de geração e transporte. Os resultados deste trabalho demonstraram que a tecnologia já é competitiva em determinados mercados, onde os custos de eletricidade já são altos, mesmo com os custos atuais de H<sub>2</sub>. Porém, para que haja a completa integração desse combustível na matriz energética, são necessárias reduções nos custos dos equipamentos de geração, armazenamento e uso do H<sub>2</sub>.

Este trabalho, por simular uma aplicação direta do hidrogênio no local de geração, desprezou quaisquer custos de transporte. Em aplicações nas quais o hidrogênio não seja utilizado no local de produção, os custos de transporte iriam diminuir a atratividade em qualquer cenário analisado. Ainda assim, em comunidades isoladas, onde não haja acesso à rede elétrica, o hidrogênio verde se torna uma alternativa atraente ao uso de banco de baterias.

O hidrogênio também pode ser utilizado para garantir a estabilidade da rede e mitigar os efeitos da intermitência. Para trabalhos futuros, sugere-se que a rede elétrica seja modelada com preços flutuantes em vez de com um valor fixo, para verificar se o H<sub>2</sub> também poderia mitigar os prejuízos do efeito canibal.

## 7 BIBLIOGRAFIA

- ALMEIDA, L. D. Análise técnica e econômica da produção de hidrogênio verde através de um parque eólico offshore no bloco de libra. 2023.
- BARBIR, F. Fuel Cell Electrochemistry. **PEM Fuel Cells**, p. 33–72, 1 jan. 2005.
- CARRERO, C. et al. Accurate and fast convergence method for parameter estimation of PV generators based on three main points of the I-V curve. **Renewable Energy**, v. 36, n. 11, p. 2972–2977, nov. 2011.
- CRESESB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Ediouro gráfica e editora. 2014.
- CHEN, C.; LU, Y.; XING, L. Levelling renewable power output using hydrogen-based storage systems: A techno-economic analysis. **Journal of Energy Storage**, v. 37, 1 maio 2021.
- ETTIHIR, K. et al. Online identification of semi-empirical model parameters for PEMFCs. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 39, n. 36, p. 21165–21176, 12 dez. 2014.
- GAHLEITNER, G. **Hydrogen from renewable electricity: An international review of power-to-gas pilot plants for stationary applications** *International Journal of Hydrogen Energy* Elsevier Ltd, , 19 fev. 2013.
- Global Solar Atlas**. Disponível em: <<https://globalsolaratlas.info/map>>. Acesso em: 23 jan. 2024.
- GUTIÉRREZ-MARTÍN, F. et al. Modeling and simulation of integrated solar PV - hydrogen systems. **International Journal of Hydrogen Energy**, jun. 2023.
- HERDEM, M. S. et al. A brief overview of solar and wind-based green hydrogen production systems: Trends and standardization. **International Journal of Hydrogen Energy**, 2023.
- HOMER. **HOMER**. Disponível em: <<https://www.homerenergy.com/>>. Acesso em: 26 jan. 2024.
- IEA. **World Energy Outlook 2023**. Paris: [s.n.]. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2023>>.
- LÓPEZ PROL, J.; STEININGER, K. W.; ZILBERMAN, D. The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market. **Energy Economics**, v. 85, p. 104552, 1 jan. 2020.
- LUO, L.; CRISTOFARI, C.; LEVREY, S. **Cogeneration: Another way to increase energy efficiency of hybrid renewable energy hydrogen chain – A review of systems operating in cogeneration and of the energy efficiency assessment through exergy analysis** *Journal of Energy Storage*. Elsevier Ltd, , 30 ago. 2023.
- MUTHUKUMAR, P. et al. Review on large-scale hydrogen storage systems for better sustainability. **International Journal of Hydrogen Energy**, maio 2023.
- NREL. **Best Research-Cell Efficiency Chart | Photovoltaic Research | NREL**. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html>>. Acesso em: 25 jan. 2024.
- SALIM, R. et al. The parameter identification of the Nexa 1.2 kW PEMFC’s model using particle swarm optimization. **Renewable Energy**, v. 82, p. 26–34, 1 out. 2015.
- SOLIS. **Inversor fotovoltaico\_Inversor de Armazenamento de Energia - Solis**. Disponível em: <<https://www.solisinverters.com/br>>. Acesso em: 26 jan. 2024.
- SUNGROW. **Datasheet SG15\_20\_25CX-P2-LV**. Disponível em: <[https://br.sungrowpower.com/upload/file/20231007/Datasheet\\_SG15\\_20\\_25CX-P2-LV.pdf](https://br.sungrowpower.com/upload/file/20231007/Datasheet_SG15_20_25CX-P2-LV.pdf)>. Acesso em: 23 jan. 2023.
- TRINASOLAR. **Trina Solar VertexN | Trina Solar**. Disponível em: <<https://www.trinasolar.com/en-glb/VertexN>>. Acesso em: 26 jan. 2024.
- YILANCI, A.; DINCER, I.; OZTURK, H. K. **A review on solar-hydrogen/fuel cell hybrid energy systems for stationary applications** *Progress in Energy and Combustion Science*, jun. 2009.

## APÊNDICE A – DETALHAMENTO DA CURVA DE CARGA

A curva de carga é uma tabela que reúne as informações de consumo em cada hora do dia para cada mês do ano. Para o condomínio simulado no trabalho, foram criadas pelo autor duas curvas de carga: uma para os dias de semana e outra para o final de semana. A Tabela A.1 traz a curva de carga para os dias da semana e a Tabela A.2 a curva de carga para os finais de semana.

A Figura A.2 traz o perfil de carga em cada mês, após a mescla das duas curvas de carga.

Tabela A.1 – Curva de carga nos dias de semana.

<b>Horário</b>	<b>Jan</b>	<b>Fev</b>	<b>Mar</b>	<b>Abr</b>	<b>Mai</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Ago</b>	<b>Set</b>	<b>Out</b>	<b>Nov</b>	<b>Dez</b>
<b>0</b>	7.9	7.7	7.2	6.6	5.9	5.4	5.2	5.4	5.9	6.6	7.2	7.7
<b>1</b>	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.8	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
<b>2</b>	6.9	6.7	6.3	5.7	5.1	4.8	4.5	4.8	5.1	5.7	6.3	6.7
<b>3</b>	6.9	6.7	6.3	5.7	5.1	4.8	4.5	4.8	5.1	5.7	6.3	6.7
<b>4</b>	23.6	23.1	21.7	19.7	17.7	16.3	15.7	16.3	17.7	19.7	21.7	23.1
<b>5</b>	36.1	35.2	33.1	30.1	27.1	25.0	23.9	25.0	27.1	30.1	33.1	35.2
<b>6</b>	39.7	38.8	36.4	33.1	29.8	27.5	26.3	27.5	29.8	33.1	36.4	38.8
<b>7</b>	36.1	35.2	35.4	32.2	29.0	26.7	24.1	26.7	29.0	32.2	35.4	35.2
<b>8</b>	30.4	29.6	29.7	27.0	24.3	22.5	20.2	22.5	24.3	27.0	29.7	29.6
<b>9</b>	31.1	30.3	30.4	27.7	24.9	23.0	20.7	23.0	24.9	27.7	30.4	30.3
<b>10</b>	35.8	34.9	35.1	31.9	28.7	26.5	23.8	26.5	28.7	31.9	35.1	34.9
<b>11</b>	38.5	37.6	37.7	34.3	30.9	28.5	25.7	28.5	30.9	34.3	37.7	37.6
<b>12</b>	49.9	48.7	47.2	42.9	38.6	35.6	33.2	35.6	38.6	42.9	47.2	48.7
<b>13</b>	37.5	36.6	36.8	33.4	30.1	27.7	25.0	27.7	30.1	33.4	36.8	36.6
<b>14</b>	30.2	29.4	29.6	26.9	24.2	22.3	20.1	22.3	24.2	26.9	29.6	29.4
<b>15</b>	28.7	27.9	28.1	25.6	23.0	21.2	19.2	21.2	23.0	25.6	28.1	27.9
<b>16</b>	29.6	28.8	29.0	26.3	23.7	21.8	19.7	21.8	23.7	26.3	29.0	28.8
<b>17</b>	47.6	46.4	46.6	42.4	38.1	35.1	31.7	35.1	38.1	42.4	46.6	46.4
<b>18</b>	88.9	86.7	84.0	76.4	68.8	63.4	59.1	63.4	68.8	76.4	84.0	86.7
<b>19</b>	72.5	70.7	66.4	60.4	54.4	50.1	48.0	50.1	54.4	60.4	66.4	70.7
<b>20</b>	48.8	47.6	44.8	40.7	36.6	33.8	32.4	33.8	36.6	40.7	44.8	47.6
<b>21</b>	34.7	33.8	31.8	28.9	26.0	24.0	23.0	24.0	26.0	28.9	31.8	33.8
<b>22</b>	21.7	21.1	19.9	18.1	16.3	15.0	14.4	15.0	16.3	18.1	19.9	21.1
<b>23</b>	14.8	14.4	13.5	12.3	11.1	10.2	9.7	10.2	11.1	12.3	13.5	14.4

Fonte: o autor.

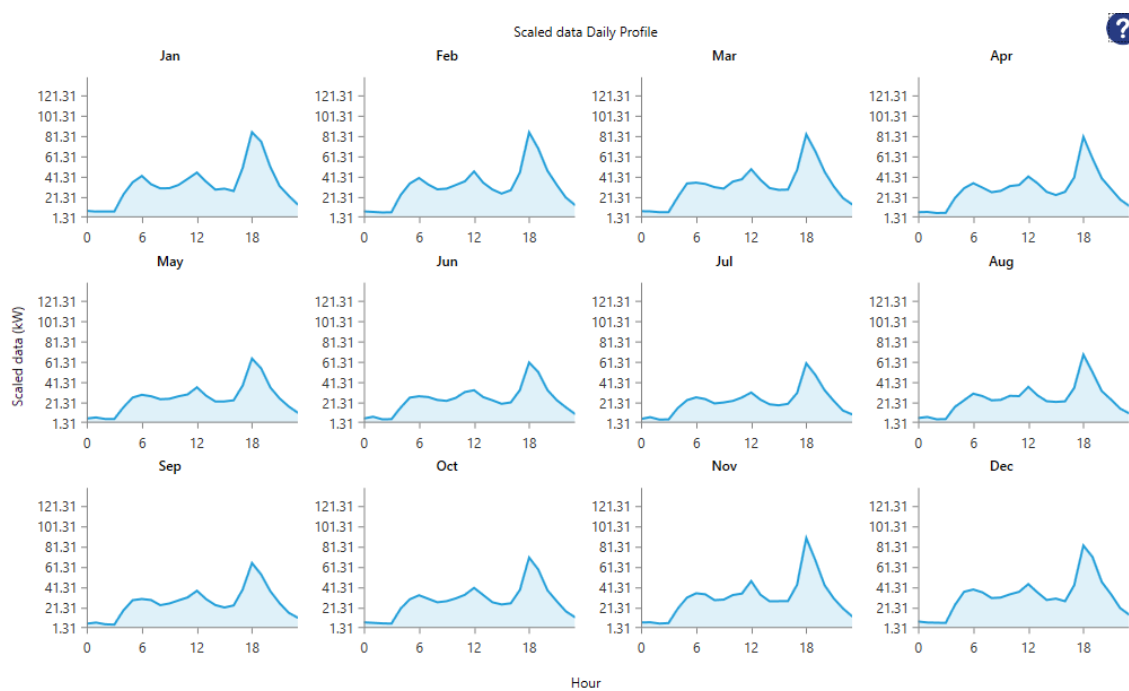


Tabela A.2 – curva de carga nos finais de semana.

Horário	Jan	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0	7.9	7.7	7.2	6.6	5.9	5.4	5.3	5.4	5.9	6.6	7.2	7.7
1	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9
2	6.9	6.7	6.3	5.7	5.1	4.8	4.6	4.8	5.1	5.7	6.3	6.7
3	6.9	6.7	6.3	5.7	5.1	4.8	4.6	4.8	5.1	5.7	6.3	6.7
4	23.6	23.1	21.7	19.7	17.8	16.4	15.8	16.4	17.8	19.7	21.7	23.1
5	36.1	35.2	33.1	30.2	27.2	25.1	24.2	25.1	27.2	30.2	33.1	35.2
6	39.7	38.8	36.5	33.2	29.9	27.6	26.6	27.6	29.9	33.2	36.5	38.8
7	36.1	35.2	33.1	30.2	27.2	25.1	24.2	25.1	27.2	30.2	33.1	35.2
8	30.4	29.6	27.8	25.3	22.8	21.1	20.3	21.1	22.8	25.3	27.8	29.6
9	31.1	30.3	28.5	25.9	23.4	21.6	20.8	21.6	23.4	25.9	28.5	30.3
10	35.8	34.9	32.8	29.9	26.9	24.8	23.9	24.8	26.9	29.9	32.8	34.9
11	38.5	37.6	35.3	32.1	29.0	26.7	25.8	26.7	29.0	32.1	35.3	37.6
12	49.9	48.7	45.8	41.7	37.6	34.7	33.4	34.7	37.6	41.7	45.8	48.7
13	37.5	36.6	34.4	31.3	28.2	26.0	25.1	26.0	28.2	31.3	34.4	36.6
14	30.2	29.5	27.7	25.2	22.7	21.0	20.2	21.0	22.7	25.2	27.7	29.5
15	28.7	27.9	26.3	23.9	21.6	19.9	19.2	19.9	21.6	23.9	26.3	27.9
16	29.6	28.9	27.1	24.7	22.2	20.5	19.8	20.5	22.2	24.7	27.1	28.9
17	47.6	46.4	43.6	39.7	35.7	33.0	31.8	33.0	35.7	39.7	43.6	46.4
18	88.9	86.7	81.6	74.2	66.9	61.8	59.5	61.8	66.9	74.2	81.6	86.7
19	72.5	70.7	66.5	60.5	54.5	50.3	48.5	50.3	54.5	60.5	66.5	70.7
20	48.8	47.6	44.8	40.8	36.7	33.9	32.7	33.9	36.7	40.8	44.8	47.6
21	34.7	33.9	31.8	29.0	26.1	24.1	23.2	24.1	26.1	29.0	31.8	33.9
22	21.7	21.1	19.9	18.1	16.3	15.0	14.5	15.0	16.3	18.1	19.9	21.1
23	14.8	14.4	13.5	12.3	11.1	10.2	9.9	10.2	11.1	12.3	13.5	14.4

Fonte: o autor.

Figura A.2 – Perfil de carga final no condomínio.



Fonte: o autor (adaptado de Homer).