



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**  
**CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**IAN ARAÚJO ALVES**

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS COMO ESTRATÉGIA DE MITIGAÇÃO  
DO FIO B E OTIMIZAÇÃO DA TARIFA BRANCA EM FORTALEZA**

**FORTALEZA**

**2026**

IAN ARAÚJO ALVES

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS COMO ESTRATÉGIA DE MITIGAÇÃO DO  
FIO B E OTIMIZAÇÃO DA TARIFA BRANCA EM FORTALEZA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao  
Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do  
Centro de Tecnologia da Universidade Federal  
do Ceará, como requisito parcial à obtenção do  
grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Raphael Amaral da  
Câmara

FORTALEZA

2026

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Sistema de Bibliotecas  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

A479s    Alves, Ian Araújo.  
          Sistemas fotovoltaicos híbridos como estratégia de mitigação do Fio B e otimização da Tarifa Branca em Fortaleza / Ian Araújo Alves. – 2026.  
          59 f. : il. color.

          Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2026.  
          Orientação: Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara.

          1. Geração Distribuída. 2. Armazenamento de Energia. 3. Tarifa Branca. I. Título.

CDD 621.3

---

IAN ARAÚJO ALVES

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS COMO ESTRATÉGIA DE MITIGAÇÃO DO FIO B E OTIMIZAÇÃO DA TARIFA BRANCA EM FORTALEZA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro de Tecnologia da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: 21/01/2026.

BANCA EXAMINADORA

---

Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara (Orientador)  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Dalton de Araújo Honório  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Prof. Dr. Lucas Silveira Melo  
Universidade Federal do Ceará (UFC)

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço aos meus pais, Andréa e José, pelo amor, pelo apoio, pelas orientações e pelos incentivos ao longo de toda a minha vida.

Ao meu irmão, Caiuã, por moldar quem sou.

Ao Prof. Dr. Raphael Amaral, pelo suporte, pela disponibilidade e pelas orientações essenciais para a conclusão deste trabalho.

Aos meus amigos de graduação, Everton e Jonathas, por me acolherem e me ajudarem a enfrentar os desafios desta jornada.

Aos meus amigos de escola, Arley, Felipe, Flávio, Iandro, Matheus, Paulo e Samuel, por crescerem comigo e continuarem sendo parte essencial da minha vida.

Ao Prof. Fernando Grings, por tornar o aprendizado mais leve nos primeiros anos de graduação.

A todos aqueles que passaram pela minha vida durante a graduação e contribuíram para a minha história.

“The easy way will save your soul only; the difficult way will save your soul and a few others.” (Jonas Mekas, 1998).

## RESUMO

O setor elétrico brasileiro atravessa uma transição impulsionada pela Geração Distribuída (GD) e pelas mudanças no Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída (Lei nº 14.300/2022). Este trabalho analisa a viabilidade técnica e econômico-financeira da implementação de sistemas fotovoltaicos híbridos, integrados a bancos de baterias de íon-lítio, para unidades residenciais em Fortaleza (CE). O foco central da pesquisa é a otimização de custos através da adesão à modalidade Tarifa Branca e a maximização do autoconsumo para mitigar a taxaço do componente "Fio B" sobre a energia injetada na rede. A metodologia utilizou o software HOMER Pro para simular dois perfis de consumo: Cenário A (250 kWh/mês) e Cenário B (500 kWh/mês), comparando sistemas fotovoltaicos puros, sistemas híbridos e o suprimento exclusivo pela rede elétrica. Os resultados indicam que, para o Cenário A, a tecnologia de armazenamento ainda encontra barreiras financeiras devido ao elevado custo de capital de baterias e inversores híbridos, apresentando um Valor Presente Líquido (VPL) de R\$ 33.155,00, o que representa um aumento de aproximadamente 165% em relação ao sistema fotovoltaico puro, que registrou um VPL de R\$ 12.513,00. Em contrapartida, no Cenário B, o sistema híbrido (VPL de R\$ 37.777,00) mostrou-se financeiramente superior à permanência no suprimento exclusivo pela rede sob a Tarifa Convencional (VPL de R\$ 48.605,00), embora o sistema fotovoltaico puro ainda apresente o melhor desempenho financeiro com um VPL de R\$ 17.657,00. Conclui-se que o armazenamento atua como uma ferramenta de resiliência energética e eficiência tributária, sendo recomendado para consumidores com maior demanda que valorizem a segurança no fornecimento.

**Palavras-chave:** geração distribuída; armazenamento de energia; tarifa branca.

## ABSTRACT

The Brazilian electricity sector is undergoing a transition driven by Distributed Generation (DG) and changes in the Legal Framework for Microgeneration and Minigeneration (Law No. 14,300/2022). This study analyzes the technical and economic-financial feasibility of implementing hybrid photovoltaic systems, integrated with lithium-ion battery banks, for residential units in Fortaleza (CE). The central focus of the research is cost optimization through the adoption of the White Tariff and the maximization of self-consumption to mitigate the taxation of the "Wire B" (Fio B) component on energy injected into the grid. The methodology used HOMER Pro software to simulate two consumption profiles: Scenario A (250 kWh/month) and Scenario B (500 kWh/month), comparing pure photovoltaic systems, hybrid systems, and exclusive grid supply. Results indicate that, for Scenario A, storage technology still faces financial barriers due to the high capital cost of batteries and hybrid inverters, presenting a Net Present Value (NPV) of R\$ 33,155.00, which represents an increase of approximately 165% compared to the pure photovoltaic system, which recorded an NPV of R\$ 12,513.00. In contrast, in Scenario B, the hybrid system (NPV of R\$ 37,777.00) proved financially superior to remaining with exclusive grid supply under the Conventional Tariff (NPV of R\$ 48,605.00), although the pure photovoltaic system still presents the best financial performance with an NPV of R\$ 17,657.00. It is concluded that storage acts as a tool for energy resilience and tax efficiency, being recommended for higher-demand consumers who value supply security.

**Keywords:** distributed generation; energy storage; white tariff.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira em 2024 .....	15
Figura 2 - Sistemas elétricos: presente e futuro.....	17
Figura 3 - Composição da tarifa .....	21
Figura 4 - Diagrama da difusão de cargas através de uma Junção .....	25
Figura 5 - Porcentagem de produção anual de módulos fotovoltaicos.....	26
Figura 6 – Curva de carga.....	36
Figura 7 – Média mensal da irradiação global horizontal diária em Fortaleza - CE.....	37
Figura 8 – Topologia usada para o Cenário A. ....	43
Figura 9 – Custo inicial do Cenário A .....	46
Figura 10 – Fluxo energético diário sem descarga da bateria no posto fora de ponta.....	47
Figura 11 – Fluxo energético diário com descarga total da bateria .....	48
Figura 12 – Topologia usada para o Cenário B. ....	49
Figura 13 – Fluxo energético diário .....	51

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Progressão anual da TUSD .....	19
Tabela 2 - Tarifas para o subgrupo B1 residencial .....	24
Tabela 3 - Irradiação solar diária média mensal em uma superfície a 3°N [kWh/m <sup>2</sup> /dia] .....	28
Tabela 4 – Consumo médio por consumidor da classe residencial em 2024 .....	34
Tabela 5 - Tarifas Branca e Convencional .....	35
Tabela 6 – Especificações técnicas do painel solar .....	38
Tabela 7 – Especificações técnicas do inversor híbrido .....	39
Tabela 8 – Especificações técnicas dos inversores <i>string</i> .....	39
Tabela 9 – Especificações técnicas da bateria de 4,8kWh.....	41
Tabela 10 – Dados financeiros dos equipamentos .....	42
Tabela 11 – Simulação do Cenário A .....	44
Tabela 12 – Simulação do Cenário B .....	49

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito
DOD	<i>Depth of Discharge</i>
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FRC	Fator de Recuperação de Capital
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
HOMER	<i>Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources</i>
LiFePO <sub>4</sub>	Lítio-Ferro-Fosfato
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
NPC	<i>Net Present Cost</i>
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SIN	Sistema Interligado Nacional
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
UC	Unidade Consumidora
UFC	Universidade Federal do Ceará
VPL	Valor Presente Líquido

## SUMÁRIO

1	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	12
1.1	<b>Motivação e Justificativa</b> .....	12
1.2	<b>Objetivo Geral</b> .....	13
1.3	<b>Objetivos Específicos</b> .....	13
1.4	<b>Estrutura do Trabalho</b> .....	13
2	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b> .....	15
2.1	<b>Contextualização do Setor Elétrico Brasileiro</b> .....	15
2.2	<b>Geração Distribuída (GD) no Nível Residencial</b> .....	16
2.3	<b>Sistema Tarifário Brasileiro</b> .....	19
2.3.1	<i>A Arquitetura da Tarifa de Energia Elétrica</i> .....	20
2.3.2	<i>A Tarifa Branca</i> .....	23
2.4	<b>Sistemas Fotovoltaicos</b> .....	25
2.5	<b>Sistemas de Armazenamento de Energia</b> .....	29
3	<b>METODOLOGIA</b> .....	32
3.1	<b>Software HOMER Pro</b> .....	32
3.2	<b>Cenários</b> .....	34
3.3	<b>Tarifas de energia</b> .....	35
3.4	<b>Curva de carga</b> .....	36
3.5	<b>Irradiação</b> .....	37
3.6	<b>Equipamentos do projeto</b> .....	37
3.6.1	<i>Módulo Fotovoltaico</i> .....	38
3.6.2	<i>Inversor</i> .....	38
3.6.3	<i>Sistema de Armazenamento</i> .....	40
3.7	<b>Dados financeiros</b> .....	41
4	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b> .....	43
4.1	<b>Simulações do Cenário A (250 kWh/Mês)</b> .....	43
4.2	<b>Simulações do Cenário B (500 kWh/Mês)</b> .....	48
5	<b>CONCLUSÕES</b> .....	52
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	55

## 1 INTRODUÇÃO

O paradigma energético global atravessa um período de transição acelerada, impulsionado pela necessidade de garantir segurança no suprimento diante das mudanças climáticas. No Brasil, essa dinâmica assume contornos específicos devido à constituição histórica de sua matriz elétrica. Embora reconhecida internacionalmente por sua renovabilidade, a dependência estrutural da hidreletricidade, que em 2024 respondia por cerca de 55,3% da eletricidade consumida no país (EPE, 2025), expõe o Sistema Interligado Nacional (SIN) a vulnerabilidades hidrológicas severas.

A recorrência de crises hídricas evidenciou os riscos operativos de um sistema centralizado, frequentemente compelido a despachar usinas termelétricas de custo elevado para assegurar o atendimento à ponta de carga. Em resposta, a Geração Distribuída (GD) consolidou-se como um vetor de modernização, permitindo que consumidores residenciais se tornem "prosumidores". Contudo, o cenário regulatório de 2026, sob a égide da Lei nº 14.300/2022 (Brasil, 2022), impõe uma nova lógica econômica: a maximização do autoconsumo instantâneo torna-se financeiramente mais atrativa do que a injeção na rede para compensação futura.

### 1.1 Motivação e Justificativa

A viabilidade da energia solar residencial no Brasil fundamentou-se, por anos, no sistema de compensação puro, onde a rede elétrica atuava como uma bateria virtual de custo zero (Souza, 2022, p. 36). Entretanto, a introdução da cobrança progressiva pelo uso do sistema de distribuição (Fio B) sobre o excedente injetado alterou drasticamente o *payback* dos sistemas convencionais.

Neste contexto, a Tarifa Branca surge como uma oportunidade e, ao mesmo tempo, um desafio. Ao penalizar o consumo nos horários de ponta (especificamente entre 17h30 e 20h30 na área da Enel Ceará), ela cria um incentivo robusto para o deslocamento de carga. A motivação deste estudo reside na convergência de três fatores:

- a) Descompasso Energético: O pico de geração solar é diurno (fora de ponta), enquanto o pico de consumo residencial é noturno (horário de ponta).
- b) Evolução Tecnológica: A redução de custos e o aumento da vida útil das baterias de íon-lítio.
- c) Arbitragem Tarifária: A possibilidade de armazenar energia excedente gerada ao meio-dia para evitar o consumo da rede no horário em que a tarifa chega a ser o dobro da convencional.

Portanto, justifica-se a investigação pela necessidade de oferecer soluções técnicas que garantam a autonomia do consumidor e a viabilidade econômica de projetos de microgeração diante das novas regras do setor elétrico brasileiro.

## 1.2 Objetivo Geral

Analisar a viabilidade técnica e financeira da implantação de um sistema de microgeração fotovoltaica híbrido, integrado a armazenamento de energia por baterias de íon-lítio, em unidades residenciais de baixa tensão na cidade de Fortaleza - CE, visando a otimização de custos através da adesão à modalidade Tarifa Branca.

## 1.3 Objetivos Específicos

Para alcançar o objetivo geral, definiram-se as seguintes metas intermediárias:

- a) Caracterizar o perfil de consumo: Definir curvas de carga para cenários representativos de médio padrão (250 kWh/mês e 500 kWh/mês).
- b) Mapear parâmetros locais: Levantar dados de irradiação solar de Fortaleza e a estrutura tarifária vigente da Enel Distribuição Ceará para o ciclo 2025/2026.
- c) Dimensionar o sistema híbrido: Especificar a configuração ideal de módulos fotovoltaicos, inversores e bancos de baterias.
- d) Simular o desempenho energético: Utilizar o software HOMER Pro para modelar o comportamento do sistema e o fluxo de energia ao longo do ano.
- e) Avaliar a viabilidade econômica: Calcular o VPL (Valor Presente Líquido) e comparar com o modelo tradicional sob a Tarifa Convencional.

## 1.4 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado em cinco capítulos, descritos a seguir:

- a) O Capítulo 1 (Introdução) apresenta o contexto, o problema de pesquisa, a justificativa e os objetivos propostos.
- b) O Capítulo 2 (Fundamentação Teórica) aborda os fundamentos da energia solar, sistemas de armazenamento, o marco legal (Brasil, 2022) e os conceitos da Tarifa Branca.
- c) O Capítulo 3 (Metodologia) detalha os procedimentos técnicos, a coleta de dados e as premissas adotadas para as simulações no software HOMER Pro.

- d) O Capítulo 4 (Resultados e Discussão) apresenta as análises de desempenho do sistema e os resultados da avaliação financeira para os diferentes cenários de consumo.
- e) O Capítulo 5 (Conclusões) sintetiza os achados da pesquisa, respondendo à pergunta norteadora e sugerindo trabalhos futuros.

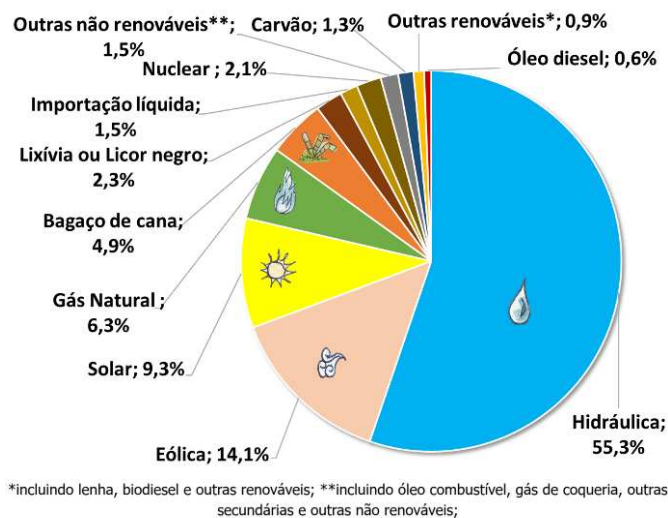
## 2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo estabelece a base conceitual e o suporte normativo necessários para a compreensão da viabilidade técnica e financeira de sistemas fotovoltaicos híbridos. A fundamentação percorre a evolução do setor elétrico brasileiro e as transformações impostas pelo novo Marco Legal da Geração Distribuída, que alterou a lógica de compensação de energia para os prosumidores residenciais. Adicionalmente, são exploradas a arquitetura tarifária nacional, com foco nas oportunidades de arbitragem permitidas pela Tarifa Branca, e as características técnicas dos sistemas fotovoltaicos e das tecnologias de armazenamento em baterias. Esse embasamento teórico é fundamental para sustentar as simulações e análises de desempenho energético que compõem o núcleo deste estudo.

### 2.1 Contextualização do Setor Elétrico Brasileiro

O Brasil possui uma das matrizes energéticas mais renováveis do mundo, tendo as usinas hidrelétricas como base de sua geração elétrica por décadas. Essa dependência dos recursos hídricos proporcionou ao país uma matriz relativamente limpa, no entanto, criou também uma vulnerabilidade significativa em relação aos regimes de chuvas e aos ciclos de estiagem. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (2025a), a geração hidrelétrica ainda predomina e é responsável por aproximadamente 55% da eletricidade consumida no país. A Figura 1 ilustra a matriz elétrica brasileira no ano de 2024.

Figura 1 - Matriz elétrica brasileira em 2024



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2025a).

Esse percentual é muito superior à média global, na qual a participação da hidreletricidade corresponde a cerca de 15,3% (Empresa de Pesquisa Energética, 2025a). Conforme disposto em Mouriño, Assireu e Pimenta (2016, p. 550), essa elevada concentração representa uma dependência preocupante e a vulnerabilidade desse modelo ficou ainda mais evidente durante a crise hídrica de 2013–2015, quando grandes reservatórios, como Itumbiara, chegaram a níveis críticos inferiores a 11% da capacidade. Nesse período, foi necessária a utilização de usinas termelétricas, elevando os custos de produção, aumentando as emissões de gases de efeito estufa e reduzindo a competitividade industrial brasileira, além de encarecer as contas de energia residencial por meio da aplicação das bandeiras tarifárias (Tiezzi et al., 2018, p. 141).

Dessa forma, pode-se concluir que, mesmo que o Sistema Interligado Nacional permita a coordenação nacional da geração, o sistema continua suscetível a crises hídricas generalizadas. Lucena et al. (2009, p. 888) aponta que as projeções climáticas indicam que a situação só tende a se agravar, com diversas previsões sugerindo a redução de vazões em várias bacias hidrográficas do país.

Reconhecendo essas limitações, políticas de diversificação da matriz elétrica se tornam cada vez mais importantes. O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA), criado em 2002, após a crise de racionamento de energia de 2001, buscou fomentar a inserção de fontes como eólica, solar e biomassa. Ademais, o Marco Legal da Geração Distribuída, criado em 2022, formaliza e incentiva a geração própria de energia e inserção de excedentes na rede. Entretanto, os desafios permanecem, visto que fontes intermitentes, como eólica e solar, exigem sistemas de gerenciamento e backup, frequentemente com apoio das termelétricas.

Assim, a efetividade da diversificação dependerá da capacidade de formulação de políticas consistentes, do fortalecimento regulatório e da atração de investimentos, sobretudo diante do crescimento da demanda elétrica e dos compromissos internacionais de redução de emissões de carbono (Martinez et al., 2019, p. 119). Dito isso, a dependência de recursos hídricos, somada às dificuldades de expansão hidrelétrica e aos desafios de diversificação, coloca em evidência a necessidade de uma transição energética planejada, capaz de garantir segurança, sustentabilidade e competitividade ao setor elétrico nacional.

## **2.2 Geração Distribuída (GD) no Nível Residencial**

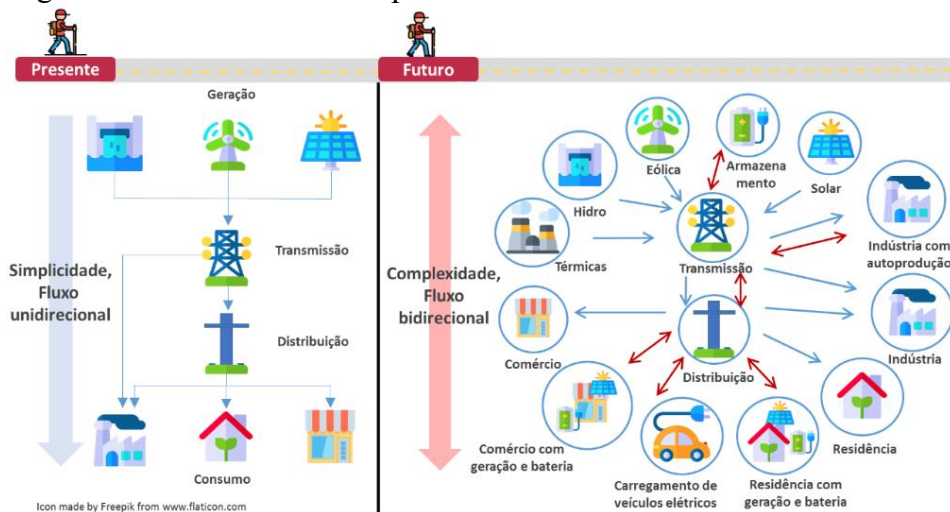
No contexto do setor elétrico residencial brasileiro, a geração distribuída representa umas das transformações mais significativas das últimas décadas, ao permitir a produção de

energia próximo ao local de consumo e evitando o uso de grandes sistemas de usinas geradoras. Dessa forma, o consumidor experimenta uma transição, saindo de um agente passivo para um papel ativo no sistema, sendo assim denominado “prosumidor”, um produtor e consumidor de energia, conforme apontado por Bonbright et al (1961, apud Castro; Dantas, 2018, p. 94).

O principal diferencial da Geração Distribuída reside na descentralização da produção de eletricidade, promovendo diversas vantagens ao sistema elétrico, como ressaltam Andrade, Ribeiro e Neves (2021, p. 13), entre elas a redução de perdas técnicas de energia decorrentes das longas distâncias de transmissão e distribuição. Além disso, a GD estimula a diversificação da matriz energética brasileira, ao transferir a geração de energia, que é majoritariamente composto por usinas hidrelétricas pelo uso local de solar fotovoltaica. Ademais, essa diversificação também vem acompanhada de benefícios socioambientais significativos, como a redução da emissão de gases de efeito estufa e o fomento da uma cultura de sustentabilidade e autossuficiência energética (Portillo, 2025).

Contudo, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (2019), a integração de milhares de pequenas fontes geradoras intermitentes introduz uma nova camada de complexidade operacional não apenas para as concessionárias de distribuição, mas também para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Segundo o órgão, a gestão de fluxos de energia bidirecionais e a garantia da estabilidade da rede elétrica, conforme ilustra a Figura 2, alteram os parâmetros de operação e demandam tecnologias avançadas, como as redes inteligentes (smart grids), e um novo paradigma de gerenciamento.

Figura 2 - Sistemas elétricos: presente e futuro



Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2019, p.3).

Adicionalmente, a emergência da Geração Distribuída transcende puramente a esfera tecnológica, ao exigir também uma reestruturação considerável da economia política do setor, uma vez que a capacidade de os consumidores gerarem sua própria energia desafia diretamente o modelo de negócio secular das distribuidoras, cuja receita é baseada na venda de quilowatts-hora. Assim, a expansão da GD reduz o faturamento dessas empresas ao mesmo tempo que aumentam seus custos com a gestão e manutenção de uma rede mais complexa.

O ponto de partida da regulação da Geração Distribuída foi a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 da ANEEL (Brasil, 2012), na qual estabeleceu condições para a conexão de pequenas centrais geradoras à rede de distribuição e instituiu o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), o mecanismo que viabilizou economicamente a GD para o consumidor e removeu barreiras, criando um ambiente propício para o surgimento desse novo mercado.

Conhecido internacionalmente como *net-metering*, seu princípio de funcionamento é simples. Segundo Souza (2022, p. 36) a rede elétrica da distribuidora funciona como uma bateria para o prosumidor, recebendo a energia gerada pelo sistema fotovoltaico que não foi consumida instantaneamente pela residência. Deste modo, para contabilizar essa transferência, a concessionária instala um medidor de energia bidirecional para registrar a energia consumida e injetada na rede. Ao final de cada ciclo de faturamento mensal, caso a energia injetada seja maior que a consumida, a diferença é convertida em “créditos de energia”, que podem ser utilizados para abater o consumo de energia da rede em até sessenta meses (ANEEL, 2012).

Em vista disso, após três anos de amadurecimento do setor, tornou-se necessária uma revisão das regras, surgindo assim a Resolução Normativa nº 687/2015 (Brasil, 2015). A inovação mais impactante foi a criação de novas modalidades de geração, como o autoconsumo remoto, a geração compartilhada e os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Ademais, consumidores sem espaço físico adequado em seus telhados, como moradores de apartamentos, pudessem participar do SCEE, instalando ou associando-se a sistemas em outros locais, conferindo maior flexibilidade ao consumidor.

Entretanto, enquanto em 2015 a GD produzia 16,6 MW, em 2019 a produção ultrapassou o marco de 1 GW, o que gerou debates sobre seus impactos econômicos e a necessidade de um alicerce jurídico mais sólido (Bezerra, 2019, p. 9). Assim, a resposta veio com a sanção da Lei nº 14.300/2022 (Brasil, 2022), conhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída, que proporciona maior segurança jurídica e previsibilidade para consumidores e investidores ao introduzir uma série de regras para transição de compensação.

Assim, para os sistemas já existentes e os solicitados em até 12 meses da publicação da lei, as regras de compensação integral foram mantidas, ao passo que, para os novos sistemas, foi estabelecida uma cobrança gradual por componentes da tarifa associados ao uso da rede de distribuição (o chamado Fio B), buscando um maior equilíbrio na alocação de custos do sistema. A Tabela 1 demonstra a progressão anual das tarifas.

Tabela 1 - Progressão anual da TUSD

<b>Ano de conexão</b>	<b>Percentual da TUSD Fio B pago sobre a energia injetada</b>
2022	0%
2023	15%
2024	30%
2025	45%
2026	60%
2027	75%
2028	90%
2029	Novas regras

Fonte: Brasil (2022).

Assim, essa mudança regulatória busca enfrentar um desafio cada vez mais evidente: como garantir a recuperação dos custos das concessionárias de sistemas de distribuição em um cenário marcado pelo crescimento da geração distribuída e pela queda no consumo volumétrico de eletricidade, justamente a base histórica para o custeio da rede? (Pena-Bello et al., 2023, p. 1). Ademais, essa proposta busca, de forma mais justa, assegurar que os custos de manutenção e expansão da infraestrutura elétrica sejam repartidos de maneira equilibrada entre todos os usuários, evitando que recaiam de forma desproporcional sobre aqueles que não geram sua própria energia (Hinz; Schmidt; Möst, 2018, p. 107).

### 2.3 Sistema Tarifário Brasileiro

A estrutura tarifária do setor elétrico tem como base a segmentação das unidades consumidoras (UCs) em dois grupos principais: Grupo A e Grupo B. Consolidada pela Resolução Normativa n.º 414/2010 (Brasil, 2010), essa divisão está diretamente correlacionado com a demanda de potência e o perfil de consumo de cada unidade, além de servir como uma forma de segmentação administrativa, que classifica a estrutura de faturamento, modalidades tarifárias e a forma como os custos da rede são alocados, refletindo as diferentes maneiras como cada grupo impacta o sistema elétrico.

O Grupo B reúne a vasta maioria das unidades consumidoras do país, caracterizando-se pelo atendimento em baixa tensão de distribuição, ou seja, com tensão inferior a 2,3 kV, e uma carga instalada igual ou inferior a 75 kW (via rede aérea). Dessa forma, este grupo inclui residências, pequenos estabelecimentos comerciais e rurais, e iluminação pública. A ANEEL subdivide o Grupo B nas seguintes divisões:

- a) subgrupo B1: Classe Residencial, incluindo a subclasse Residencial Baixa Renda, que recebe benefícios tarifários específicos;
- b) subgrupo B2: Classe Rural, abrangendo atividades como agropecuária e aquicultura;
- c) subgrupo B3: Demais Classes, que engloba unidades comerciais, industriais de pequeno porte, serviços, poder público e consumo próprio;
- d) subgrupo B4: Iluminação Pública, cuja responsabilidade é do poder municipal.

Para o Grupo B, a estrutura de faturamento mais utilizada é a tarifa monômnia, na qual a cobrança é baseada exclusivamente no consumo de energia elétrica, medido em quilowatt-hora (kWh). Essa simplicidade facilita a compreensão da fatura pelo consumidor, mas oculta a complexidade dos custos de rede, que são embutidos no preço do kWh. A outra modalidade de faturamento é a Tarifa Branca, que será explicada em detalhes adiante.

O Grupo A é composto pelo outro espectro de consumidores: as unidades que recebem energia em média ou alta tensão. Para isso, o critério de enquadramento exige possuir carga instalada superior a 75 kW (via rede aérea) ou ser atendido por rede subterrânea. A ANEEL subdivide o Grupo A nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupos A1, A2 e A3: Alta tensão ( $V \geq 69$  kV);
- b) subgrupos A3a e A4: Média tensão ( $2,3 \text{ kV} \leq V < 69$  kV);
- c) subgrupo AS: Atendimento por sistemas subterrâneos.

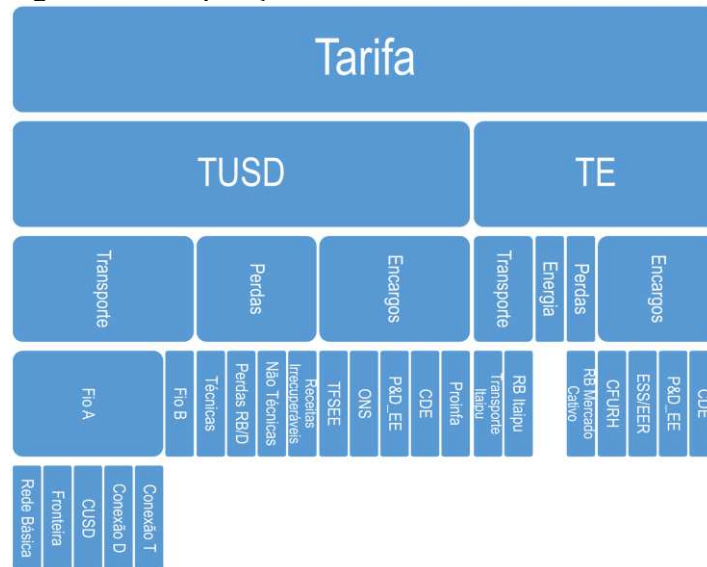
A principal distinção do Grupo A é a estrutura de faturamento binômnia, que separa a cobrança em dois componentes principais: o consumo de energia (medido em kWh) e a demanda de potência (medido em kW). Desse modo, a demanda contratada representa a potência que a distribuidora deve garantir, o que permite uma previsão mais precisa dos custos que grandes consumidores impõem a rede, visto que uma alta demanda de potência exige investimentos mais robustos em infraestrutura.

### ***2.3.1 A Arquitetura da Tarifa de Energia Elétrica***

A fatura de energia recebida pelo consumidor final é o resultado de uma complexa equação que engloba os custos de toda a cadeia produtiva do setor, assim, para promover a

transparência e permitir uma regulação eficaz, a ANEEL estrutura a tarifa em componentes distintos que representam as diferentes etapas do fornecimento elétrico. A principal decomposição divide a tarifa em dois elementos: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). As componentes das tarifas estão condensadas na Figura 3.

Figura 3 - Composição da tarifa



Fonte: ANEEL (2018).

A TE representa o custo “puro” da energia elétrica, englobando os custos de geração da eletricidade nas usinas (hidrelétricas, térmicas, eólicas etc.) e os custos de transporte dessa energia nas redes de transmissão e perdas elétricas associadas.

Por sua vez, a TUSD é a tarifa que cobre os custos associados a utilização da infraestrutura de distribuição e transmissão para levar a eletricidade das usinas para as unidades consumidoras finais. Isso inclui os custos de operação, manutenção, expansão e investimentos realizados pelas empresas responsáveis para garantir a qualidade e confiabilidade do sistema.

Por fim, os encargos setoriais representam outra parcela significativa da fatura e são a principal fonte de questionamentos dos consumidores, visto que não são considerados impostos, mas contribuições definidas por lei para financiar pontos da política energética nacional. Dentre eles, destacam-se a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que é o principal fundo responsável por custear subsídios tarifários para classes específicas de consumidores, como os de baixa renda e os irrigantes, financiar a universalização do acesso à energia elétrica, além de promover fontes renováveis (Couto, 2025).

Ademais, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), criado para aumentar a participação de fontes renováveis na matriz energética

brasileira, também é financiado pelos consumidores, para garantir a compra de energia gerada por esses empreendimentos a preços que viabilizem o investimento.

Além das modalidades tarifárias estruturais, o sistema também incorpora mecanismos dinâmicos para transmitir variações de custo, as chamadas bandeiras tarifárias. Instituídas pela ANEEL na Resolução Normativa nº 547/2013 (Brasil, 2013), seu principal objetivo é de refletir mensalmente os custos de geração de energia no período, assim, em condições hidrológicas desfavoráveis em que sejam necessárias acionar as usinas termelétricas, que possuem um custo de operação mais elevado, um valor adicional é cobrado ao consumidor, conforme demonstrado no Quadro 1.

Quadro 1 - Bandeiras tarifárias

<b>Bandeira</b>	<b>Condições de Geração</b>	<b>Impacto na Tarifa</b>
Verde	Condições favoráveis de geração de energia	A tarifa não sofre nenhum acréscimo
Amarela	Condições de geração menos favoráveis	A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01885 por quilowatt-hora (kWh)
Vermelha - Patamar 1	Condições mais custosas de geração	A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04463 por quilowatt-hora (kWh)
Vermelha - Patamar 2	Condições ainda mais custosas de geração	A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,07877 por quilowatt-hora (kWh)

Fonte: ANEEL (2024).

A ANEEL define mensalmente qual bandeira entrará em vigor, com base nas condições de geração e nos preços de energia no mercado de curto prazo. Dessa maneira, os recursos arrecadados por meio das bandeiras são gerenciados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e utilizados para cobrir custos extras das distribuidoras com a compra de energia.

Em adição as bandeiras tarifárias, o Custo de Disponibilidade também é outro mecanismo de remuneração da distribuidora, estabelecida pelo Artigo 98 da Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010, é usado para cobrir os custos fixos de manter a infraestrutura elétrica, como postes, cabos, transformadores e equipes, pronta para atender a unidade consumidora, independentemente de haver ou não consumo de energia no mês.

O valor do custo de disponibilidade não é fixo em reais, mas sim expresso como um valor em moeda equivalente a uma quantidade mínima de energia em kWh, conforme a conexão da unidade consumidora:

- a) 30 kWh: para conexão monofásica ou bifásica a 2 condutores.
- b) 50 kWh: para conexão bifásica a 3 condutores.

c) 100 kWh: para conexão trifásica.

Diante disso, a norma determina que, se o consumo medido no mês for inferior a esses patamares, o consumidor pagará o valor correspondente ao custo de disponibilidade. Essa medida faz com que o prosumidor que gera toda a energia que consome ainda terá que pagar o custo de disponibilidade da rede, que funciona como uma remuneração mínima pelo uso da rede de distribuição como um backup para momentos sem geração própria e como via para injetar seus excedentes de energia.

### 2.3.2 A Tarifa Branca

Em relação as modalidades de tarifação, a ANEEL estabelece dois tipos para que o consumidor escolha a que melhor alinha com o seu perfil de consumo, a tarifa monômnia, já explicada anteriormente, e a Tarifa Branca.

O objetivo primário da Tarifa Branca é de refletir a variação dos custos de geração e uso da rede ao longo do dia, incentivando os consumidores a deslocarem seu consumo dos períodos de pico para os horários com menor demanda por meio do custo mais baixo, ao mesmo tempo que contribuem para a otimização da operação do sistema elétrico (Rosa, 2019). Disponível para os consumidores do Grupo B (especificamente os subgrupos B1, B2 e B3), a estrutura é baseada em três postos tarifários, cujos horários são definidos pela distribuidora local. O Quadro 2 descreve a estrutura desses postos definidos pela Enel Ceará.

Quadro 2 – Postos tarifários para Tarifa Branca

Posto Tarifário	Período de Aplicação	Horário
Ponta	Dias úteis	17h30 às 20h30
Intermediário (I)	Dias úteis	16h30 às 17h30 e 20h30 às 21h30
Fora de Ponta (FP)	Todos os dias	21h30 às 16h30 do dia seguinte.

Fonte: Enel Distribuição Ceará (2025).

Como pode-se observar, a lógica econômica é clara, o posto ponta coincide com o período de maior demanda do sistema elétrico, quando é necessário acionar usinas mais caras, por isso a tarifa nesse horário é mais alta. O posto intermediário funciona como um período de transição, com um valor intermediário e o posto fora de ponta abrange a maior parte do dia e os fins de semana e feriados, quando a demanda é menor, e, portanto, o valor é mais baixo.

De acordo com a Tabela 2 da Resolução Homologatória nº 3.445, de 15 de abril de 2025 (Brasil, 2025), referente a concessionária de energia do Ceará, Enel, o valor das tarifas

para consumidores do subgrupo B1, que vigoram no período de 22 de abril de 2025 a 21 de abril de 2026, estão dispostas na Tabela 2.

Tabela 2 - Tarifas para o subgrupo B1 residencial

<b>Modalidade Tarifária</b>	<b>TUSD (R\$/kWh)</b>	<b>TE (R\$/kWh)</b>	<b>Total (R\$/kWh)</b>	<b>Relação com a Tarifa Convencional</b>
Convencional	0,46488	0,24519	0,71007	100%
Branca - Ponta	1,23081	0,37350	1,60431	+125,8%
Branca - Intermediário	0,79123	0,23352	1,02475	+44,3%
Branca - Fora de Ponta	0,35165	0,23352	0,58517	-17,6%

Fonte: Brasil (2025).

A análise dos dados da tabela revela a drástica assimetria entre o prêmio de risco e o potencial de recompensa. Essa disparidade quantitativa é o fator central que explica a necessidade de uma disciplina rigorosa por parte do consumidor quanto a baixa adesão da modalidade, visto que um único uso de um aparelho de alta potência no horário de ponta pode anular a economia obtida durante várias horas de consumo no período de ponta. Portanto, conforme Spessotto (2024, p. 32), a viabilidade econômica da Tarifa Branca para um consumidor depende não apenas de consumir mais no horário fora de ponta, mas de evitar quase que completamente o consumo de cargas pesadas no horário de ponta.

Dessa forma, a adesão a Tarifa Branca é vantajosa para consumidores que possuem flexibilidade para concentrar o uso de equipamentos de alto consumo, como chuveiros elétricos, máquinas de lavar e ar-condicionado, no período Fora de Ponta. Segundo o Relatório de Análise de Resultado Regulatório nº 001/2020-SGT/SRM/ANEEL (2020, p. 2), uma análise da ANEEL indicou que os consumidores que optaram por esta modalidade e adaptaram seu perfil de consumo perceberam uma redução média de 4% na fatura de energia.

Por conseguinte, o efeito esperado é de um achatamento da curva de carga diária, o que otimiza o uso da infraestrutura existente e, conseqüentemente, permite postergar ou reduzir a necessidade de grandes investimentos na expansão da capacidade do sistema elétrico. O que representa uma transição de soluções puramente técnicas, como construir mais usinas e aumentar a capacidade da rede, para uma abordagem de gestão baseada em incentivos econômicos e mudanças no padrão de consumo dos indivíduos (Spessotto, 2024, p. 23).

Assim, a Tarifa Branca representa uma transição de um modelo de consumo passivo para um ativo, sendo uma ferramenta em larga escala no Brasil para a gestão da demanda pelo lado do consumidor de baixa tensão, sendo sua eficácia potencializada por meio de tecnologias

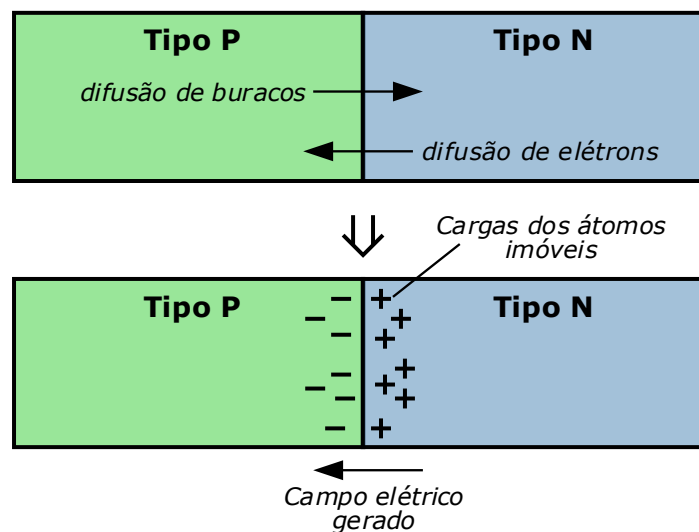
como a automação residencial e sistemas de armazenamento de energia, que podem automatizar o deslocamento do consumo para os horários mais vantajosos (Rosa, 2019).

## 2.4 Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos convertem luz solar diretamente em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico que ocorre em materiais semicondutores. Sze e Ng (2006) afirmam que quando fótons incidentes da luz solar bombardeiam o material semicondutor, os elétrons são excitados, liberando-os de sua ligação química, assim, esse deslocamento de elétrons gera um par elétron-lacuna e, conseqüentemente, uma diferença de potencial elétrico. O silício (Si), por ser um material abundante e de baixo custo, é o semicondutor mais utilizado na indústria fotovoltaica.

Para que essa tensão possa ser aproveitada para gerar corrente contínua, a estrutura do semicondutor é alterada em um processo chamado dopagem, na qual o silício é dopado com elementos para criar duas camadas adjacentes com propriedades distintas, uma com excesso de elétrons livres (camada tipo N) e a outra com falta de elétrons (camada tipo P). Na interface entre essas duas camadas, conhecido como junção P-N, estabelece-se um campo elétrico que vai direcionar os elétrons liberados pela irradiação solar para a camada N e as lacunas para a camada P. Dessa forma, essa separação de cargas cria a tensão elétrica que, ao ser conectada a um circuito externo, gera corrente (Sze; Ng, 2006). A Figura 4 demonstra esse efeito.

Figura 4 - Diagrama da difusão de cargas através de uma Junção

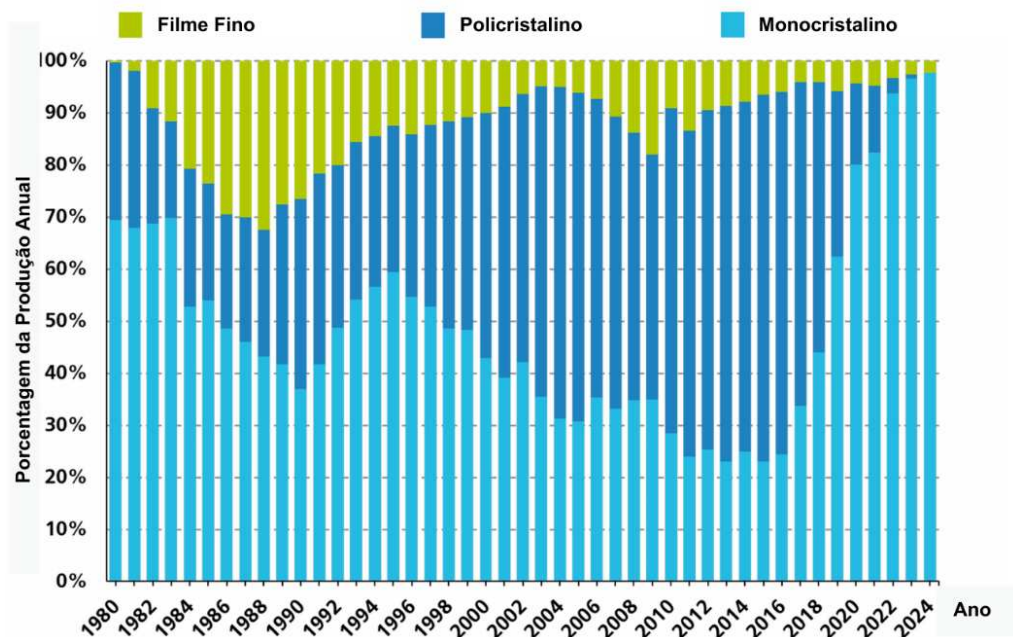


Fonte: Tungsten (2017).

A tecnologia dominante no mercado de células fotovoltaicas é o silício cristalino, que se divide em duas categorias: monocristalino e policristalino. Células de silício monocristalino são fabricadas a partir de um único e contínuo cristal de silício, resultando em uma estrutura atômica uniforme e de alta pureza, o que minimiza perdas e as conferem a maior eficiência entre as tecnologias comerciais, tipicamente em torno de 22% (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2025, p. 7). Já as células de silício policristalino são mais simples e econômicas, visto que o silício fundido é solidificado em blocos compostos por múltiplos cristais menores. Essa estrutura com espaços entre os cristais atua como um obstáculo ao movimento dos elétrons, resultando em uma eficiência inferior a tecnologia monocristalina (Pinho; Galdino, 2014).

Historicamente os módulos policristalinos dominaram o mercado de geração distribuída devido ao seu menor custo inicial, contudo, nos últimos anos observa-se uma transição tecnológica acelerada em razão da queda contínua nos custos de fabricação de células monocristalinas. A Figura 5 mostra a evolução histórica da produção mundial de módulos fotovoltaicos por tecnologia. A tecnologia de silício monocristalino (mono c-Si) representou 98% dos envios globais de módulos fotovoltaicos em 2024 (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, 2025, p. 5).

Figura 5 - Porcentagem de produção anual de módulos fotovoltaicos



Fonte: adaptado de Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems (2025, p. 28).

Geralmente, uma única célula fotovoltaica gera uma tensão de aproximadamente 0,5 V (Sze; Ng, 2006), o que é muito baixa para aplicações práticas, dessa forma, para obter

níveis de tensão adequados, dezenas de células (normalmente 60, 66 ou 72 células) são interligadas eletricamente em série para alcançar tensões de operação que sejam compatíveis e eficientes com as faixas de entrada dos inversores (Alves, 2022).

Uma inovação recente que foi amplamente adotada é a tecnologia *Half-Cell*, na qual as células convencionais são cortadas ao meio e as duas metades são conectadas em circuitos paralelos dentro do módulo, o que efetivamente dobra o número de células (para 120, 132 ou 144) e reduz significativamente as perdas resistivas internas. Assim, é registrado um aumento na eficiência geral do módulo e um melhor desempenho em condições de sombreamento parcial (Alves, 2022).

Como mencionado acima, o inversor é o elemento do sistema fotovoltaico que conecta todos os módulos e faz a ligação com a rede elétrica e a residência, gerenciando a produção de energia. Responsável por converter a corrente contínua gerada pelos módulos em corrente alternada, que é o padrão utilizado pela rede. A tecnologia mais comum utilizada em sistemas residenciais é a do inversor string, que é conectado a uma ou mais séries (strings) de módulos, ideal para instalações com pouca sombra e com módulos que possuem a mesma orientação, visto que, segundo Villalva e Gazoli (2012, p. 91), “se um dos módulos de um conjunto estiver recebendo menos luz do que os demais, a corrente elétrica de todo o conjunto é reduzida e conseqüentemente o sistema produz menos energia.”

Entretanto, para sistemas com armazenamento de energia, um inversor híbrido é necessário para integrar as funcionalidades de um inversor *on-grid* convencional com a capacidade de gerenciar o fluxo de energia de e para um banco de baterias. Dessa forma, ele é capaz de direcionar a energia solar para o consumo instantâneo, para carregar as baterias ou para injetar na rede, assim como para utilizar a energia armazenada nas baterias para alimentar a residência.

Além disso, para que um sistema com armazenamento possa operar legalmente conectado à rede da concessionária, o medidor de energia convencional deve ser substituído por um medidor bidirecional. Responsável por registrar o fluxo de energia retirado da rede da concessionária para consumo e para medir a quantidade de energia excedente gerada pelos módulos solares que não é consumida instantaneamente e é enviada a rede elétrica (Villalva; Gazoli, 2012).

No contexto urbano, a principal proposta de valor de um sistema híbrido não é a busca por independência total da rede, conforme afirma Pinho e Galdino (2014, p. 262), mas sim a combinação de resiliência energética (proteção contra apagões) e otimização financeira (proteção contra a volatilidade das tarifas). Evoluindo a ideia de geração distribuída de uma

simples compensação de energia para um gerenciamento estratégico de energia, respondendo diretamente as oportunidades criadas pela Tarifa Branca.

Para isso, o ponto de partida para qualquer projeto fotovoltaico é a quantificação da irradiação solar, medida da energia solar que incide sobre uma determinada superfície por unidade de área, em um determinado período. A unidade mais comum para fins de dimensionamento é o quilowatt-hora por metro quadrado por dia (kWh/m<sup>2</sup>/dia). Para um dimensionamento mais preciso, é imprescindível utilizar dados climatológicos confiáveis e específicos para a localidade da instalação.

Dessa maneira, o Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito (CRESESB), vinculado com o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), mantém uma ferramenta online com uma base de dados de irradiação solar mensal sobre o território brasileiro. Para o estudo de caso deste trabalho, que considera a cidade de Fortaleza - CE, os dados de irradiação podem ser extraídos dessas fontes, fornecendo uma base realista para os cálculos de geração de energia. Além disso, também são fornecidos os dados para o ângulo de inclinação dos módulos que fornecem o maior valor médio diário anual de irradiação solar (3°N para as coordenadas 3,701°S, 38,549°O). Os dados são apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 - Irradiação solar diária média mensal em uma superfície a 3°N [kWh/m<sup>2</sup>/dia]

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
5,76	5,74	5,65	4,96	5,40	5,44	5,66	6,03	6,11	6,29	6,32	6,02	5,78

Fonte: adaptado de CRESESB (2025).

Além de compreender a irradiação solar no local de instalação, é necessário estudar a demanda energética da unidade consumidora. Isso envolve a análise do histórico de consumo, obtido a partir das faturas de energia elétrica, que fornecem o consumo médio mensal em kWh. Ademais, para uma análise mais precisa, fundamentais em projetos que visam a otimização das tarifas horárias, o ideal é obter a curva de carga da edificação, que mostra o consumo de energia em intervalos de tempo menores (horários ou a cada 15 minutos).

É importante notar que a energia entregue por um sistema fotovoltaico é sempre inferior à energia teórica calculada a partir da irradiação solar, devido a uma série de perdas intrínsecas ao sistema, que devem ser consideradas no dimensionamento. A eficiência dos módulos solares diminui com o aumento da temperatura de operação, visto que em um telhado sob o sol o módulo pode facilmente exceder 60 °C além disso, o acúmulo de poeira e sujeira na superfície bloqueia parte da luz solar, reduzindo a geração. Ademais, as perdas de conversão de energia no inversor, de sombreamento dos módulos e degradação anual também influenciam na

redução da eficiência. De acordo com o relatório do Departamento de Energia dos EUA (2021, p. 12), 75 sistemas fotovoltaicos federais foram analisados e encontrou-se um fator de desempenho global médio de 78,6%, ou seja, apenas essa porcentagem da energia solar incidente será transformada em energia elétrica útil.

## 2.5 Sistemas de Armazenamento de Energia

A transição para uma matriz energética global fundamentada em fontes renováveis impõe desafios técnicos significativos ao setor elétrico, visto que a natureza intermitente da geração solar cria um desacoplamento temporal entre a produção de energia e a demanda do consumidor. Nesse contexto, um Sistema de Armazenamento de Energia, internacionalmente conhecido como *Battery Energy Storage System* (BESS), emerge como um ativo fundamental para viabilizar a integração em larga escala das energias renováveis. Longe de ser apenas um conjunto de células eletroquímicas, um BESS funcional é um sistema complexo que engloba além dos dispositivos de armazenamento, um sistema de conversão de energia, composto por um inversor híbrido, um transformador em sistemas de maior porte e um sistema de gerenciamento e proteção. (Iberdrola, 2025)

Assim, o BESS soluciona diretamente o problema ao desacoplar o momento de geração do momento de consumo, permitindo que nos períodos de alta irradiância solar e baixo consumo local, o excedente de energia gerado pelo sistema fotovoltaico, que seria injetado na rede, seja utilizado para carregar as baterias. Posteriormente, quando a geração solar diminui ou cessa, mas demanda aumenta, a energia armazenada é descarregada para atender as cargas locais.

O mercado de armazenamento estacionário para microgeração é composto por basicamente as tradicionais baterias de chumbo-ácido e as mais modernas baterias de íon-lítio. A tecnologia de chumbo-ácido é mais consolidada, por consequência, apresentam um processo de fabricação mais otimizado e menor custo inicial de investimento, sendo a opção mais econômica. Contudo, essas baterias apresentam importantes desvantagens, como a baixa densidade energética (30-50 Wh/kg), que resulta em sistemas pesados e volumosos, e uma vida útil diretamente atrelada à profundidade de descarga. Essa limitação de longevidade ocorre porque descargas superiores a 50% da capacidade nominal aceleram a degradação dos eletrodos, processo que é agravado pela ineficiência do ciclo de carga, onde até 30% da energia é dissipada como calor e contribui ainda mais para o desgaste dos componentes.

Em contrapartida, as baterias de íon-lítio exigem um investimento inicial superior, custo que é compensado por sua elevada densidade energética (entre 50 e 260Wh/kg), tornando-

as até 60% mais leves que as equivalentes de chumbo-ácido. Sua superioridade operacional se manifesta na capacidade de suportar milhares de ciclos com profundidades de descarga de até 90% sem comprometer a longevidade, aliada a uma eficiência de ciclo superior a 95% que minimiza as perdas de energia (Alencar, 2022).

O desempenho superior de um banco de baterias de íon-lítio moderno se deve não apenas da qualidade de suas células, mas fundamentalmente da inteligência de seu sistema de controle eletrônico, o BMS (*Battery Management System*). De acordo com Lu (2013, p.274), o BMS é um circuito responsável por monitorar e gerenciar a operação da bateria, medindo em tempo real os parâmetros vitais de cada célula ou grupo do banco, incluindo tensão, corrente de carga e descarga e temperatura. Dessa forma, com base nos dados monitorados, o BMS atua para proteger o banco contra condições que poderiam causar danos ou falhas, como sobrecarga, descarga profunda, sobrecorrente curto-circuito e temperaturas extremas. Por meio de algoritmos e modelos matemáticos, o sistema também estima parâmetros importantes que não podem ser medidos diretamente, como o estado de carga e de saúde, avaliando a degradação e a capacidade remanescente da bateria, proporcionando maior longevidade.

Embora as baterias de íon-lítio tenham custo inicial mais alto, estudos como o de Rozhdestvenskiy (2024) e de Rajanna (2021) demonstram que o custo final desse tipo de bateria é menos custoso comparado as baterias de chumbo-ácido. Uma análise superficial baseada apenas no custo de capital inicial pode levar a uma conclusão equivocada, favorecendo a tecnologia de chumbo-ácido. No entanto, essa abordagem ignora os fatores operacionais que definem o verdadeiro custo da energia armazenada ao longo do tempo. Para entregar 1 kWh de energia útil diariamente, um sistema de chumbo-ácido (com 50% DoD) requer a instalação de 2 kWh de capacidade nominal e precisaria ser substituído várias vezes ao longo de uma década, devido à sua vida de ~500 ciclos. Em contrapartida, um sistema de íon-lítio (com 90% DoD) necessitaria de apenas ~1.1 kWh de capacidade nominal e operaria por milhares de ciclos, provavelmente sem necessidade de substituição durante a vida útil do projeto.

Tendo isso em vista, o dimensionamento correto de um banco de baterias é um passo crítico para garantir que o BESS atenda às necessidades energéticas do consumidor, opere de forma segura e alcance a vida útil projetada. Portanto, é necessário conhecer quantidade total de energia, medido em kWh, que o banco de baterias precisa fornecer à unidade consumidora durante os períodos em que a geração solar é nula ou insuficiente. Além disso, o parâmetro da profundidade de descarga da bateria, que é a porcentagem da capacidade nominal total da bateria que é efetivamente utilizada em cada ciclo, afeta diretamente sua vida útil, reduzindo o número de ciclos que a bateria suportará.

Com base nos parâmetros fundamentais e na literatura científica de Allani (2021), Daud (2012) e Mahmoud (2003), a capacidade de um banco de baterias pode ser determinada por meio de uma abordagem simplificada. Nesse contexto, a estimativa da capacidade energética total é obtida a partir da seguinte equação:

$$C_{banco} = \frac{E_d \cdot Q_d}{\eta_{inv} \cdot \eta_{bat} \cdot DOD} \quad (1)$$

Onde:

- $C_{banco}$ : Capacidade nominal do banco de baterias (kWh)
- $E_d$ : Consumo diário a ser suprido (kWh)
- $Q_d$ : Dias de autonomia (adimensional)
- $DOD$ : Profundidade de descarga máxima permitida (decimal, e.g., 0,8 para 80%)
- $\eta_{inv}$ : Eficiência do inversor (decimal)
- $\eta_{bat}$ : Eficiência de descarga da bateria (decimal)

Essa equação ajusta a energia útil necessária ( $E_d$ ) para considerar as perdas no sistema (eficiência) e a porção da bateria que não será utilizada (1-DoD).

### 3 METODOLOGIA

O presente trabalho tem como objetivo avaliar a viabilidade técnica e financeira de um sistema de microgeração fotovoltaica residencial com armazenamento de energia operando sob a modalidade da Tarifa Branca. A análise fundamenta-se no estudo de dois perfis de consumidores que apresentam demandas mensais distintas, mas possuem curvas de carga padronizadas, permitindo que o dimensionamento dos componentes seja alterado para cada caso específico com o intuito de verificar a escalabilidade do projeto. O estudo concentra-se essencialmente na viabilidade financeira, estabelecendo um comparativo direto entre a Tarifa Branca e a Tarifa Convencional para identificar as condições mais vantajosas ao prosumidor.

A metodologia organiza-se em etapas sequenciais iniciando-se com a caracterização do software HOMER Pro na versão 3.18.4, que consiste na plataforma utilizada para a modelagem e o processamento das simulações energéticas. Essa ferramenta permite a definição precisa dos componentes e das interações entre a geração fotovoltaica, o banco de baterias e a rede elétrica, visando a otimização do sistema para maximizar os benefícios da estrutura tarifária escolhida. Em seguida, estabelecem-se os requisitos técnicos e as variáveis financeiras que norteiam o dimensionamento do sistema, encerrando-se com a exposição detalhada das análises resultantes das simulações que validam a viabilidade econômica sob as premissas adotadas.

#### 3.1 Software HOMER Pro

O software selecionado para a modelagem computacional deste trabalho é o HOMER Pro (*Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources*). Desenvolvido originalmente pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) do Departamento de Energia dos Estados Unidos, a ferramenta é uma plataforma proprietária e, para execução das simulações deste estudo, foi utilizada sua versão de avaliação (free trial). O software foi concebido para navegar pelas compensações inerentes ao design de sistemas de energia, permitindo identificar a configuração que minimiza o Custo Presente Líquido (NPC). Essa métrica é fundamental pois abrange não apenas o investimento inicial, mas também a otimização dos custos de operação e manutenção ao longo do ciclo de vida do projeto, garantindo que a solução escolhida seja a mais eficiente técnica e financeiramente.

A pertinência do HOMER Pro para o presente estudo reside na sua arquitetura, que integra modelos físicos de componentes, estratégias de despacho operacional e algoritmos de otimização financeira em uma única plataforma. Dessa forma, sua função é crítica para capturar

a dinâmica da Tarifa Branca, onde a viabilidade econômica depende da capacidade do sistema de deslocar cargas ou injetar energia armazenada durante janelas de tempo específicas (Posto Ponta e Intermediário).

No nível mais fundamental, o núcleo de simulação do HOMER modela o comportamento operacional de uma configuração específica de sistema para cada passo de tempo do ano. Este ciclo repete-se 8.760 vezes para uma simulação anual (considerando passos de uma hora). Ao final da simulação de um ano, o programa integra os resultados para calcular métricas de desempenho técnico (energia total produzida, fator de capacidade, horas de autonomia das baterias) e econômico (custo total de operação, consumo de combustível, compras da rede).

Para este estudo, a simulação detalhada permite verificar se a capacidade de armazenamento proposta é suficiente para cobrir integralmente as 3 horas do horário de ponta da Tarifa Branca em dias de baixa irradiância solar. O HOMER Pro captura essa dinâmica cruzando os dados de carga com a disponibilidade do recurso solar. Para conferir maior realismo ao modelo, o software aplica uma variabilidade estocástica sobre a irradiância simulando flutuações de nebulosidade que evitam o uso de dias perfeitamente idênticos. Essa abordagem supera as limitações de cálculos estáticos de média mensal, pois permite identificar com precisão os momentos de estresse do sistema onde a geração intermitente e o estado de carga das baterias podem não ser suficientes para suportar o despacho no horário de ponta.

O diferencial do HOMER Pro em relação a softwares puramente técnicos é sua robusta modelagem econômica. O programa traduz todos os fluxos de energia e desgaste de componentes em fluxos de caixa descontados, permitindo uma análise financeira compatível com os padrões de investimento.

O NPC é a principal métrica econômica e a função-objetivo da otimização. O software classifica todas as configurações de sistema baseando-se neste valor. O NPC representa o custo de operação total do sistema, condensando todos os custos e receitas que ocorrem durante a vida útil do projeto, ou seja, o Valor Presente Líquido (VPL).

A fórmula matemática utilizada pelo HOMER para o cálculo do NPC é dada por:

$$C_{NPC} = \frac{C_{ano,tot}}{FRC \cdot (i, R_{proj})} \quad (2)$$

Onde  $C_{ano,tot}$  é o custo anualizado total do sistema, resultante da soma dos custos de capital, reposição, O&M e energia da rede anualizados.  $i$  é a taxa de juros real anual,  $R_{proj}$  é a vida útil do projeto (anos) e  $FRC$  é o Fator de Recuperação de Capital, calculado como:

$$FRC \cdot (i, N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (3)$$

O cálculo do NPC engloba o investimento inicial em módulos PV, inversores, baterias e infraestrutura; os custos de reposição, inserindo esse custo no fluxo de caixa futuro e descontando-o a valor presente; despesas recorrentes de operação e manutenção; além da soma de todas as faturas de eletricidade pagas à concessionária.

### 3.2 Cenários

O projeto exige um inversor capaz de gerenciar o fluxo de energia entre o arranjo fotovoltaico, o banco de baterias e a rede elétrica. No cenário nacional, contudo, inversores híbridos *on-grid* ainda apresentam baixa penetração de mercado e, conseqüentemente, disponibilidade restrita. Atualmente, observa-se a predominância de um modelo específico que atende a esses requisitos técnicos nas principais redes de suprimentos do setor no país.

Para o dimensionamento dos painéis solares, os critérios de seleção basearam-se no menor custo por kWp e na compatibilidade técnica com o inversor. Buscou-se um arranjo que superasse a tensão de partida e operasse dentro da faixa ideal de tensão do MPPT, visando a máxima eficiência energética do sistema.

Segundo dados da Empresa de Pesquisa Energética (2025b), o consumo residencial médio no país apresenta variações regionais significativas, conforme detalhado na Tabela 4.

Tabela 4 – Consumo médio por consumidor da classe residencial em 2024

<b>Região</b>	<b>Consumo médio (kWh/mês)</b>
Norte	220,3
Nordeste	136,2
Sudeste	183,8
Sul	208,0
Centro-Oeste	215,1

Fonte: Empresa de Pesquisa Energética (2025b).

Além da análise do sistema híbrido com armazenamento, será simulado um sistema fotovoltaico convencional (sem baterias) para fins comparativos. Para essa configuração, optou-se por um inversor *string on-grid* padrão de mercado, permitindo contrastar o desempenho financeiro entre a geração com e sem suporte de armazenamento.

A partir desses indicadores, o estudo definiu dois cenários de prosumidores para avaliação:

**Cenário A (250 kWh/mês):** Este perfil situa-se aproximadamente 38% acima da média brasileira de 2024. A escolha justifica-se pela tendência de aumento na demanda energética após a instalação de sistemas fotovoltaicos e pela necessidade de atingir os parâmetros técnicos de operação do inversor híbrido *on-grid*.

**Cenário B (500 kWh/mês):** Proposto para avaliar a escalabilidade da solução tecnológica buscando o máximo aproveitamento da capacidade nominal dos equipamentos em um contexto de maior demanda, além de também representar novos prosumidores que possuem carro elétrico.

### 3.3 Tarifas de energia

O estudo será simulado para a cidade de Fortaleza (CE). Sendo assim, as tarifas consideradas são as aplicadas pela Enel Ceará de acordo com a Tabela 2 da Resolução Homologatória nº 3.445, de 15 de abril de 2025 (Brasil, 2025), referente a concessionária de energia do Ceará, Enel, o valor das tarifas para consumidores do subgrupo B1, que vigoram no período de 22 de abril de 2025 a 21 de abril de 2026, estão dispostas na Tabela 5.

Tabela 5 - Tarifas Branca e Convencional

Modalidade Tarifária	Valor (R\$/kWh)	Horário
Convencional	0,71007	00h00 às 23h59
Branca - Ponta	1,60431	17h30 às 20h30
Branca - Intermediário	1,02475	16h30 às 17h30 e 20h30 às 21h30
Branca - Fora de Ponta	0,58517	21h30 às 16h30 do dia seguinte.

Fonte: Brasil (2025).

Na área de concessão da Enel Ceará, o valor referente ao componente TUSD Fio B para a classe residencial (B1) está fixado em R\$ 270,92/MWh, o que corresponde a R\$ 0,27092/kWh. Essa informação foi obtida diretamente por meio da base de tarifas da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2025), garantindo que os dados de entrada da simulação financeira reflitam com precisão a realidade regulatória vigente no estado.

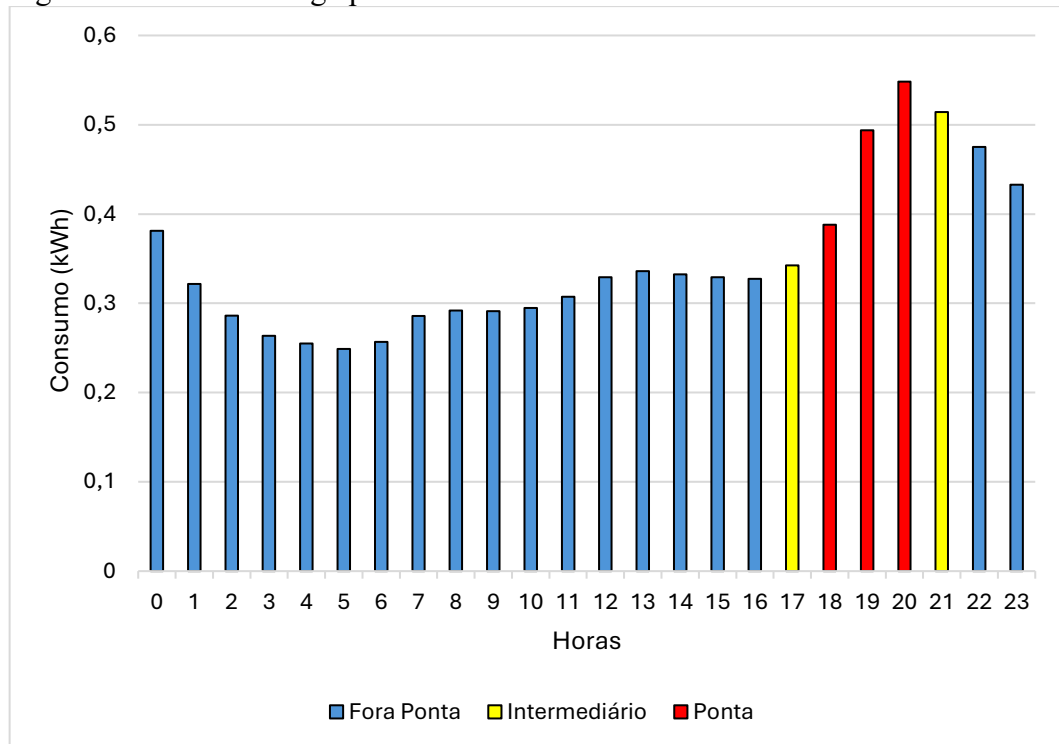
No que tange aos aspectos legislativos, embora a Lei 14.300/2022 (Brasil, 2022) estabeleça uma cobrança escalonada que atingirá o patamar de 60% no ano de 2026, esta pesquisa utiliza a incidência integral de 100% desse encargo em todas as etapas da simulação por questões de simplificação metodológica. Essa configuração foi inserida no software HOMER Pro por meio do ajuste proporcional do *Sell-back Price*. Dessa forma, o valor do crédito recebido pela energia injetada foi configurado para ser inferior ao valor da energia

consumida, refletindo exatamente a dedução financeira do custo de disponibilidade e dos encargos de rede. Essa abordagem resulta em uma avaliação de viabilidade pautada no cenário regulatório mais conservador previsto para o segmento.

### 3.4 Curva de carga

A curva de carga utilizada para os dois cenários será a mesma e foi obtida com base nos dados fornecidos pelo Caderno de Demanda de Eletricidade do PDE 2034 (2025c). Foi-se realizado a média da carga horária máxima da classe residencial de todos os meses do ano 2024 e normalizado para adequar ao consumo de 250 kWh (cenário A) e 500 kWh (cenário B). A curva será utilizada para todos os dias da semana, incluindo sábado e domingo, na qual o período fora de ponta é regente. A curva é apresentada na Figura 6.

Figura 6 – Curva de carga para o consumo de 250 kWh/mês



Fonte: adaptado de PDE 2034 (2025c).

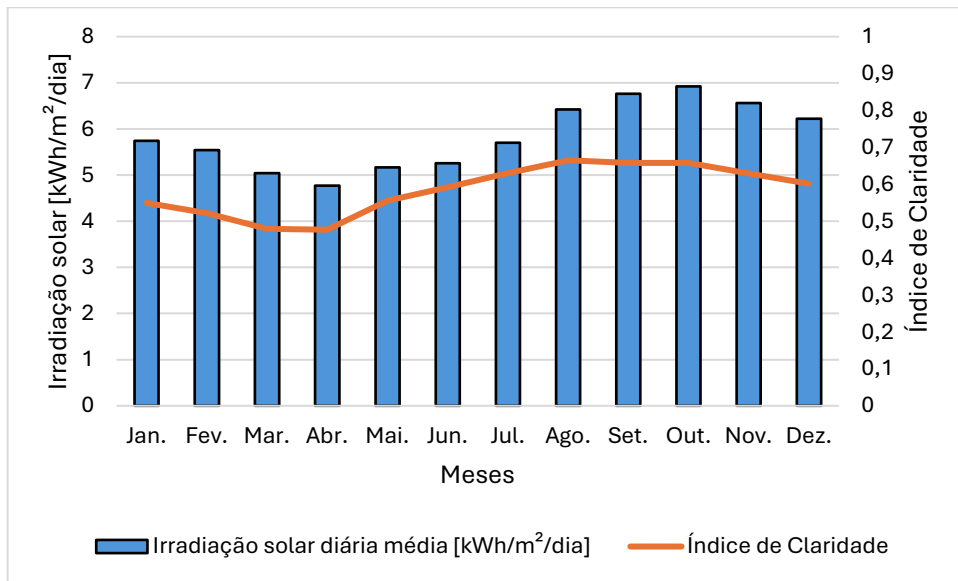
Conforme a curva de carga apresentada, o consumidor apresenta 33,14% do consumo no período das 17h às 22h, momento em que se há a cobrança da tarifa para o período intermediário e de ponta.

### 3.5 Irradiação

Para a fundamentação das simulações, os dados de irradiação Global Horizontal (GHI) referentes às coordenadas geográficas -3.75 e -38.75 foram extraídos da base histórica NASA *Prediction of Worldwide Energy Resource* (POWER). Esse levantamento foi realizado por meio da interface do software HOMER Pro, que consolida as médias mensais e sazonais da irradiação solar para compor o modelo de análise durante todo o horizonte de 30 anos estabelecido para o projeto.

O conjunto de informações coletadas também contempla os índices de claridade relativos a cada mês do ano. Esses parâmetros são essenciais para caracterizar a disponibilidade do recurso solar na localidade de estudo e garantir a precisão dos resultados simulados. Os dados climáticos completos e o perfil de irradiação mensal utilizado no trabalho encontram-se detalhados na Figura 7.

Figura 7 – Média mensal da irradiação global horizontal diária em Fortaleza - CE



Fonte: adaptado de Software HOMER Pro (2025).

### 3.6 Equipamentos do projeto

Esta seção detalha os parâmetros técnicos e econômicos dos componentes selecionados. A escolha dos equipamentos foi precedida por uma pesquisa comparativa entre fabricantes e modelos disponíveis no mercado nacional. Os critérios de seleção priorizaram o binômio custo-benefício, a compatibilidade técnica entre os componentes (especialmente no arranjo híbrido) e a facilidade de acesso a suporte técnico e garantias no Brasil

### 3.6.1 Módulo Fotovoltaico

As especificações técnicas do módulo fotovoltaico encontram-se na Tabela 6. O modelo ODA620-33V-MHDRZ da marca OSDA foi selecionado. A decisão fundamentou-se na otimização do custo por kWp e na robustez do fabricante no cenário brasileiro. Além disso, a alta potência unitária (620 Wp) permite a utilização de uma menor quantidade de módulos para atingir a tensão de partida e a faixa ideal de operação do MPPT do inversor, reduzindo custos com estruturas de fixação e cabeamento.

Tabela 6 – Especificações técnicas do painel solar

<b>Características</b>	<b>Valores</b>
Modelo	ODA620-33VMHDRz
Tipo de célula	Silício Monocristalino
Potência máxima	620 Wp
Tensão nominal	40,74 V
Corrente nominal	15,22 A
Número de células	132
Dimensão	2384 x 1134 x 30 mm
Eficiência do painel	22,9 %
Vida Útil	30 anos

Fonte: Ningbo Osda Solar Co., Ltd. (2025).

### 3.6.2 Inversor

A seleção dos inversores para este estudo foi fundamentada em uma análise comparativa que priorizou equipamentos com consolidada participação no mercado brasileiro, garantindo suporte técnico e disponibilidade de reposição. Para o sistema híbrido, optou-se pelo modelo Deye SUN-5K. Este equipamento justifica-se por sua capacidade de gerenciar fluxos energéticos bidirecionais e pela maturidade tecnológica na integração com bancos de baterias de lítio de baixa tensão. As especificações técnicas do inversor híbrido *on-grid* selecionado constam na Tabela 7.

Tabela 7 – Especificações técnicas do inversor híbrido

<b>Características</b>	<b>Valores</b>
Modelo	SUN-5K-SG04LP1
Potência nominal	5000 W
Corrente máxima	22,8 A
Eficiência	97,60 %
Faixa de tensão da bateria	40-60 V
Máxima corrente de descarga	120 A
Potência máxima CC	8000 W
Tensão de partida	125 V
Tensão nominal CC	500 V
Faixa de tensão MPPT	150 – 425 V
Tensão de entrada CC nominal	370 V
Corrente máxima de operação de entrada	18 + 18 A

Fonte: Ningbo Deye Inverter Technology Co., Ltd. (2025).

Além disso, sua potência nominal de 5.000W atende com folga o Cenário A (250kWh). Para o Cenário B (500kWh), embora a potência seja mais restrita, o recurso de *bypass* permite que a rede elétrica atue em conjunto com as baterias e painéis, suprimindo a demanda caso o consumo da residência ultrapasse os 5.000W em momentos de pico.

Para os cenários de geração convencional sem armazenamento, foram selecionados os inversores de string Growatt MIC 3000TL-X2 e MIN 5000TL-X2, reconhecidos por sua elevada eficiência e competitividade de custo no segmento residencial on-grid. As especificações técnicas do inversor *string on-grid* selecionado constam na Tabela 8.

Tabela 8 – Especificações técnicas dos inversores *string*

<b>Características</b>	<b>Valores</b>	<b>Valores</b>
Modelo	MIC 3000TL-X2	MIN 5000TL-X2
Potência nominal	3000 W	5000 W
Corrente máxima	14,3 A	22,7 A
Eficiência	97,60 %	98,40 %
Potência máxima CC	4500 W	9000 W
Tensão de partida	50 V	50 V
Tensão nominal CC	550 V	550 V
Faixa de tensão MPPT	50 – 550 V	40 – 550 V
Tensão de entrada CC nominal	360 V	360 V
Corrente máxima de operação de entrada	16 A	16 + 16 A

Fonte: Growatt (2024).

No Cenário A, a configuração técnica baseia-se na utilização de um inversor com potência nominal de 3000 W. Este equipamento foi selecionado por apresentar capacidade adequada para gerenciar o arranjo composto por seis módulos fotovoltaicos, garantindo o

processamento eficiente da energia gerada e o atendimento integral à demanda de consumo estabelecida para este perfil inicial.

Para o Cenário B, optou-se pela adoção de um inversor com potência de 5000 W. A escolha de um modelo com maior capacidade nominal justifica-se pela necessidade de suportar o aumento na carga de consumo e o maior número de módulos solares, assegurando que o sistema opere dentro dos parâmetros técnicos ideais para suprir a demanda energética superior característica deste segundo perfil de análise.

A decisão de não adotar microinversores, baseou-se em critérios técnicos e de viabilidade financeira. Embora os microinversores ofereçam vantagens em telhados com múltiplos planos ou sombreamentos parciais severos, os perfis de consumo e as topologias de instalação analisadas permitem um arranjo otimizado em série. Do ponto de vista econômico, o custo por watt dos microinversores é consideravelmente superior ao dos inversores de string para as potências instaladas de 3 kW e 5 kW, o que elevaria o investimento inicial sem proporcionar um ganho proporcional na geração de energia que justificasse o aumento do tempo de retorno do capital.

Além disso, a arquitetura de inversores de string apresenta uma maior simplicidade de manutenção e monitoramento centralizado, o que contribui para um VPL mais favorável ao longo do horizonte de 30 anos do projeto. Em instalações residenciais de médio porte com boa disponibilidade de área e baixa interferência de sombras, como as consideradas para a cidade de Fortaleza, a eficiência global dos modelos Growatt selecionados mostrou-se suficiente para garantir a máxima extração de potência do arranjo fotovoltaico, consolidando a escolha de inversores centrais como a alternativa mais equilibrada entre desempenho técnico e economia operacional.

### ***3.6.3 Sistema de Armazenamento***

As especificações do sistema de armazenamento constam na Tabela 9. Selecionou-se a bateria de Lítio (LiFePO<sub>4</sub>) da marca ZTROON por apresentar o custo por ciclo mais vantajoso entre as opções compatíveis com o inversor selecionado. A escolha da tecnologia de Lítio-Ferro-Fosfato justifica-se pela sua superioridade em relação às baterias de chumbo-ácido, oferecendo maior profundidade de descarga, vida útil prolongada e maior densidade energética, o que é crítico para a viabilidade de longo prazo de sistemas híbridos.

Tabela 9 – Especificações técnicas da bateria de 4,8kWh

<b>Características</b>	<b>Valores</b>
Modelo	ZTS48100S
Tecnologia	LFP (LiFePO4)
Tensão nominal	48 V
Capacidade da bateria	100 Ah
Energia nominal	4,8 kWh
Corrente máxima de carga/descarga	100 A
Eficiência de carga e descarga	>94 %
Ciclo de vida	6000 ciclos em 0,5C / 25°C / 80% DoD

Fonte: Ztroon (2024).

### 3.7 Dados financeiros

Para a análise da viabilidade econômica, definiu-se uma Taxa Mínima de Atratividade de 8% ao ano, em termos reais, ou seja, uma taxa que representa o ganho de capital acima da inflação do período. A determinação deste patamar fundamentou-se no custo de oportunidade de capital vigente no cenário econômico brasileiro, utilizando como referência o rendimento real dos títulos públicos federais indexados à inflação (Tesouro IPCA+ / NTN-B) com vencimentos de longo prazo, que oferecem remuneração próxima a 6,5% a.a. acima do IPCA. Ao rendimento livre de risco, adicionou-se um prêmio de risco para mitigar incertezas inerentes à operação, manutenção e liquidez do sistema de armazenamento e geração. Optou-se pela utilização de uma taxa real em consonância com a metodologia de preços constantes aplicada ao fluxo de caixa; esta abordagem pressupõe que os reajustes tarifários da energia elétrica acompanharão, no longo prazo, a inflação oficial, permitindo assim isolar a análise das oscilações inflacionárias especulativas ao longo da vida útil do projeto.

Os custos relativos aos equipamentos, frete, manutenção e reposição foram obtidos por meio de pesquisa de mercado, pautando-se em valores médios do setor, conforme detalhado na Tabela 10. O horizonte de análise do projeto foi estabelecido em 30 anos, em observância à vida útil técnica dos módulos fotovoltaicos. Adicionalmente, o custo de instalação foi estimado em 35% sobre o valor dos componentes, percentual definido com base em levantamentos de mercado para sistemas de microgeração.

Tabela 10 – Dados financeiros dos equipamentos

<b>Variável</b>	<b>Módulo Fotovoltaico 620 Wp</b>	<b>Inversor Híbrido On-Grid 5 kW</b>	<b>Inversor String On-Grid 3 kW</b>	<b>Inversor String On-Grid 5 kW</b>	<b>Bateria de Lítio 4,8 kWh</b>
Valor	R\$ 669,00	R\$ 8.399,00	R\$ 1.874,00	R\$ 2.703,00	R\$ 5.669,00
Frete Médio	R\$ 75,00	R\$ 165,00	R\$ 110,00	R\$ 60,00	R\$ 200,00
Instalação	R\$ 234,15	R\$ 2.939,65	R\$ 655,90	R\$ 946,05	R\$ 1.984,15
Custo de Manutenção por Ano	R\$ 50,00	-	-	-	-

Fonte: elaborada pelo autor.

Para a viabilidade financeira, os custos de reposição da bateria e do inversor foram baseados nos valores atuais de mercado, assumindo-se uma vida útil estimada de 15 anos para ambos os componentes. Quanto aos módulos fotovoltaicos, adotou-se a vida útil de 30 anos, sendo esta também equivalente ao horizonte de análise do projeto, desconsiderando-se a ocorrência de falhas técnicas para fins de simulação. Adicionalmente, os custos de operação e manutenção contemplam exclusivamente a limpeza periódica dos painéis, cujos valores de mão de obra foram fundamentados em pesquisa de mercado.

A Contribuição de Iluminação Pública (CIP) foi desconsiderada na análise de viabilidade financeira deste estudo, fundamentando-se no Art. 375 do Código Tributário do Município de Fortaleza (Lei Complementar nº 159/2013), com a redação atualizada pela Lei Complementar nº 452, de 28 de novembro de 2025 (Fortaleza, 2025). De acordo com o texto legal vigente, são isentos do pagamento da CIP os contribuintes possuidores de unidades consumidoras residenciais com ligações elétricas monofásicas cujo consumo de energia elétrica mensal não ultrapasse 80 kWh. Visto que o sistema de microgeração com armazenamento proposto tem como objetivo otimizar o faturamento e manter a unidade dentro desses limites de isenção, tal encargo não foi computado no fluxo de caixa projetado.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este capítulo apresenta os resultados das simulações e a respectiva análise econômica, fundamentados nas variáveis de entrada detalhadas no Capítulo 3. O objetivo central é determinar a viabilidade financeira da adesão à Tarifa Branca quando integrada a sistemas de geração fotovoltaica e armazenamento de energia, considerando os dois cenários de consumo propostos para este estudo.

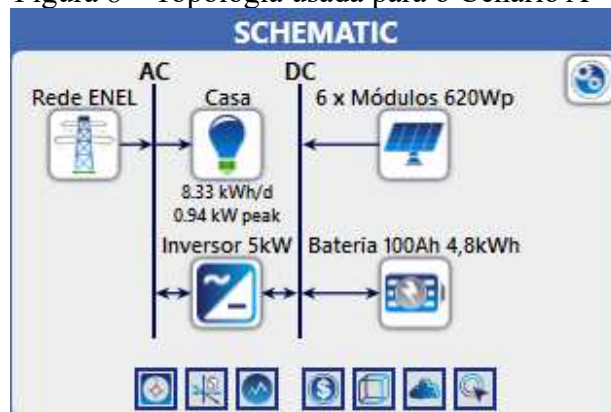
Após a conclusão das simulações, os resultados são classificados por meio do VPL, parâmetro que serve como base fundamental para a análise de viabilidade financeira do projeto de geração FV. Ao projetar todos os fluxos de caixa e investimentos para o valor presente, o VPL permite comparar os cenários sob uma mesma base de análise, funcionando como o principal indicador de viabilidade para sistemas com ou sem armazenamento; isso se deve à sua capacidade de ponderar a rentabilidade da instalação, visto que projetos com menor tempo de retorno tendem a apresentar um VPL mais favorável e, conseqüentemente, maior lucro para o consumidor.

O principal objetivo da simulação é verificar a viabilidade financeira da realização do deslocamento de carga, ou seja, o armazenamento (compra) e utilização (venda) de energia da rede em horários favoráveis economicamente, a fim de se obter o melhor VPL do sistema.

### 4.1 Simulações do Cenário A (250 kWh/Mês)

Para as simulações do Cenário A (250 kWh/Mês) foi utilizada a curva de carga da Figura 7 para todos os dias; com um perfil de carga de 8,33 kWh/dia. Após inserir as tecnologias de GD, o preço e a quantidade de cada um, se calcula a melhor alternativa. Na Figura 8 pode ser visualizada a topologia utilizada nas simulações.

Figura 8 – Topologia usada para o Cenário A



Fonte: Software HOMER Pro (2025).

A Tabela 11 apresenta os resultados obtidos por meio da simulação no software HOMER Pro para o Cenário A, comparando diferentes configurações de sistema (Rede, Fotovoltaico e Armazenamento) sob os regimes da Tarifa Convencional e da Tarifa Branca para a unidade consumidora em estudo, localizada em Fortaleza - CE.

Tabela 11 – Simulação do Cenário A

<b>Tipo de Configuração</b>	<b>Tarifa</b>	<b>VPL</b>	<b>Saldo de Créditos</b>
Rede + Geração FV (6 módulos)	Convencional	R\$ 12.513,00	R\$ 9.794,00
Rede + Geração FV (6 módulos)	Branca	R\$ 12.513,00	R\$ 235,00
Rede	Convencional	R\$ 24.305,00	-
Rede	Branca	R\$ 25.338,00	-
Rede + Bateria + Geração FV (6 módulos)	Branca	R\$ 33.155,00	R\$ 9.129,00

Fonte: elaborada pelo autor.

A configuração composta exclusivamente por seis módulos fotovoltaicos sob a Tarifa Convencional apresentou o melhor desempenho financeiro, com um VPL de R\$ 12.513,00 e um saldo de R\$ 9.794,00 em créditos destinados à compensação em outras unidades consumidoras de mesma titularidade. Esse resultado a posiciona como a alternativa de maior viabilidade econômica entre todas as opções simuladas. Sob a Tarifa Branca, o mesmo arranjo manteve o valor do VPL, porém com um saldo de créditos inferior. Tal comportamento indica que a geração proveniente dos seis módulos é equilibrada o suficiente para suprir quase integralmente o consumo nos postos tarifários de ponta e intermediário, otimizando o autoconsumo direto.

Paralelamente, os dados do cenário de referência, que considera apenas a conexão à rede, demonstram que o perfil de consumo da residência é equilibrado o suficiente para que os valores de VPL entre os dois regimes tarifários sejam próximos, apresentando R\$ 24.305,00 para a Tarifa Convencional e R\$ 25.338,00 para a Tarifa Branca. Nota-se que, para este consumidor específico, a Tarifa Convencional ainda se mantém ligeiramente mais vantajosa como base de comparação, o que é típico de perfis residenciais que não realizam o deslocamento ativo de carga.

No entanto, ao analisar a inserção de sistemas de armazenamento, observa-se um incremento substancial nos custos totais do projeto. Sob a Tarifa Branca, o custo elevou-se para R\$ 33.155,00, representando um aumento de aproximadamente 165% em comparação ao sistema fotovoltaico puro. Este fenômeno é atribuído ao elevado custo de capital da bateria e,

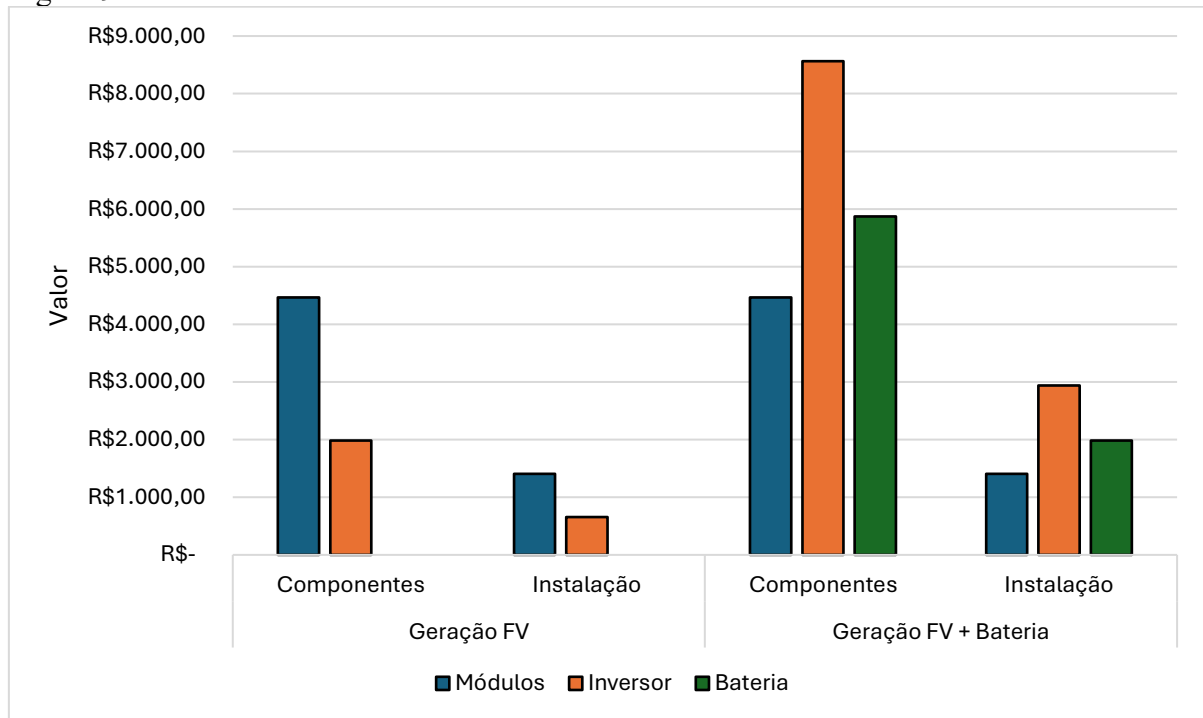
de forma mais acentuada, do inversor híbrido, cujo preço de mercado é consideravelmente superior ao inversor *string* convencional utilizado nas outras configurações.

Além do investimento inicial, o VPL é impactado pela necessidade de substituições futuras desses componentes ao longo do horizonte de 30 anos simulado, superando a economia gerada pela arbitragem tarifária no cenário econômico atual de 2025. Um aspecto técnico de destaque é o expressivo saldo de créditos de R\$ 9.129,00 para a configuração com bateria na Tarifa Branca. Este volume de créditos decorre do fato de que seis módulos geram energia acima do necessário para um consumo de 250 kWh, mas foram selecionados obrigatoriamente para atender à demanda de tensão mínima de operação do inversor híbrido.

Apesar de o hardware de armazenamento e o inversor híbrido serem extremamente onerosos, a geração fotovoltaica elevada produz um excedente que permite ao consumidor utilizar esses créditos para reduzir a fatura de outras unidades consumidoras sob sua titularidade. Caso esse excedente seja plenamente valorizado externamente, o benefício contábil resultante faz com que o impacto financeiro real do sistema com bateria seja levemente inferior ao custo de permanência na rede sob a Tarifa Convencional. Isso sugere que a viabilidade do sistema de armazenamento, neste caso específico, depende da capacidade de compensação do excedente energético fora da unidade geradora principal.

A análise do custo inicial de cada configuração, detalhada na Figura 9, permite compreender a razão pela qual o VPL do sistema de geração fotovoltaica sob a Tarifa Convencional representa quase um terço do valor do sistema com armazenamento. No mercado brasileiro atual, o custo de um inversor convencional dimensionado para uma residência com consumo de 250 kWh/mês é significativamente inferior ao do inversor híbrido mais acessível. Essa discrepância ocorre também porque os modelos híbridos disponíveis são sobredimensionados para essa faixa de consumo, o que eleva o investimento inicial de forma acentuada em comparação aos sistemas tradicionais.

Figura 9 – Custo inicial do Cenário A



Fonte: elaborada pelo autor.

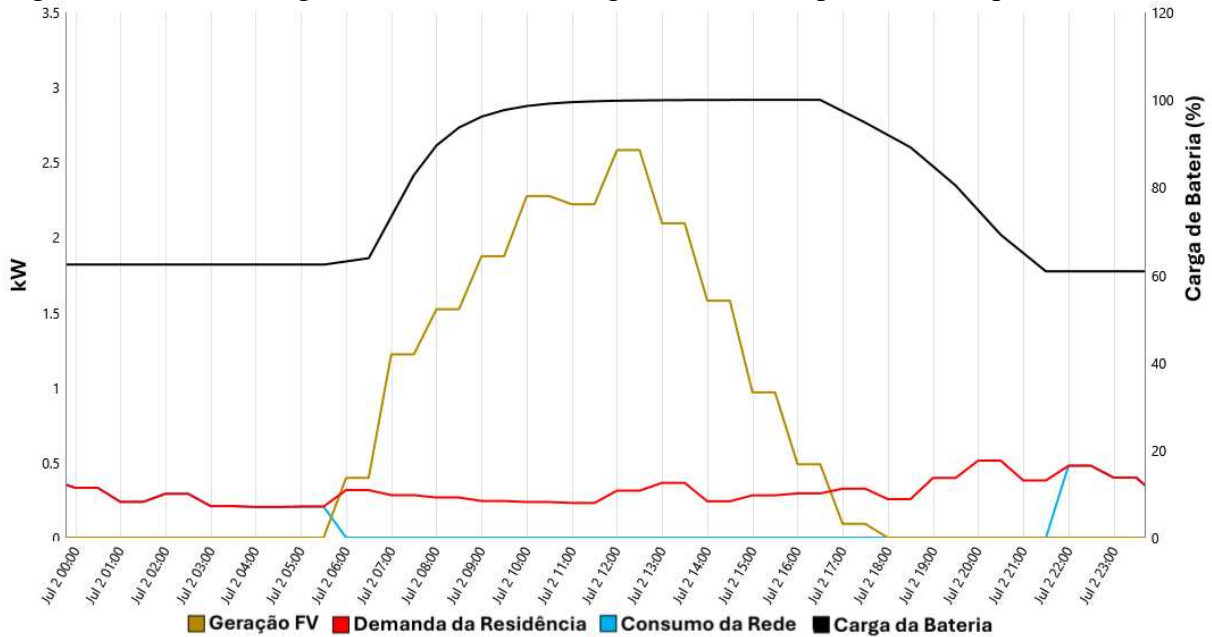
Somado ao custo do inversor, o investimento em baterias de lítio impacta diretamente a viabilidade financeira, mesmo tratando-se da opção com melhor custo-benefício disponível no país. Nota-se que o sistema de armazenamento também se apresenta sobredimensionado para o caso em estudo, visto que a demanda nos postos tarifários intermediário e de ponta é inferior à capacidade total da bateria. Adicionalmente, a complexidade técnica do projeto e o elevado valor dos componentes de proteção e infraestrutura resultam em custos de instalação superiores aos praticados em sistemas de microgeração convencionais.

Dessa forma, nota-se que mesmo sob a vigência da Tarifa Branca, o volume de consumo mensal da residência limita o potencial de ganho econômico. Como a demanda energética é reduzida, a economia obtida ao evitar os postos tarifários mais caros não atinge um patamar suficiente para tornar a migração tarifária associada ao armazenamento mais vantajosa do que a permanência na Tarifa Convencional.

Essa conclusão fundamenta-se na relação desproporcional entre o alto custo de capital inicial dos componentes híbridos e a baixa redução de despesas operacionais proporcionada pelo sistema para este perfil de carga. Visto que o retorno financeiro depende diretamente da escala de consumo para amortizar o investimento, o uso de tecnologia de armazenamento não se justifica economicamente no cenário atual.

A análise do fluxo energético residencial apresentada na Figura 10 confirma o sobredimensionamento do banco de baterias, visto que apenas 40% de sua capacidade total é utilizada durante os postos tarifários de ponta e intermediário. Essa escolha técnica justifica-se pela baixa disponibilidade de modelos de baterias de lítio com capacidades variadas no mercado nacional, o que restringe as opções de dimensionamento preciso para demandas menores.

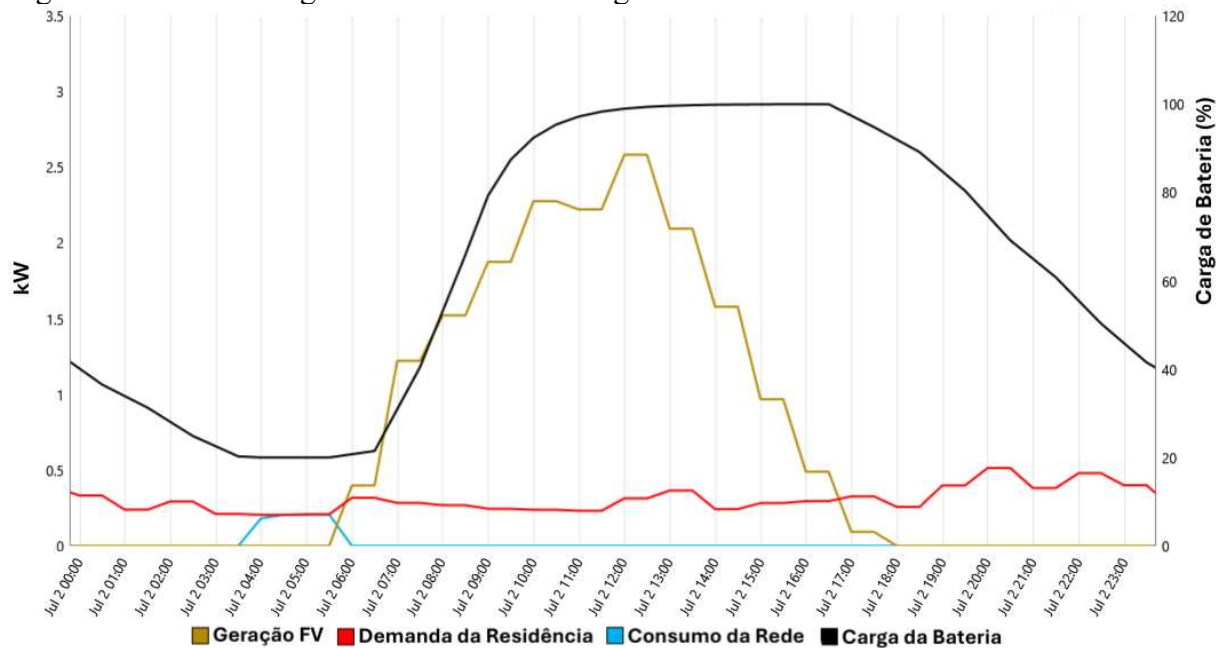
Figura 10 – Fluxo energético diário sem descarga da bateria no posto fora de ponta



Fonte: adaptado de Software HOMER Pro (2025).

Conforme detalhado na Figura 11, a simulação que prevê o uso da bateria até o limite mínimo de 20% foi a configuração adotada na Tabela 13 por apresentar um VPL ligeiramente inferior a simulação com uso da bateria somente durante os postos tarifários de ponta e intermediário. Essa estratégia é financeiramente atrativa porque utiliza o excedente da geração fotovoltaica para o carregamento completo do sistema, permitindo o consumo direto da energia armazenada e evitando a incidência do encargo de Fio B, que ocorreria caso a energia fosse injetada na rede.

Figura 11 – Fluxo energético diário com descarga total da bateria



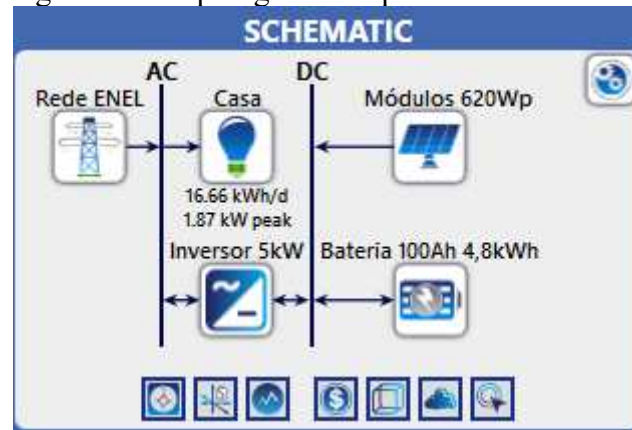
Fonte: adaptado de Software HOMER Pro (2025).

Além disso, observa-se que o sistema de armazenamento é capaz de suprir quase integralmente a demanda da residência durante o período noturno, o que demonstra a eficiência técnica do arranjo em garantir autonomia energética. Esse comportamento evidencia que a configuração proposta representa uma alternativa viável também para residências isoladas ou sem conexão com a rede elétrica convencional. Assim, embora o foco inicial seja a otimização sob a Tarifa Branca, os resultados comprovam a versatilidade do sistema em prover segurança energética e independência em relação ao suprimento externo, reforçando a robustez da solução tecnológica adotada.

#### 4.2 Simulações do Cenário B (500 kWh/Mês)

Para as simulações do Cenário B (500 kWh/Mês) foi utilizada a curva de carga da figura 7 para todos os dias; com um perfil de carga de 16,66 kWh/dia. Após inserir as tecnologias de GD, o preço e a quantidade de cada um, se calcula a melhor alternativa. Na Figura 12 pode ser visualizada a topologia utilizada nas simulações.

Figura 12 – Topologia usada para o Cenário B



Fonte: Software HOMER Pro (2025).

A Tabela 12 apresenta os resultados obtidos por meio da simulação no software HOMER Pro para o Cenário B, comparando diferentes configurações de sistema (Rede, Fotovoltaico e Armazenamento) sob os regimes da Tarifa Convencional e da Tarifa Branca para a unidade consumidora em estudo.

Tabela 12 – Simulação do Cenário B

Tipo de Configuração	Tarifa	VPL	Saldo de Créditos
Rede + Geração FV (8 módulos)	Convencional	R\$ 17.657,00	-
Rede + Geração FV (13 módulos)	Branca	R\$ 24.615,00	R\$ 1.429,00
Rede + Bateria + Geração FV (9 módulos)	Branca	R\$ 37.777,00	R\$ 2.134,00
Rede	Convencional	R\$ 48.605,00	-
Rede	Branca	R\$ 50.675,00	-

Fonte: elaborada pelo autor.

No Cenário B, a configuração composta exclusivamente por oito módulos fotovoltaicos sob a Tarifa Convencional apresentou o melhor desempenho financeiro, registrando um VPL de R\$ 17.657,00. Para a simulação sob a Tarifa Branca, foi adotado um arranjo com 13 módulos fotovoltaicos, pois o custo da energia no horário de ponta é significativamente mais caro do que o valor da energia nos momentos em que os painéis estão gerando. Essa diferença tarifária exige uma maior capacidade de geração para compensar os gastos elevados desse período, resultando em um VPL de R\$ 24.615,00 e um saldo de R\$ 1.429,00 em créditos.

O sistema com armazenamento registrou um valor de R\$ 37.777,00, montante que supera o dobro da opção mais econômica e gera um saldo de R\$ 2.134,00 em créditos. Esse resultado é atribuído ao elevado custo de capital das baterias de lítio e do inversor híbrido, que

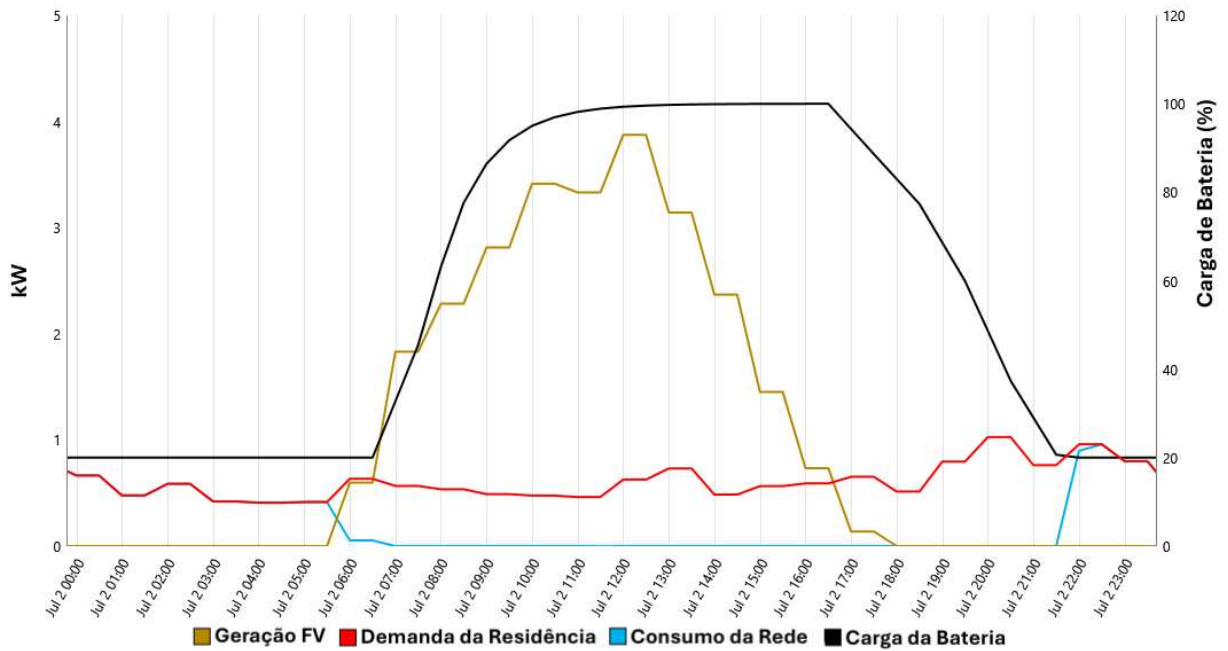
possui um preço de mercado consideravelmente superior ao inversor *string* convencional. Apesar do custo inicial elevado, todas as configurações com geração própria mostraram-se mais vantajosas que os cenários de referência apenas com a rede elétrica, que atingiram custos de R\$ 48.605,00 na Tarifa Convencional e R\$ 50.675,00 na Branca.

Diferentemente do verificado no Cenário A, que apresenta uma demanda mensal de apenas 250 kWh, o consumo duplicado no Cenário B torna o investimento em um sistema de armazenamento muito mais vantajoso do que a permanência no suprimento exclusivo pela rede sob a Tarifa Convencional. Nessa faixa de demanda, o inversor híbrido e o banco de baterias disponíveis no mercado nacional são explorados em seu máximo potencial técnico, o que corrige o problema de sobredimensionamento identificado no perfil de menor consumo. Assim, a capacidade dos equipamentos torna-se plenamente compatível com a carga, permitindo que o investimento seja amortizado através da otimização do uso da energia.

A vantagem financeira desse arranjo em relação ao suprimento exclusivo pela rede é evidenciada pela expressiva diferença de VPL entre as duas modalidades, que ultrapassa a marca de dez mil reais em favor da configuração com armazenamento. Essa economia ocorre porque o sistema utiliza a carga das baterias para evitar o consumo nos postos intermediário e de ponta, onde os preços da Enel Ceará são significativamente mais elevados. Portanto, a redução nos gastos operacionais e a exploração do horário fora de ponta são suficientes para compensar o custo inicial elevado do projeto híbrido.

A análise do fluxo energético residencial apresentada na Figura 13 confirma o dimensionamento preciso da bateria para o sistema projetado no Cenário B. Observa-se que a capacidade de armazenamento é utilizada de forma integral durante os postos tarifários de ponta e intermediário, o que indica uma compatibilidade ideal entre a carga da residência e o tamanho do banco de baterias selecionado para a simulação.

Figura 13 – Fluxo energético diário



Fonte: adaptado de Software HOMER Pro (2025).

Diferentemente do cenário de baixo consumo, o aproveitamento total da energia armazenada durante as janelas de maior custo tarifário garante a maximização da economia operacional do sistema. Esse comportamento evidencia que o dimensionamento adotado permite o deslocamento de carga de maneira eficiente, evitando o consumo da rede elétrica nos momentos em que os preços da concessionária são mais elevados e consolidando a viabilidade técnica da configuração híbrida para perfis de 500 kWh mensais.

## 5 CONCLUSÕES

A presente pesquisa dedicou-se a analisar a viabilidade técnica e econômico-financeira da implementação de sistemas de microgeração fotovoltaica híbridos, integrados a bancos de baterias de íon-lítio no contexto residencial da cidade de Fortaleza (CE). O estudo foi motivado pela necessidade de compreender o comportamento desses sistemas sob a égide do Marco Legal da Geração Distribuída (Lei nº 14.300/2022) (Brasil, 2022) e a aplicação da modalidade tarifária Branca. A investigação buscou responder se a arbitragem tarifária, o armazenamento de excedentes energéticos gerados em horários de baixa tarifa para consumo nos horários de ponta, somada à mitigação da cobrança do componente "Fio B" sobre a injeção na rede, justificaria o aporte de capital adicional exigido pelo componente de armazenamento.

As simulações computacionais realizadas, fundamentadas em dados reais de irradiação solar e na estrutura tarifária da Enel Ceará, permitiram traçar um diagnóstico estratificado por perfil de consumo. Para o Cenário A, caracterizado por uma demanda média de 250 kWh/mês, os resultados evidenciaram que a tecnologia de armazenamento ainda encontra barreiras financeiras significativas para a classe de baixo consumo. Observou-se que o investimento inicial em inversores híbridos e baterias cria uma desproporção em relação à economia operacional gerada. O sistema com armazenamento apresentou um VPL de R\$ 33.155,00, valor superior tanto ao sistema fotovoltaico conectado à rede convencional (R\$ 12.513,00) quanto à permanência passiva no mercado cativo (R\$ 24.305,00 na Tarifa Convencional). Conclui-se, portanto, que para este perfil, a economia obtida pelo deslocamento de carga não é suficiente para amortizar o custo de capital e os custos de reposição tecnológica ao longo do horizonte de trinta anos do projeto. A microgeração solar tradicional *on-grid*, sem armazenamento, permanece como a única alternativa capaz de maximizar o VPL para consumidores desta faixa, mesmo sob a incidência integral das taxas de distribuição sobre o excedente injetado.

Em contrapartida, a análise do Cenário B, referente a uma unidade consumidora com demanda de 500 kWh/mês, revelou uma inflexão na curva de viabilidade econômica. A escala de consumo superior permitiu uma melhor diluição dos custos fixos do inversor híbrido e uma utilização mais eficiente da capacidade nominal do banco de baterias. Neste contexto, o sistema híbrido atingiu um VPL de R\$ 37.777,00, situando-se financeiramente mais vantajoso do que a dependência exclusiva da rede elétrica, cujo custo projetado alcançou R\$ 48.605,00 sob a Tarifa Convencional. Este resultado é um marco relevante, pois demonstra que a tecnologia de armazenamento já supera o custo da inércia (não investir), oferecendo uma

economia real ao longo da vida útil do sistema. Contudo, ao se comparar as topologias de investimento, o sistema fotovoltaico puro (sem baterias) ainda manteve a supremacia financeira, apresentando um VPL muito mais atrativo (R\$ 17.657,00 de custo total).

A interpretação desses dados permite inferir que a decisão pelo armazenamento não deve ser pautada exclusivamente pela maximização do retorno financeiro, mas sim por uma análise multicritério que considere a segurança energética. O diferencial de custo entre o sistema híbrido e o sistema puro no Cenário B, aproximadamente R\$ 20.000,00 ao longo de trinta anos, deve ser compreendido como o prêmio pago pela resiliência. Enquanto o sistema *on-grid* puro desliga-se obrigatoriamente durante falhas da rede, o sistema híbrido oferece continuidade de fornecimento e independência parcial. Portanto, conclui-se que o armazenamento é economicamente viável frente à rede concessionária para médios consumidores, mas impõe um custo de oportunidade em relação à geração distribuída simples.

Sob a ótica regulatória, o estudo confirmou que a Lei nº 14.300/2022 (Brasil, 2022) alterou fundamentalmente a lógica de operação da GD. A função primária das baterias nas simulações não foi apenas a arbitragem de preços da Tarifa Branca, mas sim a "blindagem" contra a taxa progressiva do Fio B. Ao armazenar o excedente solar para uso noturno em vez de injetá-lo na rede, o prosumidor evita a monetização depreciada de seus créditos de energia. O sistema de armazenamento atua, assim, como uma ferramenta de eficiência tributária e operacional, maximizando o autoconsumo instantâneo, que se torna a métrica de ouro no novo cenário legislativo.

Por fim, a pesquisa aponta que a viabilidade da Tarifa Branca associada ao armazenamento é tecnicamente robusta, capaz de suprir integralmente a demanda no horário de ponta e aliviar o sistema de distribuição. Entretanto, a atratividade financeira plena, que equipare o retorno do sistema híbrido ao do sistema *on-grid* simples, depende da continuidade da redução dos custos das baterias de lítio, dos inversores híbridos e do potencial elevação das tarifas de energia no horário de ponta. Recomenda-se a adoção imediata da tecnologia para consumidores com consumo superior a 500 kWh/mês que valorizem a segurança energética, enquanto para consumidores menores, a barreira de entrada sugere a espera por modelos de negócio mais acessíveis ou a evolução da densidade energética e custo das tecnologias de armazenamento.

Como sugestão para trabalhos futuros, recomenda-se a realização de uma análise de sensibilidade que contemple a projeção de queda nos custos de capital das baterias de íon-lítio e dos inversores híbridos nos próximos anos, permitindo identificar o patamar de preço que tornaria a tecnologia viável para consumidores com demanda inferior a 250 kWh/mês.

Adicionalmente, propõe-se a aplicação da metodologia utilizando diferentes perfis de curvas de carga, uma vez que o padrão de consumo residencial pode variar significativamente dependendo dos hábitos dos usuários, impactando diretamente a eficácia do banco de baterias no deslocamento de carga. Sugere-se também a expansão do estudo para outras áreas de concessão com estruturas tarifárias distintas da Enel Ceará, bem como a avaliação de perfis de consumo superiores a 500 kWh/mês, visando verificar a escalabilidade da solução híbrida em contextos de maior demanda energética e diferentes realidades regulatórias.

## REFERÊNCIAS

- ALENCAR, Rayssa Ferreira. **Estudo comparativo de desempenho entre acumuladores íon-lítio e chumbo-ácido para uso na energia solar residencial off-grid**. Orientador: Flávia de Medeiros Aquino. 2022. 80 f. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) – Centro de Energias Alternativas e Renováveis, Universidade Federal da Paraíba, João Pessoa, 2022. Disponível em: [https://repositorio.ufpb.br/jspui/bitstream/123456789/26715/1/RayssaFerreiraAlencar\\_Dissert.pdf](https://repositorio.ufpb.br/jspui/bitstream/123456789/26715/1/RayssaFerreiraAlencar_Dissert.pdf). Acesso em: 2 out. 2025.
- ALLANI, Mohamed Yassine et al. FPGA-Based Controller for a Hybrid Grid-Connected PV/Wind/Battery Power System with AC Load. **Energies**, [Basel], v. 14, n. 8, p. 2108, Apr. 2021. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14082108>. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/8/2108>. Acesso em: 2 out. 2025.
- ALVES, Matheus Renan. **Análise das tecnologias de módulos fotovoltaicos fullcell e halfcell**. Orientador: Prof. Dr. Adson Bezerra Moreira. 2022. 65 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Ceará, Sobral, 2022. Disponível em: [https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/77984/1/2022\\_tcc\\_mraves.pdf](https://repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/77984/1/2022_tcc_mraves.pdf). Acesso em: 24 set. 2025.
- ANDRADE, Igor Henrique da Silva; RIBEIRO, Luiz Fernando Ferreira; NEVES, Mateus Modena. **Estudo do impacto da geração distribuída nas perdas técnicas do sistema de distribuição**. Orientadora: Nastasha Salame da Silva. 2021. 72 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2021. Disponível em: <https://repositorio.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/34476/1/geracaodistribuidaperdas.pdf>. Acesso em: 26 dez. 2025.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Bandeiras tarifárias**. Brasília, DF: ANEEL, [2024]. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 5 out. 2025.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Luz na Tarifa: Base de Tarifas**. Brasília, DF: ANEEL, 2025. Disponível em: <https://portalrelatorios.aneel.gov.br/luznatarifa/basestarifas#!>. Acesso em: 30 dez. 2025.
- ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Tarifa Binômia: Modelo Tarifário do Grupo B**. Brasília, DF: ANEEL, 2018. 78 p. (Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 02/2018-SGT/SRM/ANEEL. Anexo da Nota Técnica nº 277/2018-SGT/SRM/ANEEL, de 12/12/2018). Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/4+Modelo+de+AIR+-+SGT+-+Tarifa-Binomia.pdf/ea152997-0f6e-b2d1-d443-8354cd2a380a>. Acesso em: 23 set. 2025.
- BEZERRA, Francisco Diniz. **Geração Distribuída de Energia Elétrica no Nordeste: Evolução Recente e Perspectivas**. Fortaleza: Banco do Nordeste do Brasil, 2019. 17 p. (Caderno Setorial do ETENE, ano 4, n. 87, jun. 2019). Disponível em: [https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/bitstream/123456789/623/1/2019\\_CDS\\_87.pdf](https://www.bnb.gov.br/s482-dspace/bitstream/123456789/623/1/2019_CDS_87.pdf). Acesso em: 23 set. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Acordo de Resultado nº 001/2020-SGT, de 14 de janeiro de 2020**. Define os termos do acordo de resultado a ser celebrado entre a Superintendência de Gestão Tarifária – SGT e a Diretoria da ANEEL, com vistas ao aprimoramento do processo de definição das tarifas de energia elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2020. 7 p. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/arr2020001sgt.pdf>. Acesso em: 24 set. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 3.445, de 15 de abril de 2025**. Homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2025, as Tarifas de Energia - TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição TUSD referentes à Companhia Energética do Ceará - Enel CE, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2025. 11 p. Disponível em: [https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/informativos-regula%C3%B3rios\\_cear%C3%A1/tarifas-ceara/reh20253445ti.pdf](https://www.enel.com.br/content/dam/enel-br/informativos-regula%C3%B3rios_cear%C3%A1/tarifas-ceara/reh20253445ti.pdf). Acesso em: 5 out. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 15 set. 2010. Seção 1, p. 115. 111 p. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.html>. Acesso em: 23 set. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, n. 76, p. 36, 19 abr. 2012. Seção 1. 14 p. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 23 set. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013**. Estabelece os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 10 maio 2013. Seção 1, p. 57. 8 p. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>. Acesso em: 24 set. 2025.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 15 dez. 2015. Seção 1, p. 40. 26 p. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 23 set. 2025.

BRASIL. Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Seção 1, p. 1.

CASTRO, Nivalde de; DANTAS, Guilherme (org.). **Geração distribuída: experiências internacionais e análises comparadas**. Rio de Janeiro: Publit, 2018. 240 p. ISBN 978-85-525-0083-4. Disponível em: <https://gesel.ie.ufrj.br/wp-content/uploads/2022/07/geracaodis.pdf>. Acesso em: 23 set. 2025.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. **Potencial Solar**: SunData v 3.0. Rio de Janeiro: CRESESB, [2025]. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 28 set. 2025.

COUTO, Fábio. Subsídios continuarão a impactar conta de luz do consumidor em 2025. **Valor Econômico**, Rio de Janeiro, 16 jan. 2025. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2025/01/16/subsidios-continuarao-a-impactar-conta-de-luz-do-consumidor-em-2025.ghhtml>. Acesso em: 24 set. 2025.

DAUD, Abdel-Karim; ISMAIL, Mahmoud S. Design of isolated hybrid systems minimizing costs and pollutant emissions. **Renewable Energy**, [Oxford], v. 44, p. 215-224, ago. 2012. DOI: 10.1016/j.renene.2012.01.011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário estatístico de energia elétrica 2025**: principais destaques desta edição. Coordenação geral de Thiago Ivanoski Teixeira. Coordenação executiva de Carla Costa Lopes Achão. Rio de Janeiro: EPE, maio 2025b. 5 p. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/anuario-factsheet.pdf>. Acesso em: 26 dez. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Dados PDE 2034**: caderno de demanda de eletricidade. Rio de Janeiro: EPE, 2025c. 1 arquivo Excel. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>. Acesso em: 26 dez. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Matriz Energética e Elétrica**. Rio de Janeiro: EPE, [2025a]. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 5 out. 2025.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Recursos energéticos distribuídos**: documento de apoio ao PNE 2050. Coordenação de Emilio Hiroshi Matsumura e Thiago Vasconcellos Barral Ferreira. Rio de Janeiro: EPE, 2019. 33 p., (Estudos de Longo Prazo). Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/GT%20PNE%20-%20RED%20-%20Relat%C3%B3rio%20Final.pdf>. Acesso em: 26 dez. 2025.

ENEL DISTRIBUIÇÃO CEARÁ. **Tarifa Branca**. Fortaleza: Enel, [2025]. Disponível em: [https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifa\\_Branca.html](https://www.enel.com.br/pt-ceara/Tarifa_Branca.html). Acesso em: 5 out. 2025.

FORTALEZA. **Lei Complementar nº 452, de 28 de novembro de 2025**. Altera a Lei Complementar nº 159, de 23 de dezembro de 2013, que instituiu o Código Tributário do Município de Fortaleza, e dá outras providências. Diário Oficial do Município, Fortaleza, ano LXXIII, n. 18.203, p. 1-5, 28 nov. 2025. Disponível em: [https://www.sefin.fortaleza.ce.gov.br/anexoCT/26/fazscfnda.ywr1380/pdf/LEI%20COMPLEMENTAR%20N%C2%BA%20452,%20DE%2028%20DE%20NOVEMBRO%20DE%202025%20\(1\)\\_Altera%20a%20Lei%20Complementar%20n%C2%BA%20159,%20de%2023%20de%20de](https://www.sefin.fortaleza.ce.gov.br/anexoCT/26/fazscfnda.ywr1380/pdf/LEI%20COMPLEMENTAR%20N%C2%BA%20452,%20DE%2028%20DE%20NOVEMBRO%20DE%202025%20(1)_Altera%20a%20Lei%20Complementar%20n%C2%BA%20159,%20de%2023%20de%20de). Acesso em: 30 dez. 2025.

FRAUNHOFER INSTITUTE FOR SOLAR ENERGY SYSTEMS. **Photovoltaics Report**. Freiburg: Fraunhofer ISE, 2025. 54 p. Disponível em: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>. Acesso em: 24 set. 2025.

GROWATT. **MIC 3000TL-X2: Ficha de dados**. Shenzhen, China: Shenzhen Growatt New Energy Co., Ltd., 2024.. Disponível em: [https://br.growatt.com/upload/file/MIC\\_3000TL-X2\\_Ficha\\_de\\_dados\\_PT\\_202406.pdf](https://br.growatt.com/upload/file/MIC_3000TL-X2_Ficha_de_dados_PT_202406.pdf). Acesso em: 30 dez. 2025.

GROWATT. **MIN 5000~6000TL-X2: Ficha de dados**. Shenzhen, China: Shenzhen Growatt New Energy Co., Ltd., 2024. Disponível em: [https://br.growatt.com/upload/file/MIN\\_5000-6000TL-X2\\_Ficha\\_de\\_dados\\_PT\\_202411.pdf](https://br.growatt.com/upload/file/MIN_5000-6000TL-X2_Ficha_de_dados_PT_202411.pdf). Acesso em: 30 dez. 2025.

HINZ, Fabian; SCHMIDT, Matthew; MÖST, Dominik. Regional distribution effects of different electricity network tariff designs with a distributed generation structure: The case of Germany. **Energy Policy**, [London], v. 113, p. 97-111, Feb. 2018. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.10.055>.

HOMER ENERGY. **HOMER Pro**: microgrid software. Versão 3.14. Boulder, CO: UL Solutions, 2023. 1 programa de computador. Disponível em: <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>. Acesso em: 26 dez. 2025.

IBERDROLA. **Sistemas BESS: o que são e como funcionam?** [S. l.]: Iberdrola, [2025]. Disponível em: <https://www.iberdrola.com/quem-somos/nossa-atividade/armazenamento-energia/bess>. Acesso em: 2 out. 2025.

LU, Languang et al. A review on the key issues for lithium-ion battery management in electric vehicles. **Journal of Power Sources**, [Amsterdam], v. 226, p. 272-288, Mar. 2013. DOI: [10.1016/j.jpowsour.2012.10.060](https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2012.10.060).

LUCENA, André Frossard Pereira de et al. The vulnerability of renewable energy to climate change in Brazil. **Energy Policy**, [London], v. 37, n. 3, p. 879-889, Mar. 2009. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.10.029>.

MAHMOUD, Marwan M.; IBRIK, Imad H. Field experience on solar electric power systems and their potential in Palestine. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, [Oxford], v. 7, p. 531-543, 2003.

MARTINEZ, Clara Lisseth Mendoza et al. Bioenergy technology solutions in Brazil. **Ciência da Madeira**, [Pelotas], v. 10, n. 2, p. 112-122, ago. 2019. DOI: <https://doi.org/10.12953/2177-6830/rm.v10n2p112-122>. Disponível em: <https://periodicos.ufpel.edu.br/index.php/cienciadamadeira/article/view/14112/10138>. Acesso em: 23 set. 2025.

MOURIÑO, Gabriela Leal de; ASSIREU, Arcilan Trevenzoli; PIMENTA, Felipe. Regularização do nível dos reservatórios hidrelétricos através da complementaridade hídrica e solar. **Revista Brasileira de Recursos Hídricos**, Porto Alegre, v. 21, n. 3, p. 549-555, jul./set. 2016. DOI: <https://doi.org/10.1590/2318-0331.011615174>. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rbrh/a/5wH5BymfjsWYLBkpy5f9LN/?format=pdf&lang=en>. Acesso em: 23 set. 2025.

NINGBO DEYE INVERTER TECHNOLOGY CO., LTD. **Inversor híbrido monofásico:** SUN-3K-SG04LP1-24-EU-SM1, SUN-3.6/5/6K-SG04LP1-EU-SM2. Ningbo, China: Deye, 2025. 2 p. Disponível em: [https://pt.deyeinverter.com/deyeinverter/2025/09/05/%E3%80%90b%E3%80%91datasheet\\_sun-3-6k-sg04lp1-sm1\\_20250905\\_pt.pdf](https://pt.deyeinverter.com/deyeinverter/2025/09/05/%E3%80%90b%E3%80%91datasheet_sun-3-6k-sg04lp1-sm1_20250905_pt.pdf). Acesso em: 26 dez. 2025.

NINGBO OSDA SOLAR CO., LTD. **Osda N:** 610W-625W: N-Type Bifacial. Ningbo, China: Ningbo Osda Solar, 2025. 2 p. Disponível em: <https://pt.osdasol.com/public/upload/20250626/fb0a393ba845d6abdedbc0a9d33083cf.pdf>. Acesso em: 26 dez. 2025.

PENA-BELLO, Alejandro et al. Balancing DSO interests and PV system economics with alternative tariffs. **Energy Policy**, [London], v. 183, p. 113828, 2023. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113828>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421523004135>. Acesso em: 23 set. 2025.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio (org.). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Ed. rev. e atual. Rio de Janeiro: CEPEL CRESESB, 2014. 530 p. Disponível em: [https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf). Acesso em: 24 set. 2025.

PORTILLO, Germán. **Geração distribuída de energia renovável: vantagens e desafios**. [S. l.], 14 maio 2025. *Renovables Verdes*. Disponível em: <https://pt.renovablesverdes.com/gera%C3%A7%C3%A3o-distribu%C3%ADa-de-energia-renov%C3%A1vel%3A-vantagens-e-desafios/>. Acesso em: 23 set. 2025.

RAJANNA, B. V.; KUMAR, Malligunta Kiran. Comparison study of lead-acid and lithium-ion batteries for solar photovoltaic applications. **International Journal of Power Electronics and Drive System (IJPEDS)**, [Yogyakarta], v. 12, n. 2, p. 1069-1082, jun. 2021. DOI: [10.11591/ijpeds.v12.i2.pp1069-1082](https://doi.org/10.11591/ijpeds.v12.i2.pp1069-1082). Disponível em: <https://ijpeds.iaescore.com/index.php/IJPEDS/article/view/21189/13434>. Acesso em: 8 out. 2025.

ROSA, Dênis Rodrigo. **Análise do impacto da adesão da tarifa branca em redes de distribuição de energia elétrica considerando a otimização da curva de carga pelo lado do consumidor**. Orientador: Fábio Bertequini Leão. 2019. 72 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, 2019. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/98e2dc09-a028-4518-8806-fc5a55914730/content>. Acesso em: 24 set. 2025.

ROZHDESTVENSKIY, Oleg Igorevich *et al.* **Optimal Energy Storage System Selection: A Decision Support Framework**. E3S Web of Conferences, [s. l.], v. 511, art. 01017, p. 1-11, 2024. DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202451101017>. Disponível em: [https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2024/41/e3sconf\\_amgse2024\\_01017.pdf](https://www.e3s-conferences.org/articles/e3sconf/pdf/2024/41/e3sconf_amgse2024_01017.pdf). Acesso em: 30 dez. 2025.

SOUZA, Luis Fernando de. **Os impactos da geração distribuída no custo operacional das concessionárias de distribuição**. Orientador: André Nunes de Souza. 2022. 64 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Bauru, 2022. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/c60f5c23-bcc7-4e9f-9853-291e88962ae3/content>. Acesso em: 23 set. 2025.

SPESSOTTO, Pedro Vinícius Batista. **Tarifa branca: análise e gerenciamento de energia por parte do consumidor**. Orientador: Carlos Antônio Alves. 2024. 53 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, 2024. Disponível em: <https://repositorio.unesp.br/server/api/core/bitstreams/8ab8ab7e-372c-4475-be01-3ca0a6becf6b/content>. Acesso em: 24 set. 2025.

SZE, Simon M.; NG, Kwok K. **Physics of Semiconductor Devices**. 3rd ed. Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, 2006. 832 p. ISBN 978-0-470-06832-8.

TIEZZI, Rafael de Oliveira et al. Impacts of climate change on hydroelectric power generation – a case study focused in the Paranapanema Basin, Brazil. **Journal of Sustainable Development**, Ontario, v. 11, n. 1, p. 140-149, Jan. 2018. DOI: <https://doi.org/10.5539/jsd.v11n1p140>. Disponível em: <https://www.ccsenet.org/journal/index.php/jsd/article/view/70451>. Acesso em: 23 set. 2025.

TUNGSTEN, Yuri. **Junção P-N difusão e barreira de potencial**. 2017. 1 figura, color. Disponível em: [https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Jun%C3%A7%C3%A3o\\_P-N\\_difus%C3%A3o\\_e\\_barreira\\_de\\_potencial.svg](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Jun%C3%A7%C3%A3o_P-N_difus%C3%A3o_e_barreira_de_potencial.svg). Acesso em: 12 out. 2025.

UNITED STATES. Department of Energy. Federal Energy Management Program. **Understanding Solar Photovoltaic System Performance: An Assessment of 75 Federal Photovoltaic Systems**. [Washington, D.C.]: U.S. Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2021. 36 p. Relatório técnico DOE/GO-102021-5627.

VILLALVA, Marcelo Gradella; GAZOLI, Jonas Rafael. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. 1. ed. São Paulo: Érica, 2012. 221 p. ISBN 978-85-365-0978-5.

ZTROON. **Baterias de lítio (LFP): ZTS48100S: 48V 100Ah**. Versão 1.0. [S. l.]: Ztroon, fev. 2024. 2 p. Disponível em: <https://www.neosolar.com.br/amfile/file/download/file/257/product/33877/>. Acesso em: 26 dez. 2025.