



**UFPA**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ  
INSTITUTO DE TECNOLOGIA  
FACULDADE DE ENGENHARIAS ELÉTRICA E BIOMÉDICA**

**Trabalho de Conclusão de Curso**

**ESTUDO DA GESTÃO E VIABILIDADE DE SISTEMAS HÍBRIDOS  
FOTOVOLTAICOS COM ARMAZENAMENTO NA REGIÃO AMAZÔNICA**

**AYRTON LUCAS LISBOA DO NASCIMENTO**

**BELÉM**

**2025**

AYRTON LUCAS LISBOA DO NASCIMENTO

**ESTUDO DA GESTÃO E VIABILIDADE DE SISTEMAS HÍBRIDOS  
FOTOVOLTAICOS COM ARMAZENAMENTO NA REGIÃO AMAZÔNICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharias Elétrica e Biomédica da Universidade Federal do Pará como requisito parcial para a obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. Bruno Santana de Albuquerque  
Coorientadora: Profa. Dra. Maria Emília de Lima Tostes

BELÉM

2025

**Inserir os Dados Internacionais de Catalogação na Publicação – Ficha Catalográfica**

AYRTON LUCAS LISBOA DO NASCIMENTO

**ESTUDO DA GESTÃO E VIABILIDADE DE SISTEMAS HÍBRIDOS  
FOTOVOLTAICOS COM ARMAZENAMENTO NA REGIÃO AMAZÔNICA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Faculdade de Engenharias Elétrica e Biomédica da Universidade Federal do Pará como requisito parcial para a obtenção de grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Dr. Bruno Santana de Albuquerque  
Coorientadora: Prof. Dra. Maria Emília de Lima Tostes

Data da defesa: 18/08/2025

Conceito: Excelente

**Banca Examinadora**

---

**Dr. Bruno Santana de Albuquerque**  
(Orientador – CEAMAZON/UFPA)

---

**Profa. Dr. Maria Emília de Lima Tostes**  
(Coorientadora – PPGEE/UFPA)

---

**Profa. Dra. Carminda Célia Moura de Moura Carvalho**  
(Membro Interno – FEEB/UFPA)

---

**Prof. Dr. Josivan Rodrigues Reis**  
(Membro Externo – CEAMAZON/UFPA)

BELEM

2025

## AGRADECIMENTOS

Agradeço, primeiramente, a Deus, o Criador de todas as coisas, por me conceder forças nos momentos de fraqueza, luz nas horas de incerteza e coragem para seguir em frente, mesmo diante dos desafios. Sua presença foi essencial em cada etapa dessa caminhada.

Aos meus pais, Eloiza Cristina Lisboa do Nascimento e Airton Edson Paulo Pereira do Nascimento, que são minha base e meu alicerce, agradeço o amor incondicional, pelos conselhos e por todo o apoio que sempre me deram. São meus maiores exemplos de dedicação, esforço e fé. Tudo o que conquistei até aqui também é mérito de vocês.

À minha irmã, Camilla Cristina Lisboa do Nascimento, por ser meu primeiro exemplo na pesquisa, uma verdadeira inspiração, tanto pela sua trajetória de vida quanto pelo seu comprometimento profissional.

Ao meu mentor, Bruno Santana de Albuquerque, que, desde 2021, acreditou no meu potencial e tem sido um guia essencial em diversos trabalhos e artigos. Sou grato pelas orientações, pela confiança e por sempre me incentivar a aprimorar minhas análises e a expandir minha visão sobre a engenharia.

À minha orientadora, professora Maria Emília de Lima Tostes, por confiar em mim ainda durante a graduação e defender minha entrada no mestrado em engenharia. A professora Maria Emília tem a capacidade de despertar o melhor de seus orientandos — e comigo não foi diferente.

À professora Carminda Célia Moura de Moura Carvalho, por acreditar e confiar na minha opinião profissional, seus conselhos, dicas e orientações em diversos trabalhos trouxeram muitos frutos acadêmicos, e ainda

A Barbara Carine Moraes Alves, por sempre me apoiar e ser luz em todos os momentos, obrigado por se fazer presente mesmo longe e ser a melhor das companhias, meus sinceros agradecimntos.

Aos amigos que fiz nos projetos de Gestão e SIMA: Jonathan Tabora, Filipe Menezes, Jacquelline Azevedo, Josivan Reis que puderam acompanhar esses últimos quatro anos do meu desenvolvimento profissional.

Aos professores que acompanharam meu crescimento acadêmico e sempre acreditaram no meu potencial, deixo aqui meu carinho e gratidão, em especial à professora Carminda Carvalho, ao professor Nilton Rodolfo, a professora Rosana Paula e ao professor Wilson Pacheco que têm papel fundamental na minha formação como Engenheiro Eletricista.

Aos muitos amigos que fiz no CEAMAZON ao longo desses últimos quatro anos, meus sinceros agradecimentos. Esse espaço se tornou, para mim, uma verdadeira segunda casa.

Aos meus amigos da “Diretoria”, que são um grupo de 12 amigos que se conheceram na Universidade e que sempre fizeram disciplinas, e que sempre se ajudavam em todas as vésperas possíveis, trabalhos provas, seminários. Esse companheirismo ajudou a tornar o curso mais leve. Em especial aos amigos Afonso Lobato, André Oliveira, Damásio Alves, Douglas Maia,

Giovane Lobato, João Marruaz, Lucas Maia, Lucas Maxwel, Maria Clara, Matheus Campos, Mayron Robert e Pedro Lobato.

Aos meus amigos da “GDV”, um grupo de amigos que se juntou em meio a uma pandemia e que transcenderam as barreiras digitais, agradeço em especial aos amigos Ana Dantas, David Sousa, Griggi, Quintas, Juan, Patrick, Pedro Lobato e ao Roger Matheus.

Aos meus amigos que o período na Universidade Federal do Pará me proporcionou, Adiel Matos, Amanda Bastos, Danielly Carrera, Ellen Jhully, Hertz Freitas, Luiz Carlos, Roberta Santos, Miguel Brilhante e Pedro Sampaio.

Agradeço também a algumas pessoas que pude conhecer no fim do curso, em especial aos professores Antônio Silveira, Glauco Estácio e ao João Aberídes. Tive direcionamentos, que possivelmente não teria sem o conhecimento e o empenho de vocês.

A todos os professores que permitiram a minha chegada na Universidade Federal do Pará. Em especial aos professores Cristinaldo Kzam, Éder Guimarães, Bechara Jr e Marcos Murakami.

Dedico esta conquista à memória das minhas avós, Risoleida Martins Pessoa e Cecília Pereira do Nascimento, mulheres de força, fé e ternura, que deixaram marcas profundas em minha vida. Seus exemplos de dignidade, generosidade e amor continuam a me guiar, mesmo na ausência física. Levo comigo suas lembranças com carinho e gratidão, e espero honrar o legado que construíram com tanto esforço. Esta etapa também é por vocês.

Agradeço a cada um que fez parte da minha jornada até o presente momento.

*"If I have seen further, it is by standing on the shoulders of Giants."*

- Sir. Isaac Newton

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Topologia do projeto SIMA.....	16
Figura 2 – Percurso do ônibus elétrico rodoviário. ....	17
Figura 3 – Percurso do ônibus elétrico urbano. ....	17
Figura 4 – Topologia do Sistema Híbrido do CEAMAZON. ....	19
Figura 5 – Fluxograma dos modos de operação. ....	22
Figura 6 – Curva de desempenho de módulo fotovoltaico BYD. ....	23
Figura 7 – Operação Normal com carga durante os horários de geração - 15/03/2022. ....	27
Figura 8 – Operação normal com carga completa no início da manhã - 25/10/2022.....	28
Figura 9 – Domingo com sistema de armazenamento ocioso - 14/08/2022.....	29
Figura 10 – Segunda-feira com duas descargas do sistema de armazenamento - 15/08/2022. ....	30
Figura 11 – Descarga mínima de 20% do sistema de armazenamento e carregamento após o horário de ponta - 10/10/2022. ....	31
Figura 12 – Operação normal com descarga de 40% durante o período de ponta - 23/03/2022. ....	32
Figura 13 – Interrupção de energia elétrica durante a manhã, operação normal durante o horário de ponta - 23/12/2022. ....	33
Figura 14 – Pequena queda de energia durante a manhã - 16/09/2022. ....	34
Figura 15 – Tarifa Ponta.....	35
Figura 16 – Tarifa Fora Ponta.....	35
Figura 17 – Payback simples do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para o caso de 10%.....	41
Figura 18 – Payback simples do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para o caso de 15%.....	41
Figura 19 – Payback simples do sistema fotovoltaico isolado da elétrica para o caso de 10%. ....	42
Figura 20 – Payback simples do sistema fotovoltaico isolado da elétrica para o caso de 15%. ....	43
Figura 21 – Payback simples do sistema fotovoltaico híbrido para o caso de 10%. ....	44
Figura 22 – Payback simples do sistema fotovoltaico híbrido para o caso de 15%. ....	44
Figura 23 – Proporção de custos do sistema fotovoltaico híbrido.....	45

## LISTA DE TABELAS

Tabela I. Quantidade de Micro e Minigeração Instalada e Potência Instalada em kW.....	13
Tabela II. Custo do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica.....	20
Tabela III. Custo do Sistema Fotovoltaico Isolado da Rede Elétrica.....	20
Tabela IV. Classificação Horária.....	21
Tabela V. Energia para carregamento e descarregamento em kWh.....	26
Tabela VI. Variação do Valor da Tarifa Ponta ao Longo de 13 anos.....	36
Tabela VII. Variação do Valor da Tarifa Fora Ponta ao Longo de 13 anos.....	36
Tabela VIII. Geração de Energia dos anos de 2021 e 2022. ....	37
Tabela IX. Geração Fotovoltaica ao Longo de 13 Anos. ....	37
Tabela X. Valores Economizados dos Sistemas Fotovoltaicos Para o Caso de 10%.....	38
Tabela XI. Valores Economizados dos Sistemas Fotovoltaicos Para o Caso de 15%. ....	38
Tabela XII. Economia do Sistema de Armazenamento Para o Caso de 10%. ....	39
Tabela XIII. Economia do Sistema de Armazenamento Para o Caso de 15%. ....	39
Tabela XIV. Tipos de sistema e valor estipulado.....	40
Tabela XV. Trabalhos acadêmicos.....	46

## SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	12
2. ESTUDO DE CASO: CEAMAZON.....	14
<b>2.1. Projeto SISGEE e SIMA.....</b>	<b>14</b>
<b>2.2. A Minirrede Híbrida CEAMAZON .....</b>	<b>18</b>
<b>2.3. Custos dos Sistemas Fotovoltaicos .....</b>	<b>19</b>
3. METODOLOGIA.....	20
<b>3.1. Contrato de Energia Elétrica .....</b>	<b>20</b>
<b>3.2. Modos de Operação .....</b>	<b>21</b>
<b>3.3. Processamento e Tratamento de Dados.....</b>	<b>22</b>
<b>3.3.1. Operação do Sistema Híbrido .....</b>	<b>22</b>
<b>3.3.2. Retorno Financeiro .....</b>	<b>22</b>
<b>3.4. Métodos de Cálculo .....</b>	<b>24</b>
4. RESULTADOS .....	25
<b>4.1. Operação do sistema fotovoltaico.....</b>	<b>25</b>
<b>4.2 Retorno Financeiro.....</b>	<b>35</b>
5. CONCLUSÃO.....	45
<b>5.1. Acerca da Operação dos Sistemas Fotovoltaicos .....</b>	<b>46</b>
<b>5.2. Acerca do Retorno Financeiro.....</b>	<b>47</b>
<b>5.3. Trabalhos Futuros .....</b>	<b>48</b>

## ESTUDO DA GESTÃO E VIABILIDADE DE SISTEMAS HÍBRIDOS FOTOVOLTAICOS COM ARMAZENAMENTO NA REGIÃO AMAZÔNICA

### RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise detalhada da minirrede híbrida instalada no Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia, composta por três sistemas fotovoltaicos (SFV-01, SFV-02 e SFV-03), dos quais um é integrado a um banco de baterias. Essa configuração permite operação conectada à rede elétrica ou de forma isolada, oferecendo maior flexibilidade e segurança no fornecimento de energia. Ao longo do ano de 2022, foram avaliados diferentes cenários operacionais, considerando o calendário acadêmico da Universidade Federal do Pará, variações tarifárias entre horários de ponta e fora de ponta, e eventos de queda ou interrupção no fornecimento da rede pública. Essa abordagem possibilitou identificar como o sistema responde a diferentes perfis de demanda, tanto em dias úteis quanto em finais de semana, e em situações críticas. A análise incluiu o papel estratégico do sistema de armazenamento, essencial para mitigar custos em períodos de tarifa elevada e garantir autonomia durante falhas na rede. Além da avaliação técnica, foi conduzida uma estimativa econômica para um horizonte de 13 anos, incorporando a degradação natural dos módulos fotovoltaicos, reajustes tarifários e diferentes modos de operação: conectado à rede, isolado e híbrido. Para cada configuração, foram determinados o tempo de retorno do investimento e a projeção de economia acumulada ao longo da vida útil dos equipamentos. Os resultados indicam que o sistema híbrido apresenta maior eficiência e resiliência, adaptando-se a diferentes condições de operação, garantindo fornecimento ininterrupto de energia e proporcionando economia significativa no longo prazo. A pesquisa contribui para o avanço do conhecimento sobre a aplicação de minirredes híbridas na Amazônia, oferecendo uma metodologia integrada que pode ser replicada em outras instituições públicas situadas em regiões com infraestrutura elétrica limitada.

**Palavras-Chave:** Gestão de Energia. Eficiência Energética. Sistemas Fotovoltaicos. Sistema de Armazenamento. Modalidades Tarifárias. Payback simples.

## 1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos, a transição global de combustíveis fósseis para energias renováveis tem avançado de forma significativa, impulsionada por melhorias tecnológicas e pela crescente demanda por soluções sustentáveis. A energia solar fotovoltaica (FV) tem se destacado nesse processo, especialmente pela evolução de sua eficiência e redução dos custos de implantação. Entretanto, permanecem desafios operacionais relevantes, como as flutuações na geração e as instabilidades na frequência da rede elétrica. Tais obstáculos podem ser mitigados por estratégias híbridas que integrem sistemas de armazenamento de energia (Energy Storage Systems – ESS), os quais atuam como reguladores dinâmicos do fluxo energético (Gao et al., 2021). Além de promover maior estabilidade operacional, os ESS contribuem para a eficiência global do sistema e para a preservação da vida útil das baterias, potencializando os benefícios técnicos e econômicos do investimento (Shehzad; Gueniat, 2021).

No Brasil, o marco regulatório para a geração distribuída foi estabelecido pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL e atualizado pela Lei nº 14.300/2022, que consolidou a segurança jurídica do setor e ampliou a possibilidade de uso de ESS associados a sistemas fotovoltaicos. Essas políticas incentivam que o excedente de energia gerada seja injetado na rede elétrica, fomentando a descentralização da matriz energética. Nesse contexto, a interação entre o inversor fotovoltaico, o inversor do sistema de baterias e a rede elétrica exige infraestrutura robusta para assegurar estabilidade e confiabilidade (Fang et al., 2020).

A viabilidade de sistemas FV com ESS está diretamente relacionada aos ciclos de carga e descarga das baterias, especialmente em função das variações tarifárias (Zamboni et al., 2022). No Brasil, a expansão de novas capacidades em 2024 atingiu um recorde histórico: foram adicionados 10,85 GW à matriz elétrica nacional, dos quais 91,13 % vieram de fontes renováveis, sendo 51,87 % solar fotovoltaica e 39,26 % eólica (ANEEL, 2025). Em âmbito global, o setor renovável manteve forte crescimento, com a capacidade instalada aumentando cerca de 30 % em 2024, impulsionada principalmente pela energia solar fotovoltaica, que liderou as adições com aproximadamente 602 GW de nova capacidade, representando cerca de 80 % de toda a expansão renovável mundial (IEA, 2025).

Para maximizar os benefícios dessas fontes, é fundamental controlar adequadamente o fluxo de energia em sistemas de armazenamento, principalmente durante picos de demanda ou em falhas da rede (Antônio De Souza et al., 2018). A escolha do controlador de carga influencia de forma decisiva a eficiência geral do sistema (Bulhosa; Macêdo; Galhardo, 2022).

Nesse cenário, o Centro de Excelência em Eficiência Energética da Amazônia (CEAMAZON), unidade pública de Pesquisa, Desenvolvimento e Inovação (PDI) vinculada à Universidade Federal do Pará e sediada no Parque de Ciência e Tecnologia (PCT-Guamá), tem se dedicado ao desenvolvimento de soluções energéticas adaptadas às especificidades socioambientais e econômicas da região amazônica.

Este Trabalho de Curso tem como objetivo analisar o potencial de aplicação de sistemas de armazenamento de energia, e a viabilidade dos sistemas fotovoltaicos híbridos no contexto da região Amazônia. A proposta considera parâmetros técnicos associados ao clima equatorial e às particularidades operacionais da edificação em estudo, de forma a propor soluções sustentáveis e economicamente viáveis.

O contexto energético brasileiro revela uma adesão crescente à energia solar fotovoltaica (Pereira, 2019), favorecida pela maturidade tecnológica, pela redução dos custos e pela regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como a Resolução Normativa nº 482/2012 e a Lei nº 14.300/2022, que ampliou as regras para microgeração (até 75 kW) e minigeração (acima de 75 kW e até 5 MW), além de permitir a comercialização do excedente de energia. A Tabela I, adaptada da ANEEL, apresenta a evolução da geração distribuída ao longo do tempo.

Tabela I. Quantidade de Micro e Minigeração Instalada e Potência Instalada em kW.

Ano	Quantidade de Micro e Minigeração	Potência Instalada (kW)
2012	5	449,8
2013	79	1.943,39
2014	287	2.742,58
2015	1.319	15.261,35
2016	4.639	49.294,94
2017	13.611	142.409,49
2018	36.011	418.596,12
2019	123.638	1.586.105,96
2020	226.047	2.950.882,72
2021	456.073	4.688.309,75
2022	802.099	7.136.786,79
2023	686.716	8.404.949,47
2024	829.083	9.233.546,66

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

As crises hídricas vivenciadas no Brasil nas últimas décadas também impactaram diretamente as tarifas de energia elétrica, já que a geração é majoritariamente hidrelétrica. Em períodos de estiagem, há necessidade de acionamento de usinas termelétricas movidas a combustíveis fósseis, mais caras e ambientalmente mais impactantes, para suprir a demanda (Dantas; Pompermayer, 2018). Nesse contexto, a ampliação do uso de energias renováveis, em

especial solar e eólica, contribui para reduzir a dependência de fontes não renováveis e minimizar a exposição a aumentos tarifários decorrentes de crises no setor elétrico.

Neste estudo, a análise é aplicada ao caso CEAMAZON, onde dois sistemas fotovoltaicos, um conectado à rede e outro isolado, operam de forma integrada, mas com programações distintas para a injeção de energia (Tabora et al., 2021). Essa configuração permite avaliar o impacto de cada sistema na tarifação de energia elétrica, bem como estimar o valor comercial das instalações e comparar o investimento realizado, a geração obtida e o retorno financeiro esperado.

## 2. ESTUDO DE CASO: CEAMAZON

### 2.1. Projeto SISGEE e SIMA

O Projeto de Gestão de Energia e Eficiência Energética da UFPA (SISGEE) e o Sistema Inteligente Multimodal da Amazônia (SIMA) constituem iniciativas estratégicas implementadas no campus Guamá da Universidade Federal do Pará, articulando gestão energética e mobilidade elétrica sustentável. Enquanto o SISGEE tem foco no aprimoramento da eficiência no uso da energia elétrica em edificações universitárias, o SIMA integra soluções multimodais de transporte terrestre e aquaviário com infraestrutura energética baseada em fontes renováveis e armazenamento, consolidando a UFPA como referência regional e nacional nessas áreas.

O SISGEE envolve a instalação de medidores inteligentes e a integração com uma plataforma de monitoramento em tempo real, permitindo o acompanhamento contínuo do consumo energético em diferentes prédios da universidade. No contexto deste trabalho, desempenha papel central ao realizar a análise e o gerenciamento energético do próprio prédio onde estão instalados os sistemas fotovoltaicos, o banco de baterias e parte da infraestrutura de recarga do SIMA. A partir dos medidores e da plataforma, são obtidos dados detalhados de consumo e qualidade da energia elétrica, permitindo diagnósticos precisos, detecção de desperdícios e proposição de intervenções direcionadas. Além disso, são contemplados parâmetros como tensão, corrente e potência, reforçando o papel do SISGEE como ferramenta de ensino, pesquisa e extensão na formação de estudantes e profissionais em eficiência energética.

Em complemento, o SIMA foi concebido a partir de parceria entre o CEAMAZON, a Norte Energia, o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), a ABB e a BYD, em atendimento à chamada pública da ANEEL. Seu objetivo foi implantar um

sistema multimodal elétrico na Cidade Universitária Prof. José da Silveira Netto, abrangendo modais terrestres e aquaviário, com vistas à redução de emissões de gases de efeito estufa e ao fortalecimento da mobilidade de baixo carbono no contexto amazônico, sendo este, um projeto piloto e replicável em outros cenários. Para isso, foram instalados sistemas fotovoltaicos e um sistema de armazenamento, além disso, também foi implementado dois ônibus (rodoviário e urbano) e o primeiro catamarã elétrico da Amazônia, destinados ao transporte sustentável da comunidade acadêmica.

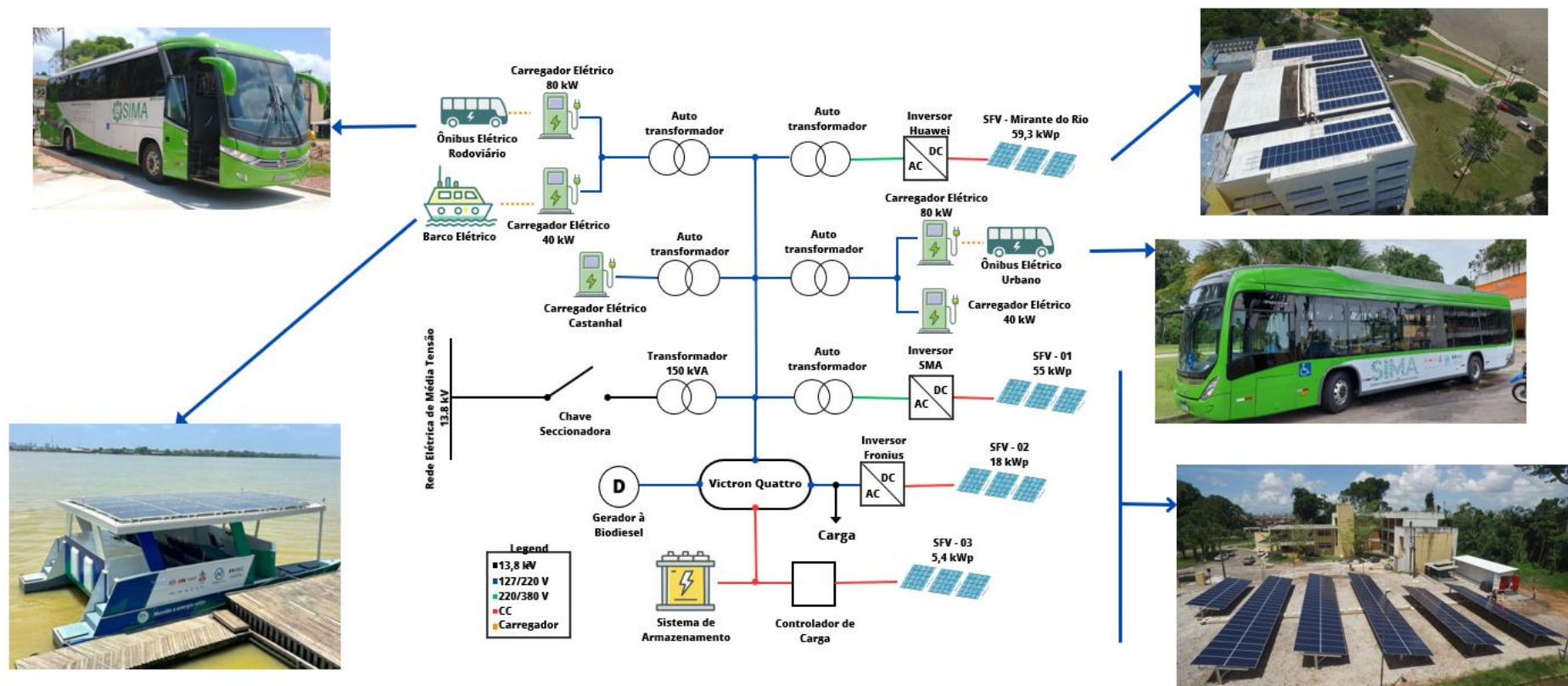
A Figura 1 – Topologia do projeto SIMA. apresenta a topologia do Projeto SIMA, ilustrando a integração entre diferentes as fontes de energia, sistemas de armazenamento e pontos de recarga para veículos elétricos terrestres e aquáticos (Albuquerque et al., 2024). No lado esquerdo da figura observa-se a entrada da rede de média tensão (13,8 kV), proveniente da concessionária, conectada por meio de chave seccionadora para segurança em manutenções. Um transformador de 150 kVA reduz a tensão para níveis adequados, distribuindo energia a cargas e pontos de recarga por rede de baixa tensão.

A UFPA conta com quatro sistemas fotovoltaicos: dois conectados à rede (um presente no Mirante do Rio e um presente no CEAMAZON, denominado SFV-01) e dois integrantes da minirrede híbrida do CEAMAZON, que são denominados SFV-02 e SFV-03. O sistema de armazenamento é carregado tanto pela rede elétrica quanto pelos sistemas fotovoltaicos, com controle inteligente que prioriza a melhor fonte disponível, garantindo autonomia e resiliência de carregamento.

O sistema de armazenamento presente no CEAMAZON é composto por 8 módulos de baterias de 13,8 kWh cada, totalizando 110,4 kWh de capacidade útil. Seu carregamento é priorizado em horários de baixa demanda da rede elétrica, quando a tarifa apresenta menor custo, sendo posteriormente descarregado nos períodos de ponta, em que o valor da energia é mais elevado devido à necessidade de acionamento de fontes geradoras mais caras no Sistema Interligado Nacional (SIN). Essa lógica operacional garante economia significativa e maior eficiência na gestão tarifária. Além disso, em situações de contingência, um gerador a diesel, integrado via inversor/carregador multifuncional, amplia a segurança energética do complexo.

O projeto conta com uma infraestrutura de recarga composta por cinco eletropostos, sendo quatro localizados no Campus Guamá e um no Campus Castanhal, estrategicamente posicionados para atender os três modais elétricos: dois ônibus, rodoviário e urbano, e um barco elétrico do tipo catamarã.

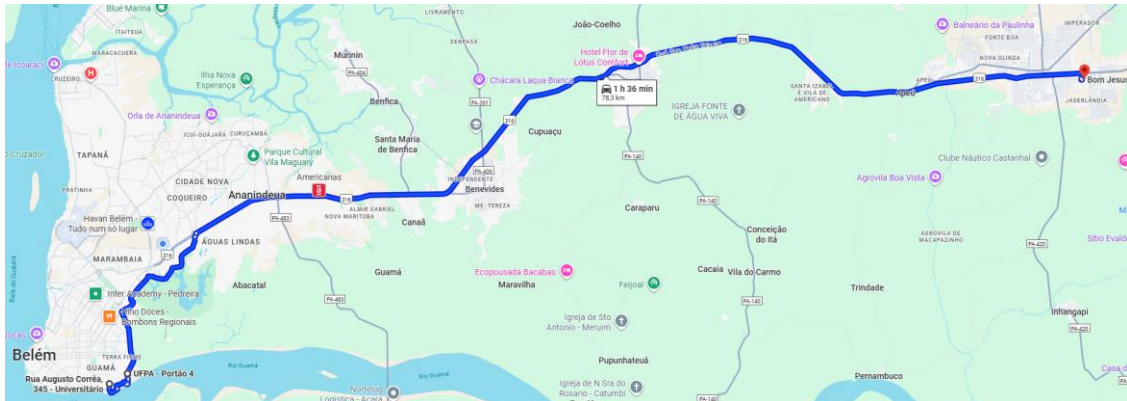
Figura 1 – Topologia do projeto SIMA.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

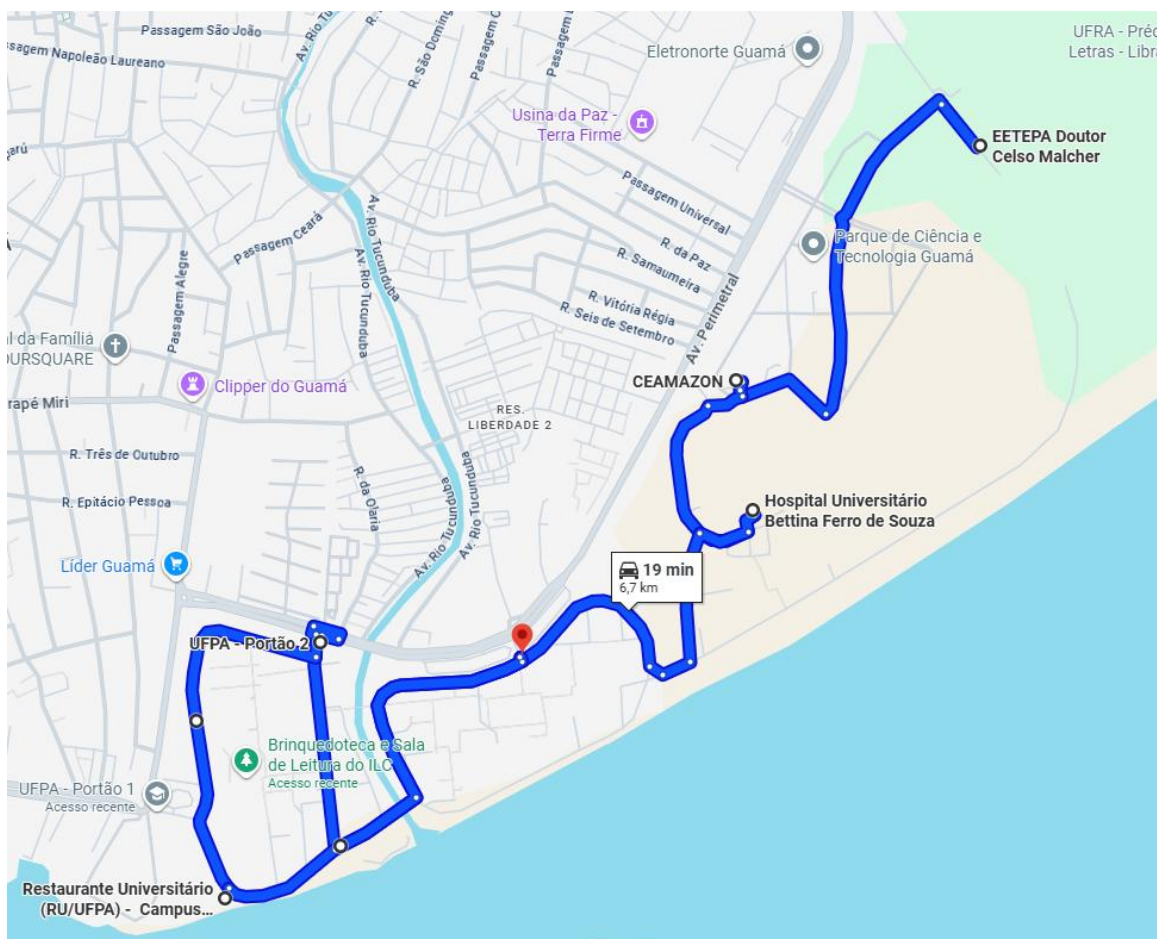
O ônibus rodoviário realiza o trajeto intercampi entre Guamá e Castanhal, viabilizando, com o suporte de um carregador rápido no campus de destino, o primeiro corredor verde da universidade, apresentado na Figura 2. Já o ônibus urbano atende à mobilidade interna do Campus Guamá, facilitando o deslocamento da comunidade acadêmica entre as diferentes áreas da Cidade Universitária, que são apresentados na Figura 3.

Figura 2 – Percurso do ônibus elétrico rodoviário.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Figura 3 – Percurso do ônibus elétrico urbano.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Em 2024 foi inaugurado o primeiro catamarã elétrico da Amazônia, destinado ao transporte fluvial sustentável. A embarcação conta com um sistema fotovoltaico auxiliar e banco de baterias de íon-lítio, recarregáveis tanto pela rede elétrica quanto por fontes renováveis, reduzindo emissões e ruídos durante a operação.

A integração entre esses modais, os eletropostos e os sistemas fotovoltaicos e de armazenamento consolida o SIMA como referência regional em mobilidade elétrica e gestão energética de baixo carbono.

## 2.2. A Minirrede Híbrida CEAMAZON

A minirrede híbrida do CEAMAZON integra três fontes de energia: (i) a rede elétrica de distribuição, (ii) um sistema fotovoltaico conectado à rede e (iii) uma minirrede híbrida com gerador a biodiesel e sistema de armazenamento. Essa arquitetura permite operação conectada à rede e em modo isolado, assegurando autonomia e resiliência (Albuquerque et al., 2022).

No modo conectado, a energia fotovoltaica supre prioritariamente as cargas do edifício e carrega as baterias; havendo excedente, ocorre exportação para a rede. No modo isolado, a geração diurna atende o prédio e recarrega as baterias, que passam a alimentar a carga no período noturno. A rede elétrica funciona como backup, enquanto o gerador a biodiesel é reservado a condições específicas de operação.

A gestão do sistema de armazenamento segue parâmetros definidos na literatura, com limite de profundidade de descarga em 80% e janelas pré-programadas de atuação. Em particular, o sistema de armazenamento opera entre 18:30 e 21:30, faixa em que o custo da energia da rede elétrica é mais elevado, maximizando o benefício econômico (Tabora et al., 2021).

Os sistemas fotovoltaicos do CEAMAZON, denominados **SFV-01**, **SFV-02** e **SFV-03**, possuem funções distintas e estão representados, juntamente com o gerador a biodiesel e o sistema de armazenamento, na adaptação apresentada na Figura 4 (Albuquerque et al., 2022).

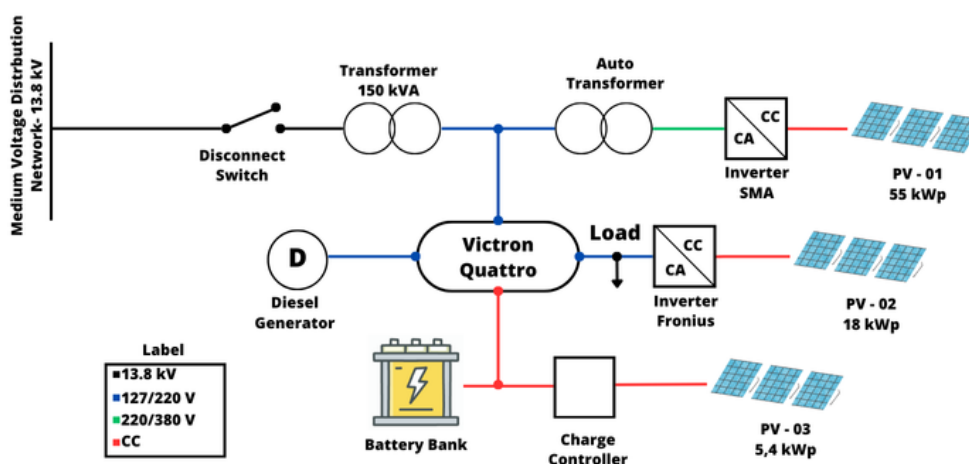
- O **SFV-01** é composto por 55 kWp de potência de geração fotovoltaica conectada a um inversor SMA de 50 kW, sendo um sistema fotovoltaico do tipo conectado à rede elétrica.
- O **SFV-02** é composto por 18 kWp de potência de geração fotovoltaica conectada a um inversor Fronius de 15 kW, sendo um mitigador de falhas, e em caso de quedas na rede elétrica, o sistema fotovoltaico começa atuar como alimentação da carga da edificação.

- O SFV-03 é composto por 5,4 kWp de potência de geração fotovoltaica e um controlador de carga Victron, onde estão conectados a um sistema de armazenamento em um barramento de corrente contínua (c.c.), sendo um sistema fotovoltaico do tipo isolado da rede elétrica.

O sistema de armazenamento possui 110,4 kWh de capacidade total e compartilha o barramento CC com o SFV-03, podendo estar carregado por este ou, conforme a lógica de controle, pelas demais fontes do sistema híbrido. Dessa forma, os módulos fotovoltaicos atendem simultaneamente o prédio do CEAMAZON e o sistema de armazenamento, reduzindo a dependência da rede e estabilizando a operação.

O gerador a biodiesel é acionado apenas quando não existe outra fonte disponível ou estado de carga do banco atinge  $< 20\%$ , evitando descargas profundas e preservando a saúde das células de íon-lítio, de acordo com as diretrizes de durabilidade, como demonstrado em (Couto et al., 2018).

Figura 4 – Topologia do Sistema Híbrido do CEAMAZON.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

### 2.3. Custos dos Sistemas Fotovoltaicos

A análise de custo levou em consideração a precificação dos componentes do sistema fotovoltaico de acordo com o modelo. Os valores foram obtidos por meio de pesquisa de mercado com fornecedores especializados. O custo dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica é apresentado na Tabela II, enquanto o custo do sistema fotovoltaico isolado da rede elétrica é apresentado na Tabela III. Os valores apresentados nas Tabelas II e III são referentes ao ano base do estudo, isto é, 2022.

Tabela II. Custo do Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica.

<b>Modelo</b>	<b>Preço</b>	<b>Qnt</b>	<b>Total</b>
Módulo BYD	R\$ 710,00	218	R\$ 154.780,00
Inversor Fronius	R\$ 27.500,00	1	R\$ 27.500,00
Inversor SMA	R\$ 40.000,00	1	R\$ 40.000,00

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela III. Custo do Sistema Fotovoltaico Isolado da Rede Elétrica.

<b>Modelo</b>	<b>Preço</b>	<b>Qnt</b>	<b>Total</b>
Módulos BYD	R\$ 710,00	16	R\$ 11.360,00
Victron Quattro	R\$ 40.000,00	6	R\$ 240.000,00
Victron Smart Solar	R\$ 10.000,00	1	R\$ 10.000,00
Baterias	R\$ 46.500,00	8	R\$ 372.000,00

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

### 3. METODOLOGIA

Esta metodologia foi desenvolvida com base nos estudos apresentados nos artigos *Estimativa de payback de um sistema fotovoltaico híbrido para um prédio público educacional* e *Battery Energy Storage Systems Operation in a Hybrid Renewable System*, sendo adaptada e aplicada ao estudo de caso do sistema fotovoltaico híbrido presente no CEAMAZON. O objetivo é abordar quatro aspectos principais para o desenvolvimento do trabalho:

1. Compreender a operação energética e o enquadramento tarifário da Universidade Federal do Pará (UFPA);
2. Analisar os modos de operação dos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento instalados no prédio CEAMAZON, considerando variáveis climáticas e operacionais;
3. Avaliar os métodos de processamento e tratamento dos dados utilizados para os cálculos e simulações;
4. Aplicar técnicas de análise econômica para estimar o retorno financeiro do sistema fotovoltaico híbrido ao longo do tempo.

#### 3.1. Contrato de Energia Elétrica

A UFPA opera sob a modalidade tarifária **Horária Verde**, destinada ao subgrupo A4 (média tensão), com fornecimento de 13,8 kV. Nessa modalidade, o custo da energia elétrica varia conforme o horário de consumo, que é apresentado na Tabela IV.

Tabela IV. Classificação Horária.

<b>Classificação Horária</b>	<b>Horário</b>
Hora Fora Ponta	21:30:01 até 18:29:59
Hora Ponta	18:30:00 até 21:30:00

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

A tarifa aplicada no horário de ponta apresenta um valor substancialmente superior em relação ao horário fora de ponta, podendo atingir até dez vezes o custo da energia em períodos de menor demanda. Essa diferença tarifária influencia diretamente a estratégia de operação do sistema de armazenamento de energia, que é programado para priorizar o fornecimento da energia armazenada durante os períodos de maior custo, contribuindo para a otimização do consumo e a redução das despesas operacionais com eletricidade.

### **3.2. Modos de Operação**

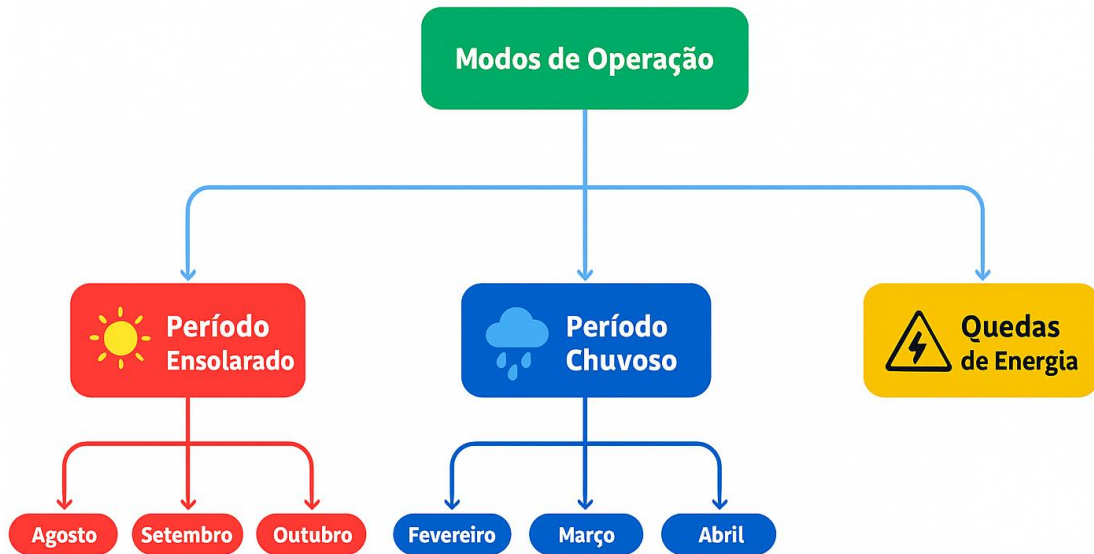
O prédio CEAMAZON, localizado em Belém-PA, está submetido a condições climáticas típicas de floresta tropical, influenciadas pela Zona de Convergência Intertropical. A região apresenta altos índices de pluviosidade ao longo do ano, com maior concentração de chuvas entre fevereiro e abril, e maior incidência de radiação solar entre agosto e outubro.

Foram considerados os seguintes cenários para análise dos modos de operação:

1. Dias chuvosos ou ensolarados;
2. Dias com ou sem aulas (impactando a demanda);
3. Dias com interrupções no fornecimento de energia.

Esses fatores influenciam a operação do sistema híbrido, principalmente no comportamento de carregamento e descarregamento do sistema de armazenamento. A Figura 5 apresenta um fluxograma que resume esses fatores.

Figura 5 – Fluxograma dos modos de operação.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

### 3.3. Processamento e Tratamento de Dados

Esta seção apresenta as etapas de organização, tratamento e análise dos dados coletados a partir do sistema híbrido fotovoltaico instalado no prédio CEAMAZON.

#### 3.3.1. Operação do Sistema Híbrido

A base de dados utilizada nesta etapa foi fornecida pelo controlador do inversor responsável pela gestão do sistema híbrido, contendo registros diários de variáveis operacionais essenciais para análise do desempenho energético. As principais informações monitoradas incluem:

- Quantidade de energia absorvida da rede elétrica;
- Energia fornecida e consumida pelo sistema de armazenamento;
- Estado de carga do banco de baterias (State of Charge – SOC), expresso em porcentagem.

Os valores positivos indicam o carregamento das baterias por meio da rede ou da geração fotovoltaica. Já os valores negativos representam o processo de descarga, ou seja, o fornecimento de energia pelas baterias para as cargas locais ou para injeção na rede elétrica.

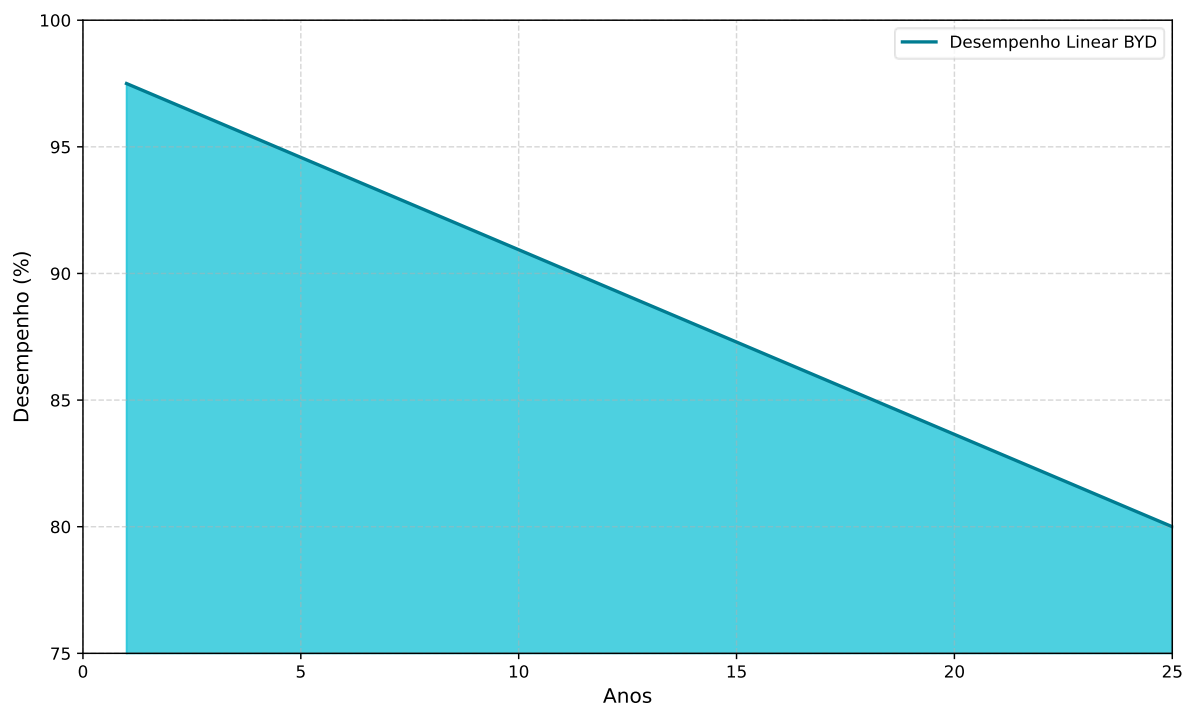
#### 3.3.2. Retorno Financeiro

O tratamento dos dados foi dividido em quatro etapas principais:

**Etapas 1. - Geração Fotovoltaica:** A geração média dos três sistemas fotovoltaicos foi usada como base, considerando o decaimento de eficiência dos módulos ao longo dos 25 anos,

conforme indicado no datasheet do fabricante, a Figura 6 apresenta uma adaptação da curva disponibilizada pelo fabricante.

Figura 6 – Curva de desempenho de módulo fotovoltaico BYD.



Fonte: BYD. Adaptado pelo autor.

**Etapa 2. – Análise da Economia do Sistema de Armazenamento:** A economia gerada pelo sistema de armazenamento foi calculada com base na energia acumulada fora do horário de ponta e posteriormente utilizada durante o horário de ponta. Essa estratégia permite reduzir significativamente os custos com energia elétrica, especialmente considerando as tarifas mais elevadas nesse período.

**Etapa 3. - Projeção Tarifária:** Para estimar os valores futuros da tarifa de energia, foi utilizada uma curva de tendência construída a partir de dados históricos das tarifas ponta e fora de ponta. Foram considerados dois cenários de reajuste anual, de 10% e 15%, projetados para um horizonte de 25 anos. Entretanto, a análise concentrou-se nos primeiros 13 anos de operação do sistema, período em que se prevê a substituição dos inversores e do sistema de armazenamento, no décimo segundo ano. Esse recorte temporal permite avaliar de forma realista o comportamento econômico dos sistemas fotovoltaicos antes da necessidade de reinvestimentos, além de possibilitar a comparação entre diferentes cenários tarifários. Essa abordagem permitiu simular diferentes realidades tarifárias e avaliar o comportamento econômico

dos sistemas fotovoltaicos em contextos variados.

É de suma importância considerar que há diversos fatores que provocam a variação da tarifa de energia elétrica. Dentre estes fatores, estão as questões ambientais, a predominância e diversidade das fontes energéticas utilizadas, além disso, a penetração das energias renováveis no país também impacta no valor tarifário, conforme apresentado em (Reis, 2023).

**Etapa 4. - Payback Simples:** A técnica de payback avalia o tempo de retorno financeiro a partir de um determinado custo de aquisição, visualizando o fluxo de caixa apresentado (Confederação Nacional da Indústria, 2021) sendo possibilitado estipular em quanto tempo haverá um retorno financeiro de um determinado investimento realizado. O exemplo aplicado em tal trabalho é a aplicação de um sistema fotovoltaico, em que há o abate do custo na energia elétrica gerada, não gerando uma rentabilidade, mas sim uma economia monetária para os cofres públicos no decorrer dos anos além da diminuição da poluição causada decorrente do uso de energia de fontes não renováveis de energia elétrica.

### 3.4. Métodos de Cálculo

Este tópico tem a finalidade de demonstrar a formulação matemática utilizada e aplicada no desenvolvimento deste trabalho.

A Equação 1 apresenta o cálculo da economia anual dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que é necessário o cálculo da tarifa anual e da geração de energia para um respectivo ano de funcionamento.

Cálculo da economia anual com a geração fotovoltaica:

$$S = T_i \cdot E_i \quad (1)$$

Onde:

$S$ : Economia monetária (R\$);

$T_i$ : Valor tarifário de energia no ano  $i$  (R\$/kWh);

$E_i$ : Valor de geração de energia no ano  $i$  (kWh);

A Equação 2 apresenta o cálculo para a economia resultante de um sistema de armazenamento de energia elétrica, sendo considerados o horário ponta e fora ponta. O sistema de armazenamento é carregado com a energia elétrica em horário fora ponta, e descarregado no horário ponta.

Cálculo da economia com sistema de armazenamento:

$$V_e = (x_{FP} - y_{FP}) \cdot TFP + (x_{NP} - y_{NP}) \cdot TNP \quad (2)$$

Onde:

$V_e$ : Valor Economizado (R\$);

$x_{FP}$ : Energia absorvida no horário de fora ponta (kWh);

$y_{FP}$ : Energia injetada no horário de fora ponta (kWh);

$x_{NP}$ : Energia absorvida no horário na ponta (kWh).

$y_{NP}$ : Energia injetada no horário na ponta (kWh).

$TFP$ : Tarifa fora ponta (R\$/kWh).

$TNP$ : Tarifa na ponta (R\$/kWh).

#### 4. RESULTADOS

Nesta seção, são apresentados os principais resultados obtidos nas análises dos dados reais de operação do sistema híbrido fotovoltaico instalado no CEAMAZON.

A análise se concentrou em dois eixos principais: a operação energética do sistema, avaliando o desempenho dos três subsistemas fotovoltaicos e o comportamento do sistema de armazenamento em diferentes períodos do dia e da semana; e a análise econômica, com foco na projeção de retorno financeiro considerando as tarifas de energia elétrica e os custos evitados com a geração solar.

##### 4.1. Operação do sistema fotovoltaico

Este estudo analisou três cenários diferentes para a operação do sistema de armazenamento. Esses cenários incluíram operação regular, operação irregular e uma falha de energia em diferentes intervalos durante o dia.

Durante a operação regular, observou-se que o sistema de armazenamento era carregado durante o dia e descarregado durante o horário ponta. A análise do cenário de operação irregular mostrou que o banco de baterias era carregado e descarregado em intervalos irregulares, indicando flutuações operacionais no sistema de armazenamento. Por fim, em determinados dias que apresentaram falha de energia, observou-se que a descarga do sistema de armazenamento foi capaz de fornecer energia ao prédio durante todo o período de interrupção, demonstrando a eficácia do sistema de armazenamento como fonte de energia de backup durante emergências, garantindo a resiliência energética do CEAMAZON.

A análise dos cenários permitiu uma melhor compreensão do comportamento do sistema de armazenamento sob diferentes condições, fornecendo análises valiosas sobre o desempenho e a confiabilidade do sistema.

Para as análises, três variáveis são examinadas: a entrada de energia na rede, a operação das baterias e a porcentagem de carga do sistema, todas em função da variação do tempo. Além disso, as análises gráficas mostram que os valores negativos representam energia injetada na rede elétrica, e os valores positivos de potência da bateria indicam o recarregamento do banco de baterias.

A Tabela V mostra os valores compilados de carga e descarga do banco de baterias para os três cenários analisados durante os oito dias selecionados, de modo que os valores de energia para carregar e descarregar o banco de baterias são obtidos, levando em consideração os horários de ponta (NP) e fora ponta (FP). Além disso, o valor inicial do sistema de armazenamento é considerado, uma vez que o sistema de armazenamento não começa o dia com a porcentagem de carga em 0%, sendo, portanto, um sistema causal, pois depende de valores passados e atuais para ser analisado.

Há uma diferença significativa entre os custos da energia elétrica nos horários de ponta e fora de ponta, o que influencia diretamente a estratégia de operação do sistema de armazenamento. Considera-se que a maior parte do carregamento das baterias ocorre durante o horário fora de ponta, quando a tarifa de energia é reduzida. Posteriormente, essa energia é utilizada no horário de ponta, período em que o custo da eletricidade é mais elevado. Essa lógica de operação resulta em um balanço energético e econômico positivo, pois permite o consumo de energia previamente armazenada a um custo inferior, reduzindo o impacto financeiro associado ao uso direto da rede durante os horários mais onerosos.

Tabela V. Energia para carregamento e descarregamento em kWh do sistema de armazenamento em kWh.

Ano	Carga (kWh)		Descarga (kWh)		Energia
	NP	FP	NP	FP	Início
2022					
03/15	0,00	73,62	-31,50	-0,29	37%
10/25	0,01	84,06	-34,18	-2,88	40%
08/14	0,11	1,64	-0,16	-1,07	100%
08/15	0,00	97,74	-27,84	-66,24	100%
10/10	0,62	75,19	0,00	-84,12	100%
03/23	0,65	27,88	0,00	-92,55	100%
12/23	0,00	58,48	-28,14	-32,65	95%
09/16	0,00	44,44	-32,96	-10,07	100%

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

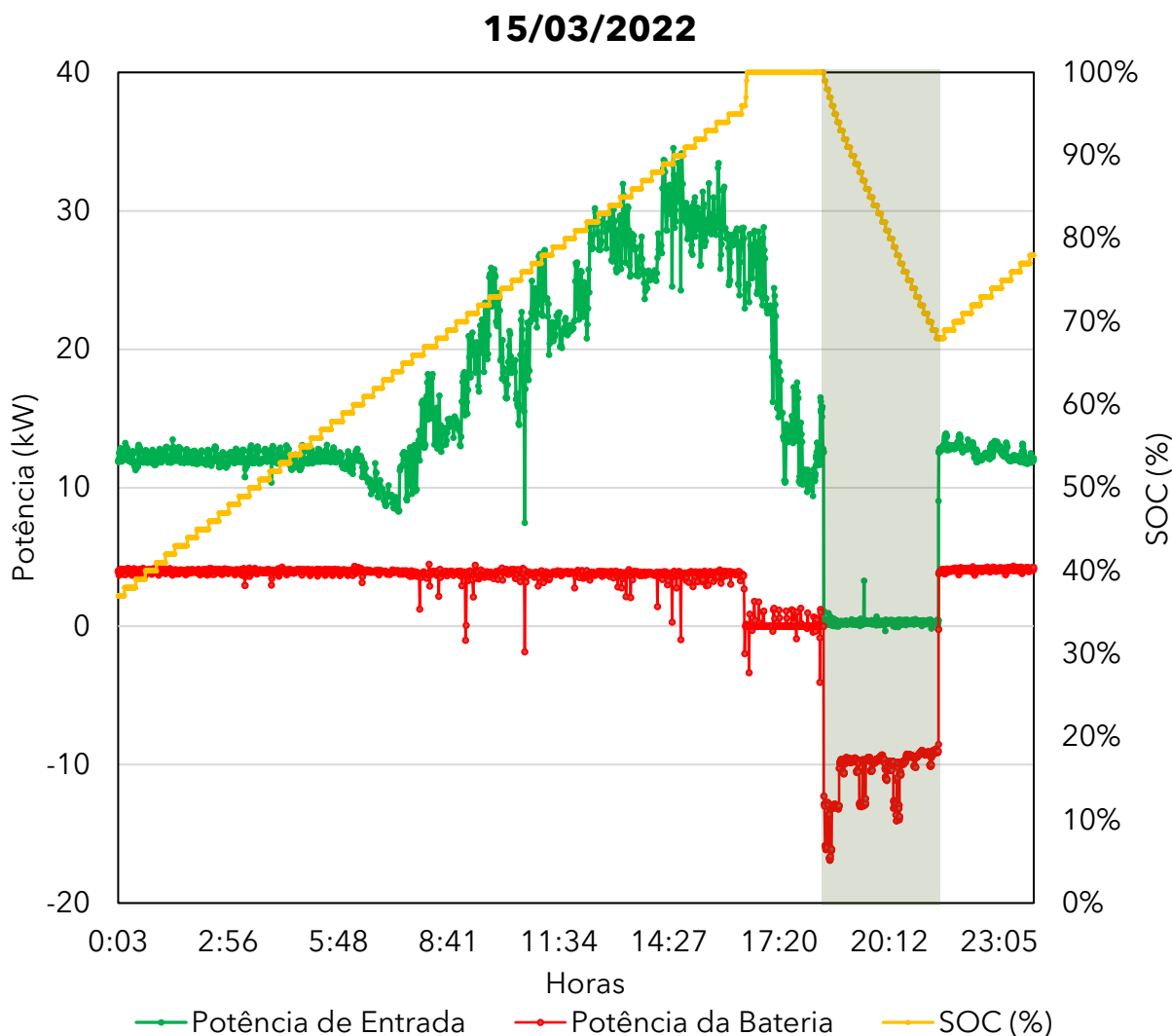
A análise gráfica dos modos de operação considera três variáveis principais: a potência de entrada, a potência da bateria e o estado de carga do sistema de armazenamento (SOC, em %). A potência de entrada, representada na cor verde, indica a conexão da rede elétrica com a minirrede híbrida. Já a potência da bateria, representada em vermelho, mostra o comportamento

do sistema de armazenamento ao longo do tempo. Valores positivos de potência indicam o carregamento da bateria, realizado por meio dos sistemas fotovoltaicos ou pela própria rede elétrica. Por outro lado, valores negativos representam o descarregamento do sistema, ou seja, a injeção de energia elétrica na carga ou de volta à rede da concessionária.

#### 4.1.1. Primeiro Cenário: Operação Normal

A Figura 7 apresenta a operação normal da minirrede híbrida, onde é possível observar o carregamento do sistema de armazenamento durante o horário fora ponta, e a injeção de potência na rede elétrica durante o horário de ponta, das 18h30 às 21h30, enquanto a entrada de energia na rede permanece próxima de zero. Isso demonstra um menor uso da energia fornecida pela rede, em relação ao uso da energia armazenada ao longo do dia.

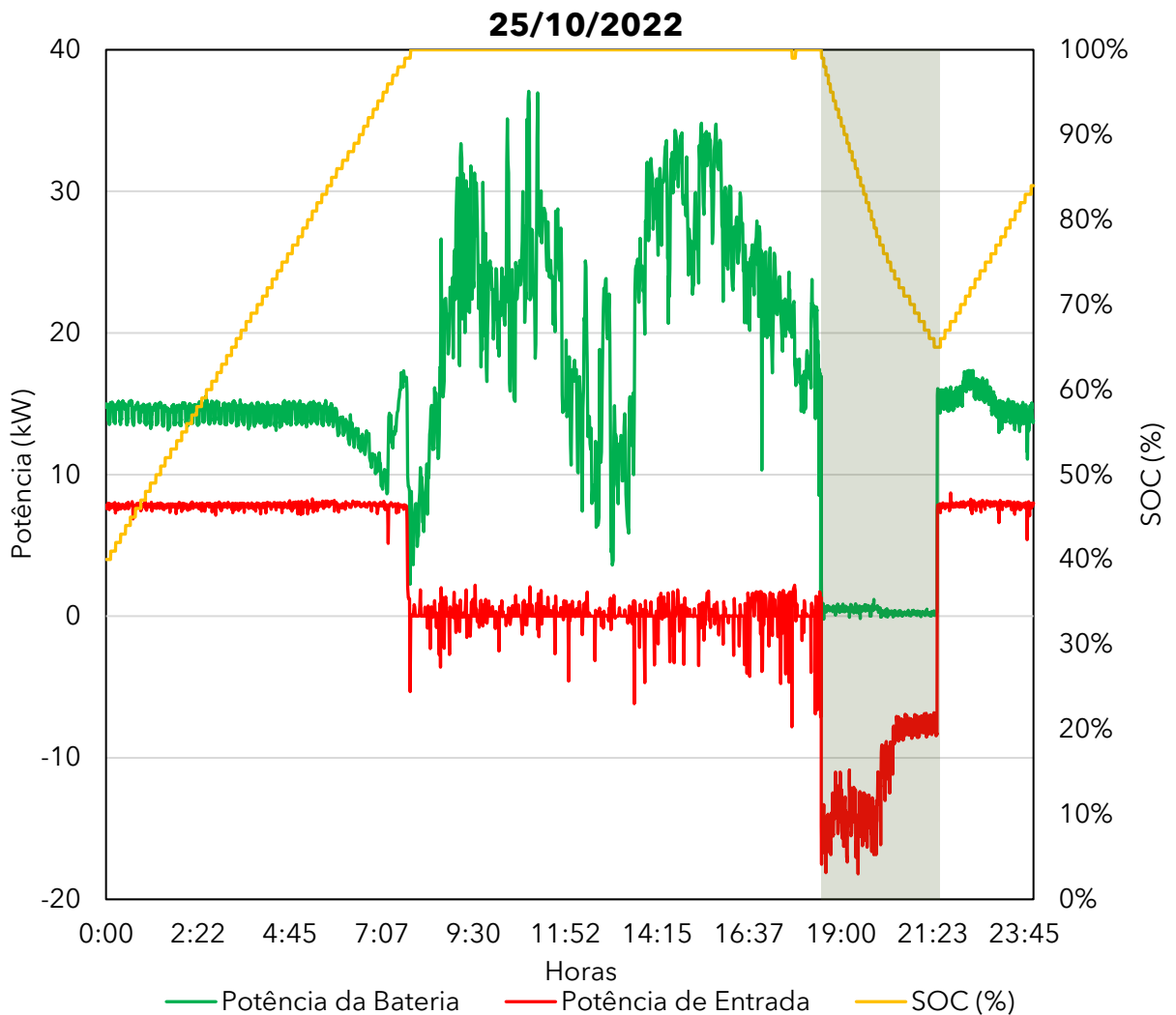
Figura 7 – Operação Normal com carga durante os horários de geração - 15/03/2022.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

A Figura 8 mostra a operação do sistema de armazenamento em um cenário de dia ensolarado e com grande variabilidade de irradiação solar. Dessa forma, é possível verificar uma variação no período de carga, uma vez que o ângulo de carga horário se torna mais acentuado no início da manhã, indicando uma taxa de carga mais alta no momento em que há maior disponibilidade solar, já que neste cenário o sistema fotovoltaico é o principal responsável pelo carregamento do sistema de armazenamento. Nota-se que o percentual de carga permanece com uma alta porcentagem de carga armazenada durante boa parte do dia. A descarga tem início no horário de ponta, utilizando a energia previamente armazenada justamente no período em que a energia possui maior valor comercial. Isso indica a operação normal do sistema de armazenamento, uma vez que há carga durante o horário fora de ponta e descarga durante o horário de ponta, gerenciando assim o uso da eletricidade de forma eficiente.

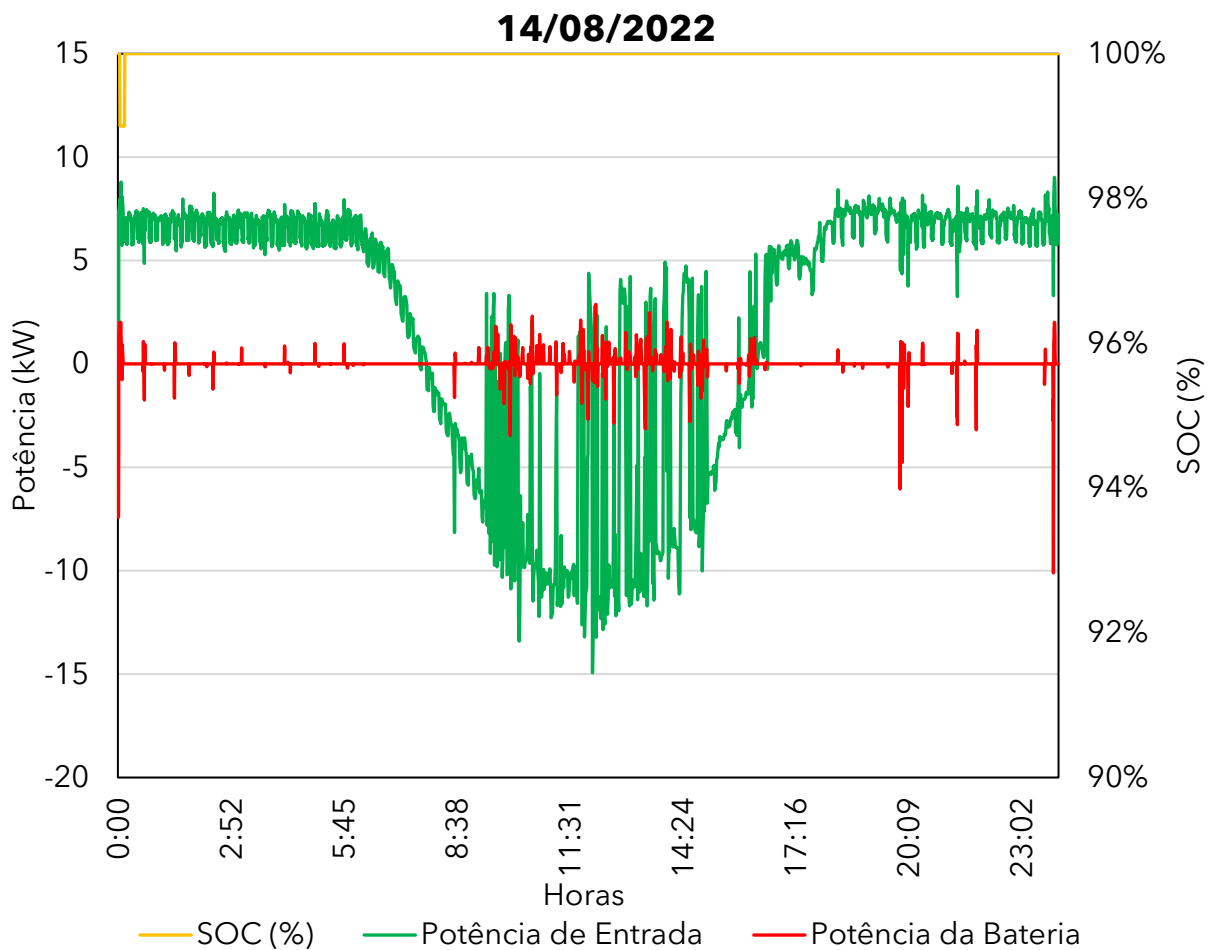
Figura 8 – Operação normal com carga completa no início da manhã - 25/10/2022.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

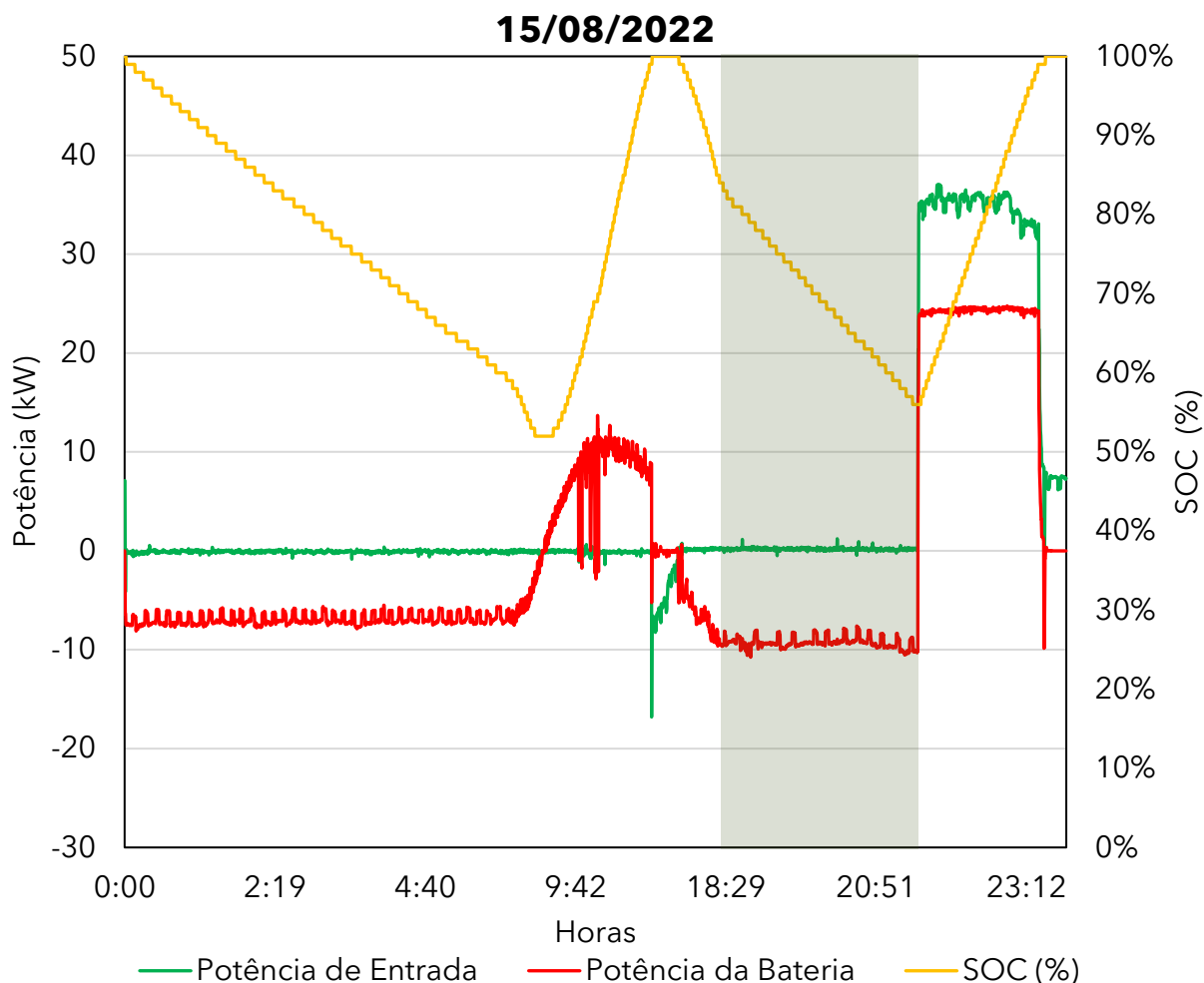
A Figura 9 e a Figura 10 ilustram as operações típicas de um domingo e de uma segunda-feira, respectivamente. A Figura 9 mostra um domingo com baixo uso do sistema de armazenamento, e sua carga permanece constante em 100% ao longo do dia. A Figura 10 mostra uma segunda-feira, na qual a energia é injetada na rede nas primeiras horas do dia até aproximadamente 6h, momento em que o sistema de armazenamento começa a carregar, processo que dura até cerca de 14h, e é descarregado até aproximadamente 21h30. O carregamento é retomado durante o horário fora de ponta.

Figura 9 – Domingo com sistema de armazenamento ocioso - 14/08/2022.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Figura 10 – Segunda-feira com duas descargas do sistema de armazenamento - 15/08/2022.

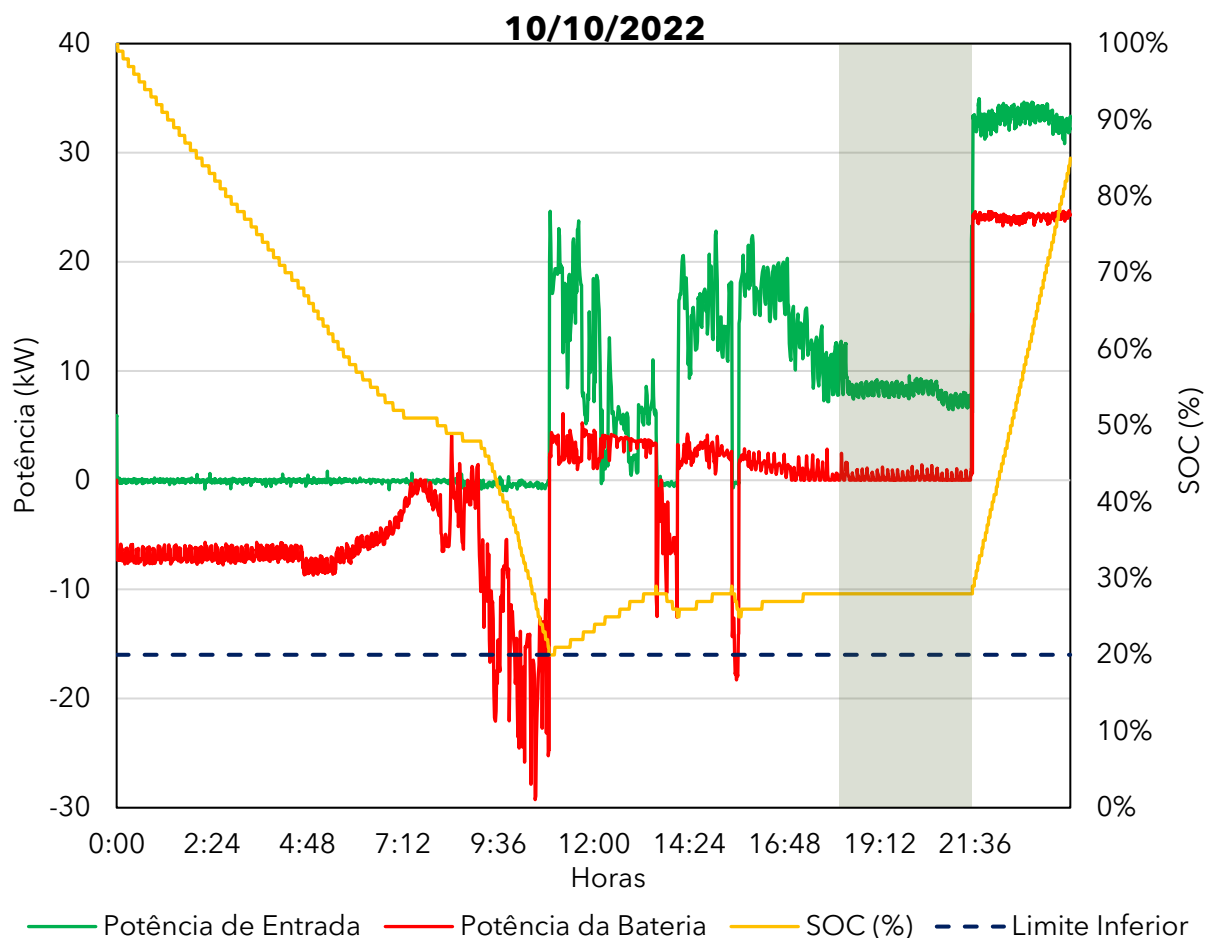


Fonte: Desenvolvido pelo autor.

#### 4.1.2. Segundo Cenário: Operações Específicas

A Figura 11 apresenta um dia com alta disponibilidade solar. O gráfico demonstra que a potência de entrada da rede elétrica está próxima de zero, enquanto isso, o sistema de armazenamento apresenta valores de potência menores que zero, o que indica o uso do sistema de armazenamento para fornecer energia à carga. Também é possível observar uma diminuição progressiva na porcentagem de capacidade de carga do sistema de armazenamento, realizando assim uma descarga profunda, ou seja, atingindo cerca de 20% da porcentagem de carga, o que demonstra o limite mínimo de carga informado via literatura. Dessa forma, o gráfico evidencia que a descarga do sistema de armazenamento teve início durante a madrugada e se estendeu até aproximadamente 10h30. O estado de carga das baterias estabilizou-se em torno de 30%, permanecendo assim por um curto período. Em seguida, o processo de recarga foi retomado, porém com baixa intensidade, sendo mantido até o final do horário de ponta. Esse comportamento indica uma estratégia de preservação da vida útil do sistema de armazenamento.

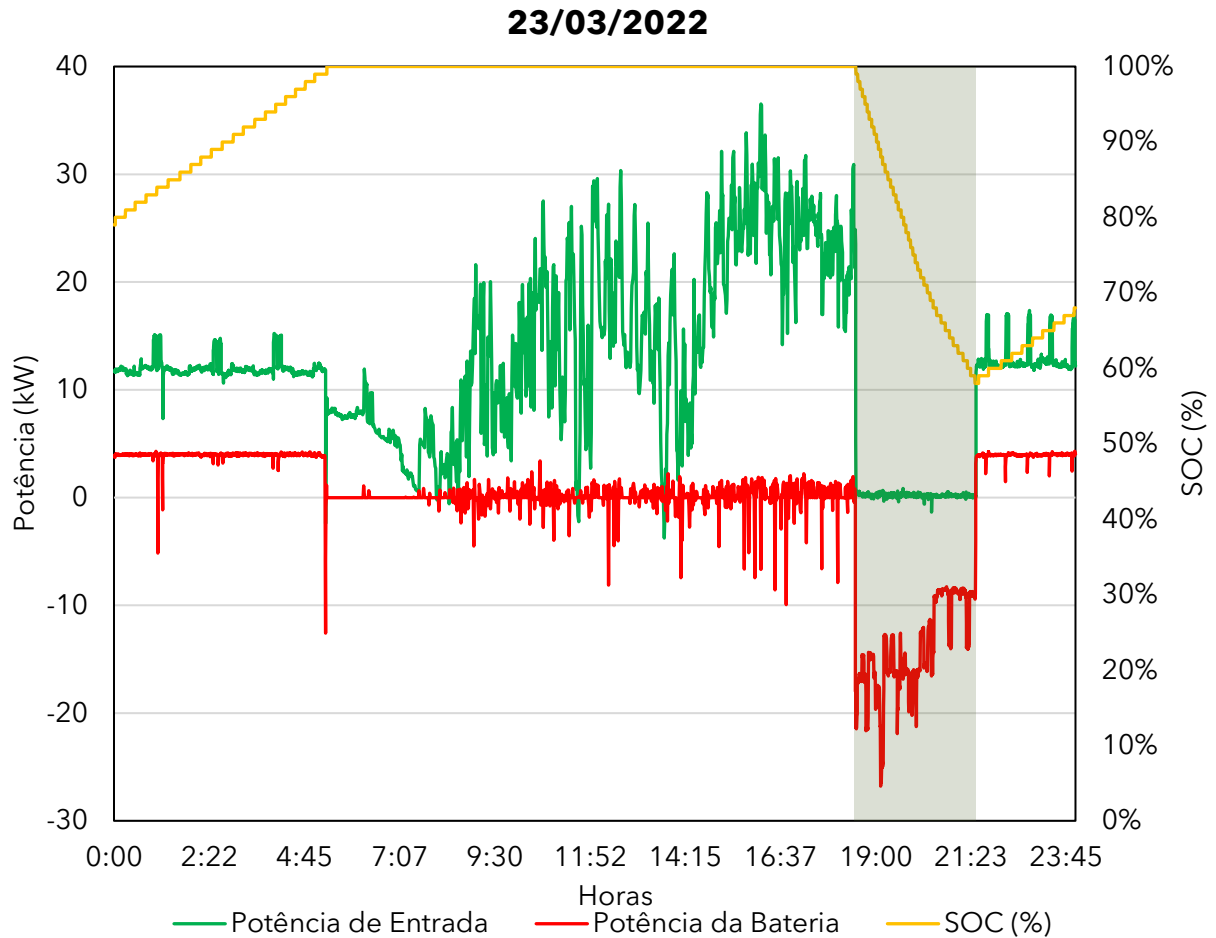
Figura 11 – Descarga mínima de 20% do sistema de armazenamento e carregamento após o horário de ponta - 10/10/2022.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

A Figura 12 apresenta um dia com pouco uso do sistema de armazenamento, demonstrando o uso extensivo da energia de entrada da rede elétrica e o pouco uso do sistema de armazenamento ao longo do dia, uma vez que apresenta baixas variações e sempre oscila próximo a zero durante o horário fora de ponta. A carga do sistema de armazenamento começa ao amanhecer de cada dia, atinge 100% por volta das 5h e permanece constante durante o dia; assim que o horário de ponta começa, o sistema de armazenamento é ativado e descarrega abruptamente para quase 60%. Após o horário de ponta, o sistema começa a extrair energia da rede para um recarregamento gradual.

Figura 12 – Operação normal com descarga de 40% durante o período de ponta - 23/03/2022.

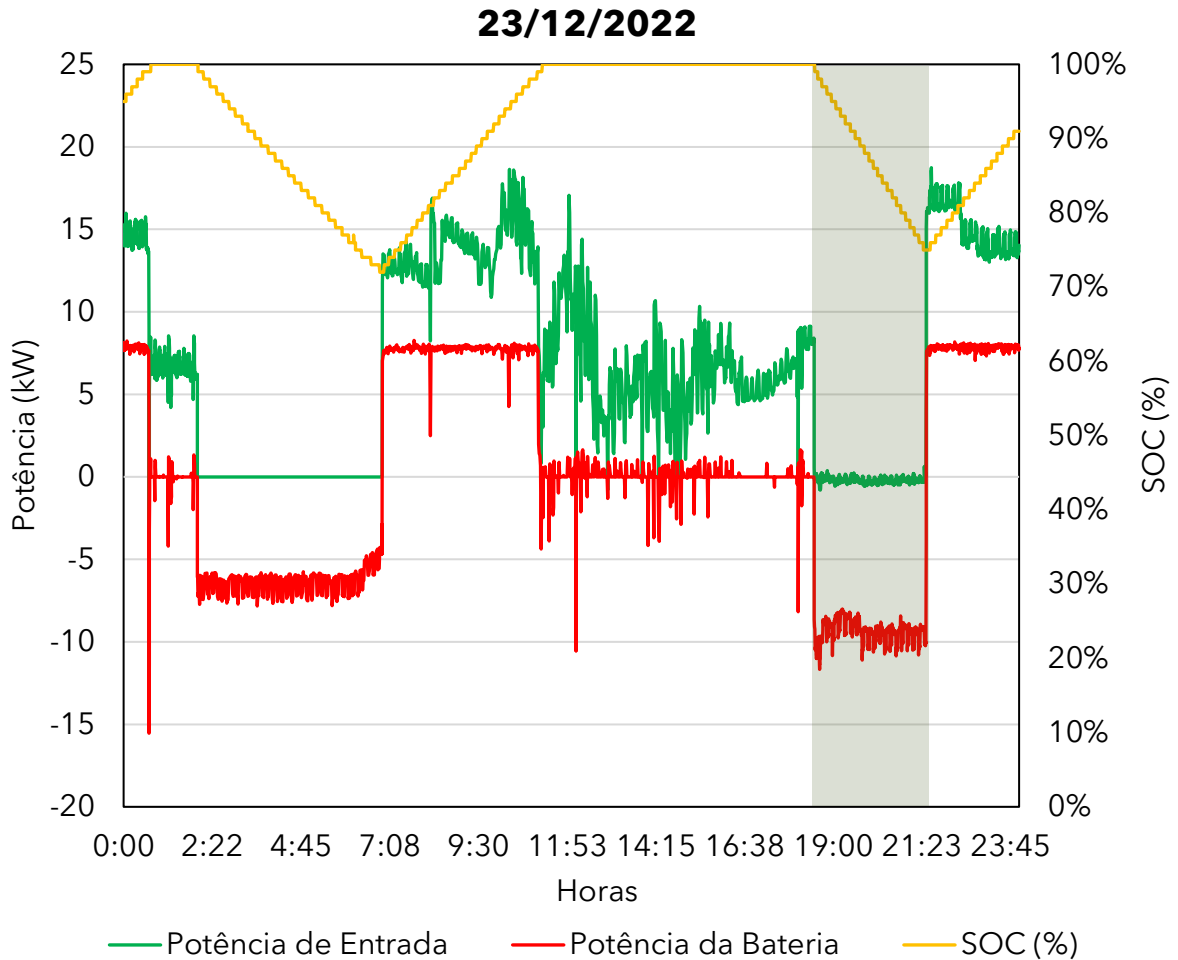


Fonte: Desenvolvido pelo autor.

#### 4.1.3. Terceiro Cenário: Interrupção da Rede Elétrica

O sistema de armazenamento torna-se crítico para manter o fornecimento contínuo de energia ao prédio durante uma interrupção de energia, conforme apresentado na Figura 13, um momento de apagão em que os valores de entrada da rede no controlador do inversor permanecem constantemente em zero durante a noite. Assim, o sistema de armazenamento é ativado e fornece energia ao prédio e, conseqüentemente, à rede. Uma vez que a energia é restaurada, o sistema de armazenamento é capaz de recarregar e descarregar duas vezes no mesmo dia, mesmo que parcialmente, sem afetar o uso convencional durante o horário de ponta, mantendo assim a operação normal em um dia de interrupção da rede elétrica.

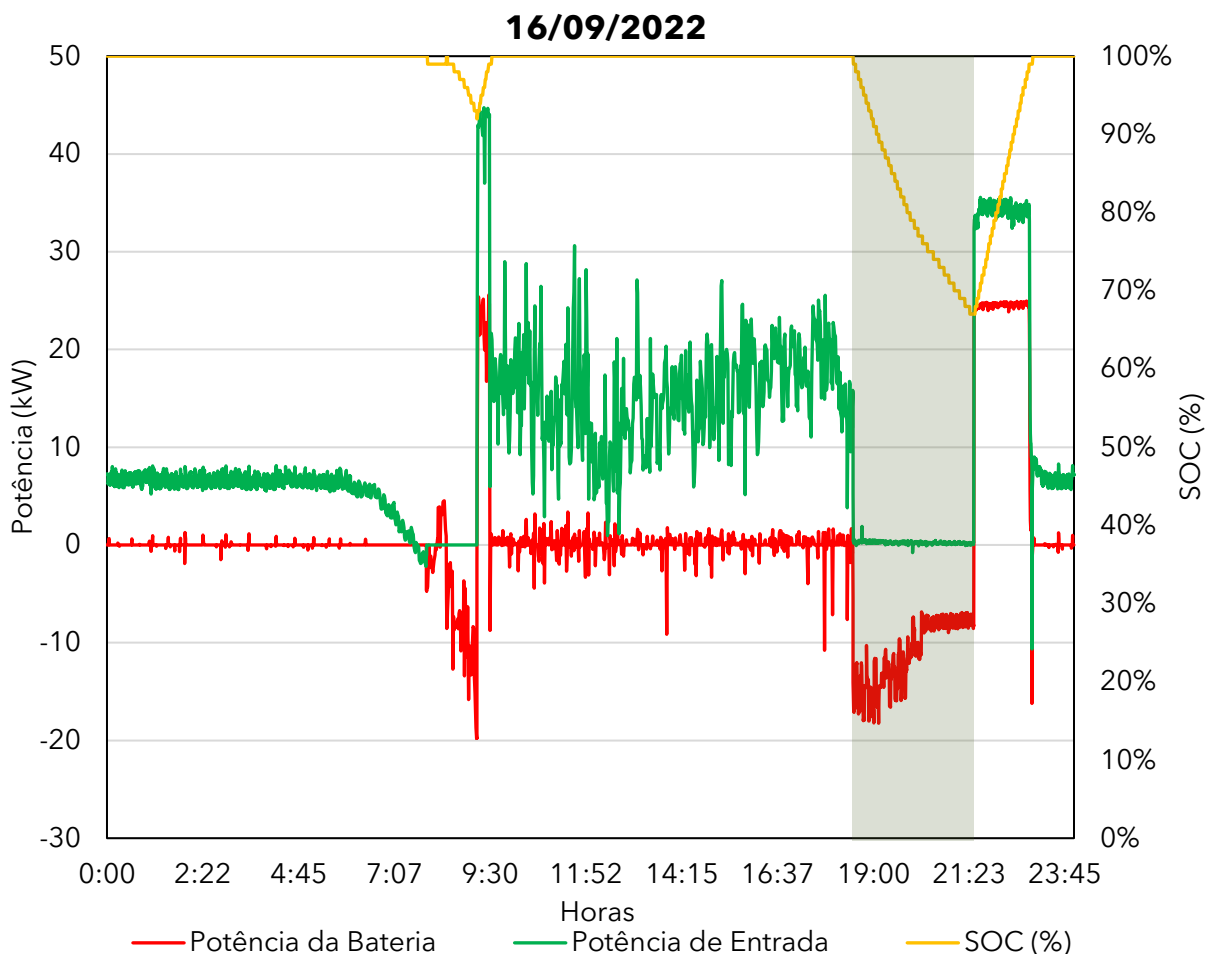
Figura 13 – Interrupção de energia elétrica durante a manhã, operação normal durante o horário de ponta - 23/12/2022.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Outro cenário de apagão é mostrado na Figura 14, onde houve uma pequena interrupção de energia entre 7h30 e 9h00, causando uma pequena descarga no sistema de armazenamento, que assumiu a carga do prédio da CEAMAZON. O sistema de armazenamento também está operando de maneira típica para uso normal, ou seja, sem interrupção durante o horário de ponta. A Figura 10 também mostra uma taxa de carregamento mais alta, já que o ângulo de carregamento (mostrado em amarelo) é mais acentuado devido à alta disponibilidade de energia solar durante as horas da manhã.

Figura 14 – Pequena queda de energia durante a manhã - 16/09/2022.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

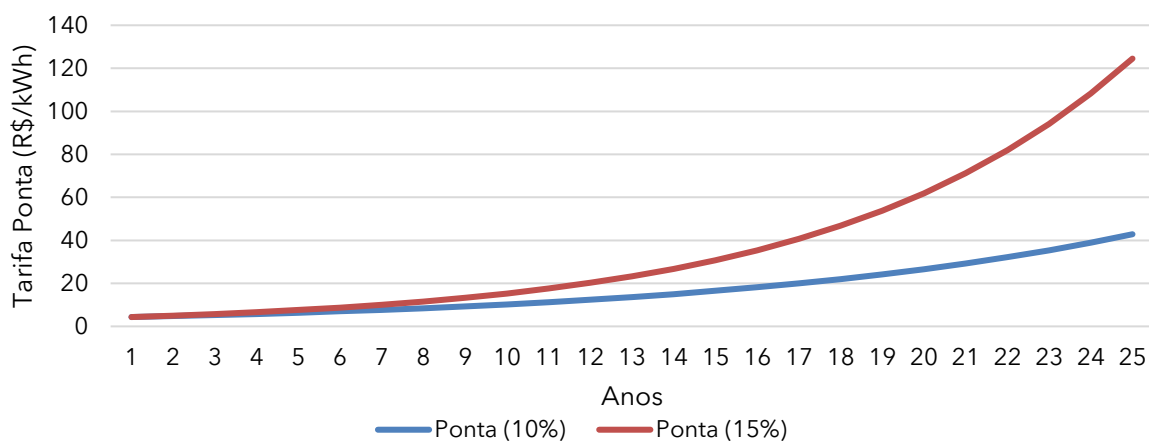
Em ambos os dias analisados, ocorreram dois períodos de interrupção no fornecimento de energia, com durações e impactos distintos. Conforme mostrado na Figura 12 o primeiro evento ocorreu durante a noite, quando a carga no prédio era reduzida, e teve duração aproximada de 5 horas. Já o segundo, apresentado na Figura 13, ocorreu em horário de maior movimento, com elevado uso de diferentes cargas, e teve duração de cerca de 1h30. Em ambos os casos, o sistema de armazenamento atendeu satisfatoriamente à demanda, operando de acordo com a programação prévia. A elevada capacidade de armazenamento proporcionou autonomia suficiente para suprir as cargas durante as interrupções, mantendo o nível de energia em patamar seguro e garantindo a estabilidade do sistema para situações emergenciais.

## 4.2 Retorno Financeiro

### 4.2.1. Modalidade Tarifária

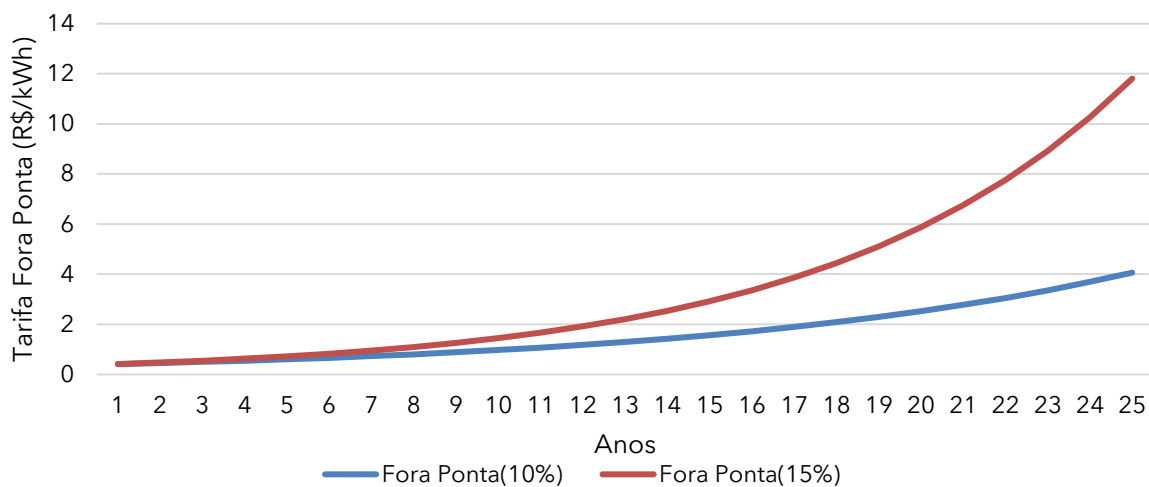
As Figura 15 e Figura 16 apresentam a variação das tarifas de energia nos períodos de ponta e fora ponta ao longo dos 25 anos de projeção. São considerados dois cenários distintos de reajuste anual, em 10% e 15%, aplicados a ambas as modalidades tarifárias, permitindo uma análise comparativa dos impactos econômicos em diferentes contextos de crescimento tarifário. Ressalta-se que, para fins de simplificação da análise, não foram considerados impostos, encargos setoriais ou a TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição), focando exclusivamente na evolução das tarifas de energia.

Figura 15 – Tarifa Ponta.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Figura 16 – Tarifa Fora Ponta.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Complementarmente, as Tabela VI e Tabela VII detalham numericamente essa evolução, apresentando os valores anuais das tarifas de ponta e fora ponta em um recorte dos treze anos da projeção. Esses dados permitem visualizar com maior precisão os efeitos acumulados de cada cenário de reajuste sobre os custos de energia ao longo do tempo.

Tabela VI. Variação do Valor da Tarifa Ponta ao Longo de 13 anos.

Anos	Ponta 10%	Ponta 15%
1	R\$ 4,35	R\$ 4,35
2	R\$ 4,78	R\$ 5,00
3	R\$ 5,26	R\$ 5,75
4	R\$ 5,79	R\$ 6,62
5	R\$ 6,37	R\$ 7,61
6	R\$ 7,00	R\$ 8,75
7	R\$ 7,71	R\$ 10,06
8	R\$ 8,48	R\$ 11,57
9	R\$ 9,32	R\$ 13,31
10	R\$ 10,26	R\$ 15,30
11	R\$ 11,28	R\$ 17,60
12	R\$ 12,41	R\$ 20,24
13	R\$ 13,65	R\$ 23,27

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela VII. Variação do Valor da Tarifa Fora Ponta ao Longo de 13 anos.

Anos	Ponta 10%	Ponta 15%
1	R\$ 0,41	R\$ 0,41
2	R\$ 0,45	R\$ 0,47
3	R\$ 0,50	R\$ 0,55
4	R\$ 0,55	R\$ 0,63
5	R\$ 0,60	R\$ 0,72
6	R\$ 0,66	R\$ 0,83
7	R\$ 0,73	R\$ 0,95
8	R\$ 0,80	R\$ 1,10
9	R\$ 0,88	R\$ 1,26
10	R\$ 0,97	R\$ 1,45
11	R\$ 1,07	R\$ 1,67
12	R\$ 1,18	R\$ 1,92
13	R\$ 1,29	R\$ 2,21

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

#### 4.2.2. Geração Fotovoltaica

Os valores de geração do sistema foram monitorados mensalmente ao longo de um período de dois anos. Para assegurar maior precisão e consistência nas séries temporais, realizou-se a soma total da energia gerada nesse intervalo, seguida do cálculo da média mensal correspondente. A Tabela VIII apresenta os valores médios de geração fotovoltaica obtidos durante o período analisado.

A partir desses dados, foi determinado o valor médio anual de geração, que serviu como base para análises complementares de desempenho e eficiência energética em diferentes cenários operacionais.

Tabela VIII. Geração de Energia dos anos de 2021 e 2022.

2021/2022	Victron (kWh)	Fronius (kWh)	SMA (kWh)
2021	7.875,89	24.328,84	81.258,89
2022	7.882,94	25.750,80	81.359,68
<b>Média</b>	7.879,42	25.039,82	81.309,29

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Uma vez obtido o valor médio de geração de cada sistema fotovoltaico, foi realizada a projeção da geração anual ao longo de 13 anos, considerando a degradação progressiva da eficiência dos módulos fotovoltaicos. Essa análise baseia-se na curva de desempenho fornecida pelo fabricante, apresentado na Figura 6, e os resultados da projeção anual estão dispostos na Tabela IX. O cálculo da perda de eficiência foi realizado conforme as especificações técnicas do módulos, permitindo uma estimativa mais realista da geração futura de energia.

Tabela IX. Geração Fotovoltaica ao Longo de 13 Anos.

Anos	Victron (kWh)	Fronius (kWh)	SMA (kWh)
1	7.879,42	25.039,82	81.309,29
2	7.682,43	24.413,82	79.276,55
3	7.624,04	24.228,28	78.674,05
4	7.566,10	24.044,14	78.076,13
5	7.508,60	23.861,41	77.482,75
6	7.451,53	23.680,06	76.893,88
7	7.394,90	23.500,09	76.309,49
8	7.338,70	23.321,49	75.729,54
9	7.282,93	23.144,25	75.153,99
10	7.227,58	22.968,35	74.582,82
11	7.172,65	22.793,79	74.015,99
12	7.118,13	22.620,56	73.453,47
13	7.064,04	22.448,64	72.895,22
Total	96.311,04	306.064,73	993.853,19

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

A Tabela X e Tabela XI apresentam os valores economizados ao longo de 13 anos para dois dos sistemas fotovoltaicos analisados (Fronius e SMA), considerando os cenários de reajuste anual de tarifa em 10% e 15%, respectivamente. Dessa forma, é possível identificar o impacto econômico positivo decorrente da geração de energia em cada cenário tarifário.

Tabela X. Valores Economizados dos Sistemas Fotovoltaicos Para o Caso de 10%.

Anos	Fronius	SMA
1	R\$ 10.328,55	R\$ 33.538,86
2	R\$ 11.077,37	R\$ 35.970,43
3	R\$ 12.092,50	R\$ 39.266,76
4	R\$ 13.200,66	R\$ 42.865,16
.	.	.
10	R\$ 22.339,44	R\$ 72.540,60
11	R\$ 24.386,62	R\$ 79.188,22
12	R\$ 26.621,41	R\$ 86.445,03
13	R\$ 29.061,00	R\$ 94.366,85
Total	R\$ 235.631,66	R\$ 765.142,96

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela XI. Valores Economizados dos Sistemas Fotovoltaicos Para o Caso de 15%.

Anos	Fronius	SMA
1	R\$ 10.328,55	R\$ 33.538,86
2	R\$ 11.580,89	R\$ 37.605,45
3	R\$ 13.216,80	R\$ 42.917,59
4	R\$ 15.083,81	R\$ 48.980,13
.	.	.
10	R\$ 33.328,72	R\$ 108.224,99
11	R\$ 38.036,73	R\$ 123.512,85
12	R\$ 43.409,80	R\$ 140.960,27
13	R\$ 49.541,87	R\$ 160.872,32
Total	R\$ 328.601,70	R\$ 1.067.035,21

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Nas análises dos resultados, destaca-se que o sistema associado ao inversor SMA apresenta maior capacidade nominal para integração de módulos fotovoltaicos em comparação ao inversor Fronius. Essa diferença de especificação impacta diretamente o potencial econômico do sistema, tornando o SMA responsável por uma maior economia ao longo do período avaliado.

No cenário com reajuste tarifário de 10% ao ano, a economia acumulada ao longo de 13 anos totalizou R\$ 1.000.774,62, sendo R\$ 235.631,66 provenientes do sistema com inversor Fronius e R\$ 765.142,96 do sistema com inversor SMA.

Já no cenário com reajuste anual de 15%, a economia total alcançou R\$ 1.395.636,91, dos quais R\$ 328.601,70 correspondem ao sistema Fronius e R\$ 1.067.035,21 ao sistema com inversor SMA.

#### 4.2.4. Sistema de Armazenamento

A economia gerada pelo sistema de armazenamento foi calculada com base na Equação 2, considerando a variação tarifária ao longo dos anos e a curva de degradação dos módulos

fotovoltaicos. Também foram analisados os perfis de carga e descarga das baterias nos horários de ponta e fora de ponta, de forma a estimar com maior precisão o retorno financeiro efetivo do sistema.

Ressalta-se que o controlador registra a economia potencial apenas durante o horário fora de ponta. Entretanto, o sistema de armazenamento apresenta operação mais estratégica ao deslocar o consumo para o horário de ponta, no qual a tarifa de energia é significativamente mais elevada. Os valores consolidados dessa economia, resultantes da combinação entre tarifação e estratégia operacional, estão apresentados nas Tabelas Tabela XII e Tabela VIII.

Tabela XII. Economia do Sistema de Armazenamento Para o Caso de 10%.

Anos	Victron	Sistema de Armazenamento
1	R\$ 3.250,14	R\$ 26.159,33
2	R\$ 3.485,78	R\$ 28.775,27
3	R\$ 3.805,21	R\$ 31.652,79
4	R\$ 4.153,92	R\$ 34.818,07
.	.	.
10	R\$ 7.029,67	R\$ 61.682,34
11	R\$ 7.673,87	R\$ 67.850,57
12	R\$ 8.377,10	R\$ 74.635,63
13	R\$ 9.144,78	R\$ 82.099,19
Total	R\$ 74.147,48	R\$ 641.497,80

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Tabela XIII. Economia do Sistema de Armazenamento Para o Caso de 15%.

Anos	Victron	Sistema de Armazenamento
1	R\$ 3.250,14	R\$ 26.159,33
2	R\$ 3.644,22	R\$ 30.083,23
3	R\$ 4.159,00	R\$ 34.595,72
4	R\$ 4.746,50	R\$ 39.785,08
.	.	.
10	R\$ 10.487,73	R\$ 92.025,30
11	R\$ 11.969,22	R\$ 105.829,09
12	R\$ 13.660,00	R\$ 121.703,46
13	R\$ 15.589,61	R\$ 139.958,98
Total	R\$ 103.402,87	R\$ 898.623,26

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Na análise do sistema isolados da rede elétrica, verificou-se que o inversor Victron opera com 16 módulos fotovoltaicos dedicados prioritariamente ao carregamento do sistema de armazenamento durante a operação normal. Quando o estado de carga atinge 100%, o excedente de energia é injetado na rede elétrica, contribuindo para uma economia adicional. Essa estratégia também permite ao sistema Victron reduzir os custos de energia ao priorizar o carregamento do sistema de armazenamento no horário fora de ponta.

O sistema de armazenamento, por sua vez, atua predominantemente no horário de ponta, proporcionando significativa economia ao deslocar o consumo de ponta.

No cenário com reajuste tarifário de 10% ao ano, a economia acumulada ao longo de 13 anos para os sistemas fotovoltaicos isolados foi de R\$ 715.645,28, sendo R\$ 74.147,48 atribuídos ao sistema com controlador Victron e R\$ 641.497,80 ao sistema de armazenamento.

Já no cenário com reajuste de 15%, a economia totalizou R\$ 1.002.026,13, dos quais R\$ 103.402,87 correspondem ao sistema Victron e R\$ 898.623,26 ao sistema de armazenamento.

#### **4.2.5. Payback Simples**

Com a definição dos valores investidos nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, nos sistemas isolados e no sistema de armazenamento de energia, foi possível estimar o período de retorno financeiro (payback) de cada solução analisada. A avaliação considera um horizonte de 13 anos de operação, durante o qual foram comparados os investimentos iniciais com a economia acumulada em função da geração de energia, da variação tarifária e da degradação dos módulos fotovoltaicos. O payback é caracterizado a partir do momento em que a economia obtida supera o valor investido, indicando o retorno do capital aplicado.

Os sistemas foram estipulados com o valor do kWh, considerando a mão de obra de aplicação. A Tabela XIV apresenta os valores de cada um dos sistemas fotovoltaicos.

Tabela XIV. Tipos de sistema e valor estipulado.

<b>Sistema Fotovoltaico</b>	<b>Valor Estipulado</b>
Conectado à Rede	R\$ 235.000,00
Isolado	R\$ 660.800,00
Híbrido	R\$ 885.100,00

É importante ressaltar que durante a análise de cada um dos sistemas, foi considerado o cálculo da troca dos equipamentos (inversores ou sistema de armazenamento) no décimo segundo ano.

##### **4.2.5.1. Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica:**

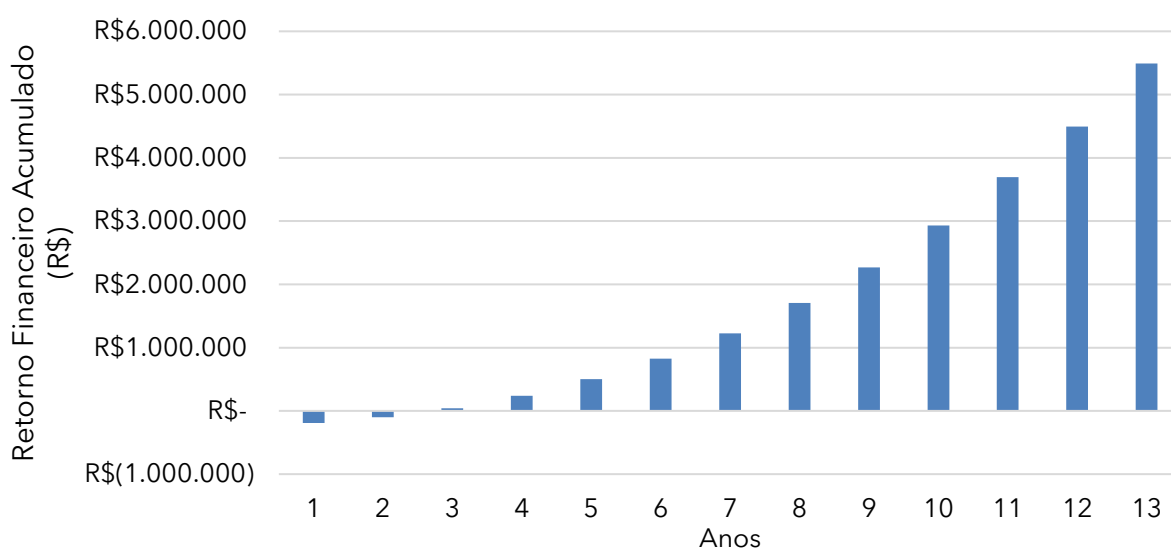
O investimento estimado para a implantação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica foi de R\$ 235.000,00. A análise do retorno financeiro considerou a economia acumulada ao longo dos anos, contemplando diferentes cenários de reajuste tarifário e a degradação anual dos módulos fotovoltaicos.

No cenário com reajuste anual de 10%, o payback é alcançado no 3º ano de operação, a partir do qual o superávit acumulado cresce de forma consistente, mesmo após o reinvestimento de R\$ 80.000,00 no 12º ano, destinado à substituição dos inversores SMA e Fronius. Ao final

de 3 anos, o retorno acumulado atinge aproximadamente R\$ 5,49 milhões, conforme ilustrado na Figura 17.

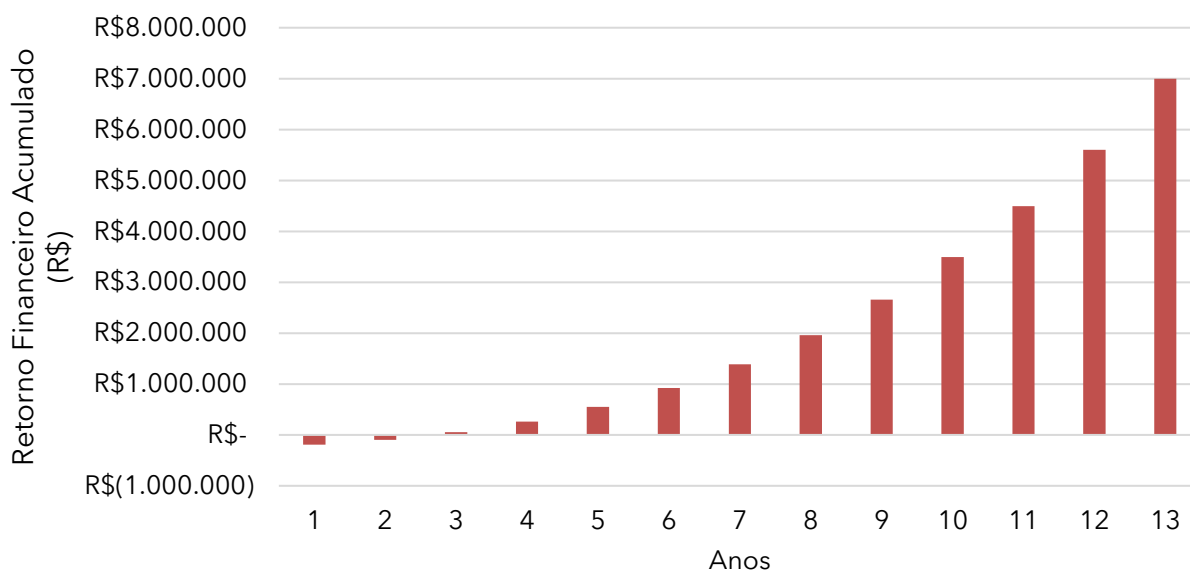
No cenário de reajuste anual de 15%, o retorno do investimento ocorre no 3º ano de operação, evidenciando a elevada sensibilidade econômica do sistema frente às variações tarifárias. Mesmo com o reinvestimento previsto no 12º ano, o desempenho financeiro permanece positivo, alcançando cerca de R\$ 6,99 milhões ao final do horizonte de análise, como demonstrado na Figura 18.

Figura 17 – Payback simples do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para o caso de 10%.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Figura 18 – Payback simples do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica para o caso de 15%.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

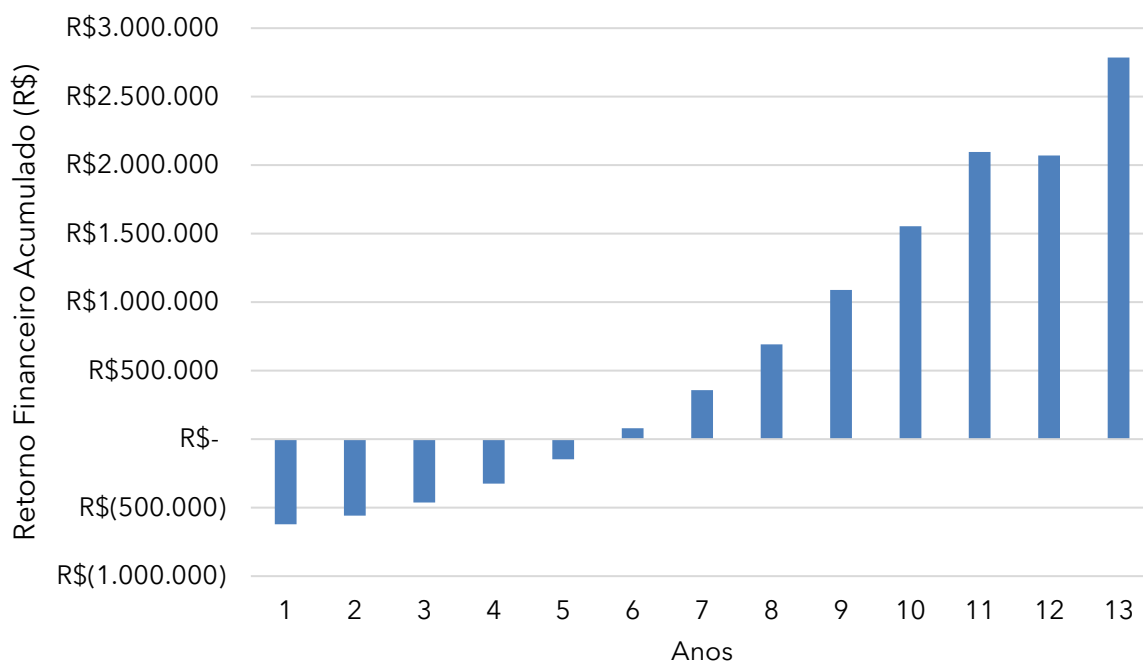
#### 4.2.5.2. Sistema Fotovoltaico Isolado

O investimento total estimado para a implantação dos sistemas híbridos, compostos por sistemas fotovoltaicos isolados e conectados à rede, além do sistema de armazenamento de energia, foi de R\$ 660.800,00. A análise do retorno financeiro considerou a economia acumulada ao longo dos anos, levando em conta a evolução das tarifas de energia elétrica, o decréscimo de eficiência dos módulos fotovoltaicos e, no caso dos sistemas com armazenamento, a influência da gestão energética entre horários de ponta e fora de ponta.

No cenário com reajuste anual de 10% nas tarifas, o payback ocorre no 6º ano de operação, a partir do qual o sistema passa a gerar superávit. Mesmo com o reinvestimento de R\$ 649.500,00 no 12º ano, destinado à substituição dos inversores e do sistema de armazenamento, o saldo acumulado permanece positivo, atingindo aproximadamente R\$ 2,77 milhões conforme evidenciado na Figura 19.

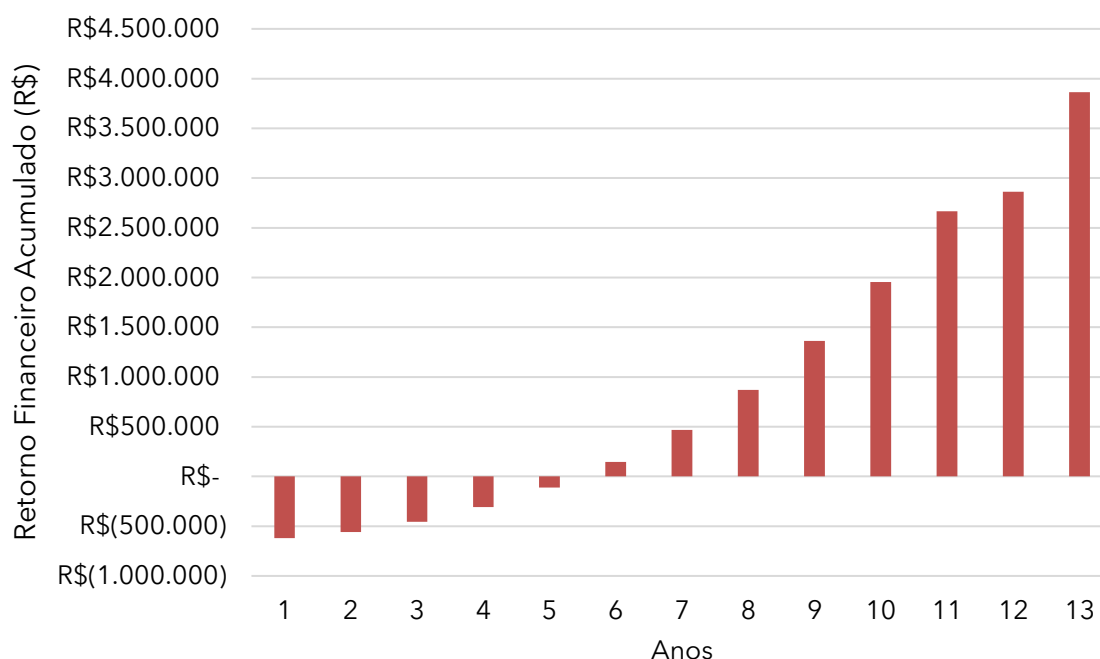
No cenário de reajuste anual de 15%, o retorno financeiro é alcançado já no 6º ano de operação. Nesse caso, o retorno acumulado chega a cerca de R\$ 3,86 milhões ao final de 13 anos. A substituição dos equipamentos no 12º ano provoca redução momentânea no saldo acumulado, mas a tendência de crescimento é rapidamente retomada em função do aumento tarifário e da continuidade da geração, como mostrado na Figura 20.

Figura 19 – Payback simples do sistema fotovoltaico isolado da elétrica para o caso de 10%.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Figura 20 – Payback simples do sistema fotovoltaico isolado da elétrica para o caso de 15%.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

#### 4.2.5.3. Sistema Fotovoltaico Híbrido

O valor comercial estimado do sistema híbrido, composto pelos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica e isolados, além do conjunto de armazenamento de energia, é de R\$ 885.100,00. A análise conjunta do retorno financeiro considera as economias obtidas por ambos os sistemas ao longo de 13 anos, configurando o cenário do sistema híbrido completo.

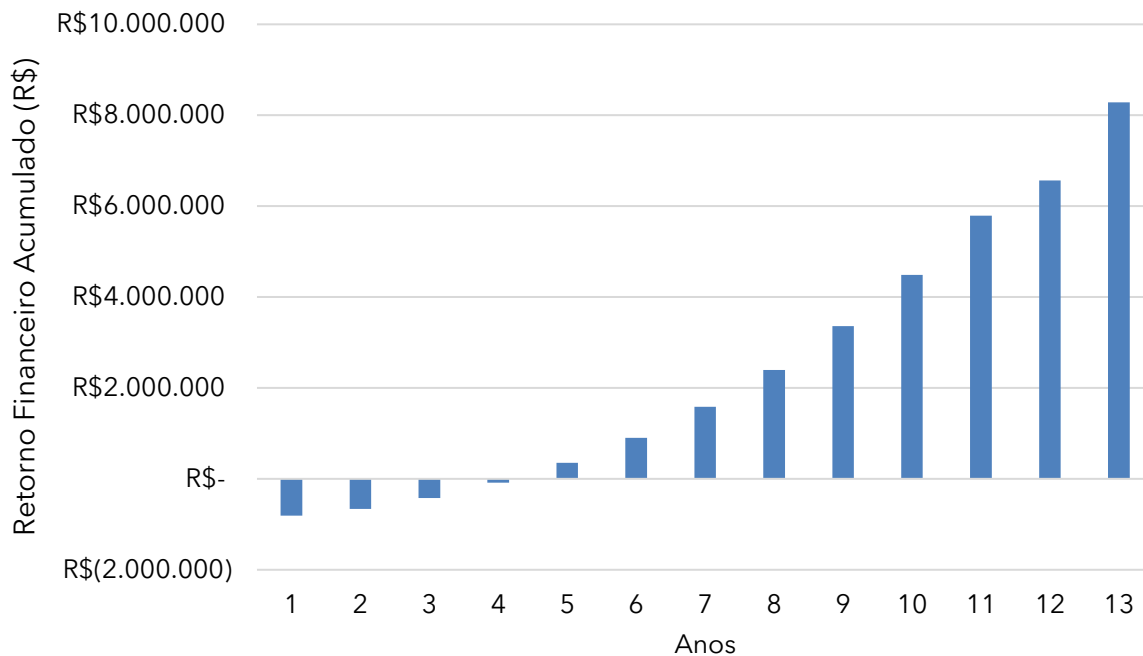
No cenário com reajuste anual de 10% nas tarifas de energia elétrica, o payback ocorre no 5º ano de operação. A partir desse ponto, registra-se superávit financeiro contínuo até o final do período analisado. No décimo segundo ano, foi considerado um reinvestimento de R\$ 729.500,00 para substituição dos inversores e do sistema de armazenamento. Mesmo com esse custo adicional, o sistema mantém saldo positivo, acumulando cerca de R\$ 8,93 milhões ao final de 13 anos, conforme demonstrado na Figura 21.

Quando projetado um reajuste anual de 15%, o sistema híbrido apresenta retorno financeiro no 5º ano, evidenciando o impacto direto de aumentos tarifários mais acentuados na atratividade econômica de implementação do projeto. Ao final dos 13 anos, o retorno acumulado aproxima-se de R\$ 10,86 milhões, conforme ilustrado na Figura 22.

A Figura 23 apresenta a distribuição percentual dos custos de implantação do sistema híbrido. Observa-se que o sistema de armazenamento responde pela maior parcela (57%), seguido pelo sistema fotovoltaico conectado ao inversor SMA (18%). Os demais componentes,

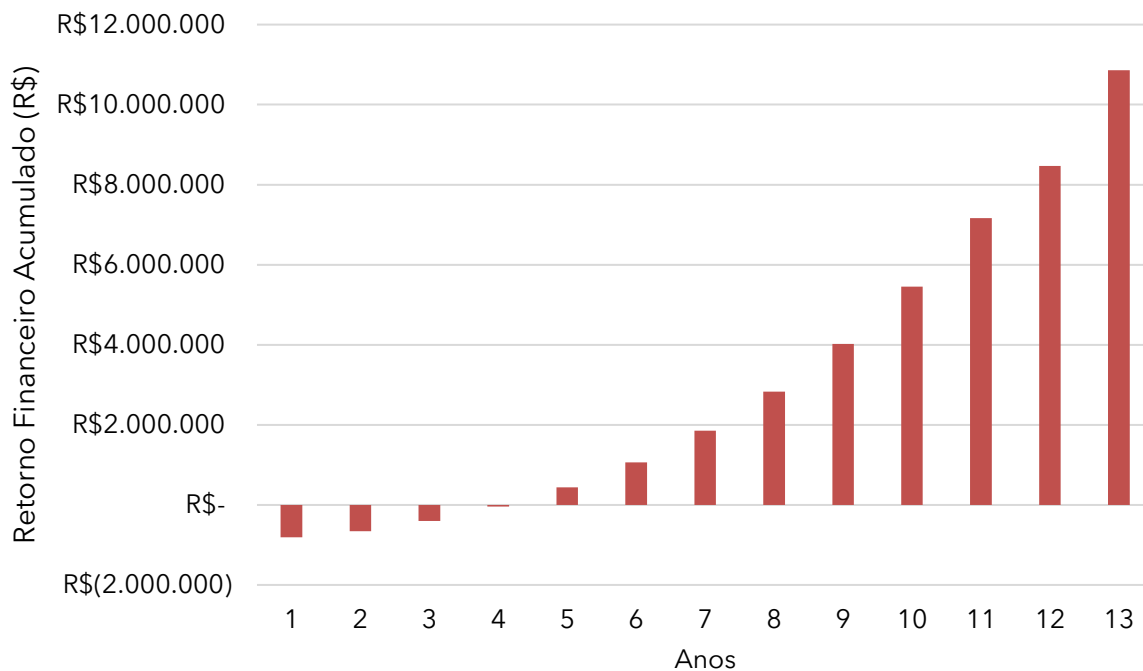
inversores Fronius e Victron, controladores de carga e módulos fotovoltaicos, representam fatias menores, variando entre 1% e 6% do total.

Figura 21 – Payback simples do sistema fotovoltaico híbrido para o caso de 10%.



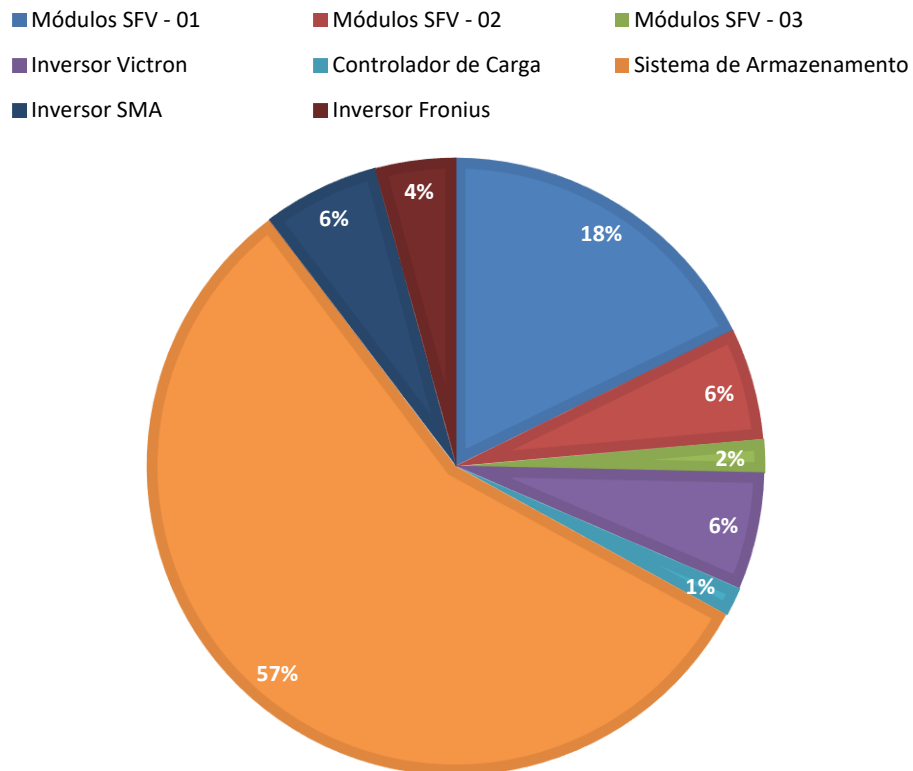
Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Figura 22 – Payback simples do sistema fotovoltaico híbrido para o caso de 15%.



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Figura 23 – Proporção de custos do sistema fotovoltaico híbrido



Fonte: Desenvolvido pelo autor.

## 5. CONCLUSÃO

Ao longo do desenvolvimento deste trabalho, foram realizadas diversas atividades que contribuíram significativamente para a consolidação deste estudo. Além da elaboração do presente Trabalho de Curso, foram produzidos e publicados artigos técnicos relacionados ao tema, os quais abordaram os aspectos específicos da análise de minirredes híbridas com sistemas de armazenamento de energia. Esses artigos contribuíram para a disseminação dos conhecimentos gerados e para o aprofundamento da pesquisa em temas correlatos, e estão listados na Tabela XV.

Tabela XV. Trabalhos acadêmicos.

<b>Título do Trabalho</b>	<b>Congresso/Revista</b>
Use Of Distributed Energy Resources Integrated With The Electric Grid In The Amazon: A Case Study Of The Universidade Federal Do Pará Poraquê Electric Boat Using A Digital Twin	Machines – MDPI (2024)
Estimativa De Payback De Um Sistema Fotovoltaico Híbrido Para Um Prédio Público Educacional	XV CBQEE (2023)
Electric Mobility Study Using Digital Twin For An Electric Boat: Case Study Of UFPA Poraquê Boat	Induscon (2023)
Battery Energy Storage Systems Operation In A Hybrid Renewable System	IEEE C3 (2023)
Estudo Em Termografia Em Um Sistema Fotovoltaico: Estudo De Caso Do Mirante Do Rio, Ufpa	XIV CLAGTEE 2022
Análise De Perdas Em Um Sistema Fotovoltaico: Estudo De Caso Do Ceamazon	XIVCLAGTEE 2022
Análise De Desempenho Com Auxílio De Termografia: Estudo De Caso Do Mirante Do Rio	XIV CLAGTEE 2022

Fonte: Desenvolvido pelo autor.

Assim, além da contribuição científica por meio de publicações em congressos e periódicos especializados, este trabalho também apresenta resultados práticos e aplicados a partir da análise de desempenho da minirrede híbrida estudada. A etapa seguinte concentra-se na investigação da operação dos sistemas fotovoltaicos que compõem a minirrede, permitindo compreender de que forma a integração entre geração, armazenamento e consumo se manifesta em condições reais de uso.

### **5.1. Acerca da Operação dos Sistemas Fotovoltaicos**

O balanço energético realizado para a minirrede híbrida permitiu identificar padrões distintos de carga e descarga ao longo do ano, influenciados por condições climáticas e variações na demanda elétrica. Em todos os cenários, o sistema manteve-se dentro dos limites de descarga recomendados pelo fabricante, assegurando que o estado de carga das baterias não fosse inferior a 20%, o que contribui para a preservação de sua vida útil.

Nos dias 15/03 e 25/10, predominou o carregamento em horário fora de ponta, com descarga direcionada estrategicamente para o horário de ponta, caracterizando uma operação otimizada para maximizar a economia.

Em contraste, os dias 14/08 (domingo) e 15/08 (segunda-feira) apresentaram comportamentos distintos: no domingo, a baixa demanda resultou em operação reduzida, enquanto na segunda-feira ocorreu intensa descarga ao longo do dia, seguida de prolongado carregamento em horário fora de ponta, evidenciando resposta eficiente a um perfil de consumo elevado.

Nos dias 21/03 e 03/10, houve carregamento relevante no horário fora de ponta, porém sem descarga completa das baterias durante o período de maior tarifa, o que indica menor gasto energético, mas com economia financeira menor.

Nos dias 23/12 e 16/09 registraram interrupções no fornecimento da rede elétrica, quando a energia armazenada manteve o funcionamento do prédio, comprovando a eficácia do sistema de armazenamento na continuidade operacional durante falhas da rede.

Portanto, foi possível verificar que durante as análises a minirrede híbrida garantiu a continuidade do fornecimento de energia elétrica em cenários de quedas de energia da rede elétrica, validando o sistema de armazenamento como solução energética primária de autonomia. O sistema demonstrou bom desempenho operacional, operando de forma eficiente em todas as condições avaliadas. Além disso, sua operação mostrou-se economicamente vantajosa, devido à estratégia de carregamento em horários fora de ponta e descarregamento durante os períodos de ponta, o que resultou não apenas em economia, mas também na otimização do funcionamento geral do sistema.

## **5.2. Acerca do Retorno Financeiro**

A análise financeira evidenciou que a variação tarifária e o tipo de configuração adotada (conectada à rede, isolada ou híbrida) influenciam diretamente o tempo de retorno do investimento e a viabilidade econômica. Projeções com reajustes anuais de 10% e 15% mostraram aumentos expressivos nas tarifas, favorecendo economicamente a geração fotovoltaica.

No sistema conectado à rede, a economia acumulada alcançou R\$ 5,49 milhões no cenário de 10% e R\$ 6,99 milhões no de 15%, com payback de quatro anos para os dois casos.

No sistema isolado, a economia acumulada foi de R\$ 2,77 milhões (10%) e R\$ 3,86 milhões (15%). Apesar de sua efetividade técnica, os altos custos iniciais e a necessidade de substituições ao longo da vida útil (principalmente baterias e inversores) comprometem sua atratividade econômica e tardaram mais o payback.

Os resultados indicam que o sistema híbrido apresenta maior viabilidade técnica e econômica, com economia acumulada de R\$ 8,93 milhões no cenário de reajuste anual de 10% e R\$ 10,86 milhões no cenário de 15%, ambos com payback no 6º ano. No cenário de 10%, o desempenho foi aproximadamente 62,7% superior ao sistema conectado à rede e 222% maior que o sistema isolado. Já no cenário de 15%, a economia superou em 55,4% a do sistema conectado à rede e em 181,5% a do sistema isolado, evidenciando a relevância da flexibilidade operacional e da autonomia energética como fatores determinantes para o retorno do investimento.

### **5.3. Trabalhos Futuros**

Com base nos resultados obtidos na análise da minirrede híbrida com sistema de armazenamento, recomenda-se a realização de estudos futuros que investiguem o comportamento da degradação dos sistemas de armazenamento de energia elétrica ao longo do tempo, bem como o potencial de reuso desses sistemas.

## REFERÊNCIAS

- ALBUQUERQUE, Bruno Santana de *et al.* ANÁLISE DE PERDAS EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ESTUDO DE CASO DO CEAMAZON. *In:* Rio de Janeiro: 30 nov. 2022.
- ANEEL. **Matriz elétrica teve aumento de 10,9 GW em 2024, maior expansão da série histórica.**
- ANTÔNIO DE SOUZA, Carlos *et al.* **DESENVOLVIMENTO E CONTROLE DE UM SISTEMA HÍDRICO E FOTOVOLTAICO PARA A GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.** [S.l.: S.n.].
- BULHOSA, Lucas dos Santos; MACÊDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos André Barros. **AVALIAÇÃO OPERACIONAL DE SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO COM DOIS DIFERENTES CONTROLADORES DE CARGA.** [S.l.: S.n.].
- CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA. **IMPACTO ECONÔMICO DO AUMENTO NO PREÇO DA ENERGIA ELÉTRICA.** [S.l.: S.n.].
- DANTAS, Stefano Giacomazzi; POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. **VIABILIDADE ECONÔMICA DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL E POSSÍVEIS EFEITOS NO SETOR ELÉTRICO.** [S.l.: S.n.].
- ALBUQUERQUE, Bruno Santana de *et al.* Use of Distributed Energy Resources Integrated with the Electric Grid in the Amazon: A Case Study of the Universidade Federal do Pará Poraquê Electric Boat Using a Digital Twin. **MACHINES**, v. 12, n. 11, nov. 2024.
- FANG, Chuangxin *et al.* Stability Analysis of Photovoltaic and Battery Energy Storage Systems Integrated to Weak Grid. *In:* Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 1 maio 2020.
- COUTO, Gabriel *et al.* Modelagem de Minirrede com Sistema Fotovoltaico, Diesel e Armazenamento de Energia Utilizando OpenDSS e Python. *In:* SBA Sociedade Brasileira de Automática, 2018.
- GAO, Wengen *et al.* Hybrid Energy Storage Control Strategy Based on Energy Prediction for Photovoltaic Microgrid. *In:* IEEE Computer Society, 26 jul. 2021.
- IEA. **Renewables 2025 – Analysis and forecast to 2028.** Paris: [S.n.].
- NORTE ENERGIA. **Mobilidade Elétrica – Em Execução, 2019.**
- NUNES, Eduardo Elias *et al.* Estudo das alternativas energéticas baseadas em fontes de geração renováveis para a eletrificação dos sistemas isolados da Amazônia. **Brazilian Journal of Development**, p. 56323–56329, 8 ago. 2022.
- PENA, Allan Guilherme Lima *et al.* **SISTEMA FOTOVOLTAICO ISOLADO DE CONFIGURAÇÃO MISTA PARA FAMÍLIAS RIBEIRINHAS.** [S.l.: S.n.].
- PEREIRA, Narlon Xavier. **DESAFIOS E PERSPECTIVAS DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL: GERAÇÃO DISTRIBUÍDA VS GERAÇÃO CENTRALIZADA.** [S.l.]: Universidade Estadual Paulista (Unesp), 2019.
- REIS, Camila Candida Compagnoni dos. **Relação entre a abertura do mercado de energia elétrica e a geração centralizada solar fotovoltaica.** [S.l.]: Universidade Federal de Santa Catarina, 2023.

SHEHZAD, Muhammad; GUENIAT, Florimond. Optimal operation of renewable energy microgrids considering lifetime characteristics of battery energy storage system. *In*: Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2021.

TABORA, Jonathan Muñoz *et al.* Hybrid system assessment in on-grid and off-grid conditions: A technical and economical approach. **Energies**, v. 14, n. 17, 1 set. 2021.

ZAMBONI, Alessandro Henrique *et al.* **ANÁLISE DE DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADO À REDE COM SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA.** [S.l.: S.n.]. Disponível em: <[www.fotovoltaica.ufsc.br](http://www.fotovoltaica.ufsc.br)>.