

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

BRUNA NEUBURGER

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS EM SISTEMAS ISOLADOS:
ALTERNATIVAS COM CÉLULAS INTEGRADAS EM TELHAS E BATERIAS
DE SEGUNDA VIDA NO BRASIL**

FLORIANÓPOLIS

2024

BRUNA NEUBURGER

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS EM SISTEMAS ISOLADOS:
ALTERNATIVAS COM CÉLULAS INTEGRADAS EM TELHAS E BATERIAS
DE SEGUNDA VIDA NO BRASIL**

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientadora: Marília Braga

Coorientador: Daniel Odílio dos Santos

FLORIANÓPOLIS

2024

Ficha catalográfica gerada por meio de sistema automatizado gerenciado pela BU/UFSC.
Dados inseridos pelo próprio autor.

Neuburger, Bruna

Sistemas fotovoltaicos híbridos em sistemas isolados :
alternativas com células integradas em telhas e baterias
de segunda vida no Brasil / Bruna Neuburger ; orientador,
Marília Braga, coorientador, Daniel Odílio dos , 2024.
67 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Sistemas Isolados. 3.
Energia solar fotovoltaica. 4. Armazenamento em baterias.
5. Telhas fotovoltaicas. I. Braga, Marília. II. , Daniel
Odílio dos. III. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

Bruna Neuburger

**SISTEMAS FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS EM SISTEMAS ISOLADOS:
ALTERNATIVAS COM CÉLULAS INTEGRADAS EM TELHAS E BATERIAS
DE SEGUNDA VIDA NO BRASIL**

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado como parte dos requisitos para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado, em sua forma final, pela Banca Examinadora

Florianópolis, 17 de dezembro de 2024



Documento assinado digitalmente
Miguel Moreto
Data: 21/12/2024 23:18:31-0300
CPF: ***.850.100-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Prof. Miguel Moreto, Dr.

Coordenador do Curso Graduação em Engenharia Elétrica, em exercício

Banca examinadora:

Prof. Ricardo Rüther, PhD
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Helena Flávia Naspolini, Dr^a
Universidade Federal de Santa Catarina



Documento assinado digitalmente
LUCAS AUGUSTO ZANICOSKI SERGIO
Data: 17/12/2024 16:09:39-0300
CPF: ***.655.129-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Eng. Lucas Augusto Zanicoski Sergio
Universidade Federal de Santa Catarina

Orientadora
Eng. Marília Braga

Coorientador
Eng. Daniel Odilio dos Santos, Me. Eng. Elétrica



Documento assinado digitalmente
Marília Braga
Data: 17/12/2024 16:19:36-0300
CPF: ***.769.569-**
Verifique as assinaturas em <https://v.ufsc.br>

Florianópolis, 2024

AGRADECIMENTOS

A conclusão deste trabalho não seria possível sem o apoio de pessoas fundamentais ao longo dessa jornada.

Agradeço primeiramente aos meus pais, que me apoiaram emocional e financeiramente em todos os momentos, acreditando no meu potencial mesmo nas fases mais desafiadoras. Aos meus irmãos, Erik e Fernanda, que nunca duvidaram que eu conseguiria chegar até aqui e cujas palavras de encorajamento foram uma fonte constante de motivação e ao meu namorado, Sulyvan, que esteve ao meu lado, me ajudando a não desistir, sempre me lembrando da importância de seguir em frente.

Expresso minha profunda gratidão aos meus orientadores, Marília e Daniel, que foram verdadeiros pilares nesse percurso. Com paciência, dedicação e imensa generosidade, eles compartilharam seus conhecimentos e guiaram cada etapa deste trabalho. Sem o apoio e o comprometimento deles, certamente eu teria desistido. Sua excelência como orientadores foi um exemplo inspirador para mim, e sou extremamente grata por terem acreditado na minha capacidade.

Às minhas amigas Anna, Jéssica, Mari Borges e Mia, que me lembraram constantemente de que esse sonho era possível, ofereço um agradecimento especial. Suas palavras de incentivo e carinho me ajudaram a manter o foco e seguir em frente. A cada pessoa que fez parte dessa trajetória, meu sincero obrigada. Este trabalho é também o reflexo do apoio e do amor de vocês.

RESUMO

A transição para fontes renováveis de energia é um desafio crucial do século XXI, especialmente em regiões de difícil acesso, como a Amazônia. No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) atende a maior parte do país com energia predominantemente renovável, mas áreas remotas ainda dependem de sistemas isolados (SISOL) alimentados por geradores a diesel. Esses sistemas, localizados majoritariamente na Amazônia, representam um elevado custo de geração e são responsáveis por emissões significativas de gases de efeito estufa (GEE). A Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) destinou mais de 13 bilhões de reais em 2022 para subsidiar o uso de combustíveis fósseis nesses sistemas, o que reflete tanto os desafios econômicos quanto os ambientais que envolvem essa dependência. Diante desse cenário, a adoção de fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica, associada a sistemas de armazenamento em baterias, apresenta-se como uma solução viável e sustentável para reduzir os impactos ambientais e os custos de geração. Este estudo de caso focou na comunidade de Jordão, no estado do Acre, uma localidade típica de sistemas isolados, que depende exclusivamente de geradores a diesel. A análise avaliou a efetividade de sistemas fotovoltaicos combinados com baterias, considerando a abundância de radiação solar na região e os avanços tecnológicos que tornaram essa solução mais acessível. Foram exploradas alternativas tecnológicas que se adequam aos sistemas isolados, como as telhas solares e as baterias de segunda vida. As telhas solares, integradas diretamente às estruturas residenciais, demonstraram potencial para suprir a carga local, oferecendo uma alternativa aos módulos fotovoltaicos convencionais. Já as baterias de segunda vida representam uma opção de armazenamento mais acessível, que não só amplia a viabilidade econômica do sistema híbrido, mas também contribui para a redução das emissões de GEE associadas à produção de energia elétrica. A viabilidade dos sistemas fotovoltaicos híbridos foi comprovada, com os resultados das simulações indicando uma redução no custo de produção de energia de R\$ 5,85/kWh para R\$ 2,82/kWh com telha fotovoltaica e R\$ 2,50/kWh com módulo fotovoltaico. Quando combinados com baterias de segunda vida, os custos foram ainda menores, alcançando R\$ 2,71/kWh para o sistema com telhas fotovoltaicas e R\$ 2,40/kWh para o sistema com módulos fotovoltaicos. Embora se espere uma queda nos preços das tecnologias emergentes, como as telhas solares, o custo atual ainda limita sua

aplicação em larga escala. O estudo fornece contribuições valiosas para a promoção de soluções híbridas e para a substituição de combustíveis fósseis na Amazônia.

Palavras-chave: Energia solar fotovoltaica; Sistemas isolados; Armazenamento em baterias; Amazônia; Telhas fotovoltaicas.

ABSTRACT

The transition to renewable energy sources is a critical challenge of the 21st century, especially in remote areas such as the Amazon. In Brazil, the National Interconnected System (SIN) supplies most of the country with predominantly renewable energy, but remote areas still depend on isolated systems (SISOL) powered by diesel generators. These systems, primarily located in the Amazon, represent high generation costs and are responsible for significant greenhouse gas (GHG) emissions. In 2022, the Fuel Consumption Account (CCC) allocated more than 13 billion reais to subsidize the use of fossil fuels in these systems, reflecting both the economic and environmental challenges of this dependence. Against this backdrop, the adoption of renewable sources, such as solar photovoltaic energy, combined with battery storage systems, emerges as a viable and sustainable solution to reduce environmental impacts and generation costs. This case study focused on the community of Jordão, in the state of Acre, a typical location of isolated systems that relies exclusively on diesel generators. The analysis evaluated the effectiveness of photovoltaic systems combined with batteries, considering the abundance of solar radiation in the region and technological advances that have made this solution more accessible. Technological alternatives suitable for isolated systems were explored, such as solar tiles and second-life batteries. Solar tiles, integrated directly into residential structures, showed potential to meet local demand, offering an alternative to conventional photovoltaic modules. Second-life batteries represent a more affordable storage option, which not only increases the economic viability of the hybrid system but also helps reduce GHG emissions associated with electricity production. The feasibility of hybrid photovoltaic systems was proven, with simulation results showing a reduction in energy production costs from R\$ 5.85/kWh to R\$ 2.82/kWh using solar roof tiles and R\$ 2.50/kWh with photovoltaic modules. When combined with second-life batteries, the costs were further reduced to R\$ 2.71/kWh for systems with solar roof tiles and R\$ 2.40/kWh for systems with photovoltaic modules. Although the costs of emerging technologies such as solar roof tiles are expected to decline, their current cost still limits large-scale application. The study provides valuable contributions to promoting hybrid solutions and replacing fossil fuels in the Amazon.

Key-words: Solar energy; Offgrid systems; Battery energy storage; Amazon; Solar tile.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Mapa dos Sistemas Isolados.	25
Figura 2 - Inclusão anual de potência por fonte.	28
Figura 3 - Média global ponderada e intervalo de custos totais instalados, fatores de capacidade e LCOEs para energia solar fotovoltaica.	29
Figura 4 - Telha fotovoltaica 144 Wp.	32
Figura 5 - Módulo fotovoltaico 505 Wp.....	32
Figura 6 - Histórico de preços de células e conjuntos de baterias de íons de lítio.	38
Figura 7 - Mapa de Jordão/AC	40
Figura 8 - Perfil de carga horária de Jordão/AC.....	41
Figura 9 - Perfil sazonal de carga de Jordão/AC	42
Figura 10 - Diagrama das etapas do processo de classificação de imagens.	46
Figura 11 - Imagem de satélite de Jordão/AC.	47
Figura 12- Classificação de imagem	47
Figura 13 - Tendência de custo em função da potência do sistema (kWp).	50
Figura 14 - Gráfico de custo médio do kWh (COE) (R\$).	53
Figura 15 - Resultado da classificação de Jordão/AC	55
Figura 16 - Área 2C não classificada.....	55
Figura 17 - Área 2C classificada.	55
Figura 18 - Área 4C não classificada.....	55
Figura 19 - Área 4C classificada.	55
Figura 20 - Layout do telhado médio com Telhas FV Eternit.....	57
Figura 21 - Layout do telhado médio com módulos Trina 375 Wp.	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dados de demanda total das localidades do SISOL com valores próximos a mediana global, obtida com base nas informações obtidas através do Painel de Sistemas Isolados (PASI).	40
Tabela 2 - Irradiação global horizontal de Jordão/AC.	43
Tabela 3 - Parâmetros de simulação do Homer Pro ®.	44
Tabela 4 - Comparativo entre telhas e módulos fotovoltaicos.	49
Tabela 5 - Resultados da simulação do sistema híbrido com módulos fotovoltaicos e baterias de primeira vida.....	52
Tabela 6 - Resultados da simulação do sistema híbrido com telhas fotovoltaicas e baterias de primeira vida.....	52
Tabela 7 - Amostras para análise da área útil dos telhados.	56
Tabela 8 - Resultados de potências máximas considerando área útil dos telhados.....	58

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AC	Acre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CO ₂	Dióxido de Carbono
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FV	Fotovoltaica
GEE	Gases do Efeito Estufa
GHI	Irradiação Solar Global Horizontal
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEA	Agência Internacional de Energia
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável
LCOE	Custo Nivelado de Eletricidade
MMM	Ministério de Minas e Energia
NASA	National Aeronautics and Space Administration
ONS	Operador Nacional do Sistema
PASI	Painel de Sistemas Isolados
ROI	Região de Interesse
SAEB	Sistema de Armazenamento em Baterias
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISOL	Sistemas Isolados
SOH	Estado de Saúde da Bateria
UNDP	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
UTE	Usinas Termoelétricas
W	Watt
Wp	Watt-pico

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	21
1.2 OBJETIVOS	22
1.2.1 OBJETIVO PRINCIPAL	22
1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	25
2.1 CONTEXTO DOS SISTEMAS ISOLADOS NO BRASIL	25
2.2 GERADORES À DIESEL	26
2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	28
2.3.1 LIMITAÇÕES DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA	30
2.3.2 TELHAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	31
2.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS	33
2.4.1 BATERIAS ESTACIONÁRIAS	34
2.4.2 BATERIAS DE ÍONS DE LÍTIO	35
2.4.3 BATERIAS DE SEGUNDA VIDA	35
2.4.4 EVOLUÇÃO DE CUSTOS	37
3 METODOLOGIA	39
3.1 SELEÇÃO DO SISTEMA ISOLADO PARA ESTUDO DE CASO	39
3.2 DADOS E SIMULAÇÃO DO ESTUDO DE CASO	41
3.2.1 CURVA DE DEMANDA DE JORDÃO/AC	41
3.2.2 DADOS AMBIENTAIS	42
3.2.3 SOFTWARE DE SIMULAÇÃO	43
3.3 CLASSIFICAÇÃO DE IMAGEM E CÁLCULO DE ÁREA DISPONÍVEL	45
3.4 COMPARATIVO ENTRE MÓDULOS TRADICIONAIS E TELHAS FOTOVOLTAICAS	48
4 RESULTADOS E DISCUSSÕES	51
4.1 VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DO SISTEMA HÍBRIDO	51
4.2 ANÁLISE DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO DE JORDÃO	54
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS	59
REFERÊNCIAS	61

1 INTRODUÇÃO

A transição para fontes de energia renováveis é um dos maiores desafios globais do século XXI, especialmente em regiões de difícil acesso, como a Amazônia. O Brasil conta com um dos maiores sistemas elétricos interligados do mundo, o Sistema Interligado Nacional (SIN), responsável por integrar a geração e distribuição de energia elétrica em quase todo o território nacional. O SIN é alimentado predominantemente por fontes renováveis, como hidrelétricas, que em 2023 representavam cerca de 51% da matriz elétrica do país (ONS, 2023). Entretanto, regiões remotas, como as da Amazônia, ainda permanecem fora dessa rede, formando os chamados sistemas isolados (SISOL), onde a geração de eletricidade depende majoritariamente de fontes não renováveis, como o diesel. Os sistemas isolados são áreas geograficamente distantes que, devido às limitações técnicas e econômicas, não conseguem se conectar ao SIN. Esses sistemas, localizados em sua maioria na Amazônia, representam aproximadamente 0,6% do consumo elétrico nacional, mas são responsáveis por um alto custo de geração e pela emissão significativa de gases de efeito estufa (GEE), devido à queima de combustíveis fósseis (ANEEL, 2022).

Essa dependência de combustíveis fósseis eleva os custos para o sistema como um todo, uma vez que a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC), subsidiada por todos os consumidores de energia elétrica do país, destinou mais de 13 bilhões de reais em 2022 para financiar principalmente esses combustíveis em sistemas isolados (ANEEL, 2022). Além dos desafios econômicos, os sistemas isolados enfrentam questões ambientais críticas. O desmatamento e as emissões de CO₂ associadas à geração de energia em comunidades isoladas contribuem para a degradação do ecossistema local e para o aquecimento global (IBGE, 2023).

Nesse sentido, a inserção de fontes renováveis nos SISOL, como a energia solar fotovoltaica, se torna uma alternativa urgente e sustentável para mitigar os impactos ambientais. A abundância de radiação solar na região, aliada à redução dos custos das tecnologias fotovoltaicas e dos sistemas de armazenamento de energia em baterias (SAEB) nos últimos anos, proporciona uma oportunidade promissora para a substituição parcial ou total dos sistemas a diesel por soluções híbridas (BHATTACHARYYA; PALIT, 2016; KAVLAK; MCNERNEY; TRANCIK, 2018). Além disso, a utilização de

telhas fotovoltaicas oferece uma alternativa inovadora para integrar a geração de energia às estruturas habitacionais. Essas telhas, fabricadas em fibrocimento, são compatíveis com as telhas já utilizadas nos sistemas isolados, sendo necessária apenas a substituição de algumas telhas comuns pelas telhas fotovoltaicas para a instalação do sistema solar nos telhados. Simultaneamente, o uso de baterias de segunda vida não apenas contribui para a sustentabilidade do projeto, mas também permite o reaproveitamento de recursos existentes, reduzindo a necessidade de produção de novas baterias.

O Brasil tem investido em políticas públicas para promover a eletrificação rural e a adoção de fontes renováveis em regiões isoladas, como o Programa Energias da Amazônia, instituído pelo Decreto nº 11.648, de 16 de agosto de 2023, que visa promover a transição energética nas regiões isoladas da Amazônia. Com o objetivo de descarbonizar a matriz energética da região, o programa inclui o primeiro leilão de energia para Sistemas Isolados, onde apenas propostas com fontes renováveis (mínimo de 20% da geração) ou gás natural são elegíveis, enquanto a geração a diesel foi excluída. Previsto para dezembro de 2024, o leilão incentivará a integração de fontes renováveis, ajustando o preço de referência para recompensar as emissões evitadas de CO₂. Com contratos de 15 anos a partir de 2027 e 2030, a meta é fornecer uma energia mais limpa e eficiente, reduzindo tanto o custo para o sistema quanto a dependência de subsídios governamentais e contribuindo para um futuro sustentável na Amazônia (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2024). Adicionalmente, a adoção de sistemas híbridos, que combinam fontes tradicionais com renováveis, tem o potencial de reduzir o custo nivelado de produção de energia (LCOE) em sistemas isolados, ao mesmo tempo em que diminui a emissão de GEE e os custos associados à CCC (GÓMEZ; SILVEIRA, 2010; VAN ELS; VIANNA; BRASIL, 2012).

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 OBJETIVO PRINCIPAL

Este trabalho tem como objetivo principal avaliar o uso de sistemas fotovoltaicos combinados com baterias em comunidades isoladas da Amazônia, a partir do estudo de caso na comunidade de Jordão, no Acre. Além de examinar a viabilidade econômica e operacional dessa solução, o estudo investiga alternativas tecnológicas sustentáveis,

como o uso de telhas fotovoltaicas para preservar a estrutura dos telhados residenciais e baterias de segunda vida, que oferecem uma opção de armazenamento acessível e ambientalmente responsável. Dessa forma, o estudo busca identificar as vantagens, limitações e adaptações necessárias para garantir o acesso sustentável e seguro à eletricidade em áreas remotas que enfrentam desafios de infraestrutura e conectividade.

1.2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Avaliar a viabilidade técnica e econômica da implantação de um sistema híbrido de energia renovável em Jordão - AC.
2. Determinar o potencial fotovoltaico distribuído da comunidade por meio da análise da área disponível nos telhados das residências.
3. Explorar a possibilidade de usar telhas fotovoltaicas para atender à demanda energética da localidade, visando otimizar a captação de energia solar.
4. Avaliar comparativamente a viabilidade de sistemas de armazenamento de energia utilizando baterias de primeira e segunda vida para garantir o fornecimento contínuo de energia, analisando o custo-benefício e a sustentabilidade de cada opção no contexto das comunidades isoladas.

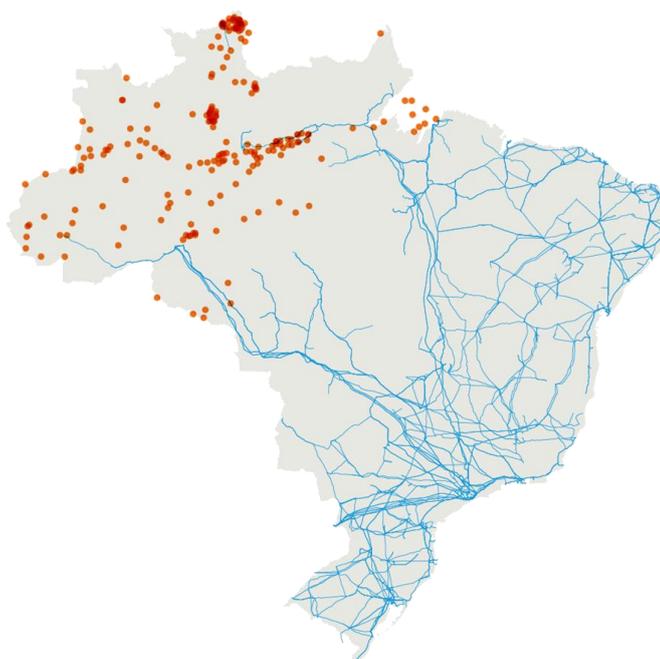
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 CONTEXTO DOS SISTEMAS ISOLADOS NO BRASIL

O Brasil, com sua vasta extensão territorial e regiões geograficamente complexas, enfrenta desafios significativos para garantir o acesso universal à energia elétrica (ABRAMOVAY, 2014). Uma das principais dificuldades é a presença de áreas remotas, distantes da infraestrutura do Sistema Interligado Nacional (SIN), que concentra a maior parte da geração e distribuição de energia no país. Essas áreas, majoritariamente localizadas na região Norte, dependem dos Sistemas Isolados (SISOL) para suprir suas necessidades energéticas (EPE, 2017).

O SISOL é composto por cerca de 196 sistemas isolados, a maioria localizada ao longo dos rios da bacia amazônica, conforme mostrado na Figura 1. Nessas regiões, o acesso ao SIN possui barreiras tanto técnicas quanto financeiras, tornando necessária a geração local de energia, predominantemente por meio de termelétricas movidas a diesel (EPE, 2023). O transporte do combustível para essas áreas é logisticamente desafiador, especialmente durante a seca, quando os rios, que são as principais rotas de transporte, ficam menos navegáveis (EPE, 2024).

Figura 1- Mapa dos Sistemas Isolados.



Fonte: (ALMEIDA, 2023)

O uso de combustíveis fósseis, como o óleo diesel, em SISOL tem desvantagens claras. Além do alto custo do combustível, que em regiões remotas pode ser ainda maior devido às dificuldades de transporte, a dependência desses combustíveis expõe os sistemas a flutuações de preço e disponibilidade (MAYER, 2022). Do ponto de vista ambiental, a queima de diesel contribui significativamente para a emissão de gases de efeito estufa, prejudicando os esforços globais e locais de combate às mudanças climáticas (DARKWAH *et al.*, 2018).

Como afirmou Schumacher (1982), a energia não é “apenas outra mercadoria, mas a condição prévia de todas as mercadorias, um fator básico igual ao ar, água e terra”, portanto o impacto do acesso à energia elétrica nas comunidades atendidas por SISOL é profundo. A eletricidade é essencial para o desenvolvimento econômico e social, pois permite o funcionamento de escolas, hospitais e atividades produtivas, além de melhorar a qualidade de vida das populações locais. Estudos mostram que o acesso confiável à energia elétrica em áreas remotas pode reduzir a desigualdade social e fomentar o desenvolvimento sustentável (UNDP, 2010).

Embora os desafios sejam grandes, há oportunidades significativas para o desenvolvimento sustentável dos sistemas isolados. A adoção de tecnologias renováveis, como a energia solar e eólica, pode reduzir a dependência de combustíveis fósseis, além de tornar a geração de energia mais barata e menos impactante ao meio ambiente (GOVERNO DO BRASIL, 2022). Com a queda dos preços das tecnologias de energia renovável, cada vez mais acessíveis, o Brasil tem a chance de transformar seus sistemas isolados em um modelo de geração sustentável (DRANKA; FERREIRA, 2018).

Portanto, o SISOL desempenha um papel vital no fornecimento de energia para as regiões mais isoladas do país. Apesar dos desafios econômicos e logísticos, esses sistemas também representam uma oportunidade para inovação e sustentabilidade no setor energético brasileiro, alinhando-se às metas de redução de emissões e de diversificação da matriz energética nacional.

2.2 GERADORES À DIESEL

De acordo com o Acende Brasil (2022), os geradores a diesel são amplamente utilizados nos sistemas isolados, especialmente nas regiões da Amazônia, devido à falta de infraestrutura elétrica e conexão com o Sistema Interligado Nacional (SIN). O

funcionamento desses geradores baseia-se na combustão de óleo diesel, que transforma a energia química do combustível em energia mecânica, e esta é posteriormente convertida em eletricidade por meio de um alternador.

No Brasil, esses geradores desempenham um papel fundamental na Amazônia e em outros sistemas isolados (SISOL), onde a infraestrutura do SIN não chega. Além disso, são acionados em períodos de escassez hídrica, quando os reservatórios de hidrelétricas estão baixos e o país precisa garantir o fornecimento de energia elétrica. Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o custo da energia gerada por termelétricas a diesel nos sistemas isolados pode ser significativamente mais alto em comparação com outras fontes, atingindo, em média, R\$ 1.646 por MWh (PASI, 2024). Esse valor é substancialmente superior ao custo médio da energia no Sistema Interligado Nacional (SIN), que é de R\$ 307,29 por MWh, evidenciando um contraste expressivo (ANEEL, 2023). O alto custo nos sistemas isolados reflete não apenas o preço do combustível, mas também as elevadas despesas logísticas necessárias para transporte em áreas de difícil acesso (EPE, 2024).

O preço do óleo diesel é um fator crucial na operação dessas usinas, e de acordo com o painel dinâmico de preços de revenda e distribuição de combustíveis da ANP, atualizado em 1º de novembro de 2024, o preço médio do diesel no Brasil em 2023 foi de R\$ 5,80 por litro, variando conforme a região (ANP, 2024). Em locais remotos, esse valor pode ser ainda maior, devido à dificuldade de transporte. Essas condições tornam a geração térmica mais cara do que outras opções, como hidrelétricas ou fontes renováveis, que têm um custo de operação mais baixo (IRENA, 2023).

Além dos altos custos financeiros, o impacto ambiental da geração a diesel é significativo. A queima de óleo diesel emite grandes quantidades de dióxido de carbono (CO₂), além de outros poluentes atmosféricos, como óxidos de nitrogênio e partículas finas, que afetam diretamente a qualidade do ar e a saúde das populações locais (ANEEL, 2022). Em regiões como a Amazônia, onde a preservação ambiental é essencial, o uso intensivo de geradores a diesel contribui para a degradação ambiental, tanto pela emissão de gases de efeito estufa quanto pelo impacto do transporte de combustível na região (SOUZA, 2022).

Por esses motivos, embora os geradores a diesel sejam indispensáveis para atender à demanda de energia em áreas isoladas ou em situações emergenciais, é evidente que seu uso traz desafios econômicos e ambientais significativos. A tendência global e nacional

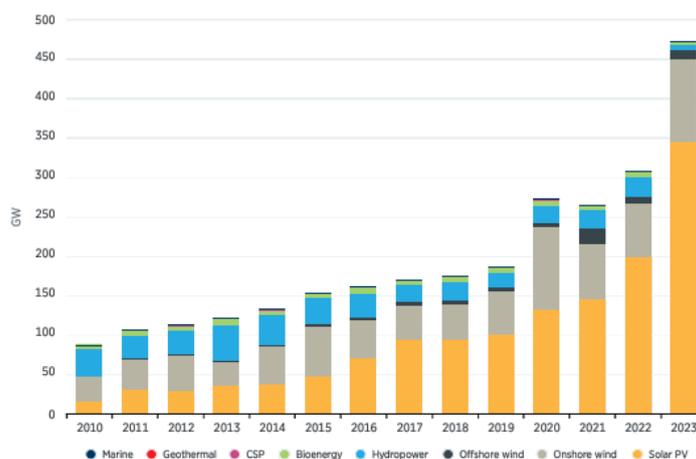
tem sido buscar alternativas mais sustentáveis, como a hibridização de sistemas de geração que combinam fontes renováveis, como solar e eólica, com geradores a diesel, visando reduzir tanto os custos quanto o impacto ambiental (GÓMEZ *et al.*, 2015). No Brasil, essa estratégia se fortalece com iniciativas como o leilão dos sistemas isolados de 2024, promovido pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e pela EPE, que prioriza a inclusão de fontes renováveis para atender regiões remotas (MME, 2023).

2.3 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

A tecnologia dos sistemas fotovoltaicos tem evoluído de forma expressiva ao longo das últimas décadas, refletindo uma crescente demanda por fontes de energia renováveis e sustentáveis. A expansão dos sistemas fotovoltaicos é predominantemente impulsionada pela significativa redução de custos, que resulta não apenas de inovações tecnológicas, mas também da produção em massa que tornou a tecnologia mais acessível. Embora os incentivos políticos tenham desempenhado um papel importante em um primeiro momento, o avanço contínuo na acessibilidade e eficiência dos sistemas tem sido o principal motor dessa expansão (PORTAL SOLAR, 2024).

A adição recorde de capacidade de energia renovável em 2023, revela tendências significativas no setor. Na Figura 2 observa-se a inclusão de mais de 300 GW de nova capacidade solar, representando 73% do total de adições, a energia solar não apenas lidera o crescimento, mas também se consolida como a principal fonte de energia renovável no cenário global (IRENA, 2024b).

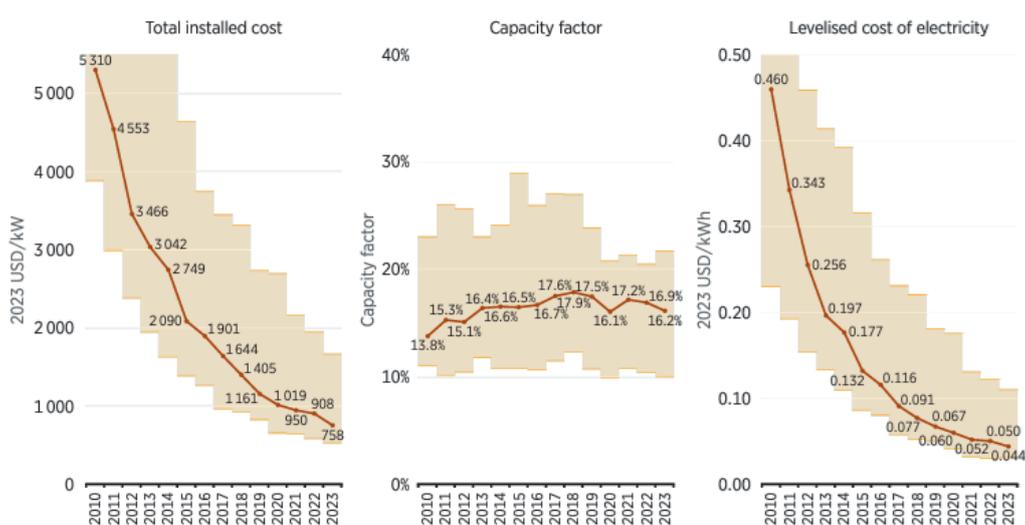
Figura 2 - Inclusão anual de potência por fonte.



Fonte: (IRENA, 2024)

Entre 2010 e 2023, observou-se uma redução significativa de 90% no custo médio global nivelado da eletricidade (LCOE) das usinas solares fotovoltaicas em grande escala, que passou de USD 0,460 por kWh para USD 0,044 por kWh, conforme indicado na Figura 3. O LCOE é uma métrica que calcula o custo médio de geração de eletricidade ao longo da vida útil de um sistema, incorporando todos os custos relevantes, como despesas de capital e operacionais, e dividindo-os pela quantidade total de energia gerada.

Figura 3 - Média global ponderada e intervalo de custos totais instalados, fatores de capacidade e LCOEs para energia solar fotovoltaica.



Fonte: (IRENA, 2024)

Essa métrica é essencial para comparar a viabilidade econômica de diferentes fontes de energia, ajudando investidores e formuladores de políticas a tomar decisões informadas sobre onde alocar recursos. Essa tendência de queda de preços foi impulsionada por inovações tecnológicas e aumento da produção em massa, com a redução anual de 12% ocorrendo em 2023. A capacidade instalada global de energia solar aumentou 35 vezes nesse período, alcançando mais de 1.412 GW, enquanto os custos totais de instalação foram reduzidos em 86% desde 2010.

Segundo Gómez e Silveira (2010), o desenvolvimento de tecnologias mais avançadas permitiu o aumento da eficiência na conversão da radiação solar em eletricidade, alcançando taxas de conversão superiores a 20% em módulos de última geração. Além disso, estudos como o de Kavlak, McNerney e Trancik (2018) destacam que a diminuição dos custos de produção tem sido um dos principais fatores que

possibilitaram a popularização dos sistemas solares, tornando-os uma alternativa competitiva frente às fontes de energia tradicionais, como a geração termelétrica.

Ainda no contexto de sistemas fotovoltaicos, outros autores discutem a importância de adequar essa tecnologia às demandas específicas das regiões onde são instalados. Bhattacharyya e Palit (2016), por exemplo, analisaram o uso de mini-redes solares em regiões rurais de países em desenvolvimento, apontando que o acesso à eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos tem potencial para promover desenvolvimento socioeconômico significativo. No entanto, eles também ressaltam que a efetividade dessa tecnologia depende de fatores como a disponibilidade de financiamento e a capacitação técnica local.

O Brasil apresenta um grande potencial para a utilização de energia solar, devido à sua ampla incidência de radiação solar ao longo do ano (PEREIRA *et al.*, 2017). Embora existam avanços na implementação de sistemas fotovoltaicos, há ainda desafios relacionados à infraestrutura e à regulamentação que precisam ser superados para que a tecnologia seja mais amplamente difundida, especialmente em regiões isoladas, onde o acesso à rede elétrica tradicional é limitado (VAN ELS; VIANNA; BRASIL, 2012).

2.3.1 LIMITAÇÕES DA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

É importante abordar as limitações que o sistema fotovoltaico enfrenta ao tentar atender de forma isolada a um sistema energético em áreas remotas. Embora a energia solar fotovoltaica seja uma opção promissora devido à sua sustentabilidade e ao baixo custo operacional, ela apresenta desafios significativos quando utilizada como única fonte de energia em locais isolados. Segundo o Instituto de Energia e Meio Ambiente (2023) a principal limitação é a intermitência da geração de energia, uma vez que a produção depende da luz solar, sendo inexistente durante a noite e variando conforme as condições climáticas, como nuvens ou chuvas frequentes, características comuns de regiões como a Amazônia.

Além disso, a capacidade de geração fotovoltaica é limitada pela área disponível para instalação dos módulos, o que pode restringir a quantidade de energia gerada, especialmente em locais com espaço limitado ou quando é necessário deixar áreas livres para outros usos. Isso implica que, para atender a toda a demanda de uma comunidade

isolada, é preciso dimensionar o sistema fotovoltaico de forma robusta, o que pode resultar em custos elevados de instalação e manutenção (CALILI, 2019).

Outro fator relevante é a necessidade de armazenamento de energia, pois a geração durante o dia precisa ser suficiente para abastecer a demanda noturna e durante períodos de baixa luminosidade. Estudos recente indicam que essa combinação possibilita um fornecimento de energia mais estável e contínuo, essencial em comunidades isoladas que dependem de fontes intermitentes de energia (AKINTE *et al.*, 2023). Nesse contexto, a evolução das baterias, com o aumento da densidade de energia, redução de custos e melhoria de desempenho, tem se consolidado como uma alternativa viável para sistemas híbridos (ZIEGLER *et al.*, 2021).

Portanto, enquanto o sistema fotovoltaico oferece uma solução viável para reduzir os custos e impactos ambientais, sua aplicação isolada em sistemas de energia em locais remotos requer uma análise cuidadosa das condições locais, da viabilidade técnica e dos custos envolvidos, sendo geralmente mais eficiente quando combinado com outras fontes de geração ou sistemas de armazenamento.

2.3.2 TELHAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

As telhas fotovoltaicas, como as comercializadas pela Eternit no Brasil, representam uma inovação recente no mercado de geração de energia solar, configurando-se como uma alternativa promissora aos painéis fotovoltaicos convencionais. Essas telhas integram as células solares diretamente no material de cobertura, o que proporciona uma solução mais estética e arquitetonicamente integrada (PALMETTO, 2023). Diferente dos módulos tradicionais, que exigem uma estrutura adicional para instalação, as telhas fotovoltaicas eliminam a necessidade de suportes metálicos, o que é particularmente vantajoso em sistemas isolados (SISOL) (ETERNIT, 2024). Essa característica reduz a necessidade de reforços estruturais facilitando a implementação em edificações que podem não ter a capacidade de suportar pesos extras. Assim, as telhas fotovoltaicas não apenas simplificam o processo de instalação, mas também oferecem uma alternativa leve e eficiente, ideal para as condições desafiadoras das comunidades isoladas, contribuindo para uma transição energética mais viável e sustentável (BODON; PELEGRINI; HEEMANN, 2023).

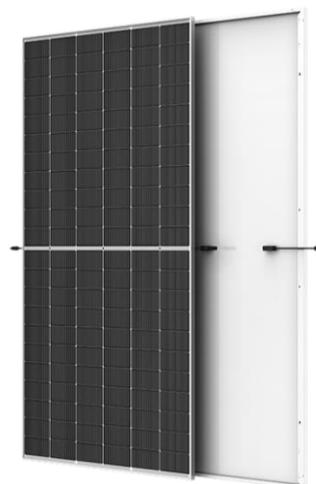
Nas Figura 4 e Figura 5, são apresentados, respectivamente, exemplos de telhas fotovoltaicas e módulos fotovoltaicos tradicionais. Em termos de capacidade de geração, as telhas fotovoltaicas oferecem uma potência de 61Wp/m² (ETERNIT, 2024), valor significativamente inferior em comparação aos módulos fotovoltaicos tradicionais, como o modelo de 505 Wp da Trina Solar, que possui uma potência de 372 Wp/m² (TRINA SOLAR, 2024).

Figura 4 - Telha fotovoltaica 144 Wp.



Fonte: (ETERNIT, 2024)

Figura 5 - Módulo fotovoltaico 505 Wp.



Fonte: (TRINA SOLAR, 2024)

Segundo Francato *et al.* (2023) a eficiência das telhas fotovoltaicas é geralmente menor, situando-se na faixa de 5% a 15%, em comparação com os 15% a 22% dos painéis convencionais. Essa diferença de eficiência pode ser atribuída à menor densidade de células solares por metro quadrado nas telhas, devido às suas características construtivas. No entanto, o ganho estético e a integração funcional com o telhado tornam essa tecnologia uma opção atrativa, especialmente em casos em que a preservação da arquitetura original ou restrições de carga são fatores determinantes (BODON; PELEGRINI; HEEMANN, 2023).

Outro aspecto relevante é o peso. As telhas fotovoltaicas da Eternit pesam 18 kg/m² (ETERNIT, 2024), o que as torna mais leves que os sistemas fotovoltaicos tradicionais, que, quando somados à estrutura de suporte, podem ultrapassar 25 kg/m² (DIEHL, 2015). A redução de peso é particularmente vantajosa em edificações mais antigas ou em construções que não foram projetadas para suportar o peso adicional dos painéis e de suas estruturas de fixação. Ao serem integradas diretamente ao telhado, as

telhas fotovoltaicas também minimizam a necessidade de reforços estruturais, o que pode representar uma economia de custos com mão de obra e materiais durante a instalação (KIKUMOTO, 2019).

A escolha entre telhas fotovoltaicas e painéis solares tradicionais depende de uma série de fatores, entre os quais se destacam a disponibilidade de espaço e a capacidade estrutural da edificação. Em áreas onde o espaço no telhado é limitado, os módulos convencionais podem ser mais adequados devido à sua maior eficiência (potência por área). Contudo, a instalação desses sistemas é mais complexa, pois requer uma estrutura metálica adicional para suporte, aumentando o peso total e a complexidade da obra. Por outro lado, as telhas fotovoltaicas são indicadas em situações em que a integração estética e a leveza do material são prioritárias, além de serem uma solução interessante para edificações onde a estrutura não comporta o peso adicional dos painéis e suas estruturas de suporte (ETERNIT, 2024). No contexto dos SISOL, é importante destacar que as telhas onduladas são amplamente utilizadas, o que favorece a integração deste modelo de telha fotovoltaica nesse cenário.

Em síntese, as telhas fotovoltaicas apresentam vantagens em termos de estética, simplicidade de instalação e adequação estrutural, mas têm uma eficiência de geração energética inferior quando comparadas aos módulos tradicionais. A escolha ideal dependerá de uma análise criteriosa das necessidades específicas de cada projeto, incluindo fatores como espaço disponível, capacidade estrutural da edificação, e as prioridades do usuário em termos de estética e eficiência energética.

2.4 SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS

O armazenamento de energia é uma peça fundamental na transição para uma matriz energética baseada em fontes renováveis, como a solar e a eólica, que apresentam características de intermitência. As baterias eletroquímicas permitem que a energia gerada em momentos de abundância seja armazenada para posterior utilização, garantindo a continuidade do fornecimento, especialmente em regiões remotas e sistemas isolados, como na Amazônia, onde a conexão à rede elétrica é inviável. Segundo Bhattacharyya e Palit (2016), o uso de sistemas de armazenamento melhora significativamente a confiabilidade e a resiliência energética dessas comunidades. Neste

contexto, o armazenamento ocorre por meio de processos químicos nas baterias, que, ao liberar essa energia armazenada, garantem o suprimento conforme a demanda.

Nos últimos anos, a tecnologia de armazenamento de energia evoluiu significativamente, com o desenvolvimento de baterias mais eficientes, duráveis e acessíveis. Entre as principais variáveis de desempenho das baterias eletroquímicas destacam-se a capacidade de armazenamento, a eficiência na conversão energética e a durabilidade. Tais avanços, associados à redução de custos de produção, têm viabilizado o uso dessa tecnologia em uma gama diversificada de aplicações, desde sistemas domésticos até projetos de maior escala, como sistemas isolados de geração em áreas remotas (KAVLAK; MCNERNEY; TRANCIK, 2018).

2.4.1 BATERIAS ESTACIONÁRIAS

As baterias estacionárias, frequentemente do tipo chumbo-ácido, estão entre as tecnologias mais antigas e amplamente utilizadas para armazenamento de energia, com mais de 150 anos de desenvolvimento (IRENA, 2017). Essas baterias têm sido amplamente empregadas em sistemas de *backup* e em aplicações que demandam o armazenamento de grandes volumes de energia, devido à sua robustez, confiabilidade e boa relação custo-desempenho em uma ampla gama de aplicações (GILLINGHAM *et al.*, 2016).

Embora apresentem vantagens como baixo custo inicial e alta reciclabilidade, as baterias de chumbo-ácido possuem limitações significativas, como baixa densidade energética, peso elevado e sensibilidade a descargas profundas. Além disso, o chumbo, componente principal, pode ser restrito em algumas aplicações devido à sua toxicidade (IRENA, 2017).

Com o avanço de alternativas mais eficientes e leves, como as baterias de íons de lítio, espera-se que as baterias de chumbo-ácido percam espaço progressivamente, especialmente em projetos que priorizam eficiência energética, maior densidade de energia e redução de peso. No entanto, elas permanecem uma escolha popular em projetos de menor orçamento e em regiões isoladas, onde os custos iniciais são um fator crítico.

2.4.2 BATERIAS DE ÍONS DE LÍTIO

As baterias de íons de lítio representam, atualmente, a tecnologia de armazenamento de energia mais amplamente utilizada, tanto em sistemas de armazenamento de médio e grande porte quanto em veículos elétricos. Conforme DING *et al.* (2019), as baterias de íons de lítio se destacam por sua alta densidade energética, permitindo armazenar uma quantidade substancial de energia em um espaço reduzido. Além disso, apresentam uma vida útil significativamente mais longa em comparação com tecnologias tradicionais de armazenamento estacionário, como as baterias chumbo-ácido. Entre 2010 e 2020, os preços das baterias de íons de lítio caíram mais de 80%, impulsionados pela crescente demanda no setor de veículos elétricos e pela produção em larga escala (IEA, 2023; KAVLAK; MCNERNEY; TRANCIK, 2018).

Esses fatores tornaram as baterias de íons de lítio uma opção competitiva para projetos de armazenamento de energia em sistemas isolados, como os encontrados na Amazônia. Sua maior eficiência, combinada com a redução drástica dos custos, tem impulsionado sua adoção em regiões onde a sustentabilidade e o baixo impacto ambiental são prioritários.

2.4.3 BATERIAS DE SEGUNDA VIDA

Uma tendência emergente no setor de armazenamento de energia é o reaproveitamento de baterias de veículos elétricos para aplicações estacionárias, conhecidas como baterias de "segunda vida". Após o ciclo de uso em veículos, as baterias ainda mantêm entre 70% e 80% de sua capacidade original, tornando-as viáveis para utilização em sistemas de armazenamento de energia de menor demanda. Essa prática oferece benefícios econômicos e ambientais, ao prolongar a vida útil das baterias e reduzir a necessidade de extração de novos recursos, como lítio e cobalto (CHEN *et al.*, 2020; ZUBI *et al.*, 2020).

O custo das baterias de segunda vida ainda não está completamente estabelecido, uma vez que o mercado para esse tipo de produto ainda está em fase de consolidação. Entretanto, estudos indicam que essas baterias podem ter um custo significativamente reduzido em relação às novas baterias de íons de lítio. No trabalho de Faria *et al.* (2023), é sugerido utilizar um valor equivalente a 74% do custo de uma bateria nova para as

baterias de segunda vida, destacando sua viabilidade como alternativa econômica. Essa diferença de custo torna essas baterias uma solução atrativa para projetos em áreas remotas e isoladas, especialmente onde os custos de transporte e instalação são elevados. Além disso, essa prática reduz resíduos eletrônicos e promove uma economia circular, prolongando a vida útil das baterias antes de serem recicladas. No contexto de Jordão, no Acre, a utilização dessas baterias pode reduzir substancialmente os custos e oferecer uma alternativa sustentável para o armazenamento da energia solar gerada, viabilizando a implementação de sistemas fotovoltaicos híbridos. (CHEN *et al.*, 2020; ZUBI *et al.*, 2020).

Além disso, em sistemas fotovoltaicos, a intermitência da geração solar pode ser um desafio, especialmente em locais com grandes variações sazonais ou climáticas. Nesse contexto, o reaproveitamento de baterias de segunda vida pode ser uma solução eficaz para garantir uma oferta estável de energia, complementando a geração solar e permitindo a operação contínua de sistemas híbridos (ROSOLEM *et al.*, 2024). Para isso, é importante realizar uma caracterização detalhada das baterias, considerando a capacidade residual, o estado de saúde das células e as condições de operação, a fim de garantir o desempenho ideal do sistema, conforme proposto por Zanicoski *et al.* (2024), que desenvolvem um método para parametrização de baterias de lítio em segunda-vida e determinação do estado de saúde (SOH) das células.

Essa abordagem também contribui para a sustentabilidade do projeto, já que utiliza baterias descartadas, evitando desperdício de recursos e proporcionando uma solução mais acessível para comunidades isoladas. O uso de baterias de segunda vida em combinação com sistemas fotovoltaicos híbridos representa uma oportunidade promissora para reduzir custos, aumentar a sustentabilidade e melhorar a viabilidade econômica de sistemas de energia renovável em áreas remotas, como Jordão, e outras comunidades da Amazônia. A análise de viabilidade técnica da utilização dessas baterias, como discutido no estudo de Hohmann, Oliveira e Rüter (2022), revela que essas baterias ainda possuem alta densidade energética e podem ser viáveis para novas aplicações, como armazenamento de energia em sistemas fotovoltaicos em comunidades isoladas.

Contudo, a implementação de baterias de segunda vida exige cuidados no processo de teste e classificação das células, uma vez que as baterias de lítio sofrem degradação ao longo do tempo (HOHMANN; OLIVEIRA; RÜTHER, 2024). Para

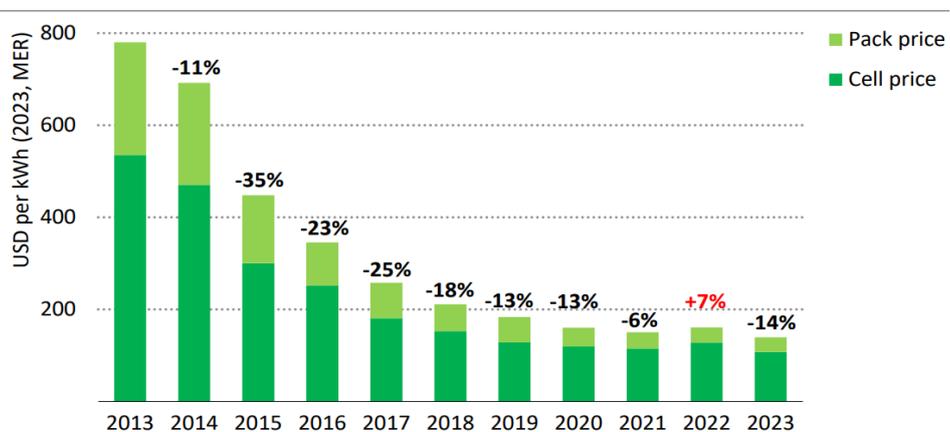
garantir o bom desempenho do sistema, é necessário verificar a capacidade remanescente e a homogeneidade do banco de baterias, evitando desbalanceamentos que possam prejudicar a eficiência do armazenamento. Apesar disso, as baterias de segunda vida oferecem benefícios financeiros e ambientais, contribuindo significativamente para a construção de soluções mais sustentáveis no setor de energia renovável.

2.4.4 EVOLUÇÃO DE CUSTOS

De acordo com a Agência Internacional de Energia (IEA, 2023), a queda acentuada nos preços das baterias ao longo das últimas décadas é resultado de avanços tecnológicos, aumento da demanda global e economia de escala na produção. Como mostrado no gráfico na Figura 6, o custo médio das baterias de íons de lítio caiu de cerca de US\$ 1.100 por kWh em 2010 para menos de US\$ 140 por kWh em 2023 (IEA, 2023). Essa redução permitiu que o armazenamento de energia se tornasse uma solução viável para aplicações residenciais e comerciais, além de promover a eletrificação de áreas isoladas.

Em relação às baterias estacionárias, embora a queda de preço tenha sido menos expressiva, as melhorias nos processos de produção e a crescente demanda por soluções de *backup* e armazenamento em larga escala têm promovido uma redução gradual de custos (COLE *et al.*, 2016). Já as baterias de segunda vida estão se tornando uma alternativa de baixo custo, aproveitando o crescente número de veículos elétricos em circulação e a consequente disponibilidade de baterias reutilizáveis (ZIEGLER; TRANCIK, 2021).

Figura 6 - Histórico de preços de células e conjuntos de baterias de íons de lítio.

Figure 1.2 ▶ Lithium-ion battery pack and cell prices, 2013-2023

IEA. CC BY 4.0.

Fonte: (IEA, 2023)

3 METODOLOGIA

Nesta seção, detalham-se os procedimentos metodológicos adotados para avaliar a viabilidade técnico-econômica da implementação de energia renovável em um sistema isolado na Amazônia, utilizando simulações no software Homer Pro ® e análise do potencial fotovoltaico com o QGIS. A pesquisa é de natureza aplicada e descritiva, com uma abordagem quantitativa. O objetivo é determinar a viabilidade econômica da integração de sistemas de energia renovável em um contexto específico, por meio de simulações e dados reais. O trabalho foi estruturado da seguinte forma:

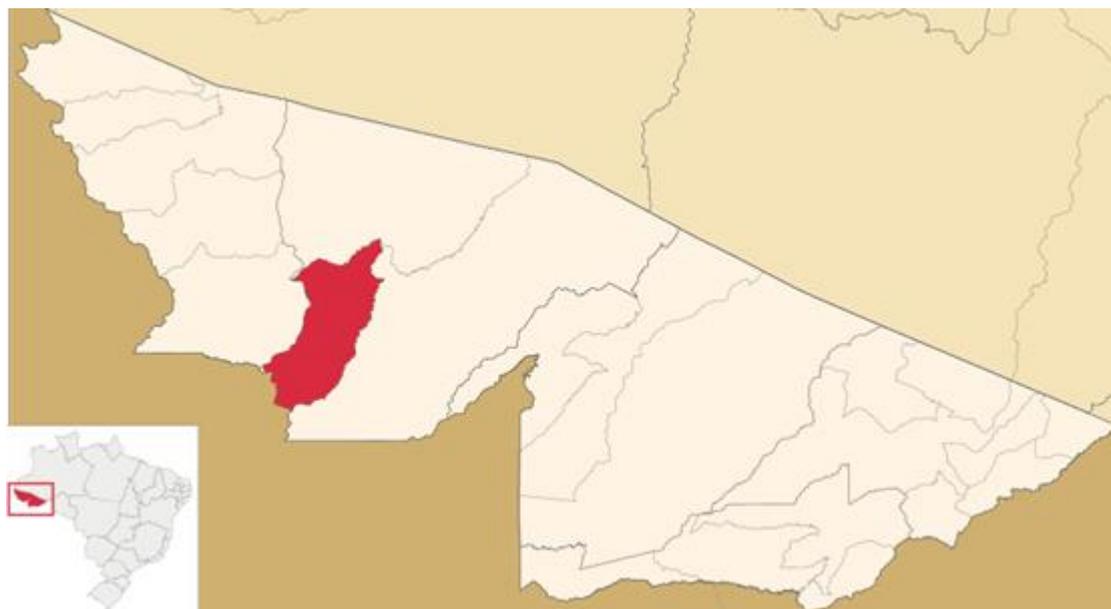
1. Seleção da Localidade de Estudo:
2. Simulação de Atendimento Demanda Energética no Homer Pro ®
3. Análise da Área dos Telhados no QGIS
4. Avaliação da Capacidade de Atendimento da Demanda
5. Estudo do Uso de Baterias de Segunda Vida.

3.1 SELEÇÃO DO SISTEMA ISOLADO PARA ESTUDO DE CASO

Jordão é um município localizado no estado do Acre, na região amazônica do Brasil, com coordenadas geográficas de aproximadamente 7°34'26" S de latitude e 72°52'36" W de longitude. Com uma área de aproximadamente 5.429 km² e uma população de cerca de 9.000 habitantes (IBGE, 2022), Jordão caracteriza-se como uma comunidade de pequeno porte e isolada. Sua economia é predominantemente extrativista, com atividades baseadas em recursos florestais na Reserva Extrativista Alto Tarauacá, que ocupa grande parte de seu território e sustenta práticas sustentáveis para a subsistência da população local. Devido à ausência de ligação rodoviária direta com outras cidades, Jordão é acessível principalmente por vias aérea e fluvial, estando a cerca de 462 km da capital Rio Branco, o que acentua os desafios de logística e abastecimento de energia (CAVALCANTE FILHO *et al.*, 2018). A localização geográfica de Jordão pode ser visualizada na Figura 7, que destaca o município no mapa do Acre.

A escolha de Jordão como local de estudo baseou-se em uma análise estatística da demanda total de energia dos sistemas isolados, realizada com dados do Painel de Sistemas Isolados (PASI), disponibilizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) em fevereiro de 2024.

Figura 7 - Mapa de Jordão/AC



Fonte: (IBGE, 2024)

Esse painel forneceu dados essenciais sobre mercado consumidor, carga e demanda, oferta de geração, geração verificada e custos das usinas, permitindo uma caracterização precisa das comunidades. Para o critério de seleção, foi utilizada a demanda total de energia requerida em kW, resultando em uma mediana de 651,05 kW. Jordão posiciona-se nesse valor de mediana, representando as condições típicas dos sistemas isolados na Amazônia, como demonstrado na Tabela 1.

Tabela 1 - Dados de demanda total das localidades do SISOL com valores próximos a mediana global, obtida com base nas informações obtidas através do Painel de Sistemas Isolados (PASI).

Demanda total de energia requerida (kW)	Município	Distribuidora
571,55	SANTA RITA DO WELL	AMAZONAS ENERGIA
572,83	CALAMA	ENERGISA RONDÔNIA
622,00	SANTA ROSA DO PURUS	ENERGISA ACRE
628,89	JORDÃO	ENERGISA ACRE
673,22	AVEIRO	EQUATORIAL PARÁ
807,01	CHAVES	EQUATORIAL PARÁ
971,73	LINDÓIA	AMAZONAS ENERGIA
1008,84	CABORI	AMAZONAS ENERGIA

A partir desse posicionamento, Jordão foi selecionado como estudo de caso por sua representatividade estatística, possibilitando que os resultados obtidos possam ser extrapolados para outras localidades isoladas com características similares. Dessa forma, o estudo busca avaliar a viabilidade econômica e técnica de sistemas híbridos de energia

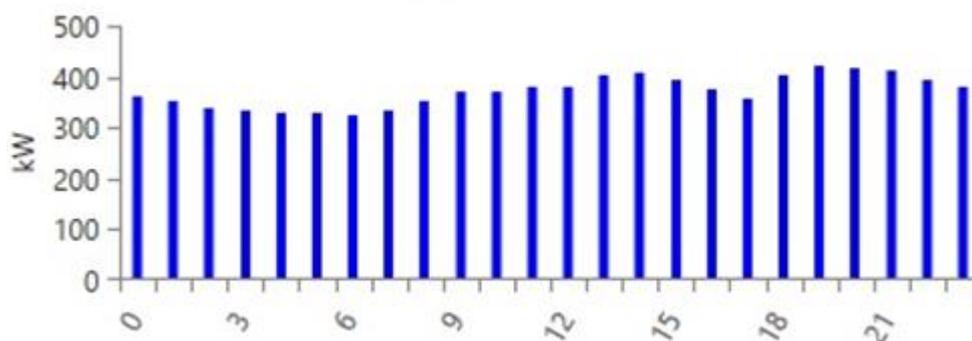
em regiões isoladas, oferecendo uma alternativa sustentável e economicamente viável para reduzir a dependência de geradores a diesel e melhorar a qualidade de vida da população.

3.2 DADOS E SIMULAÇÃO DO ESTUDO DE CASO

3.2.1 CURVA DE DEMANDA DE JORDÃO/AC

A coleta de dados para a pesquisa incluiu informações sobre o custo da geração de energia a diesel, obtidas de fontes oficiais como o PASI (Plano de Ação para Sistemas Isolados). Os dados da curva de carga disponibilizados no PASI apresentam intervalos horários, permitindo o uso desta curva de carga no Homer Pro[®]. Com essas informações, é possível obter o perfil médio diário de carga, conforme observado na Figura 8, e a variação sazonal da carga, ilustrada na Figura 9. Esses dados servirão como base para as simulações iniciais no Homer Pro[®].

Figura 8 - Perfil de carga horária de Jordão/AC

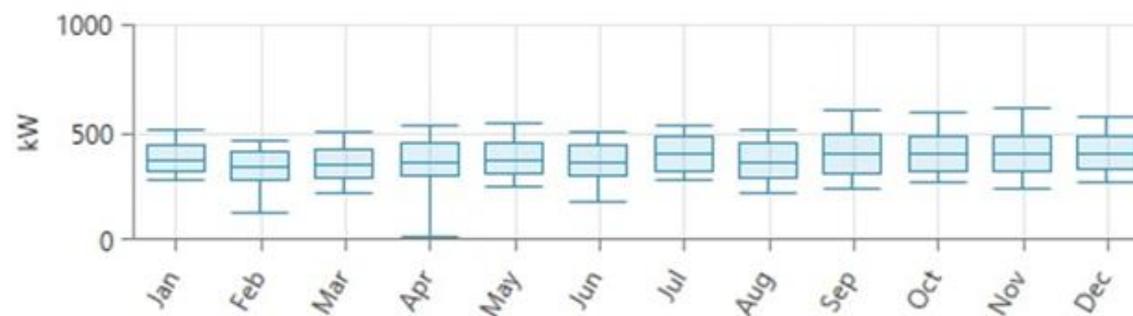


Uma característica importante da localidade é a demanda energética noturna, possivelmente em função da atividade extrativista da comunidade. Esse perfil, somado à intermitência natural da geração fotovoltaica, reforça a necessidade de sistemas complementares, como baterias e usinas termelétricas (UTES), para garantir a continuidade e a confiabilidade do fornecimento de energia.

A partir dos dados de custo mensal de geração, disponibilizados no PASI, foi identificada uma potência instalada de 2044 kW para o gerador a diesel, com uma geração média mensal de 292,96 MWh e um consumo de combustível médio mensal de 85.000 litros

o que representa uma emissão de 270 toneladas de CO₂ por mês. Esta simulação forneceu um ponto de partida para a comparação com cenários que incorporam energia renovável.

Figura 9 - Perfil sazonal de carga de Jordão/AC



3.2.2 DADOS AMBIENTAIS

Com a curva de carga configurada, foi necessário alimentar o software com os dados de irradiação solarimétrica da região, obtidos do Atlas Solarimétrico Brasileiro, 2ª edição, publicado em 2017 (PEREIRA *et al.*, 2017). A irradiação solar global horizontal (GHI) foi utilizada nas simulações, pois é o dado padrão utilizado em *softwares* de simulação de sistemas fotovoltaicos. De forma geral, o próprio *software* realiza o ajuste necessário para transpor a irradiação para o plano do sistema, independentemente do ângulo de instalação dos módulos. Dessa forma, a GHI é uma medida confiável para as simulações, pois considera a radiação solar recebida em uma superfície horizontal.

O Atlas Solarimétrico Brasileiro é uma ferramenta fundamental que compila dados de irradiação solar de diversas localidades do Brasil, permitindo uma análise mais precisa do potencial solar na região de interesse (PEREIRA *et al.*, 2017). Ele oferece informações detalhadas sobre a radiação solar em diferentes épocas do ano, sendo crucial para a modelagem de sistemas fotovoltaicos. A importância de se ter dados com extenso período histórico é inegável, pois esses dados ajudam a abranger as variações climáticas ao longo dos anos, possibilitando uma avaliação mais robusta e realista do desempenho dos sistemas de energia solar.

Com informações históricas, é possível identificar tendências, sazonalidades e flutuações na irradiação, o que é vital para otimizar a eficiência dos sistemas e garantir que as previsões de geração de energia sejam mais precisas. Na Tabela 2 é apresentada a irradiação horizontal média global mensal e a temperatura média mensal de Jordão/AC. Além disso, o perfil de temperatura do local, necessário para a simulação, foi obtido do

banco de dados NASA Prediction of Worldwide Energy Resource. A temperatura tem uma influência significativa no desempenho do sistema fotovoltaico como um todo, pois temperaturas elevadas podem reduzir o desempenho dos módulos fotovoltaicos. Assim, a consideração das condições térmicas é essencial para uma simulação precisa. A combinação dos dados de irradiação e temperatura permitiram uma modelagem mais eficaz e realista dos sistemas de energia solar.

Tabela 2 - Irradiação global horizontal de Jordão/AC.

Mês	Irradiação Global (Wh/m ² .dia)	Temperatura Diária (°C)
Janeiro	4685	24,56
Fevereiro	4804	24,40
Março	4118	24,40
Abril	4494	24,21
Mai	4132	23,91
Junho	4151	23,80
Julho	4367	24,51
Agosto	5047	26,54
Setembro	5174	27,46
Outubro	5038	28,82
Novembro	5006	25,52
Dezembro	4669	24,85
Anual	4640	25,09

Fonte: (PEREIRA *et al.*, 2017)

3.2.3 SOFTWARE DE SIMULAÇÃO

O Homer Pro[®] é um *software* de otimização e simulação para sistemas híbridos de energia, que permite modelar e simular diferentes combinações de fontes de energia e sistemas de armazenamento (HOMER PRO, 2024). O Homer Pro[®] foi utilizado para comparar os custos de geração de energia com geradores a diesel e cenários que incluam energia fotovoltaica e sistemas de armazenamento em baterias. O *software* permite a análise detalhada dos custos e benefícios, facilitando a identificação do cenário econômico mais vantajoso para a integração de energia renovável.

Contudo, é importante considerar algumas limitações da ferramenta. Por utilizar uma simulação horária, ele não permite avaliar possíveis instabilidades do sistema em tempo real, sinalizando essas ocorrências apenas por meio de alertas na simulação. Essa limitação implica que certos aspectos do controle dinâmico do sistema não são capturados integralmente. Apesar disso, o Homer Pro[®] é eficaz para a análise da complementaridade

e interação entre as fontes energéticas no nível horário, permitindo uma visão abrangente do comportamento e dos custos em diferentes cenários.

As simulações realizadas para a análise do sistema fotovoltaico (FV) consideraram sistemas horizontais, como forma de simplificar as diversas orientações e inclinações dos telhados da comunidade. Isso se deve ao fato de que, na média, as inclinações dos telhados podem ser desconsideradas quando observadas em grande escala. Na prática, sistemas FV horizontais não são recomendados, pois, ao contrário dos sistemas inclinados, eles acumulam sujeira e detritos, já que não se auto limpam durante as chuvas, o que pode acelerar a degradação dos módulos fotovoltaicos. No entanto, a latitude de Jordão, que é bastante baixa, faz com que a orientação dos telhados tenha pouca influência na eficiência do sistema. Além disso, a inclinação relativamente baixa dos telhados, comum na região, favorece a geração de energia fotovoltaica, pois os módulos ficam em ângulos adequados para captar a luz solar durante a maior parte do dia, otimizando o desempenho do sistema. As simulações realizadas neste estudo consideram dois cenários principais para o sistema fotovoltaico (FV): um utilizando módulos fotovoltaicos convencionais e outro utilizando telhas fotovoltaicas. Em ambos os casos, foram analisados dois tipos de banco de baterias: de 1ª vida e de 2ª vida. Essas simulações visam avaliar o impacto dos custos, do armazenamento e da viabilidade econômica de cada configuração. Na Tabela 3, são apresentados os parâmetros de simulação, que envolve sistemas híbridos (FV + SAEB) com módulos fotovoltaicos.

Tabela 3 - Parâmetros de simulação do Homer Pro ®.

UTE	Investimento (R\$/kVA)	O&M (R\$/hora de operação)	Carregamento mínimo	Preço do combustível	Tempo de operação (horas)	Potência (KVA)
	R\$ 700.000,00	R\$ 0,02	25%	R\$ 11,70	15000	2000

FV	Investimento (R\$/kWp)	O&M (R\$/ano)	Tempo de operação (anos)	Fator de redução da potência nominal	Coefficiente de Temperatura (%/°C)
Módulo	R\$ 2.700,00	R\$ 270,00	25	88%	-0,39
Telha	R\$ 3.662,00	R\$ 366,20	25	88%	-0,40

SAEB	Investimento (R\$/kWh)	O&M (R\$/ano)	SoH	Carga mínima	Limite de degradação
1ª vida	R\$ 2.400,00	R\$ 12,00	100%	20%	30%
2ª vida	R\$ 1.776,00	R\$ 12,00	80%	20%	30%

Premissas Econômicas	TMA (%)	Inflação (%)	Tempo de projeto (Anos)
	8	8	25

Para a modelagem do sistema de armazenamento, foi adotado um banco genérico de baterias de íons de lítio, cujo dimensionamento foi realizado com a ferramenta de

otimização do software Homer Pro®, de forma a atender adequadamente às necessidades de armazenamento de energia do sistema.

Na modelagem realizada com o Homer Pro, foi definido um mínimo de carga de 25% para as UTEs, como premissa técnica para garantir eficiência operacional e evitar desgastes excessivos. A operação das térmicas foi configurada para atuar em conjunto com o sistema de baterias, entrando em funcionamento durante os períodos de maior demanda, principalmente à noite, ou quando a energia armazenada não é suficiente para suprir a carga. Embora o número exato de máquinas não tenha sido especificado no modelo, foi considerada uma operação que atenda à carga máxima projetada.

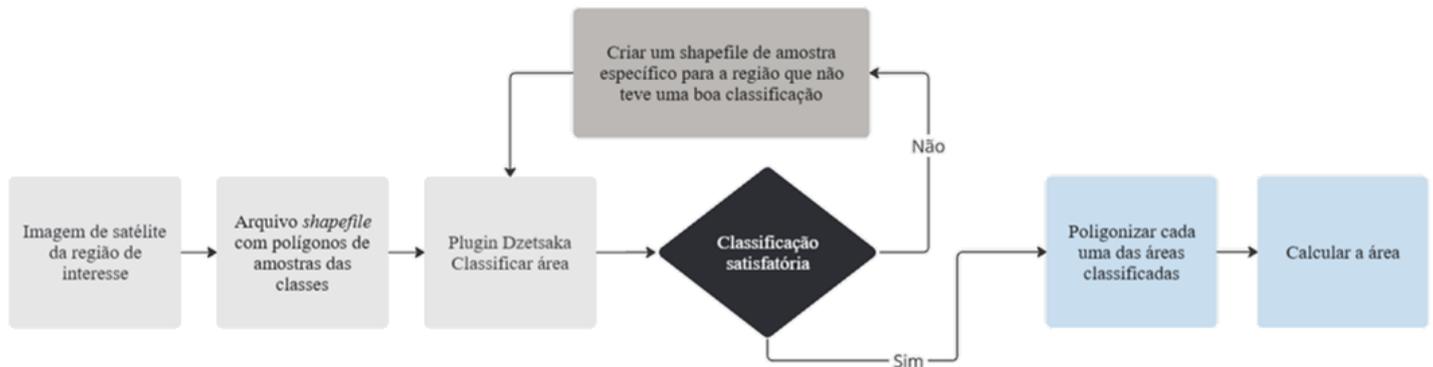
A seguir, outras simulações foram realizadas, variando os parâmetros para incluir a utilização de telhas fotovoltaicas e ajustes nas características do banco de baterias. A adição de sistemas de armazenamento de energia foi avaliada para verificar seu impacto na viabilidade econômica e na confiabilidade do sistema. A partir dos resultados dessas simulações, foi possível identificar o cenário mais adequado, considerando tanto o custo quanto os benefícios, levando em conta a penetração de energia solar no sistema e a contribuição do armazenamento para a estabilização da geração fotovoltaica intermitente.

Além disso, para as simulações, foram adotadas algumas premissas econômicas: uma inflação anual de 8%, um período de duração do projeto de 25 anos e uma taxa mínima de atratividade (TMA) de 8%. Essas premissas foram utilizadas para calcular a viabilidade econômica dos diferentes cenários analisados, permitindo uma avaliação mais precisa dos impactos de cada configuração.

3.3 CLASSIFICAÇÃO DE IMAGEM E CÁLCULO DE ÁREA DISPONÍVEL

Para a classificação da imagem de satélite da área urbana de Jordão, no Acre, foi utilizado o software QGIS em conjunto com o plugin Dzetsaka, conforme o fluxograma apresentado na Figura 10. Esse fluxograma detalha as etapas seguidas no processo de classificação, desde a importação da imagem até a poligonização das classes e cálculo da área de interesse.

Figura 10 - Diagrama das etapas do processo de classificação de imagens.



Inicialmente, a imagem de satélite foi obtida através do complemento *Quick Map Services*, utilizando a fonte Google Satélite, conforme ilustrado na Figura 11. A seleção da imagem foi feita delimitando-se a região de interesse (ROI), correspondente à área urbana da localidade de Jordão, visando a uma análise detalhada do potencial fotovoltaico dos telhados das edificações. Devido à grande extensão e alta resolução da imagem de satélite, ela foi subdividida para otimizar o processamento. Para isso, foi criado um vetor em formato de grade com medidas de 250 metros x 250 metros. A partir desse vetor foi possível utilizar a ferramenta cortar com base na máscara, disponível na caixa de ferramentas do QGIS. Esse procedimento permitiu dividir o *raster* original em pedaços menores, facilitando a execução do processo de classificação de cada parte de forma mais eficiente, sem comprometer a qualidade dos resultados.

Figura 11 - Imagem de satélite de Jordão/AC.



Fonte: (Google Satélite, 2024)

Com as partes do *raster* geradas, foi aplicada a classificação supervisionada em cada uma delas utilizando o *plugin Dzetsaka*. As amostras de treinamento foram coletadas a partir da análise da primeira parte da imagem, sendo reutilizadas nas classificações subsequentes para garantir consistência. O objetivo principal da classificação foi identificar e delimitar a classe de interesse, que neste caso são os telhados das construções da área urbana. Após a classificação de cada subdivisão da imagem, os resultados foram convertidos em polígonos através da função Poligonizar. Esse procedimento permitiu a geração de *shapefiles* contendo as áreas correspondentes às classes resultantes da classificação. O processo de classificação pode ser visto na Figura 12.

Figura 12- Classificação de imagem



Para o cálculo da área da classe de interesse, foi criada uma coluna chamada "Área" na tabela de atributos dos polígonos gerados. A área de cada polígono foi calculada utilizando a fórmula \$area, disponível nas ferramentas de manipulação de atributos do QGIS. Em seguida, a função de Estatísticas foi aplicada para somar as áreas dos polígonos classificados como telhado. No entanto, essa área total não pode ser integralmente utilizada para fins de instalação de módulos fotovoltaicos. Para determinar um fator de uso da área dos telhados mais condizente com a realidade uma análise complementar foi realizada com base em uma amostra de edificações da área urbana de Jordão, cujas dimensões de comprimento e largura foram medidas no *software Google Earth*. A partir de 21 amostras coletadas, obteve-se uma média de comprimento e largura das construções, resultando em um tamanho médio de telhado de aproximadamente 95 m², com 8 metros de largura e 12 metros de comprimento.

3.4 COMPARATIVO ENTRE MÓDULOS TRADICIONAIS E TELHAS FOTOVOLTAICAS

A proposta de utilizar telhas solares no contexto dos sistemas isolados de Jordão se alinha com uma das premissas principais do trabalho: a preocupação com a estrutura das construções já existentes. Esse aspecto foi considerado desde o início devido à necessidade de adaptar os sistemas fotovoltaicos de maneira que não comprometessem as estruturas residenciais e comerciais locais. A telha fotovoltaica surge, então, como uma alternativa que oferece a dupla funcionalidade de cobertura e geração de energia, o que reduz a carga estrutural adicional em comparação aos módulos fotovoltaicos convencionais.

Com relação à potência máxima que poderia ser instalada, foi considerada a área de telhado disponível, que varia conforme o sistema utilizado. O uso de telhas solares permite uma cobertura maior, já que cada unidade funciona como um gerador e como parte do telhado. Na Tabela 4 estão os dados para comparação dos dois sistemas.

Tabela 4 - Comparativo entre telhas e módulos fotovoltaicos.

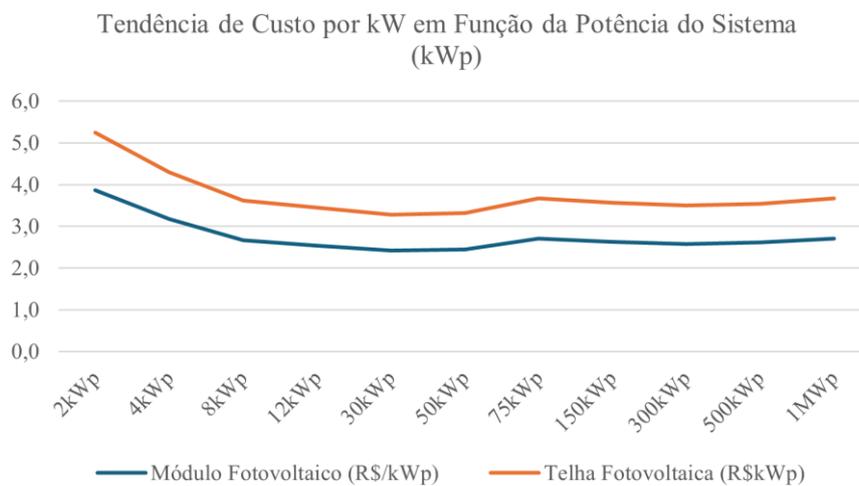
	Módulo FV Convencional	Telha FV Fibrocimento
Área unitária [m ²]	1,976	2,352
Potência (unidade) [kWp]	0,375	0,144
Eficiência	18,98%	6,12%
Peso [kg/m ²]	26,000	18,000

Esses dados indicam que, embora a eficiência da telha fotovoltaica seja menor que a do módulo convencional, ela cobre uma área maior. Isso é resultado do fato de que o dado de eficiência é calculado com base na área total da telha, e não apenas dos módulos fotovoltaicos aplicados sobre elas.

Para análise de custos, foi consultado um fornecedor, a Eternit, que informou que um sistema de 1,75 kWp em telhas fotovoltaicas tem um custo médio de R\$ 10.500,00. No entanto, sistemas maiores geralmente apresentam uma redução de custo por kWp, devido a economias logísticas e de escala. A fim de estimar o custo de um sistema de 1 MWp, foi realizada uma extrapolação baseada na tendência de preços dos sistemas com módulos fotovoltaicos convencionais.

Conforme o estudo da Greener de 2024, a produção de um sistema de 1 MWp tem uma redução de custo de aproximadamente 30,23% em relação a um sistema de 2 kWp. Aplicando essa tendência ao sistema de telhas fotovoltaicas, estimamos o custo de 1 MWp em R\$ 3.662,00 por kWp, ilustrado na Figura 13. Embora esse valor seja mais alto que o custo médio dos sistemas em telhados usando módulos fotovoltaicos convencionais, estimado em R\$ 2.700,00 por kWp (GREENER, 2024), ele ainda representa uma alternativa economicamente viável quando comparado ao custo de geração de energia a diesel em sistemas isolados.

Figura 13 - Tendência de custo em função da potência do sistema (kWp).



Fonte: Módulo FV (GREENER, 2024) / Telha FV

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, são apresentados e discutidos os resultados obtidos a partir da análise da comunidade escolhida para a substituição do fornecimento de energia com base em geradores diesel pela implementação do sistema híbrido com energia fotovoltaica e armazenamento de energia em baterias.

4.1 VIABILIDADE TÉCNICA E ECONÔMICA DO SISTEMA HÍBRIDO

As simulações realizadas com o *software* Homer Pro ® para a curva de carga de Jordão resultaram em diferentes configurações de sistemas de geração de energia, combinando fontes renováveis (FV e SAEB) e não renováveis (UTE). Os principais resultados dessas simulações são apresentados a seguir, sempre com os cenários em ordem decrescente de LCOE. A Tabela 5 apresenta os resultados do cenário base, obtidos por meio do método de simulação *Homer Optimizer*. Esse método permite que o *software* avalie diversos cenários e identifique a melhor combinação de fontes para minimizar o LCOE. Os valores resultantes dessa simulação foram utilizados como referência para as análises subsequentes. Nestas simulações de cenário base, foram considerados os custos e características técnicas de módulos FV convencionais e baterias de primeira vida.

O Sistema 1, que inclui um sistema fotovoltaico (FV), armazenamento com baterias (SAEB) e gerador a diesel (UTE), tem uma alta penetração de energia renovável, com 87,31%. Apesar de ter uma parte do sistema movida a diesel, o custo médio do kWh é significativamente mais baixo que o sistema que depende apenas do gerador a diesel (aproximadamente 75%). O uso do gerador a diesel ainda ocorre em um número moderado de horas (845 horas/ano) e a quantidade de combustível consumido é de aproximadamente 154.000 litros anuais.

O Sistema 2 apresenta o segundo menor LCOE, com um custo de R\$ 2,49/kWh para atender 100% da demanda utilizando exclusivamente energia renovável, sem o apoio de UTE. Embora esse valor seja significativamente superior ao do Sistema 1, ele ainda representa uma redução de 57% em relação ao custo atual baseado exclusivamente no suprimento por óleo diesel. Os resultados de dimensionamento deste sistema 100% renovável foram utilizados como referência inicial para as simulações subsequentes, que tiveram como objetivo avaliar a viabilidade técnica e econômica da utilização de

geradores FV e SAEBs alternativos para o suprimento integralmente renovável da comunidade. Desta forma, para assegurar a comparabilidade entre os cenários, a potência do sistema FV e do SAEB foi mantida fixa em 6.425 kW e 19.924 kWh, respectivamente, permitindo a análise dos custos associados a cada configuração.

Na Tabela 6 são apresentados os resultados das simulações considerando o cenário com 100% de penetração renovável para as combinações de sistemas fotovoltaicos (módulo ou telha) com baterias de primeira vida e de segunda vida. Para fins comparativos, também é exibida a simulação considerando apenas a Usina Termelétrica (UTE), que é a mesma para todos os cenários de simulação. Esse formato permite uma análise detalhada das diferentes opções de sistemas fotovoltaicos, com e sem o uso de baterias, e a comparação com a geração convencional de energia.

Entre os cenários simulados, destaca-se o Sistema 8, composto por FV instalado em telhas fotovoltaicas e SAEB de primeira vida, que alcança a penetração renovável de 100%, com custo médio de R\$ 2,81/kWh. Em comparação, a mesma configuração utilizando módulos fotovoltaicos (Sistema 6) resultou em um custo médio de R\$ 2,49/kWh. Embora represente um avanço em sustentabilidade, o custo dessa configuração é mais elevado, ainda que inferior ao custo da geração a diesel.

Tabela 5 - Resultados da simulação do sistema híbrido com módulos fotovoltaicos e baterias de primeira vida.

	Sistema	Fontes	Potência FV (kW)	Potência UTE (kW)	Potência SAEB	Preço final (R\$)	Custo médio do kWh (COE) (R\$)	Penetração de energia renovável (%)
Módulo	1	FV + SAEB + UTE	4279,063	2000	8607	R\$ 70.911.450	R\$ 1,463	87,31%
	2	FV + SAEB	6425,908		19924	R\$ 107.156.900	R\$ 2,490	100,00%
	3	FV + UTE	23,879	2000		R\$ 234.869.500	R\$ 5,458	0,00%
	4	UTE		2000		R\$ 252.801.800	R\$ 5,856	0,00%

Tabela 6 - Resultados da simulação do sistema híbrido com telhas fotovoltaicas e baterias de primeira vida.

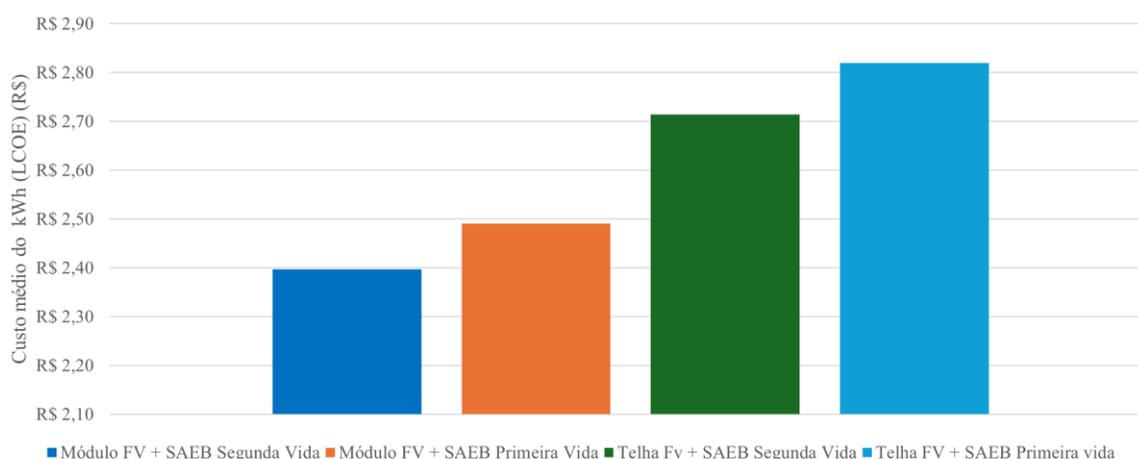
	Sistema	Fontes	Potência FV (kW)	Potência UTE (kW)	Potência SAEB	Preço final (R\$)	Custo médio do kWh (COE) (R\$)	Penetração de energia renovável (%)
Módulo + Baterias 2ª vida	5	FV + SAEB	6425,908		24905	R\$ 103.108.100	R\$ 2,397	100,00%
Módulo - FV fixado	6	FV + SAEB	6425,908		19924	R\$ 107.156.900	R\$ 2,490	100,00%
Telha + Baterias 2ª vida	7	FV + SAEB	6425,908		24905	R\$ 116.766.200	R\$ 2,714	100,00%
Telha	8	FV + SAEB	6425,908		19924	R\$ 121.313.500	R\$ 2,819	100,00%
	9	UTE		2000		R\$ 252.801.800	R\$ 5,856	0,00%

Os Sistemas 5 e 7 apresentaram alternativas mais acessíveis, incorporando baterias de segunda vida. Nessas simulações, o custo médio da energia foi reduzido para

R\$ 2,39/kWh utilizando módulos fotovoltaicos e R\$ 2,71/kWh com telhas fotovoltaicas. Esses cenários evidenciam a significativa redução de custos associada ao reuso de baterias de veículos elétricos, além dos benefícios ambientais decorrentes. Destacam-se também pela expressiva diminuição da dependência da geração térmica via UTE, apresentando custos muito inferiores aos cenários baseados exclusivamente em geração a diesel. Isso contribui para a implementação de uma matriz energética mais limpa e sustentável para a comunidade de Jordão, tornando a transição para fontes renováveis mais viável economicamente.

A Figura 14 apresenta uma comparação entre os custos do sistema atendido por UTE e dos sistemas híbridos compostos por FV + SAEB para os cenários de simulação "Módulo FV + SAEB Primeira Vida", "Módulo FV + SAEB Segunda Vida", "Telha FV + SAEB Primeira Vida" e "Telha FV + SAEB Segunda Vida". Observa-se que, embora os módulos FV apresentem custos inferiores, as telhas fotovoltaicas permanecem como uma alternativa atraente. Isso se deve ao fato de o custo da energia gerada por elas ser significativamente menor em comparação à energia proveniente da UTE, além de oferecer vantagens como uma instalação mais prática e um menor impacto estrutural nas edificações de Jordão.

Figura 14 - Gráfico de custo médio do kWh (COE) (R\$).



É importante destacar que, neste estudo, foram considerados os custos dos sistemas FV instalados. No entanto, não foi possível quantificar custos adicionais relacionados a possíveis adaptações dos telhados necessárias para a instalação de sistemas FV convencionais devido ao peso extra. Da mesma forma, não foram quantificadas possíveis reduções nos custos de mão de obra associadas à instalação das telhas FV, que

tendem a ser mais simples de instalar em sistemas isolados, geralmente caracterizados por telhados com telhas onduladas compatíveis com as apresentadas neste estudo. Outro aspecto relevante é a logística, que apresenta diferenças significativas entre os dois sistemas. As telhas FV, sendo mais leves por unidade, tendem a ser mais fáceis de transportar e manusear, especialmente em locais de difícil acesso. Adicionalmente, no caso de novas edificações, poderia ser considerada uma redução nos custos de materiais de construção, já que as telhas FV desempenham simultaneamente a função de geradores de energia e de cobertura do telhado. Esses fatores, em conjunto, poderiam contribuir significativamente para a maior competitividade das telhas FV em relação aos sistemas com módulos FV convencionais, especialmente nesta aplicação em sistemas isolados.

4.2 ANÁLISE DO POTENCIAL FOTOVOLTAICO DE JORDÃO

A análise do potencial fotovoltaico em Jordão foi realizada avaliando a área disponível nos telhados das residências. Através da classificação automatizada, calculou-se a área total dos telhados da localidade, que somou 140.485,994 m², utilizando o software QGIS. Na Figura 15, observa-se a classificação das áreas de interesse. Já as Figura 16, Figura 17, Figura 18 e Figura 19 mostram, respectivamente, um corte mais aproximado da imagem de satélite original e da imagem classificada, permitindo uma análise detalhada da correspondência entre os dados brutos e os resultados obtidos após o processamento.

Para determinar um valor mais preciso de área útil, foi realizada uma análise detalhada do perfil dos telhados de uma amostra, com o objetivo de estabelecer um fator de aproveitamento mais adequado para a localidade.

A análise revelou que a área média de cada telhado é de 95 m², com dimensões de 8 metros de largura e 12 metros de comprimento. Esses valores foram utilizados para representar o telhado típico de Jordão, modelado como um retângulo dividido em duas águas. Na Tabela 7, são apresentados os detalhes das 21 amostras que compuseram o estudo.

Figura 15 - Resultado da classificação de Jordão/AC



Figura 16 - Área 2C não classificada.



Figura 17 - Área 2C classificada.



Figura 18 - Área 4C não classificada.



Figura 19 - Área 4C classificada.



Esta avaliação não levou em consideração possíveis sombreamentos ou obstáculos como chaminés, que podem impactar a instalação dos sistemas fotovoltaicos. Jordão se destaca por apresentar telhados predominantemente padronizados, em sua maioria na cor cinza, o que sugere o uso de telhas de fibrocimento. Essa característica torna a aplicação de telhas fotovoltaicas especialmente favorável, sendo uma das alternativas exploradas neste trabalho como solução para atender à demanda energética da comunidade de Jordão. Esse tipo de tecnologia foi analisado em comparação com os módulos fotovoltaicos tradicionais, levando em consideração tanto a viabilidade técnica quanto a econômica.

Tabela 7 - Amostras para análise da área útil dos telhados.

Amostras	Comprimento	Largura	Área
1	16,19	6,91	111,87
2	9,87	8,61	84,98
3	9,75	6,00	58,50
4	12,33	4,42	54,50
5	6,93	8,86	61,40
6	12,40	6,65	82,46
7	12,57	7,12	89,50
8	11,84	6,38	75,54
9	13,84	8,86	122,62
10	13,32	6,63	88,31
11	11,31	11,00	124,41
12	8,37	8,09	67,71
13	6,99	7,00	48,93
14	9,88	11,00	108,68
15	17,60	8,89	156,46
16	11,88	7,62	90,53
17	7,54	7,00	52,78
18	11,88	5,66	67,24
19	16,84	9,92	167,05
20	13,75	9,82	135,03
21	19,77	8,33	164,68
Média	Comp.méd	Larg.méd	Área.méd
	12,14	7,85	95,87

Inicialmente, considerando 100% da área disponível para a alocação de módulos fotovoltaicos, a potência teórica máxima foi estimada em 19.060 kWp. No entanto, uma análise mais detalhada, que levou em conta os espaçamentos necessários e o *layout* de instalação, conforme indicado nas figuras Figura 20 e Figura 21, reduziu a potência máxima prática para 13.500 kWp, resultando em um aproveitamento efetivo de aproximadamente 76,50% da área disponível. Esse percentual reflete a influência do

formato do telhado e do *layout* de instalação, que impactam diretamente o potencial de geração de energia.

Figura 20 - *Layout* do telhado médio com Telhas FV Eternit.

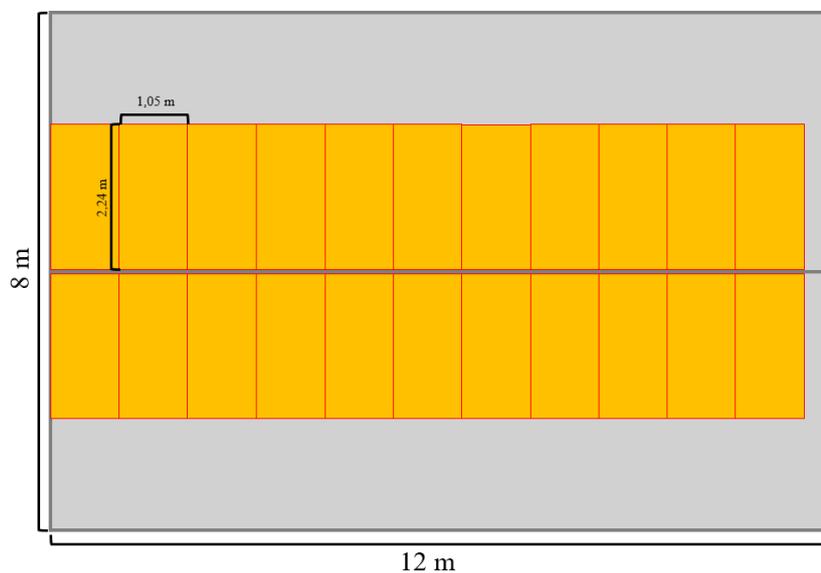
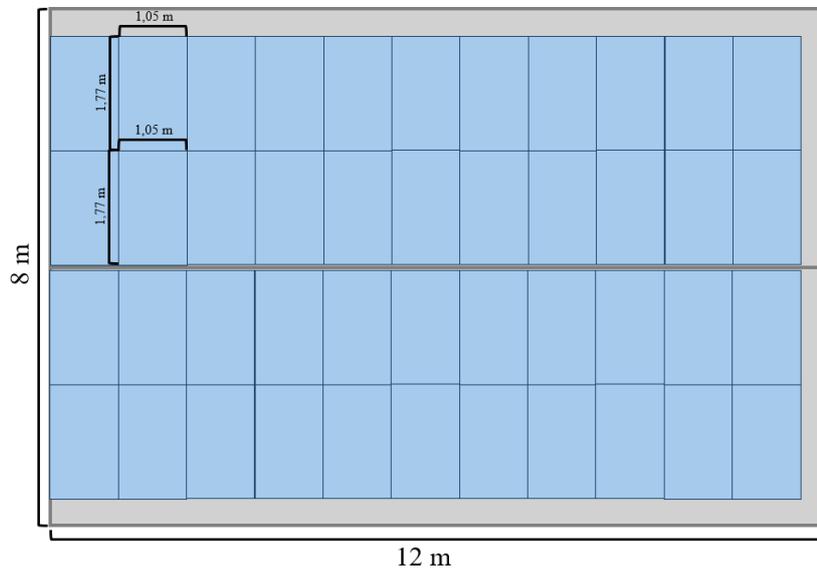


Figura 21 - *Layout* do telhado médio com módulos Trina 375 Wp.



A análise da área disponível nos telhados em Jordão indicou que as telhas fotovoltaicas podem atender de forma eficiente à demanda energética da comunidade. Apesar de sua eficiência ser menor em comparação aos módulos fotovoltaicos convencionais, a maior cobertura proporcionada pelas telhas permite a instalação de uma potência que supera em 17% a potência máxima necessária de 6.425 kWp, conforme as

simulações realizadas no Homer (Tabela 3). Além disso, as telhas fotovoltaicas oferecem uma redução significativa na carga estrutural das edificações, passando de 26 kg/m² na instalação de módulos convencionais (que incluem o peso do módulo, telha de fibrocimento e estrutura de alumínio) para 18 kg/m². Na Tabela 8 são apresentados os resultados de potência máxima considerando as áreas úteis dos telhados. Essa diminuição no peso total reforça a viabilidade das telhas fotovoltaicas como alternativa para atender à demanda energética da localidade de forma eficiente e sustentável.

Tabela 8 - Resultados de potências máximas considerando área útil dos telhados.

	Módulo FV Convencional	Telha FV Fibrocimento
Área unitária [m ²]	1,976	2,352
Área disponível telhados [m ²]	107.471,785	123.627,675
Potência (unidade) [kWp]	0,375	0,144
Potência total [kWp]	20.393,954	7.569,041
Eficiência	18,98%	6,12%
Peso [kg/m ²]	26,000	18,000

Em termos de investimento, o custo de um sistema de 1,75 kWp em telhas fotovoltaicas é de aproximadamente R\$ 10.500,00, segundo o fornecedor Eternit. Para uma escala maior, estimou-se que o custo de um sistema de 1 MWp com telhas fotovoltaicas seria de R\$ 3.662,00 por kWp, devido à economia de escala. Este valor é mais alto que o custo de módulos convencionais (em média R\$ 2.700,00 por kWp), mas ainda é competitivo quando comparado ao custo elevado da geração de energia a diesel em regiões isoladas.

Esses dados demonstram que as telhas fotovoltaicas são uma opção economicamente viável para Jordão, oferecendo uma solução adaptada à infraestrutura local e com potencial de atender a demanda de forma eficiente.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho analisou a viabilidade técnica e econômica da implantação de sistemas de energia solar em Jordão, no Acre, considerando módulos fotovoltaicos convencionais, telhas fotovoltaicas e sistemas de armazenamento de energia de 1ª e 2ª vida. Os resultados demonstraram que a adoção de energia renovável pode gerar uma redução expressiva nos custos de geração em comparação aos geradores a diesel atualmente utilizados. O custo médio do kWh apresentou reduções significativas: 57,50% com módulos fotovoltaicos, 51,86% com telhas fotovoltaicas, 53,61% com telhas fotovoltaicas combinadas com baterias de 2ª vida e 59,05% com módulos fotovoltaicos associados a baterias de 2ª vida. É importante destacar que essa economia significativa é influenciada pelo fato de o custo médio do kWh em Jordão estar muito acima da média dos sistemas isolados no Brasil.

Além disso, a análise confirmou a viabilidade técnica da utilização de telhas fotovoltaicas, que apresentam a vantagem de instalação simplificada e menor impacto estrutural sobre as residências locais. Considerando que a localidade já utiliza um número significativo de edificações com telhas onduladas, a substituição dessas telhas convencionais pelas fotovoltaicas se torna uma alternativa viável e de baixo custo, aproveitando a infraestrutura existente sem a necessidade de grandes adaptações nas estruturas das moradias. A potência possível de ser alocada nos telhados excede em 17% a potência necessária para atender à demanda energética da localidade, reforçando a capacidade dos sistemas fotovoltaicos em suprir o consumo local.

A presença de um banco de baterias mostrou-se essencial para garantir uma alta penetração de fontes renováveis, assegurando o fornecimento de energia durante os períodos de baixa produção solar. Neste contexto, a utilização de baterias de segunda vida foi avaliada como uma alternativa promissora para reduzir custos e reaproveitar materiais, contribuindo para a mitigação dos impactos ambientais associados ao descarte de baterias. Apesar dessa abordagem proporcionar uma economia adicional de 2% nos sistemas analisados, o fato de custar cerca de 75% do valor de um sistema novo, porém ter 80% de capacidade restante pode representar um obstáculo à sua implementação. Esse cenário é agravado pela ausência de garantias de operação e pela dificuldade em prever por quanto tempo as baterias reutilizadas continuariam funcionando adequadamente. Assim, fica evidente a necessidade de políticas públicas e incentivos específicos para viabilizar a

reutilização dessas baterias, maximizando seu potencial na segunda vida e reduzindo a demanda por novos minerais para a produção de baterias, com benefícios significativos para o meio ambiente.

Uma das principais barreiras identificadas foi o dilema regulatório relacionado ao uso dos telhados da comunidade para a instalação de sistemas que não seriam de propriedade dos moradores. A implementação desses sistemas exige um investimento inicial significativo, inviável para a maioria das famílias locais. Assim, sugere-se a necessidade de regulamentações específicas que viabilizem arranjos institucionais alternativos, como parcerias público-privadas ou programas governamentais de incentivo.

Adicionalmente, é fundamental garantir que a localidade disponha de mão de obra treinada e especializada para assegurar a confiabilidade e a operação adequada dos sistemas. Isso contribuirá para a manutenção a longo prazo, além de proporcionar segurança e eficiência no uso da energia renovável.

Como direcionamento para futuros estudos, recomenda-se:

- Investigar soluções regulatórias para a propriedade e manutenção dos sistemas fotovoltaicos instalados em telhados de comunidades do SISOL;
- Refinar o dimensionamento do potencial fotovoltaico, considerando análises mais detalhadas dos telhados, como inclinação, sombreamento e materiais utilizados;
- Análise detalhada da economia gerada pelo uso de telhas fotovoltaicas em edificações novas, considerando a redução dos custos associados ao revestimento tradicional dos telhados. Quantificar os custos evitados pela substituição de materiais convencionais por telhas FV, avaliando o impacto dessa economia no custo total de instalação e na viabilidade econômica de projetos em comunidades isoladas.
- Avaliar a viabilidade técnica e econômica de sistemas híbridos em outros contextos isolados, permitindo a extrapolação dos resultados obtidos para diferentes cenários no Brasil.

Por fim, este estudo reforça o potencial transformador da energia solar em comunidades remotas, promovendo economia, sustentabilidade e qualidade de vida, desde que sejam superados os desafios técnicos, logísticos e regulatórios apresentados.

REFERÊNCIAS

ABRAMOVAY, Ricardo. Inovações para que se democratize o acesso à energia, sem ampliar as emissões. *Ambiente & Sociedade*, v. 17, n. 3, p. 01-18, 2014. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1414-753X2014000300002&lng=pt&nrm=iso. Acesso em: 01 out. 2024. DOI: 10.1590/S1414-753X2014000300002.

ACENDE BRASIL. Sistemas isolados: mais renováveis e menos diesel. *Acende Brasil*, 2022. Disponível em: <https://acendebrasil.com.br>. Acesso em: 03 set. 2024.

AKINTE, Oluwaseun Olanrewaju; PLANGKLANG, Boonyang; PRASARTKAEW, Boonrit; AINA, Taiwo Samuel. Energy Storage Management of a Solar Photovoltaic–Biomass Hybrid Power System. *Energies*, v. 16, n. 13, p. 5122, 2023. DOI: 10.3390/en16135122. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en16135122>. Acesso em: 05 out. 2024.

ALMEIDA, Rodolfo. Mapa dos sistemas isolados na Amazônia. *Sumaúma*, 09 ago. 2023. Disponível em: <https://sumauma.com/cupula-amazonia-sociedade-quer-barrar-petroleo-brasil-tendencia-explorar-mais/>. Acesso em: 02 dez. 2024.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Relatório de Subsídios 2022. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/tomadas-de-subsidios>. Acesso em: 10 set. 2024.

BHATTACHARYYA, Subhes C.; PALIT, Debajit. Mini-Grids for Rural Electrification of Developing Countries: Analysis and Case Studies from South Asia. Springer, 2016.

BODON, Juliano Henrique; PELEGRINI, Alexandre Vieira; HEEMANN, Adriano. Sistemas fotovoltaicos integrados em edificações: tecnologias e oportunidades com foco no mercado brasileiro. *Revista Brasileira de Energia Solar*, Curitiba, v. 1, n. 1, p. 1-15, 2023. Disponível em: <https://www.ufpr.br/portal/ppgdesign>. Acesso em: 07 out. 2024.

CALILI, Rodrigo Flora. Geração de energia elétrica em Sistemas Isolados: desafios e propostas para aumento da participação de fontes renováveis com base em uma análise multicritérios. 2019. Tese de Doutorado. PUC-Rio.

CAMPOS, Felipe Melo; ARAÚJO, Danielly Norberto; TOLEDO, Olga Moraes; FERNANDES, Lucas do Espírito Santo; BORBA, Ana Tereza Andrade. Tecnologias e aplicações de sistemas de armazenamento de energia para suporte à integração de fontes renováveis no Brasil. In: IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, 23-27 maio 2022, Florianópolis. Anais [...]. Florianópolis: Associação Brasileira de Energia Solar (ABENS), 2022. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1138/1140>. Acesso em: 09 out. 2024.

CAVALCANTE FILHO, Pedro Gilberto et al. Pobreza rural e desigualdade de renda na Amazônia: um estudo da produção familiar rural do estado do Acre. *Revista de Estudos Sociais*, v. 20, n. 40, p. 161-178, 2018. ISSN 1519-504X.

COLE, Wesley; FRAZIER, A. Will. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory, 2019. NREL/TP-6A20-73222. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/73222.pdf>. Acesso em: 26 nov. 2024.

DARKWAH, Williams Kweku; ODUM, Bismark; KOOMSON, Desmond; KWAKYE DANSO, Benjamin; OTI-MENSAH, Ewurabena; ASENSO, Theophilus; BUANYA, Beryl. Greenhouse Effect: Greenhouse Gases and Their Impact on Global Warming. *Journal of Scientific Research and Reports*, v. 17, p. 1-9, 2018. DOI: 10.9734/JSRR/2017/39630.

DIEHL, Adam. How much do solar panels weigh? *Greentech Renewables*, 2015. Disponível em: <https://www.greentechrenewables.com/article/how-much-do-solar-panels-weigh>. Acesso em: 3 dez. 2024.

DING, Yuan-Li; CANO, Zachary; YU, Aiping; LU, Jun; CHEN, Zhongwei. Automotive Li-Ion Batteries: Current Status and Future Perspectives. *Electrochemical Energy Reviews*, v. 2, p. 1-28, 2019. DOI: 10.1007/s41918-018-0022-z.

DRANKA, G. G.; FERREIRA, P. Renewable energy in isolated regions: Technological advancements and challenges. *Energy Reports*, v. 4, p. 130-140, 2018.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Projeções dos preços dos combustíveis líquidos para atendimento aos sistemas isolados e usinas da região Sul em 2025. Rio de Janeiro: EPE, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/projecoes-dos-precos-dos-combustiveis-liquidos-para-atendimento-aos-sistemas-isolados-e-usinas-da-regiao-sul-em-2025>. Acesso em: 17 out. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE Nota técnica: custos e benefícios de alternativas de geração de energia elétrica para sistemas isolados na Amazônia. Brasília: EPE, 2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br>. Acesso em: 19 nov. 2024.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Sistemas Isolados no Brasil: Desafios e Oportunidades. Rio de Janeiro, 2022.

ETERNIT. Catálogo técnico - Telha fotovoltaica Eternit 144 Wp. São Paulo: Eternit, 2024. Disponível em: <https://www.eternit.com.br/catalogo-telha-fotovoltaica>. Acesso em: 17 nov. 2024.

FARIA, Fábio Luis França de; HOHMANN, Matheus; SANTOS, Daniel Odilio dos; RÜTHER, Ricardo; OLIVEIRA, Aline Kirsten Vidal de. Utilização de baterias de segunda vida em pelotões especiais de fronteira do Exército Brasileiro. In: ANAIS DO XIV CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 2024, Manaus-AM. Anais [...]. Manaus: [s. n.], 2024. ISBN 978-65-992540-2-4.

FRANCATO, Alberto Luiz et al. Integração de sistemas fotovoltaicos em elementos construtivos das envoltórias de edificações: estudo de caso em coberturas. *Peer Review*, v. 5, n. 21, p. 646-660, 2023.

GILS, Hans Chistian; SIMON, Sonja; SORIA, Rafael. Renewable Energy Supply for Brazil-The Role of Sector Coupling and Regional Development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 80, p. 625-635, 2017.

GÓMEZ, Maria. F.; SILVEIRA, Semida. Rural electrification of the Brazilian Amazon – achievements and lessons learned. *Energy Policy*, v. 38, n. 10, p. 6251-6260, 2010.

GOVERNO DO BRASIL. Programa Luz para Todos: Eletrificação Rural no Brasil. Ministério de Minas e Energia, 2020.

GOVERNO DO BRASIL. Renewable energy. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/en/government-of-brazil/latest-news/2022/renewable-energy>.

Acesso em: 18 nov. 2024.

HERNÁNDEZ-MORO, J.; MARTÍNEZ-DUART, J. M. Analytical model for solar PV and CSP electricity costs: Present LCOE values and their future evolution. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 20, p. 119-132, 2013.

HOHMANN, M.; OLIVEIRA, A. K. V. de; RÜTHER, R. Análise de viabilidade técnica da utilização de baterias de segunda vida retiradas de veículos elétricos. *Anais Congresso Brasileiro De Energia Solar - CBENS*, 1–8. 2024. <https://doi.org/10.59627/cbens.2022.1195>.

HOMER PRO. Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources. Versão 3.16.4. Boulder, CO: HOMER Energy by UL, 2024. Disponível em: <https://www.homerenergy.com>. Acesso em: 4 dez. 2024.

IBGE – INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. Amazônia: Indicadores Socioambientais 2023. Disponível em: <https://www.ibge.gov.br/geociencias/informacoes-ambientais/geologia/15819-amazonia-legal.html>. Acesso em: 10 set. 2024.

INSTITUTO DE ENERGIA E MEIO AMBIENTE (IEMA). Sistemas Fotovoltaicos na Amazônia Legal: avaliação e proposição de políticas públicas de universalização de energia elétrica e logística reversa. São Paulo: IEMA, maio 2023

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY (IRENA). Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030. Abu Dhabi: IRENA, 2017. Disponível em: <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>. Acesso em: 4 dez. 2024.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY – IRENA. Renewable Energy in Off-Grid Systems: Status and Outlook. Abu Dhabi, 2019. Disponível em: <https://www.irena.org>. Acesso em: 19 nov. 2024.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. Energy Access Outlook 2022: From Poverty to Prosperity. Paris: OECD, 2022. Disponível em: <https://www.iea.org>. Acesso em: 19 nov. 2024.

KARASIAK, Nicolas. Dzetsaka Qgis Classification plugin. 2016. Disponível em: <https://github.com/nkarasiak/dzetsaka>. DOI: 10.5281/zenodo.2552284. Acesso em: 22 set. 2024.

KAVLAK, Goksin; MCNERNEY, James; TRANCIK, Jessika E. Evaluating the causes of cost reduction in photovoltaic modules. Energy Policy, v. 123, p. 700-710, 2018.

KIKUMOTO, Bruno. Reforço estrutural para a instalação de sistemas fotovoltaicos. Canal Solar, 10 mar. 2019. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/reforco-estrutural-para-instalacao-de-sistemas-fotovoltaicos/>. Acesso em: 18 nov. 2024.

MAYER, Adam. Fossil fuel dependence and energy insecurity. *Energy Sustainability and Society*, v. 12, p. 27, 2022. DOI: 10.1186/s13705-022-00353-5. Disponível em: <https://doi.org/10.1186/s13705-022-00353-5>. Acesso em: 18 nov. 2024.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico. Relatório de Operação: Sistemas Isolados. Brasília, 2023. Boletim de Energia 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/RT-ONS%20DPL%200547-2023%20-%20PEN%20SISOL%202024%201.pdf>. Acesso em: 10 set. 2024.

PALMETTO. Guide to Building Integrated Photovoltaics (BIPV). Disponível em: <https://palmetto.com/solar/guide-to-building-integrated-photovoltaics-bipv>. Acesso em: 18 nov. 2024.

PEREIRA, Enio et al. Atlas brasileiro de energia solar. [S. l.]: Universidade Federal de São Paulo, 2017. E-book. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html. Acesso em: 10 out. 2043.

PORTAL SOLAR. Geração de energia solar cresce com redução de custos e mais eficiência. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/noticias/opiniaopiniaotecnologia/geracao-de-energia-solar-cresce-com-reducao-de-custos-e-mais-eficiencia>. Acesso em: 15 out. 2024.

ROSOLEM, Maria de Fátima N. C.; PINTO, Daniel Robson; BECK, Raul F.; BET, Ildo; GAIDZINSKI, Paulo. Estado da arte de baterias avançadas para sistemas fotovoltaicos. Fundação CPqD, Área de Sistema de Energia e PHB Eletrônica, 2024. Acesso em: 18 nov. 2024.

SCHUMACHER, Ernst Friedrich. Schumacher on energy: speeches and writings of E. F. Schumacher. London: Cape, 1982.

SOUZA, Rubem Cesar R. Fontes renováveis de energia. 2022. Disponível em: https://www.gov.br/suframa/pt-br/publicacoes/5.Fontes_Renovveis_de_Energia_Rubem_Csar_UFAM_26072022.pdf. Acesso em: 18 nov. 2024.

TRINA SOLAR. Catálogo técnico - Módulo fotovoltaico 505 W. São Paulo: Trina Solar, 2024. Disponível em: https://static.trinasolar.com/sites/default/files/EN_TSM_DE14A_II_Tallmaxplus_B_2017_web.pdf. Acesso em: 17 nov. 2024.

UNITED NATIONS DEVELOPMENT PROGRAMME (UNDP). Energy access for the poor. Disponível em: <https://www.undp.org/energy>. Acesso em: 18 nov. 2024.

VAN ELS, Rudi Henri; VIANNA, João Nildo de Souza; BRASIL, Antonio Cesar Pinho. The Brazilian experience of rural electrification in the Amazon with decentralized generation – The need to change the paradigm from electrification to development. Renewable and Sustainable Energy Reviews, [S.l.], v. 16, n. 3, p. 1450-1461, 2012. Disponível em: <https://ideas.repec.org/a/eee/rensus/v16y2012i3p1450-1461.html>. Acesso em: 18 nov. 2024.

ZANICOSKI, Lucas Augusto; HOHMANN, Matheus; OLIVEIRA, Aline Kirsten Vidal de; PACHECO, Leonardo Freire; NASPOLINI, Helena Flávia; RÜTHER, Ricardo. Método para parametrização de baterias de lítio em segunda-vida e determinação de SOH. 2024. Universidade Federal de Santa Catarina e Celesc Distribuição S.A.

ZIEGLER, Micah. S.; TRANCIK, Jessika. E. Re-examining rates of lithium-ion battery technology improvement and cost decline. Energy & Environmental Science, v. 14, p. 1635-1651, 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1039/D0EE02681F>. Acesso em: 18 nov. 2024.