



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

**ESTUDO DE CASO DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA
CONECTADA À REDE EM UM IMÓVEL COMERCIAL NA CIDADE DE
BENEVIDES/PA**

BELÉM – PA

2025

INGRED RODRIGUES DA SILVA

**ESTUDO DE CASO DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA
CONECTADA À REDE EM UM IMÓVEL COMERCIAL NA CIDADE DE
BENEVIDES/PA**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado como requisito para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia Elétrica no Instituto de Tecnologia – ITEC da Universidade Federal do Pará – UFPA.

Orientadora: Prof^ª. Dr^ª. Alessandra Macedo de Souza Lopes.

BELÉM – PA


2025

INGRED RODRIGUES DA SILVA


Título: ESTUDO DE CASO DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTVOLTAICA CONECTADA À REDE EM UM IMÓVEL COMERCIAL NA CIDADE DE BENEVIDES/PA

Trabalho de Conclusão de Curso submetido à Faculdade de Engenharia Elétrica e Biomédica, FEEB, da Universidade Federal do Pará, como requisito para obtenção de Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.


Este trabalho foi julgado em 10/09/2025 adequado para obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista, e aprovado na sua forma final pela banca examinadora que atribuiu o conceito Excelente.

Documento assinado digitalmente
 **ALESSANDRA MACEDO DE SOUZA LOPES**
Data: 11/09/2025 17:42:09-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof^ª. Dr^ª. Alessandra Macedo de Souza Lopes
ORIENTADORA

Documento assinado digitalmente
 **NILTON RODOLFO NASCIMENTO MELO RODRIG**
Data: 12/09/2025 11:40:06-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof.^o Dr. Nilton Rodolfo Nascimento Melo Rodrigues
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente
 **JOAO PAULO ABREU VIEIRA**
Data: 12/09/2025 12:33:32-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof.^o Dr. João Paulo Abreu Vieira
MEMBRO DA BANCA EXAMINADORA

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, por me dar forças e iluminar cada passo dessa jornada.

À minha mãe, Francilene, minha base e inspiração, pelo amor incondicional, apoio em todos os momentos e por acreditar em mim mesmo quando eu duvidava da minha capacidade.

Ao meu noivo, Leonardo, pela paciência, incentivo constante e companheirismo, que foram essenciais para que eu mantivesse a motivação até a conclusão deste trabalho.

Ao meu irmão, Felipe, por estar sempre ao meu lado, oferecendo palavras de apoio e acreditando no meu sucesso.

À minha professora e orientadora, Alessandra, pela orientação e apoio durante todo o desenvolvimento deste trabalho.

A cada um de vocês, meu mais profundo agradecimento, pois este trabalho também é fruto do amor e da força que recebi de vocês.

RESUMO

O presente trabalho consiste em um estudo de caso sobre a implantação de um sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede elétrica em um imóvel comercial localizado na cidade de Benevides/PA. A pesquisa tem como propósito principal analisar a viabilidade técnica e econômica da instalação, buscando evidenciar os benefícios da geração própria de energia para redução de custos e promoção de práticas sustentáveis. A metodologia adotada descreve as etapas para análise do local de instalação, dimensionamento do sistema, estimativa de custos, simulação de faturas de energia e cálculo de payback simples, além da verificação de geração real após a instalação. O estudo de caso traz informações práticas do imóvel, como levantamento de consumo, dimensionamento do gerador fotovoltaico, elaboração do layout de instalação e procedimentos para aprovação e homologação junto à concessionária. Por fim, o trabalho apresenta a análise dos dados de geração monitorados e das faturas pós-implantação, permitindo avaliar o desempenho e a economia obtida.

Palavras-chaves: Estudo de caso. Energia solar fotovoltaica. Viabilidade técnica. Viabilidade econômica.

ABSTRACT

This study consists of a case analysis on the implementation of a grid-connected photovoltaic solar energy system in a commercial property located in the city of Benevides, Pará, Brazil. The main purpose of the research is to analyze the technical and economic feasibility of the installation, highlighting the benefits of self-generation for cost reduction and the promotion of sustainable practices. The adopted methodology describes the steps for site analysis, system sizing, cost estimation, energy bill simulations, and simple payback calculation, as well as verification of actual energy generation after installation. The case study provides practical information about the property, including consumption survey, photovoltaic generator sizing, installation layout design, and procedures for approval and certification with the local utility company. Finally, the study presents the analysis of monitored generation data and post-implementation electricity bills, allowing for an assessment of performance and savings achieved.

Keywords: Case study. Photovoltaic solar energy. Technical feasibility. Economic feasibility.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Matriz elétrica brasileira.	16
Figura 2 – Geração solar fotovoltaica no Brasil por classe de consumo.....	17
Figura 3 – Sistema solar fotovoltaico On Grid.....	18
Figura 4 – Sistema Fotovoltaico Off Grid.....	19
Figura 5 – Sistema Fotovoltaico Híbrido.	20
Figura 6 – Estrutura do módulo fotovoltaico.....	22
Figura 7 – Exemplo de inversor string e microinversor.	23
Figura 8 – Medidor bidirecional.....	24
Figura 9 – Dimensionamento do Ramal de Conexão e Entrada das Instalações em 127/220V de conforme a norma NT.001.EQTL.	28
Figura 10 – Exemplo de leitura da norma NT.001.EQTL.....	29
Figura 11 – Ferramenta de busca de dados de irradiação solar do SunData.	30
Figura 12 – Cálculo dos Benefícios Tarifários Bruto e Líquido SCEE.....	35
Figura 13 – Exemplo de tabela de referência para cobrança de iluminação pública.....	36
Figura 14 – Layout da plataforma SOLARMAN Business.....	38
Figura 15 – Local de instalação do sistema fotovoltaico.....	39
Figura 16 – Informações de conexão da unidade.	40
Figura 17 – Padrão de entrada instalado.....	41
Figura 18 – Irradiação solar diária média.....	43
Figura 19 – Imagem aérea do telhado do local de instalação.....	44
Figura 20 – Dimensões do módulo solar de 585Wp.	45
Figura 21 – Layout dos módulos feito no AutoCAD.	46
Figura 22 – Datasheet do inversor.....	47
Figura 23 – Fluxo de caixa acumulado.....	50
Figura 24 – Módulos instalados sobre o telhado da edificação.....	51
Figura 25 – Inversor e padrão de entrada instalados.	52
Figura 26 – Geração real do sistema no mês 06/2025.....	53
Figura 27 – Geração real no período de faturamento.	53
Figura 28 – Fatura real do mês 07/2025 com energia solar.....	54

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tarifas aplicáveis pela Equatorial Energia Pará.	33
Tabela 2 – Tributos aplicáveis sobre a fatura de energia.	34
Tabela 3 – Consumo mensal de energia elétrica nos últimos meses.	42
Tabela 4 – Estimativa de perdas do sistema.	43
Tabela 5 – Custo do investimento.	48
Tabela 6 – Fator de ajuste de simultaneidade.	48
Tabela 7 – Estimativo do valor da fatura após instalação do sistema de energia solar.	49
Tabela 8 – Estimativo do valor da fatura sem energia solar.	49

LISTA DE SIGLAS

- ART** – Anotação de Responsabilidade Técnica
- BTB** – Benefício Tarifário Bruto
- BTL** – Benefício Tarifário Líquido
- CA** – Corrente Alternada
- CC** – Corrente Contínua
- COFINS** – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
- CRESESB** – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
- GD** – Geração Distribuída
- kWh** – Quilowatt-hora
- kWp** – Quilowatt-pico
- MPPT** – Maximum Power Point Tracking (Rastreamento do Ponto de Máxima Potência)
- MW** - Megawatt
- NT** – Norma Técnica
- PIS** – Programa de Integração Social
- SCEE** – Sistema de Compensação de Energia Elétrica
- SFCR** – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
- TE** – Tarifa de Energia
- TUSD** – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
- Wp** – Watt-pico

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
1.1. OBJETIVO DO TRABALHO	12
1.1.1. Objetivos Gerais	12
1.1.2. Objetivos Específicos	12
1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO	13
2. PANORAMA GERAL SOBRE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	15
2.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL	15
2.2. TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.....	17
2.2.1. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (On Grid)	18
2.2.2. Sistema Fotovoltaico Isolado (Off Grid).....	19
2.2.3. Sistema Fotovoltaico Híbrido.....	20
2.3. COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	21
2.3.1. Módulo Fotovoltaico	21
2.3.2. Inversor.....	22
2.3.3. Medidor Bidirecional.....	23
2.4. LEI 14.300/2022	24
3. METODOLOGIA UTILIZADA NO ESTUDO DE CASO.....	27
3.1. METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA DO LOCAL DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA.....	27
3.2. METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA	29
3.3. METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE RETORNO DO INVESTIMENTO	32
3.4. METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE RESULTADOS.....	37
4. ESTUDO DE CASO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO EM IMÓVEL COMERCIAL.....	39

4.1. INFORMAÇÕES DO LOCAL DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	39
4.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO	42
4.3. ANÁLISE DO RETORNO DO INVESTIMENTO PARA O SISTEMA PROPOSTO.....	47
4.4. INSTALAÇÃO E HOMOLOGAÇÃO DO PROJETO.....	51
4.5. DADOS REAIS DE GERAÇÃO E DE FATURAMENTO APÓS A INSTALAÇÃO.....	52
5. CONCLUSÃO.....	56
REFERÊNCIAS	57

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica vem se consolidando como uma alternativa estratégica para diversificar a matriz energética e reduzir custos com eletricidade. Por permitir a conversão direta da radiação solar em energia elétrica, os sistemas fotovoltaicos possibilitam a geração local de eletricidade, diminuindo a dependência da rede convencional e proporcionando maior previsibilidade dos gastos a longo prazo. Além disso, apresentam vantagens adicionais, como a possibilidade de integração às edificações, sem necessidade de ocupação de áreas extras, podendo inclusive exercer funções arquitetônicas, como sombreamento e proteção de coberturas (PINHO et al., 2008).

Além do aspecto econômico, a utilização da energia solar contribui diretamente para a preservação ambiental. Por ser uma fonte renovável e limpa, sua produção não emite gases de efeito estufa nem poluentes atmosféricos, colaborando para a redução dos impactos das mudanças climáticas e para a conservação dos recursos naturais (IEA, 2024; PEREIRA et al., 2017). Assim, investir em energia solar fotovoltaica representa não apenas uma escolha inteligente para reduzir despesas, mas também um compromisso com um futuro mais sustentável e responsável.

Entretanto, a aquisição e implementação de um sistema fotovoltaico ainda apresentam alguns desafios. Embora os custos de equipamentos e instalação tenham diminuído nos últimos anos devido ao avanço tecnológico e à ampliação da oferta no mercado, o investimento inicial continua sendo considerado elevado para muitos consumidores, exigindo planejamento financeiro ou acesso a linhas de crédito específicas. Outro fator que pode desestimular novos projetos é a cobrança progressiva da TUSD Fio B sobre a energia compensada, instituída pela Lei nº 14.300/2022, que estabelece o pagamento de tarifa referente ao uso da rede de distribuição nos sistemas de geração distribuída (BRASIL, 2022; ANEEL, 2024). Além disso, questões como a necessidade de espaço físico adequado para instalação, variações na radiação solar ao longo do ano e a obrigatoriedade de conformidade com normas técnicas e regulatórias também podem representar obstáculos para a adoção dessa tecnologia (PEREIRA et al., 2017; ABSOLAR, 2025).

Neste cenário, torna-se fundamental o desenvolvimento de projetos que aliem viabilidade técnica e retorno econômico ao consumidor. Assim, este trabalho propõe a elaboração de um sistema de energia solar fotovoltaica dimensionado para atender às necessidades energéticas de um imóvel comercial, com foco principal na geração de economia em sua conta de energia elétrica. A proposta consiste em realizar um estudo de caso que

demonstre, com base em dados reais, o potencial de retorno financeiro associado à adoção dessa tecnologia.

1.1. OBJETIVO DO TRABALHO

Nesta seção serão apresentados os objetivos gerais e os objetivos específicos do presente trabalho de conclusão de curso.

1.1.1. Objetivos Gerais

Analisar a viabilidade técnica e econômica da instalação de um sistema de energia solar fotovoltaica em um imóvel comercial localizado na cidade de Benevides, no estado do Pará, por meio de um estudo de caso completo, que compreende desde a verificação das condições do padrão de entrada até a análise real da geração e economia proporcionadas após a implantação do sistema.

1.1.2. Objetivos Específicos

- Verificar a conformidade do padrão de entrada com a Norma Técnica NT.00001.EQTL;
- Realizar o levantamento dos dados gerais necessários para o dimensionamento do SFCR;
- Dimensionar a potência do gerador e a quantidade de módulos fotovoltaicos;
- Analisar a área disponível no telhado e elaborar o layout de instalação;
- Selecionar o inversor adequado e verificar a compatibilidade elétrica do sistema;
- Estimar custos, simular a fatura pós-instalação e calcular o payback simples;
- Elaborar, aprovar e homologar o projeto junto à concessionária;
- Analisar a geração real de energia e a economia obtida após a instalação.

1.2. ESTRUTURA DO TRABALHO

Na presente seção será apresentada a estrutura do trabalho, que foi organizada em cinco capítulos: Introdução, Panorama geral sobre energia solar fotovoltaica, Metodologia a ser aplicada no estudo de caso, Estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico em imóvel comercial e, por fim, a Conclusão.

- 1. INTRODUÇÃO

Apresenta a introdução do estudo, contextualizando a relevância da energia solar fotovoltaica no cenário atual e destacando os objetivos que norteiam o desenvolvimento do trabalho.

- 2. PANORAMA GERAL SOBRE A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Aborda o panorama sobre a energia solar fotovoltaica no Brasil, ressaltando seu crescimento na matriz elétrica. São destacados os tipos de sistemas, seus principais componentes e a Lei nº 14.300/2022, que regula a microgeração e minigeração distribuída.

- 3. METODOLOGIA A SER APLICADA NO ESTUDO DE CASO

Neste capítulo, descreve-se a metodologia adotada, detalhando as etapas do estudo de caso, os procedimentos técnicos, os critérios utilizados para o dimensionamento e os métodos de análise aplicados.

- 4. ESTUDO DE CASO

Contempla o estudo de caso propriamente dito, aplicado a um imóvel comercial localizado no município de Benevides/PA. São apresentados todos os passos práticos, desde a verificação do padrão de entrada até a análise da geração real e da economia obtida com a instalação do sistema fotovoltaico.

- 5. CONCLUSÃO

Apresenta a conclusão do trabalho, expondo os principais resultados alcançados, a avaliação do desempenho do sistema instalado e considerações finais sobre a viabilidade técnica e econômica da solução implementada.

2. PANORAMA GERAL SOBRE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Este capítulo apresenta um panorama geral sobre a energia solar fotovoltaica, destacando seu crescimento no Brasil e sua importância para a matriz elétrica nacional. São abordados os principais tipos de sistemas fotovoltaicos e seus componentes básicos, como módulos solares, inversores, controladores de carga e baterias. Além disso, o capítulo trata da Lei nº 14.300/2022, que regulamenta a microgeração e minigeração distribuída no país.

2.1. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

A crescente demanda por fontes de energia sustentáveis tem impulsionado profundas transformações no setor elétrico mundial. A busca por soluções que conciliem segurança energética, competitividade econômica e redução dos impactos ambientais tem colocado as energias renováveis no centro da transição energética global (SILVA E SILVA, 2025). Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica desponta como uma alternativa estratégica, limpa e viável, impulsionada pela redução dos custos tecnológicos, avanços na eficiência dos sistemas e incentivos regulatórios (MAURICIO JUNIOR et al., 2025).

O Brasil apresenta um panorama particularmente favorável ao aproveitamento da energia solar, devido à sua localização geográfica privilegiada, com elevados índices de radiação solar ao longo de todo o ano. Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a capacidade instalada teve um salto significativo do ano de 2015 para o ano de 2024, consolidando o país como um dos líderes no crescimento dessa fonte na América Latina (ABSOLAR, 2024). Projeções indicam que, até o final do ano de 2025, a potência instalada poderá alcançar 75,6 GWp, contribuindo com cerca de 12,3% da demanda nacional de eletricidade (URBANETZ et al., 2018).

A matriz elétrica brasileira, representada pela Figura 1, com capacidade total de 230.079 MW em 2024, é predominantemente composta por fontes renováveis, sendo a hidrelétrica a mais representativa, com 109.950 MW (47,8%). Em seguida, a energia solar fotovoltaica ocupa posição de destaque, representando 18,2% da capacidade instalada, equivalente a 41.837 MW. Essa participação expressiva evidencia o crescimento acelerado da fonte solar no país, impulsionado pela queda nos custos dos equipamentos, avanços tecnológicos e políticas de incentivo, consolidando-a como peça-chave na diversificação da matriz e na transição para uma economia de baixo carbono. Esse cenário evidencia a relevância crescente da energia solar fotovoltaica, que já se consolidou como a segunda maior fonte da matriz elétrica brasileira,

contribuindo para a segurança energética, a redução de emissões e a sustentabilidade, ao mesmo tempo em que complementa outras fontes renováveis como hidrelétrica e eólica (ABSOLAR, 2024).

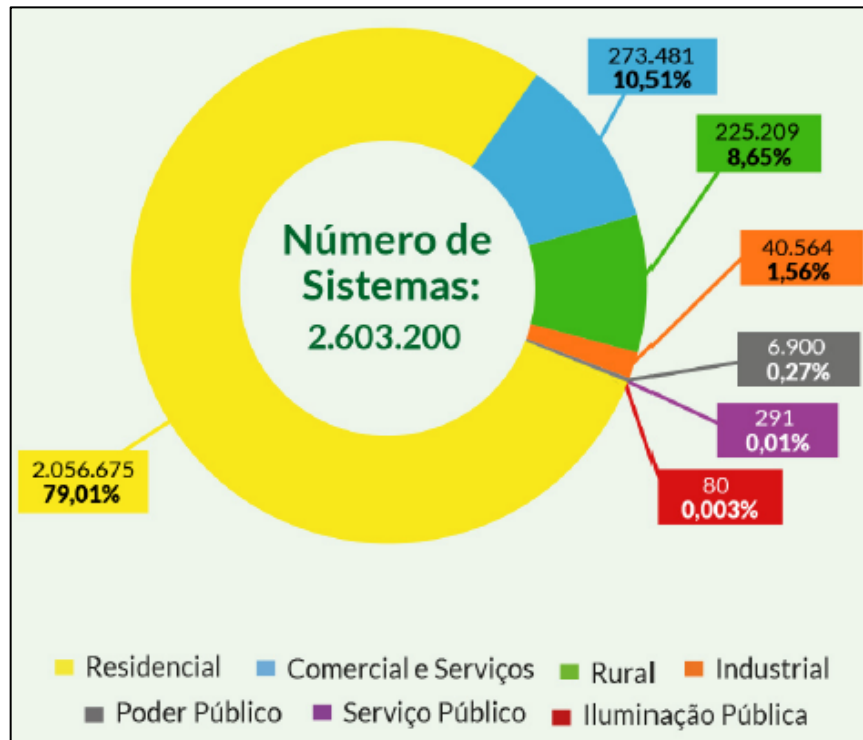
Figura 1 – Matriz elétrica brasileira.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2024.

A geração solar fotovoltaica no Brasil, considerando a potência instalada total de 28.989,5 MW, apresenta maior participação na classe Residencial, que responde por 48,37% do total, equivalente a 14.023,5 MW. Em seguida, destaca-se a classe Comercial e de serviços, com 28,87% (8.368,2 MW), evidenciando a forte adesão de empresas, comércios e prestadores de serviços à energia solar como estratégia de redução de custos e sustentabilidade. As demais classes apresentam participação menor: setor Rural com 14,32% (4.151,0 MW), Industrial com 7,22% (2.092,2 MW), Poder Público com 1,08% (312,5 MW), Serviço Público com 0,12% (34,0 MW) e Iluminação Pública com 0,03% (8,1 MW) (ABSOLAR, 2024). Os dados citados anteriormente estão representados por meio da Figura 2.

Figura 2 – Geração solar fotovoltaica no Brasil por classe de consumo.



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2024.

Esse avanço, entretanto, não ocorre sem desafios. Barreiras como o alto custo inicial de instalação, a dependência de equipamentos importados, limitações de infraestrutura e entraves regulatórios ainda restringem a expansão do setor (MAURICIO JUNIOR et al., 2025; URBANETZ et al., 2018).

Apesar dos desafios, o potencial de redução de custos na conta de energia elétrica tem motivado a adoção dessa tecnologia. A modalidade de geração distribuída, regulamentada pela Lei nº 14.300/2022 e pela Resolução Normativa nº 1.059/2023 da ANEEL, permite que consumidores compensem a energia gerada com a consumida, promovendo uma significativa economia mensal. Estudos apontam que é possível alcançar reduções superiores a 90% na fatura de energia, o que torna a energia solar fotovoltaica não apenas ambientalmente benéfica, mas também financeiramente viável (DUTRA et. al, 2021).

2.2. TIPOS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Nesta seção será abordado um panorama sobre os três principais tipos de sistemas de energia solar fotovoltaica: on grid, off grid e híbrido. Cada um deles apresenta características próprias quanto à forma de conexão, utilização e aproveitamento da energia gerada.

2.2.1. Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (On Grid)

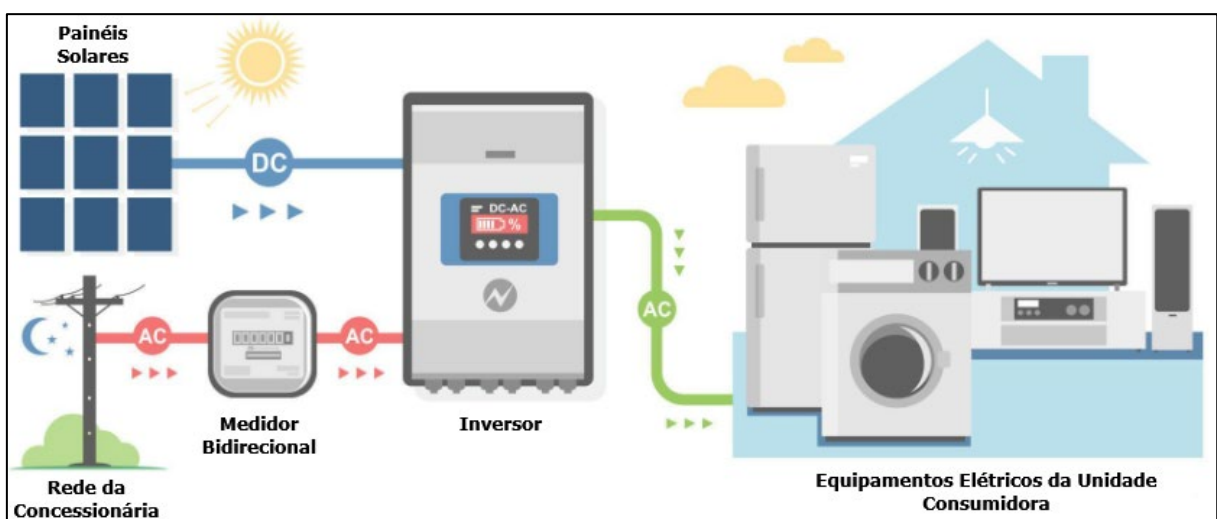
O sistema fotovoltaico conectado à rede, também chamado de On Grid, é aquele que opera interligado à rede de distribuição da concessionária de energia elétrica, condição essencial para o seu pleno funcionamento.

O funcionamento do sistema On Grid ocorre da seguinte forma: os módulos fotovoltaicos captam a irradiação solar e a convertem em energia elétrica em corrente contínua (CC). Essa energia é enviada ao inversor, responsável por transformá-la em corrente alternada (CA), compatível com a rede elétrica e com os equipamentos da unidade consumidora. A energia convertida é utilizada prioritariamente para o consumo local, e qualquer excedente de geração é direcionado para a rede da concessionária. Esse excedente é registrado pelo medidor bidirecional e convertido em créditos de energia, que poderão ser utilizados posteriormente para abater o consumo da própria unidade ou de outras unidades cadastradas na mesma titularidade por meio do autoconsumo remoto, conforme as regras de compensação vigentes.

De acordo com Pinho et al. (2008), a principal característica desse tipo de sistema é a ausência de dispositivos de armazenamento, uma vez que a rede elétrica convencional cumpre o papel de “bateria virtual”. Assim, a eletricidade gerada é consumida de forma simultânea, e o excedente produzido é injetado na rede, que, por sua vez, supre a demanda em períodos de baixa ou ausência de radiação solar.

O esquema de funcionamento de um sistema On Grid está representado na Figura 3.

Figura 3 – Sistema solar fotovoltaico On Grid



Fonte: Adaptado de Vecteezy (2025).

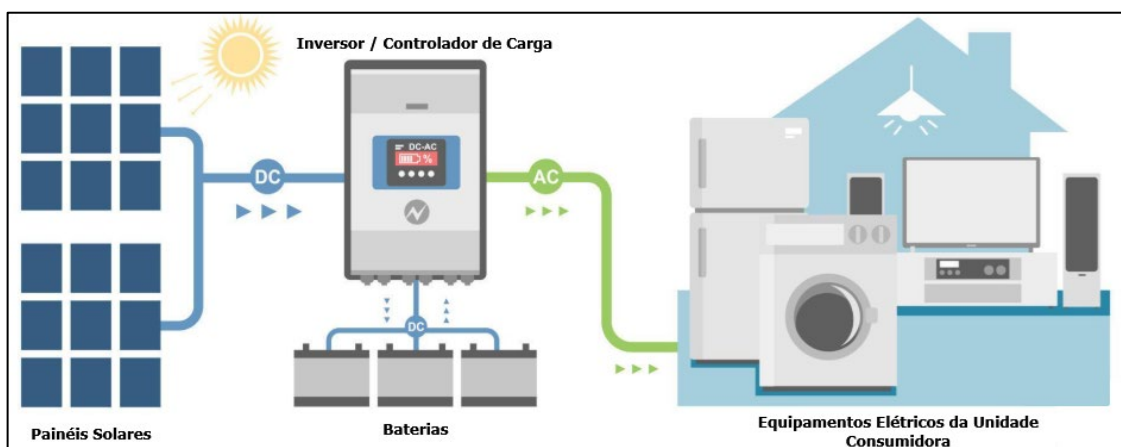
O sistema fotovoltaico On Grid apresenta como principais vantagens o menor custo em comparação às demais alternativas e a necessidade reduzida de manutenção, já que sua vida útil é, em média, de pelo menos 25 anos. No entanto, possui como desvantagem o fato de ser automaticamente desligado em casos de interrupção no fornecimento de energia. Essa medida visa evitar a injeção de energia na rede durante manutenções, garantindo a segurança das equipes responsáveis pelos reparos.

2.2.2. Sistema Fotovoltaico Isolado (Off Grid)

O sistema fotovoltaico do tipo isolado, também conhecido como Off Grid, é aquele que opera totalmente desconectado da rede da concessionária.

O funcionamento do sistema Off Grid, representado por meio da Figura 4, é semelhante ao On Grid, onde os módulos recebem a incidência solar e geram energia em corrente contínua (CC) e transporta até o inversor, que converte em energia elétrica em corrente alternada (CA), porém a diferença é que possui um banco de baterias para armazenamento do excedente de energia gerada, que pode ser usado durante a noite, momento em que não há geração. Neste caso, o inversor precisa de um controlador de carga, para fazer com que a carga e descarga da bateria seja feita de forma eficiente, fazendo com que seja prolongada a vida útil das baterias.

Figura 4 – Sistema Fotovoltaico Off Grid.



Fonte: Adaptado de Vecteezy (2025).

Os sistemas fotovoltaicos isolados (off-grid) são projetados para atender consumidores em regiões remotas, sem acesso à rede elétrica. Segundo Pinho et al. (2008), operam de forma

totalmente independente, garantindo eletrificação em comunidades isoladas e empreendimentos de difícil acesso. Para assegurar o fornecimento em períodos de baixa irradiação, é indispensável o uso de bancos de baterias, que estabilizam a tensão e conferem autonomia ao sistema.

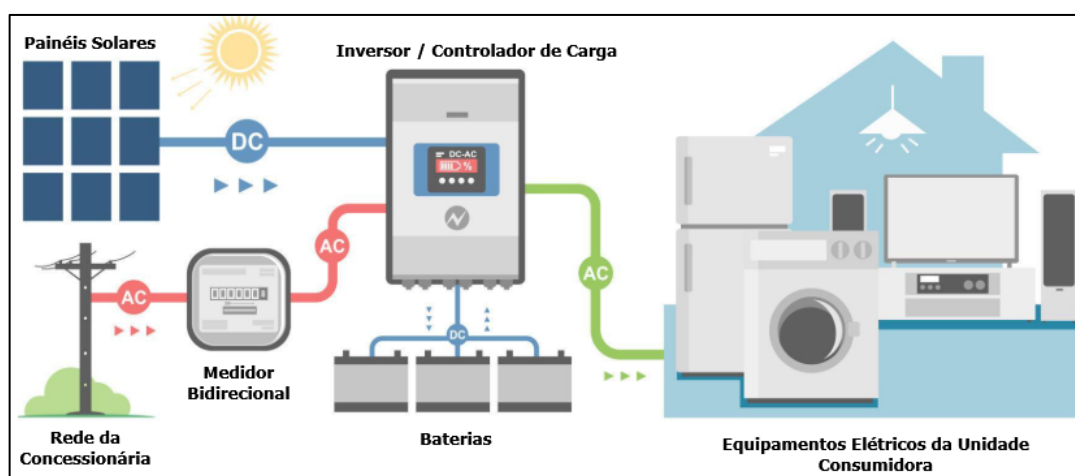
Apesar de sua relevância social, esses sistemas apresentam custos de implantação mais elevados devido à necessidade de baterias, controladores e inversores, além de demandarem dimensionamento preciso para evitar interrupções no fornecimento de energia (PINHO et al., 2008).

2.2.3. Sistema Fotovoltaico Híbrido

O sistema fotovoltaico do tipo híbrido funciona de forma semelhante ao sistema On Grid, pois também é conectado à rede da concessionária. A principal diferença está na presença de um banco de baterias, responsável por armazenar a energia gerada. Essa energia pode ser utilizada em casos de queda no fornecimento da rede elétrica ou durante a noite, quando não há geração própria do sistema, contribuindo para a redução do consumo compensado e, consequentemente, da conta de energia. Assim, ao contrário do sistema On Grid, o sistema híbrido continua operando mesmo em situações de interrupção no fornecimento da concessionária.

A Figura 5 representa o funcionamento do Sistema Fotovoltaico do tipo Híbrido.

Figura 5 – Sistema Fotovoltaico Híbrido.



Fonte: Adaptado de Vecteezy (2025).

De acordo com Pinho et al. (2008), esses sistemas podem operar de forma isolada ou conectada à rede e utilizam bancos de baterias para armazenar energia e manter o fornecimento durante períodos sem geração renovável. Sua principal vantagem está na flexibilidade de operação e na redução da dependência de combustíveis fósseis.

Por outro lado, apresentam custos de implantação mais elevados, devido à complexidade dos equipamentos e à necessidade de integração entre as fontes, além de demandarem dimensionamento e operação cuidadosos para manter a viabilidade econômica (PINHO et al., 2008).

2.3. COMPONENTES DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

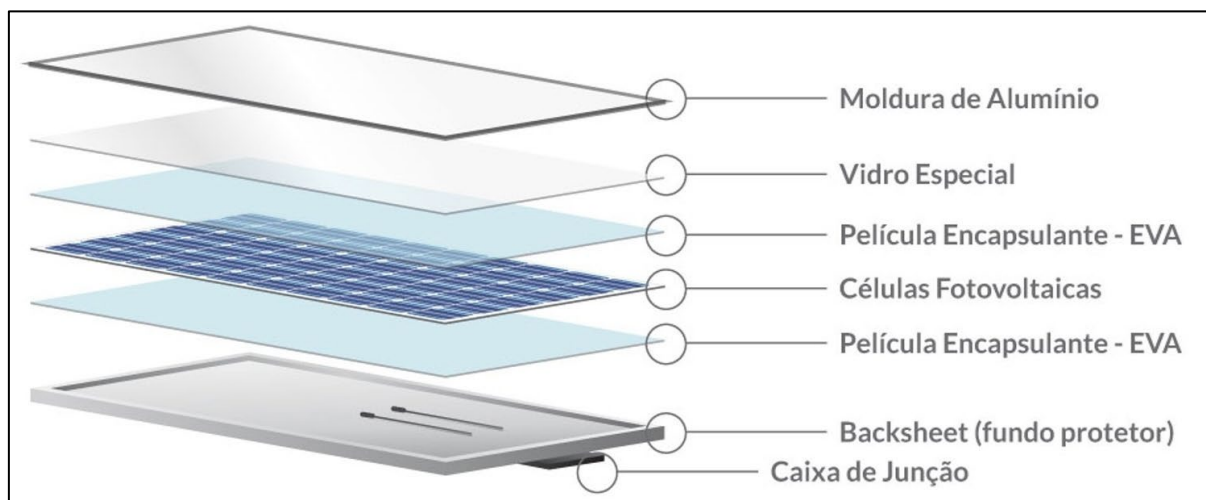
Nesta seção será abordado sobre os principais componentes que compõem um sistema fotovoltaico, destacando os elementos essenciais para sua estrutura e funcionamento. Entre eles estão o módulo fotovoltaico, o inversor e o medidor bidirecional, que serão apresentados ao longo do texto.

2.3.1. Módulo Fotovoltaico

Os módulos fotovoltaicos, também chamados de painéis solares, são compostos principalmente por células de silício. Essas células são interligadas em série, de modo que as tensões se somem e possibilitem que cada módulo atinja valores em torno de 50 V em circuito aberto. Como as células, isoladamente, não possuem resistência mecânica significativa e podem ser facilmente danificadas, torna-se necessária a utilização de outros materiais que garantam proteção, rigidez e maior durabilidade ao conjunto (ALVES et al., 2023).

De acordo com a Figura 6, a estrutura do módulo fotovoltaico é formada por diversas camadas. Entre elas, destaca-se o EVA (Etileno Acetato de Vinila), responsável por proteger as células contra umidade e entrada de ar, prevenindo a oxidação do silício. Além disso, o vidro frontal, a moldura de alumínio e o *backsheet* contribuem para conferir estabilidade física e proteção ao equipamento.

Figura 6 – Estrutura do módulo fotovoltaico.



Fonte: Sunergia (2018).

Cada material exerce uma função específica voltada à eficiência e longevidade do módulo. O *backsheet*, por exemplo, atua como isolante térmico, enquanto o vidro especial utilizado permite maior passagem da radiação solar e apresenta resistência a impactos, como os provocados por chuvas de granizo (ZANI, 2020). Dessa forma, a combinação das camadas garante não apenas a integridade estrutural, mas também o desempenho adequado dos módulos fotovoltaicos.

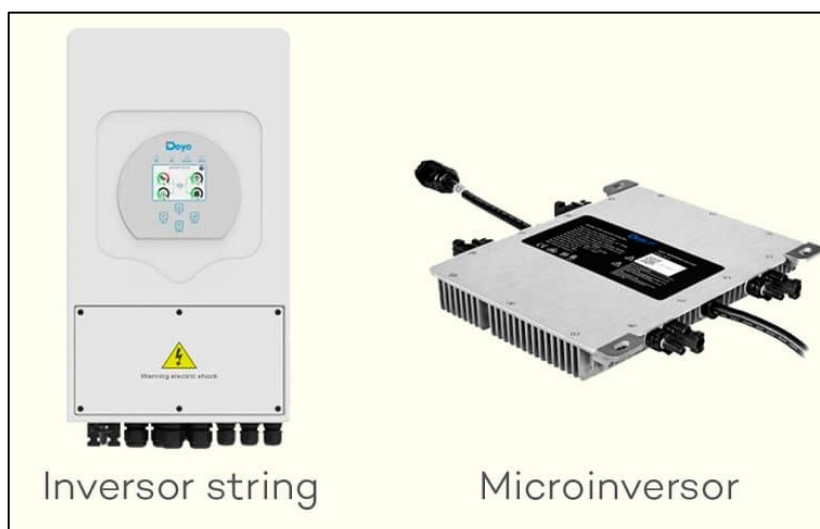
2.3.2. Inversor

Os inversores são equipamentos essenciais em sistemas fotovoltaicos, responsáveis por converter a energia elétrica em corrente contínua (CC), proveniente dos módulos solares, em corrente alternada (CA), forma utilizada pela maioria dos equipamentos elétricos (PINHO & GALDINO, 2014). Essa conversão é indispensável, uma vez que a energia gerada pelos módulos, em corrente contínua (CC), não pode ser utilizada diretamente pela maior parte das cargas elétricas residenciais, comerciais e industriais (PEREIRA & OLIVEIRA, 2011).

Existem diferentes tipos de inversores fotovoltaicos, sendo os mais comuns os inversores string e os microinversores, mostrados na Figura 7. Cada um possui características próprias, vantagens e desvantagens, que influenciam no desempenho e no custo do sistema.

Os inversores string centralizam a conversão da energia de diversos módulos conectados em série. Já os microinversores são instalados junto a cada módulo (ou pequeno grupo, que geralmente são de 4 módulos), permitindo otimização individual (NEOSOLAR, 2023).

Figura 7 – Exemplo de inversor string e microinversor.



Fonte: Neosolar (2023).

Os inversores string e microinversores utilizam a tecnologia MPPT (Maximum Power Point Tracking), conhecida em português como Rastreador do Ponto de Máxima Potência. Trata-se de um algoritmo que tem como objetivo extrair a maior eficiência possível do sistema fotovoltaico, ajustando continuamente o ponto de operação dos módulos. Nos microinversores, cada módulo pode contar com um MPPT exclusivo, conforme comentado anteriormente, garantindo maior aproveitamento individual. Já nos inversores do tipo string, é comum que um único MPPT seja responsável por um conjunto de módulos conectados em série, o que pode reduzir a eficiência em situações de sombreamento ou diferenças de rendimento entre os painéis (ALVES et al., 2023).

2.3.3. Medidor Bidirecional

Segundo Junior (2024), o medidor unidirecional, também chamado de convencional, é o equipamento instalado por padrão nas residências, sendo responsável apenas por registrar a energia consumida da rede elétrica. Entretanto, quando há a instalação de um sistema de microgeração distribuída, como no caso dos sistemas fotovoltaicos, esse tipo de medidor precisa ser substituído, uma vez que não é capaz de contabilizar a energia injetada na rede.

Nessa situação, o equipamento mais adequado é o medidor bidirecional, que permite a leitura tanto da energia consumida da rede quanto da energia excedente gerada pelo sistema e

injetada. Essa dupla medição é fundamental, pois possibilita o cálculo dos créditos de energia, realizados pela distribuidora a partir da compensação entre o consumo e a injeção (JUNIOR, 2024).

De acordo com a regulamentação vigente, a distribuidora é responsável pela aquisição, instalação, operação e manutenção do sistema de medição nos casos de microgeração distribuída, sem custos adicionais para o consumidor.

A Figura 8 ilustra um medidor bidirecional fornecido pela concessionária de energia.

Figura 8 – Medidor bidirecional.



Fonte: Erasolar Energia (2025).

2.4. LEI 14.300/2022

Nesta seção será apresentada a Lei nº 14.300/2022, marco regulatório da microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica no Brasil. Essa legislação estabelece diretrizes para o funcionamento dos sistemas de geração distribuída, definindo regras para a compensação de créditos de energia e para a conexão desses sistemas à rede elétrica.

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instituiu a Resolução Normativa nº 482, que criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), permitindo que consumidores gerassem sua própria energia a partir de fontes renováveis, por meio da microgeração e minigeração distribuída, com direito ao uso de créditos para abatimento na fatura. Em 2018, iniciou-se o processo de revisão dessa norma, culminando na Lei nº 14.300/2022 (NERIS, 2025).

Segundo Neris (2025), a Lei 14.300/2022 estabeleceu critérios para diferenciar mini e microgeradores e determinou novas regras para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Segundo a lei, foi definido que minigeradores geram entre 75 kW até 5 MW por meio de fontes sustentáveis e os microgeradores geram até 75 kW de energia mediante fontes renováveis.

No Artigo 1º da Lei 14.300/2022, destaca-se as duas modalidades mais comumente utilizadas do SCEE, são elas:

I – autoconsumo local: modalidade de microgeração ou minigeração distribuída eletricamente junto à carga, participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual o excedente de energia elétrica gerado por unidade consumidora de titularidade de um consumidor-gerador, pessoa física ou jurídica, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora;

II – autoconsumo remoto: modalidade caracterizada por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, ou pessoa física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora (BRASIL, 2022, Art.1).

De acordo com Neris (2025), o principal impacto da Lei 14.300/2022 no setor elétrico foi a implementação da chamada “taxação do sol”, tarifa de energia relacionada ao Fio B. Essa taxa foi criada para financiar as despesas públicas relacionadas à infraestrutura e manutenção das redes elétricas.

A cobrança da tarifa do Fio B ficou definido como uma cobrança escalonada, definida da seguinte forma:

O faturamento de energia das unidades participantes do SCEE não abrangidas pelo art. 26 desta Lei deve considerar a incidência sobre toda a energia elétrica ativa compensada dos seguintes percentuais das componentes tarifárias relativas à remuneração dos ativos do serviço de distribuição, à quota de reintegração regulatória (depreciação) dos ativos de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição: I - 15% (quinze por cento) a partir de 2023; II - 30% (trinta por cento) a partir de 2024; III - 45% (quarenta e cinco por cento) a partir de 2025; IV - 60% (sessenta por cento) a partir de 2026; V - 75% (setenta e cinco por cento) a partir de 2027; VI - 90% (noventa por cento) a partir de 2028; VII - a regra disposta no art. 17 desta Lei a partir de 2029 (BRASIL, 2022, Art. 27).

A cobrança da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD Fio B) sobre o consumo compensado, prevista no Art. 27 da Lei nº 14.300/2022, teve início em 2023, com a aplicação de 30% do valor da tarifa. Esse percentual será ampliado gradualmente até atingir 90% em

2028, que será o limite máximo. A partir de 2029, uma nova regra será definida. Assim, todas as unidades geradoras com pedido de conexão realizado a partir de 8 de janeiro de 2023, denominadas GD II, passaram a arcar com essa cobrança de forma escalonada.

3. METODOLOGIA UTILIZADA NO ESTUDO DE CASO

Neste capítulo são apresentadas as metodologias adotadas para o desenvolvimento do estudo de caso, abrangendo todas as etapas necessárias à análise do sistema fotovoltaico conectado à rede. Inicialmente, descreve-se o procedimento utilizado para a avaliação técnica do local de instalação. Posteriormente, são expostos os métodos empregados para a verificação do retorno do investimento, a partir de indicadores de viabilidade econômica. Por fim, é apresentada a abordagem utilizada para a análise dos resultados obtidos, permitindo avaliar o desempenho e a eficiência do sistema proposto.

3.1. METODOLOGIA PARA ANÁLISE TÉCNICA DO LOCAL DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA

Nesta seção será apresentada a metodologia utilizada para verificar a viabilidade técnica da instalação de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

A etapa inicial, anterior ao dimensionamento do sistema, consiste na análise das características técnicas do padrão de entrada da edificação onde será implantado o projeto. Nesse momento, é necessário verificar, primeiramente, o disjuntor de entrada do padrão, seguido da conferência do cabeamento do ramal de entrada e de conexão, bem como dos eletrodutos, garantindo que todos estejam em conformidade com a norma NT.0001.EQTL da Equatorial Energia, representada na Figura 9.

Figura 9 – Dimensionamento do Ramal de Conexão e Entrada das Instalações em 127/220V de conforme a norma NT.001.EQTL.

MÉTODO DE CÁLCULO	TIPOS DE FORNECIMENTO	CARGA (kW)	DISJUNTOR TERMO-MAGNÉTICO (A)	RAMAL DE CONEXÃO					DIÂMETRO NOMINAL Ø - ELETRODUTO DE AÇO GALVANIZADO (pol.)	CONDUTOR COBRE ISOLADO MÍNIMO DO CLIENTE FASE (NEUTRO) (mm²) (Nota 26)	CONDUTOR DE ATERRAMENTO (AÇO COBREADO) (mm²)	DIÂMETRO NOMINAL Ø - ELETRODUTO ATERRAMENTO (pol.)
				Distância até 2 km da orla marítima		Distância a partir de 2 km da orla marítima						
				CABO DE COBRE CONCENTRICO (mm²)	CABO DE COBRE MULTIPLEXADO (mm²)	CABO DE ALUMÍNIO MULTIPLEXADO (mm²)						
						DUPLEX	TRIPLEX	QUADRUPLEX				
CARGA INSTALADA	TRIFÁSICO	Até 15 (Ver Nota 25)	40 (TRI)	-	6	-	-	10	1.1/2	6(6)	6	1/2
		15,1 até 17	50 (TRI)	-	10	-	-	16	1.1/2	10(10)	6	1/2
		17,1 até 24	70 (TRI)	-	16	-	-	25	2	16(16)	16	1
		24,1 até 35	100 (TRI)	-	25	-	-	50	2	25(25)	25	1
		35,1 até 44	125 (TRI)	-	35	-	-	70	2.1/2	35(25)	25	1
		44,1 até 52	150 (TRI)	-	50	-	-	70	3	50(25)	25	1
		52,1 até 61	175 (TRI)	-	70	-	-	95	3	70(35)	35	1
		61,1 até 75	200 (TRI)	-	70	-	-	120	3	70(35)	35	1

Fonte: Equatorial Energia (2025).

A correta interpretação da NT.001.EQTL funciona da seguinte forma: considerando que a demanda de carga da unidade consumidora necessite de um disjuntor de entrada trifásico de 50A, logo será necessário que o ramal de conexão seja conectado com cabo de alumínio multiplexado (quadruplex) com seção de 16 mm², caso a unidade consumidora esteja com uma distância maior que 2 km da orla marítima, ou seja conectado com cabo de cobre multiplexado com seção de 10 mm², caso a unidade consumidora esteja com uma distância menor ou igual a 2 km da orla marítima. Além disso, o diâmetro nominal do eletroduto do padrão de entrada deve ser de Ø1.1/2 polegada, condutor de cobre da entrada com seção de 10 mm² para fase e neutro, condutor de aterramento com seção de 6 mm² e diâmetro nominal do eletroduto de aterramento de Ø1/2 polegada. O exemplo de leitura está indiciado na Figura 10.

Figura 10 – Exemplo de leitura da norma NT.001.EQTL.

Até 15 (Ver Nota 25)	40 (TRI)	-	6	-	-	10	1.1/2	6(6)	6	1/2
15,1 até 17	50 (TRI)	-	10	-	-	16	1.1/2	10(10)	6	1/2
17,1 até 24	70 (TRI)	-	16	-	-	25	2	16(16)	16	1

Fonte: Adaptado de Equatorial Energia (2025).

Em situações em que a edificação destinada à instalação do sistema fotovoltaico não se encontra em conformidade com os requisitos estabelecidos na norma em questão, torna-se indispensável a realização das devidas adequações. Esses ajustes devem ser executados de acordo com as especificações técnicas previstas na referida norma, garantindo a segurança, a padronização e a viabilidade do ponto de conexão com a rede da concessionária de energia.

A etapa seguinte da análise técnica consiste no levantamento da área disponível no telhado da edificação. Inicialmente, esse procedimento pode ser realizado a partir da medição da área construída, fornecendo uma estimativa preliminar do espaço físico. Em seguida, é recomendada a utilização de imagens aéreas obtidas por meio de drone, permitindo verificar com maior precisão as dimensões e a configuração real do telhado.

Após a etapa de dimensionamento e determinação do número de módulos que será utilizado no sistema, será possível verificar se o telhado possui área suficiente para a instalação.

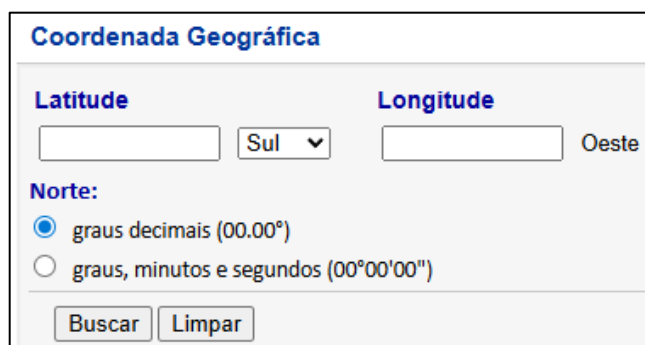
3.2. METODOLOGIA PARA DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA DE ENERGIA FOTOVOLTAICA

Nesta seção será apresentado a metodologia para o dimensionamento de um sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede. O processo de dimensionamento segue uma sequência de etapas técnicas que visam assegurar tanto a viabilidade quanto a eficiência do projeto.

A primeira etapa consiste em levantar o consumo de energia elétrica da unidade consumidora, considerando o pior cenário de demanda ao longo do ano, ou seja, o mês em que a referida unidade teve o seu maior consumo de energia. Além disso, é importante projetar um possível aumento do consumo pós-instalação, em virtude da tendência de maior utilização de equipamentos elétricos. O levantamento do consumo da unidade deve ser feito através da análise do consumo dos últimos 12 meses, indicados na fatura de energia.

Na sequência, deve-se verificar a irradiação solar média do município onde será instalado o sistema, utilizando dados de referência confiáveis, como os disponibilizados pelo SunData, do CRESESB. Para isso, basta inserir as coordenadas geográficas do local de instalação na plataforma, indicado na Figura 11, que fornecerá as informações de irradiação solar necessárias para o correto dimensionamento do sistema.

Figura 11 – Ferramenta de busca de dados de irradiação solar do SunData.



Fonte: Sundata, CRESESB (2025).

Após isso, realiza-se o levantamento das perdas do sistema, de modo a determinar o rendimento global a ser adotado nos cálculos. As perdas a serem consideradas devem ser:

- Perdas de conversão do inversor;
- Perdas por sombreamento parcial;
- Perdas por temperatura;
- Perdas por sujidade (poeira, folhas etc.);
- Perdas elétricas (cabos/conexões);
- Perdas por orientação/inclinação;
- Perdas por degradação dos módulos (média anualizada).

Esse levantamento de perdas deve ser realizado por meio de uma vistoria técnica in loco, conduzida por um profissional qualificado. Durante a vistoria, são analisadas as condições estruturais da edificação, possíveis fontes de sombreamento, orientação e inclinação do telhado, bem como aspectos elétricos e ambientais que possam impactar o desempenho do sistema. A partir dessas observações, é possível estimar de forma mais precisa as perdas globais e o rendimento do sistema, garantindo que o dimensionamento do sistema fotovoltaico seja realizado de maneira segura, eficiente e em conformidade com as normas técnicas vigentes.

Com base as informações levantadas nas etapas anteriores, procede-se ao cálculo da potência do gerador fotovoltaico (kWp) necessária, utilizando a equação 3.1, onde P_{ot} é a Potência do gerador em kWp, C_{mensal} é o consumo médio mensal em kWh, η é o rendimento do sistema e I_{local} é a Irradiação solar diária média do local em kWh/m².dia.

$$P_{ot} = \frac{C_{mensal}}{30 \times \eta \times I_{local}} \quad (3.1)$$

Após determinar a potência total do gerador em kWp, utilizando a Equação 3.1, deve-se determinar a quantidade de módulos. Para isso, inicialmente é necessário definir qual será a potência em Wp dos módulos a serem utilizados no projeto, e em seguida deve-se fazer o cálculo da quantidade de módulos por meio da Equação 3.2. Deve-se fazer o arredondamento para cima do resultado do número de módulos.

$$N = \frac{P_{ot}(kWp) \times 1000}{Potência\ dos\ módulos(Wp)} \quad (3.2)$$

Com base no número total de módulos calculados na etapa anterior, procede-se à elaboração do layout dos módulos fotovoltaicos no software AutoCAD, o que possibilita confirmar se a área disponível é de fato suficiente para a instalação do sistema, garantindo assim a viabilidade do projeto.

Por fim, a última etapa consiste em determinar a potência total do gerador fotovoltaico, exemplificado por meio da Equação 3.3, considerando o número de módulos utilizados, e realizar a escolha adequada do inversor, garantindo que este seja capaz de suportar a potência instalada. Em seguida, deve-se verificar se a corrente máxima do inversor não ultrapassa a corrente nominal do disjuntor do padrão de entrada. Caso seja constatado que a corrente máxima excede esse limite, torna-se necessário solicitar à concessionária de energia o aumento de carga da unidade consumidora.

$$P_{total} = \frac{N \times Potência\ dos\ módulos(Wp)}{1000} \quad (3.3)$$

3.3. METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE RETORNO DO INVESTIMENTO

Nesta seção será apresentada a metodologia utilizada para a análise do retorno do investimento do sistema fotovoltaico. Para isso, serão considerados o custo total do investimento, a simulação da fatura de energia elétrica após a implantação do sistema solar, a definição da economia anual obtida e, por fim, o cálculo do payback simples, que permitirá estimar o tempo necessário para que o investimento seja recuperado por meio da redução nos gastos com energia elétrica.

Para fazer a análise de retorno do investimento, primeiramente será necessário fazer o levantamento dos custos totais da instalação e homologação do sistema de geração fotovoltaica do imóvel em questão. Os custos a serem considerados na análise são:

- Custos com o Inversor;
- Custos com módulos fotovoltaicos;
- Custos com materiais CC;
- Custos com materiais CA;
- Custos com mão de obra;
- Custos com projeto, ART e homologação.

Após o levantamento dos custos do sistema, será necessário fazer a simulação do valor que será pago após a ligação, considerando os descontos aplicáveis. Para isso, deverá ser definido como é feito o correto faturamento da concessionária de energia.

O primeiro item tarifário é o Consumo Compensado (em kWh), que é exatamente o consumo que pode ser abatido com o crédito gerado pelo sistema de energia solar, e parece na fatura como cobrança.

O segundo item tarifário é a Energia Ativa Injetada (em kWh), que é a quantidade de energia injetada na rede e que abaterá o Consumo Compensado, e que aparece na fatura como desconto.

O terceiro item tarifário é a Parc. Inj. s/ Desc. – GD2, em kWh, que é a cobrança do Fio B, definida pela Lei 14.300/2022, que é cobrado em cima do valor do Consumo Compensado, e aparece na fatura como cobrança.

O quarto item tarifário é o Benefício Tarifário Bruto SCEE, que é referente ao desconto que o cliente tem direito considerando os impostos, e aparece na fatura como cobrança.

O quinto item tarifário é o Benefício Tarifário Líquido SCEE, que diz respeito ao desconto que o cliente tem direito sem considerar os impostos, e aparece na fatura como desconto.

O sexto e último item tarifário é a Cip-Ilum Pub Pref Munic, que é o tributo municipal arrecadado na fatura sobre a utilização da iluminação pública, e aparece na fatura como cobrança.

Para se fazer o correto cálculo da fatura, foi necessário verificar as tarifas aplicáveis, que podem ser consultadas na base de dados da ANEEL. Nesse caso, as tarifas aplicáveis pela Equatorial Energia Pará estão indicadas na Tabela 1.

Tabela 1 – Tarifas aplicáveis pela Equatorial Energia Pará.

ANEEL			SCEE	
TUSD	TE	FIO B	TUSD	TE
0,64747	0,29098	0,38956	0,64747	0,05603

Fonte: ANEEL (2025).

As tarifas da ANEEL, que são a TUSD e TE, são aplicadas em cima do consumo não compensado, ou seja, o que não sofrerá desconto proveniente de geração distribuída. Dessa forma, ela incide em cima da fatura sem sistema de energia solar, e também incide sobre todo consumo excedente da quantidade que foi gerado pelo sistema.

Por outro lado, as tarifas SCEE, que são a TUSD e TE, são do sistema de compensação, e irão incidir sobre o Consumo Compensado e Energia Ativa Injetada. Já o item Parc. Inj. s/ Desc. – GD2 irá incidir a tarifa da ANEEL somente a componente do Fio B.

Dessa forma, a tarifa sem impostos do Consumo Não Compensado (incide TE e TUSD da ANEEL), Consumo Compensado e Energia Ativa Injetada (Incidem TE e TUSD do SCEE) será calculada por meio da Equação 3.4. E a tarifa com impostos será calculada por meio da Equação 3.5.

$$Tarifa = TE + TUSD \quad (3.4)$$

$$Tarifa \text{ com Impostos} = \frac{TE + TUSD}{(1 - ICMS) \times (1 - (PIS + COFINS))} \quad (3.5)$$

Os impostos que incidem na fatura de energia são o ICMS, PIS e COFINS. O valor da cobrança do ICMS é isento em caso em que o cliente é residencial monofásico e que teve consumo abaixo de 100 kWh, e será de 19% para as demais fases, independente do consumo. Para clientes comerciais a alíquota é fixa de 19%, independente de consumo ou fase. Por outro lado, a cobrança de PIS e COFINS variam de acordo com a base de cálculo da fatura, mas para fins de simplificação será considerado PIS de 1% e COFINS 4,618%, que é uma média baseada em análise de faturas. Dessa forma, os tributos aplicáveis sobre a fatura estão indicados na Tabela 2.

Tabela 2 – Tributos aplicáveis sobre a fatura de energia.

TRIBUTO	ALÍQUOTA
ICMS	0,19000
PIS	0,01000
COFINS	0,04618

Fonte: Autoria Própria (2025).

O cálculo do item Parc. Inj. s/ Desc. – GD2 é feito considerando a tarifa do Fio B da ANEEL, multiplicado pelo percentual do Fio B que está sendo aplicado no ano em questão. Para o ano de 2025, o valor da cobrança do Fio B é de 45% sobre a tarifa, conforme previsto na Lei 14.300/2022. Dessa forma, o cálculo da tarifa sem imposto do item em questão está indicado na Equação 3.6. A tarifa com impostos será mostrada na Equação 3.7.

$$Tarifa = FIO\ B \times 45\% \quad (3.6)$$

$$Tarifa\ com\ Impostos = \frac{FIO\ B \times 45\%}{(1 - ICMS) \times (1 - (PIS + COFINS))} \quad (3.7)$$

O valor em R\$ de PIS/COFINS que incide em cada item tarifário deve ser calculado por meio da Equação 3.8. Esse valor será importante para definir o custo do Benefício Tarifário Bruto SCEE.

$$PIS/COFINS = \frac{\text{Tarifa sem impostos} \times kWh}{(1 - (PIS + COFINS))} \times (PIS + COFINS) \quad (3.8)$$

O valor do Benefício Tarifário Líquido SCEE e Benefício Tarifário Bruto SCEE que serão cobrados na fatura são calculados considerando as fórmulas de equação demonstradas na Figura 12.

Figura 12 – Cálculo dos Benefícios Tarifários Bruto e Líquido SCEE.

<p>BTL SCEE = (Tarifa Energia Ativ. Inj. — Tarifa Parc. Inj. s/ Desc.GD2)xQuant. Parc. Inj. S/ Desc.GD2 (kWh)</p> <p>BTB SCEE = BTL SCEE + PIS/COFINS(BTB) + ICMS(BTB)</p> <p>ONDE:</p> <p>PIS/COFINS(BTB) = PIS/CONFIS(ENERGIA INJETADA) — PIS/COFINS(PARC. INJ. S/ DESC.GD2)</p> <p>ICMS(BTB) = ICMS(ENERGIA INJETADA) — ICMS(PARC. INJ. S/ DESC.GD2)</p>
--

Fonte: Autoria Própria (2025).

O item tarifário Cip-Illum Pub Pref Munic é determinado de acordo com a faixa de consumo da unidade. Cada cidade tem sua tabela de referência, e pode ser consultada no site da concessionária de energia.

Na Figura 13 é mostrado uma tabela de referência para cliente do Grupo B residencial. Nesse caso, se o consumo for entre 30 kWh e 100 kWh, será cobrado o valor de R\$ 11,92 de iluminação pública.

Figura 13 – Exemplo de tabela de referência para cobrança de iluminação pública.

Grupo de Tensão	Classe	Regra CIP		
		De (kWh)	Até (kWh)	Valor (R\$)
GRUPO B	RESIDENCIAAL	0	30	R\$ 0,00
GRUPO B	RESIDENCIAAL	30	100	R\$ 11,92
GRUPO B	RESIDENCIAAL	100	200	R\$ 35,82
GRUPO B	RESIDENCIAAL	200	300	R\$ 39,80
GRUPO B	RESIDENCIAAL	300	400	R\$ 59,72
GRUPO B	RESIDENCIAAL	400	500	R\$ 67,72
GRUPO B	RESIDENCIAAL	500	750	R\$ 99,57
GRUPO B	RESIDENCIAAL	750	1000	R\$ 131,46
GRUPO B	RESIDENCIAAL	1000	9999999999	R\$ 167,34

Fonte: Equatorial Energia (2025).

Após definir todos os itens tarifários, o passo seguinte será montar a simulação da fatura, que deverá ser feita para o caso onde não há energia solar e o caso após a instalação do sistema de energia solar, com os devidos descontos.

Com os valores de fatura sem e com energia solar, é possível calcular a economia anual, de acordo com o cálculo da Equação 3.9.

$$Economia\ anual = (Valor_{sem\ solar} - Valor_{com\ solar}) \times 12 \quad (3.9)$$

Por fim, o cálculo do retorno do investimento propriamente dito é feito por meio do Payback simples, que é calculado de acordo com a Equação 3.10.

$$Payback = \frac{Custo\ do\ Investimento}{Economia\ Anual} \quad (3.10)$$

3.4. METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE RESULTADOS

Nesta seção será abordada a análise dos dados do sistema, por meio da qual será possível verificar a geração real registrada no aplicativo de monitoramento e compará-la com os valores projetados. Além disso, será analisada a fatura de energia elétrica após a instalação, de modo a confirmar a economia obtida. Também serão avaliados o consumo simultâneo, a simultaneidade e o consumo total da unidade, permitindo uma visão mais precisa do desempenho do sistema fotovoltaico em operação.

Para fazer a análise dos dados de geração do sistema de energia solar fotovoltaico após a instalação, será necessário acessar o aplicativo de monitoramento do Inversor. No caso da marca Deye, o aplicativo de monitoramento é o SOLARMAN Business, cujo layout está representado por meio da Figura 14. Por meio do aplicativo de monitoramento, será possível verificar se a geração mensal foi de acordo com o que foi projetado.

Uma outra análise necessária será a análise da fatura após a ligação do sistema, onde irá mostrar a economia real mensal. Por meio da fatura, será possível verificar qual foi o consumo simultâneo, a simultaneidade e o consumo total da unidade no período de faturamento, que podem ser calculadas pelas Equações 3.11, 3.12 e 3.13, respectivamente.

$$C_{simult\grave{a}neo} = \text{Energia gerada} - \text{Energia Injetada na Rede} \quad (3.11)$$

$$\text{Simultaneidade} = \frac{C_{simult\grave{a}neo}}{C_{total}} \quad (3.12)$$

$$C_{total} = C_{compensado} + C_{simult\grave{a}neo} \quad (3.13)$$

Figura 14 – Layout da plataforma SOLARMAN Business.



Fonte: SOLARMAN Business (2025).

4. ESTUDO DE CASO DE UM SISTEMA SOLAR FOTOVOLTAICO EM IMÓVEL COMERCIAL

O presente capítulo irá abordar a aplicação da metodologia proposta anteriormente em um estudo de caso de instalação de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede em um imóvel comercial localizado na cidade de Benevides/PA.

4.1. INFORMAÇÕES DO LOCAL DE INSTALAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

A instalação do sistema fotovoltaico conectado à rede será realizada em um imóvel comercial situado na Rua da Constituinte, nº 29, bairro Centro, município de Benevides, estado do Pará, CEP 68795-000, representado na Figura 15.

O imóvel comercial abriga uma loja de descartáveis que atua no segmento de comércio varejista, oferecendo uma ampla variedade de produtos. Entre os itens disponíveis, destacam-se utilidades domésticas, artigos de armarinho, confeitaria e itens para festas, atendendo tanto ao consumidor final quanto a pequenos empreendedores da região.

Figura 15 – Local de instalação do sistema fotovoltaico.



Fonte: Google Maps (Adaptado) (2025).

Para realizar o levantamento dos dados técnicos necessários para ao estudo de caso em questão, foi realizada uma vistoria técnica no local de instalação no dia 06/02/2025.

O objetivo da vistoria foi levantar informações sobre a edificação, tais como: imagem aérea da área de telhado disponível para a instalação dos módulos, análise da estrutura do telhado, verificação do padrão de entrada, identificação de poste e transformador próximos, avaliação do ramal de ligação e do ramal de entrada, inspeção da área interna e do local com potencial para instalação do inversor, além do levantamento do histórico de consumo de energia elétrica da unidade.

Por meio da vistoria técnica, verificou-se que o padrão de entrada da edificação possuía um disjuntor de entrada trifásico de 70 A. Constatou-se que a unidade consumidora estava conectada a um ramal de conexão em baixa tensão por meio de um circuito trifásico com quatro condutores, sendo três de fase e um neutro, todos com diâmetro nominal de 25 mm². O ramal de entrada, por sua vez, era composto por um circuito trifásico de quatro condutores, três de fase e um neutro, cada um com diâmetro nominal de 16 mm². O fornecimento de energia era de 220/127 V, derivado de rede aérea de distribuição secundária da concessionária Equatorial Energia, no estado do Pará, em conformidade com a Norma Técnica NT.00001.EQTL.

A Figura 16 exemplifica como é a chegada de energia elétrica da unidade consumidora em questão, enquanto a Figura 17 mostra o padrão de instalado.

Figura 16 – Informações de conexão da unidade.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Figura 17 – Padrão de entrada instalado.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Após a análise inicial feita durante a vistoria, foi constatado que havia viabilidade técnica para a conexão do sistema fotovoltaico quanto ao ramal de ligação, ramal de entrada e padrão de entrada, uma vez que o cabeamento e o disjuntor existentes estavam em conformidade com as normas técnicas aplicáveis. Todavia, será necessário realizar a substituição da caixa padrão.

A nova caixa de medição polifásica deverá ser de fabricação em material polimérico, com dimensões de 280 mm x 390 mm x 215 mm (comprimento, altura e largura, considerando a tampa), e instalada na fachada da unidade consumidora, no ponto de entrega caracterizado como o limite entre a via pública e a propriedade.

A instalação deverá atender aos critérios de localização, facilidade de acesso e layout definidos nas normas NT.0001.EQTL e NT.0030.EQTL da concessionária Equatorial Energia. Também será necessária a instalação e conexão de haste de aterramento com comprimento de 2400 mm e diâmetro Ø5/8", além de condutor de cobre de 16 mm², com conexão por conector tipo GAR (haste-cabo).

4.2. DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

Por conseguinte, foi feito o dimensionamento do gerador fotovoltaico, de modo a determinar a quantidade de módulos necessária e verificar se a área disponível no telhado era suficiente para sua instalação.

Para isso, foi analisado o consumo médio mensal do imóvel comercial por meio da fatura de energia elétrica da edificação, cujos dados de consumo dos últimos meses estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3 – Consumo mensal de energia elétrica nos últimos meses.

MÊS	CONSUMO (kWh)
mar/24	3011
abr/24	2847
mai/24	3122
jun/24	2775
jul/24	2958
ago/24	3099
set/24	2721
out/24	3190
nov/24	3109
dez/24	2693
jan/25	3194
fev/25	2855

Fonte: Autoria Própria (2025).

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico em questão, foi considerado o mês onde teve o maior consumo ao longo do ano. Observa-se que, de acordo com o histórico, o consumo mensal máximo registrado foi de aproximadamente 3.200 kWh registrado no mês de janeiro de 2025. No entanto, é importante considerar um possível aumento no consumo após a instalação do sistema fotovoltaico, em virtude de um provável racionamento anterior causado pelos elevados custos da fatura de energia.

Diante disso, adotou-se um acréscimo estimado de 15% no consumo, o que eleva a projeção para cerca de 3.700 kWh por mês. Assim, o sistema fotovoltaico a ser projetado deve ser capaz de atender a esse novo patamar de demanda mensal.

Com base no consumo mensal de energia elétrica, será feito o dimensionamento do gerador fotovoltaico, calculando a quantidade de módulos necessários. A partir desse número, será possível verificar se a área disponível no telhado é suficiente para a instalação do sistema.

O cálculo de dimensionamento do sistema fotovoltaico leva em consideração o consumo mensal, o rendimento do sistema e a irradiação solar diária média do local da instalação, conforme já mostrado anteriormente na Equação 3.1, no capítulo 3, seção 3.2.

Para verificar a irradiação solar diária média no local da instalação, foi realizada uma consulta à base de dados do programa SunData V 3.0, desenvolvido pelo CRESESB. Ao inserir as coordenadas geográficas do local, obtiveram-se os resultados apresentados na Figura 18.

Figura 18 – Irradiação solar diária média.

Município	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]													Média	Delta
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez			
Benevides	4,32	4,25	4,29	4,34	4,60	4,91	5,05	5,29	5,34	5,12	4,96	4,55	4,75	1,09	
Santa Isabel do Para	4,35	4,23	4,28	4,37	4,59	4,90	5,04	5,31	5,40	5,15	4,99	4,57	4,76	1,17	

Fonte: Sundata, CRESESB (2025).

Conforme os dados do Sundata, a irradiação solar média da cidade de Benevides/PA é de 4,75 kWh/m².dia.

Para a estimativa de perdas do sistema fotovoltaico, foram consideradas as informações obtidas durante a vistoria técnica.

Foram analisadas as seguintes perdas: sombreamento parcial, temperatura, sujidade (poeira, folhas etc.), perdas elétricas em cabos e conexões, perdas por orientação e inclinação do telhado, degradação anual média dos módulos, além das perdas por conversão associadas ao inversor. A Tabela 4 mostra a estimativa de perdas do sistema.

Tabela 4 – Estimativa de perdas do sistema.

Fator de Perda	Percentual (%)
Conversão do inversor	1,5
Sombreamento parcial	2
Perda por temperatura	4,5
Sujidade (poeira, folhas etc.)	2
Perdas elétricas (cabos/conexões)	2
Perdas por orientação/inclinação	5
Degradação dos módulos (média anualizada)	1
Total das perdas	18

Fonte: Autoria Própria (2025).

Portanto, considerando uma perda total de 18% no sistema, obtém-se um rendimento de 82%, ou seja, $\eta = 0,82$.

Com base nas informações obtidas, foi realizado o cálculo da potência total do gerador fotovoltaico, apresentado na Equação 4.1.

$$P_{ot} = \frac{3700}{30 \times 0,82 \times 4,75} = 31,66 \text{ kWp} \quad (4.1)$$

Considerando a utilização de módulos fotovoltaicos com potência nominal de 585 Wp, foi calculada a quantidade necessária de módulos, de acordo com a Equação 4.2.

$$N = \frac{31,66 \times 1000}{585} = 54,11 \approx 55 \text{ módulos} \quad (4.2)$$

Assim, a quantidade total de módulos será de 55 unidades de 585 Wp.

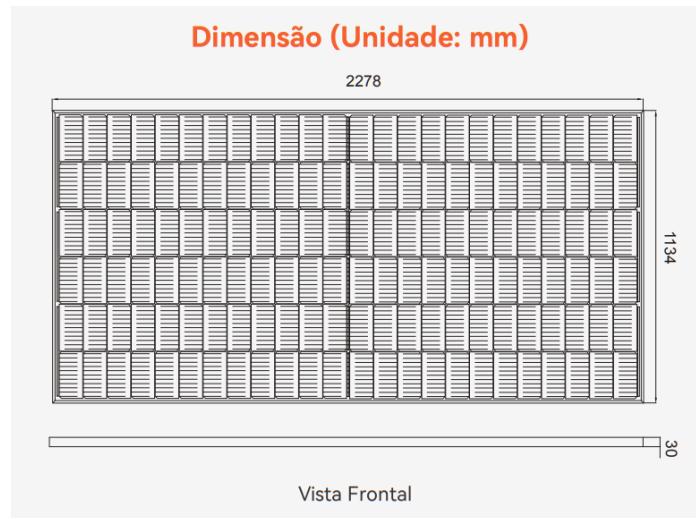
Para verificar se a área total dos módulos se comporta adequadamente no telhado do local de instalação, foi necessário fazer imagem aérea do telhado da edificação utilizando um drone, representado na Figura 19, tirar as medidas do telhado e considerar as dimensões de cada módulo, que são 2278 mm x 1134 mm, ilustrado na Figura 20.

Figura 19 – Imagem aérea do telhado do local de instalação.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Figura 20 – Dimensões do módulo solar de 585Wp.



Fonte: Hanersun (2024).

Com base nas informações obtidas por meio das medições da edificação e das imagens aéreas capturadas pelo drone, foi possível elaborar o layout de posicionamento dos módulos fotovoltaicos utilizando o software AutoCAD, representado por meio da Figura 21. A modelagem no software permitiu representar com precisão a cobertura da edificação, considerando suas dimensões reais, inclinação, orientação e possíveis obstáculos. Com esse layout, foi possível verificar a viabilidade da instalação e concluir que a área disponível no telhado é suficiente para acomodar adequadamente os 55 módulos fotovoltaicos previstos no projeto.

Figura 21 – Layout dos módulos feito no AutoCAD.



Fonte: Aatoria Própria (2025).

A distribuição dos módulos fotovoltaicos foi realizada dividindo-se a quantidade total em duas partes, uma vez que o telhado da edificação possui duas águas com inclinações distintas. Dessa forma, foram alocados 28 módulos em uma das águas do telhado e 27 módulos em outra.

Para minimizar as perdas por diferença de inclinação, os módulos de cada lado do telhado foram conectados a entradas MPPT distintas do inversor, garantindo um melhor aproveitamento da geração de energia em cada orientação.

Após o cálculo da quantidade de módulos, foi necessário selecionar um inversor adequado para operar com o gerador fotovoltaico. Para isso, inicialmente, foi calculada a potência total do sistema gerador, com base na quantidade e na potência nominal dos módulos escolhidos, de acordo com a Equação 4.3.

$$P_{total} = 55 \times 585 = 32175 \text{ Wp} = 32,175 \text{ kWp} \quad (4.3)$$

Dessa forma, foi necessário selecionar um inversor fotovoltaico que fosse capaz de suportar a potência total do gerador, estimada em 32,175 kWp.

Considerando a potência total do gerador, foi selecionado o inversor da marca DEYE, modelo SUN-25K-G02-LV, com potência máxima de entrada em corrente contínua (DC) de 32,5 kW, o qual é compatível com a potência de 32,175 kWp do sistema gerador. As

informações técnicas do inversor são mostradas no datasheet representado por meio da Figura 22.

Figura 22 – Datasheet do inversor.

Deye	
Nome do Produto	Inversor String Trifásico
Modelo	SUN-25K-G02-LV
Potência Máx. Entrada CC	32,5 kW
Tensão Máx. CC	800 Vdc
Faixa Tensão MPPT	200–700 Vdc
Corrente Máx. Entrada CC	3 × 40 Addc
Corrente c.a. máxima absorvida	< 0,1 A
Tensão Nominal CA	3L/N/PE 127/220 V
Frequência Nominal CA	60 Hz
Potência Nominal de Saída	25 kW
Potência Máx. Saída Aparente	25 kVA
Corrente Máx. Saída CA	65,7 Aac
Fator de Potência	> 0,98
Faixa de Temp. de Operação	–25°C a +65°C
Grau de Proteção	IP65
Nível de Proteção	Classe I
Detecção e Interrupção de Arcos(AFPE)	

Fonte: Deye (2025).

Como o disjuntor de entrada da edificação instalado e registrado junto à concessionária é um disjuntor tripolar de 70 A, e a corrente máxima de saída em corrente alternada (CA) do inversor é de 65,7 A, não foi necessário solicitar aumento de carga ou alteração do padrão de entrada, uma vez que o disjuntor existente já se encontra adequado às exigências do sistema.

Considerando todas as informações apresentadas, conclui-se que há viabilidade técnica para a instalação de um sistema de microgeração fotovoltaica conectado à rede para a edificação em questão, com geração média mensal estimada em aproximadamente 3.700 kWh.

4.3. ANÁLISE DO RETORNO DO INVESTIMENTO PARA O SISTEMA PROPOSTO

Para fazer a análise de retorno do investimento, foi necessário fazer o levantamento dos custos totais da instalação e homologação do sistema de geração fotovoltaica do imóvel em questão. Os valores dos custos totais estão descritos na Tabela 5.

Tabela 5 – Custo do investimento.

Descrição	Quantidade	Valor unitário	Valor Total
Inversor Deye 25000W	1	R\$ 14.880,00	R\$ 14.880,00
Módulo Fotovoltaico 585W	55	R\$ 670,00	R\$ 36.850,00
Materiais CC (suportes, perfis, cabos, etc)	1	R\$ 4.200,00	R\$ 4.200,00
Materiais CA (Caixa polifásica, cabos, etc)	1	R\$ 4.500,00	R\$ 4.500,00
Mão de obra da instalação	1	R\$ 5.750,00	R\$ 5.750,00
Projeto, ART e Homologação	1	R\$ 3.500,00	R\$ 3.500,00
Margem de lucro de 40%			R\$ 27.872,00
TOTAL:			R\$ 97.552,00

Fonte: Autoria Própria (2025).

A próxima etapa consiste na simulação do valor da fatura após a ligação do sistema.

Inicialmente foi necessário considerar o valor do consumo simultâneo da unidade (que é aquele consumo que ocorre instantaneamente pela unidade, sem que a energia gerada seja injetada na rede da concessionária). Para isso, foi utilizado os dados da Tabela 6, que mostra os valores médios de fator de ajuste calculado com base na simultaneidade obtida das curvas de cargas das campanhas de medição dos processos tarifários, de acordo com a ANEEL.

Tabela 6 – Fator de ajuste de simultaneidade.

Classe	Residencial	Industrial	Comércio, serviços e outras atividades	Rural	Serviço Público
Valor de referência	46%	69%	63%	53%	57%

Fonte: Equatorial Energia (2025).

Usando como base a tabela anterior, considerou-se uma simultaneidade de 63%, haja vista que o imóvel se enquadra como um imóvel comercial.

Ao considerar 63% de simultaneidade, então obtêm-se 37% do consumo que será compensado da rede da concessionária (consumo não simultâneo). Dessa forma, terá um valor total de consumo compensado de 1369 kWh, calculado de acordo com a Equação 4.4.

$$C_{compensado} = 3700 \times 0,37 = 1369 \text{ kWh} \quad (4.4)$$

Com o valor de consumo compensado é possível estimar o valor da fatura após a ligação do sistema de energia solar, considerando também todos os tributos que irão incidir na fatura (PIS/COFINS e ICMS).

O estimativo do valor a ser pago após a instalação do sistema de energia solar está representado na Tabela 7.

Tabela 7 – Estimativo do valor da fatura após instalação do sistema de energia solar.

ITENS	QUANT	PREÇO COM TRIBUTOS	TARIFA	PIS/COFINS	ICMS	VALOR (R\$)
CONSUMO COMPENSADO	1369	0,920216	0,7035	57,3271	239,3575	1259,78
ENERGIA INJETADA	1369	0,920216	0,7035	57,3271	239,3575	1259,78
PARC. GD II (FIO B)	1369	0,229305	0,1753	14,2851	59,6444	313,92
BENEFICIO TARIFÁRIO BRUTO				43,0420	179,7130	945,86
BENEFICIO TARIFÁRIO LÍQUIDO						723,10
ILUMINAÇÃO PÚBLICA						167,34
TOTAL:						704,01

Fonte: Autoria Própria (2025).

Para fazer o levantamento da economia anual, também será necessário o estimar o valor da fatura sem energia solar, considerando o consumo de 3700 kWh, que é a capacidade de geração do sistema de energia solar. O estimativo leva em conta apenas os valores da tarifa com tributos e o valor de iluminação pública, representado na Tabela 8.

Tabela 8 – Estimativo do valor da fatura sem energia solar.

ITENS	QUANT	PREÇO COM TRIBUTOS	TARIFA	PIS/COFINS	ICMS	VALOR (R\$)
CONSUMO	3700	1,227544	0,93845	206,6833	862,9632	4541,91
ILUMINAÇÃO PÚBLICA						167,34
TOTAL:						4709,25

Fonte: Autoria Própria (2025).

Com os valores estimados de fatura com e sem energia solar, foi possível calcular a economia anual, de acordo com a Equação 4.5.

$$Economia\ anual = (4709,25 - 704,01) \times 12 = 48062,88 \quad (4.5)$$

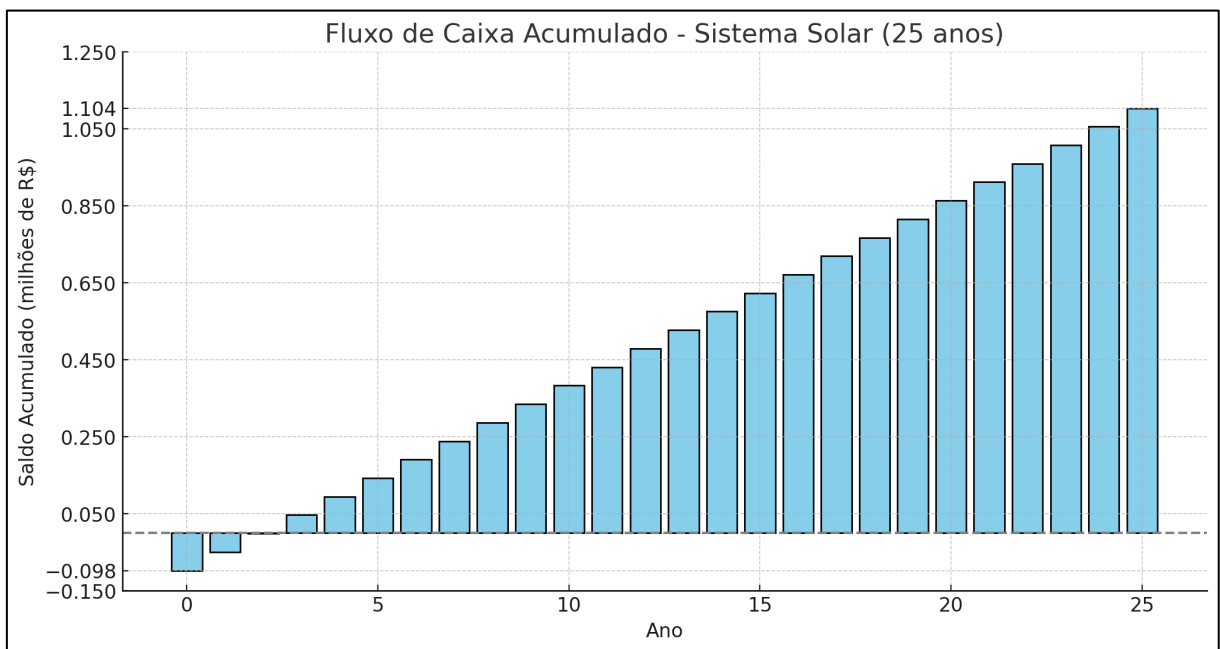
Dessa forma, a economia anual será de R\$ 48.062,88 e o retorno do investimento (payback simples) será mostrado conforme a Equação 4.6.

$$\text{Payback} = \frac{\text{R\$ } 97.552,00}{\text{R\$ } 48.062,88} = 2,02 \approx 2 \text{ anos} \quad (4.6)$$

Portanto, o retorno do investimento ocorrerá após 2 anos de geração de energia solar.

Considerando o investimento inicial de R\$ 97.552,00, foi possível elaborar o gráfico de fluxo de caixa do sistema fotovoltaico, apresentado na Figura 23. Esse gráfico representa a evolução do saldo acumulado ao longo de 25 anos, período que corresponde à vida útil média do sistema.

Figura 23 – Fluxo de caixa acumulado.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Ao final dos 25 anos de operação, o saldo acumulado atinge aproximadamente R\$ 1.201.572,00, o que confirma a atratividade financeira do projeto e a relevância da adoção de sistemas fotovoltaicos como estratégia de redução de custos e promoção da sustentabilidade.

4.4. INSTALAÇÃO E HOMOLOGAÇÃO DO PROJETO

Antes da etapa de instalação, foi feito a elaboração do projeto para envio e posterior aprovação de Orçamento de Conexão (Parecer de Acesso) da Equatorial Energia do Pará.

A documentação elaborada e enviada foi:

- Formulário de Solicitação de Orçamento de Conexão;
- Anotação de Responsabilidade Técnica (ART);
- Diagrama Unifilar;
- Projeto Elétrico;
- Diagrama de Blocos;
- Relatório de Ensaio e Datasheet do Inversor;
- Memorial Técnico Descritivo.

A instalação do sistema de energia solar fotovoltaica conectado à rede em questão foi executada no período entre 13/02/2025 até 17/02/2025, totalizando 5 dias de instalação.

A Figura 24 mostra a instalação dos módulos no telhado da edificação, enquanto a Figura 25 apresenta o inversor e o padrão de entrada.

Figura 24 – Módulos instalados sobre o telhado da edificação.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Conforme podemos verificar na Figura 24, os módulos foram instalados exatamente como havia sido proposto no layout inicial feito na etapa de elaboração do projeto, de modo que fosse obedecido as divisões das *strings* e das corretas divisões nas entradas MPPT do inversor, fazendo com que as perdas de geração ficassem próximas do que foi previsto.

Figura 25 – Inversor e padrão de entrada instalados.



Fonte: Autoria Própria (2025).

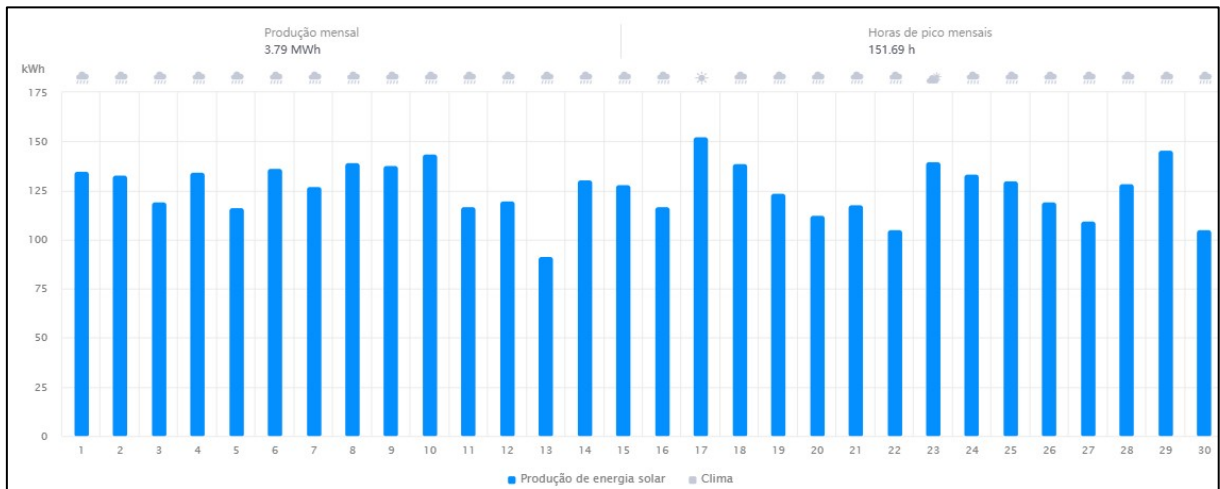
Após a instalação concluída, foi feito a solicitação de vistoria e ligação do sistema para a Equatorial Energia, onde ocorre a ligação do sistema e a troca do medidor convencional para o medidor bidirecional, que foi executado após 7 dias da data solicitada, finalizando a etapa de homologação do sistema.

4.5. DADOS REAIS DE GERAÇÃO E DE FATURAMENTO APÓS A INSTALAÇÃO

Após a homologação do sistema, foi possível fazer a análise de geração real e também verificar a economia mensal a partir das faturas com energia solar.

Para fazer o levantamento da geração real do sistema, foi necessário acessar o aplicativo SOLARMAN Business. Por meio do aplicativo, foi analisado a geração referente ao mês de junho de 2025, representado na Figura 26, onde verificou-se que, ao longo do mês em questão, houve uma geração de 3790 kWh, que ficou muito próximo do valor previsto de geração.

Figura 26 – Geração real do sistema no mês 06/2025.

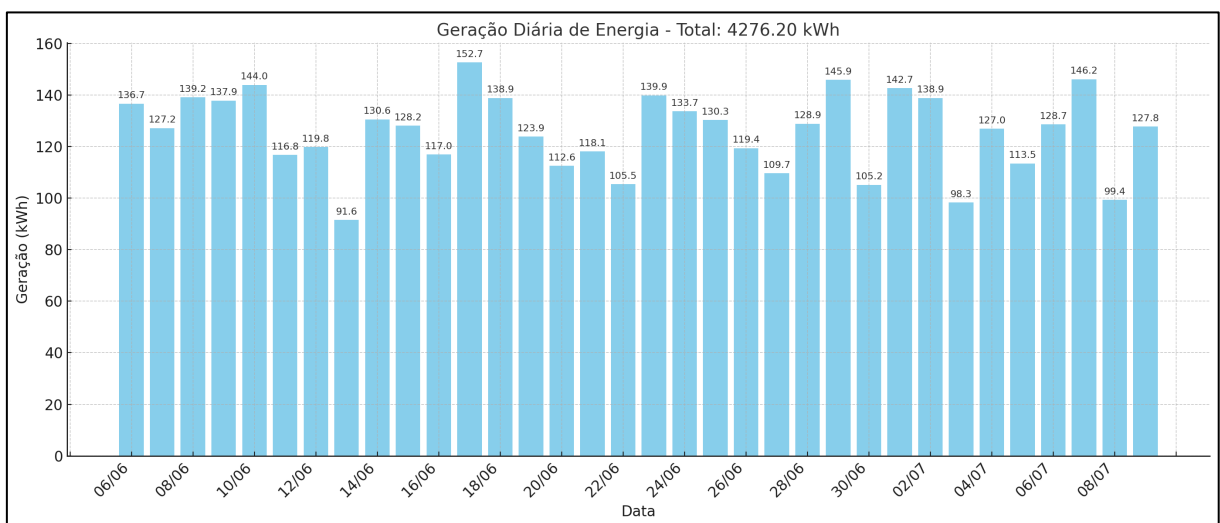


Fonte: SOLARMAN Business (2025).

Todavia, para fazer a real análise baseado na fatura referente ao mês 07/2025, deve-se fazer o levantamento da geração no período entre 06/06/2025 até 09/07/2025, que é o período de faturamento da unidade consumidora para a fatura do mês em questão.

Dessa forma, foi analisado a geração diária no período de faturamento por meio do aplicativo SOLARMAN Business e verificou-se a geração total neste período, que está representado por meio do Figura 27.

Figura 27 – Geração real no período de faturamento.



Fonte: Autoria Própria (2025).

Por meio da análise de geração no período de faturamento proposto, percebeu-se que foi gerado 4276,2 kWh.

Após isso, foi feita a análise da fatura referente ao mês 07/2025, que teve o período de faturamento analisada anteriormente.

A fatura do mês de julho de 2025 está representada na Figura 28.

Figura 28 – Fatura real do mês 07/2025 com energia solar.

Conta Mês	Vencimento	Total a Pagar																																																																																								
07/2025	25/07/2025	R\$ 643,28																																																																																								
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Itens de Fatura</th> <th>Quant.</th> <th>Preço Unit.(R\$) com Tributos</th> <th>Tarifa Unit.(R\$)</th> <th>PIS/COFINS(R\$)</th> <th>ICMS (R\$)</th> <th>Valor(R\$)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Consumo Compensado (kWh)</td> <td>1.227</td> <td>0,915257</td> <td>0,703500</td> <td>46,47</td> <td>213,37</td> <td>1.123,02</td> </tr> <tr> <td>Energia Ativa Injetada (kWh)</td> <td>1.227</td> <td>0,915257</td> <td>0,703500</td> <td>46,47-</td> <td>213,37-</td> <td>1.123,02-</td> </tr> <tr> <td>Parc. Inj. s/ Desc. - GD2 (kWh)</td> <td>1.227</td> <td>0,224654</td> <td>0,175335</td> <td>11,58</td> <td>48,94</td> <td>275,65</td> </tr> <tr> <td>Benefício Tarifário Bruto SCEE</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>34,89</td> <td>147,44</td> <td>830,38</td> </tr> <tr> <td>Adicional Bandeira</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>0,24</td> <td>1,10</td> <td>5,80</td> </tr> <tr> <td colspan="6">ITENS FINANCEIROS</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Benefício Tarifário Líquido SCEE</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>648,05-</td> </tr> <tr> <td>Cip-Ilum Pub Pref Munic</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>167,34</td> </tr> <tr> <td>Multa</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>8,32</td> </tr> <tr> <td>Correção Monetária</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>0,79</td> </tr> <tr> <td>Juros</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td>3,05</td> </tr> </tbody> </table>							Itens de Fatura	Quant.	Preço Unit.(R\$) com Tributos	Tarifa Unit.(R\$)	PIS/COFINS(R\$)	ICMS (R\$)	Valor(R\$)	Consumo Compensado (kWh)	1.227	0,915257	0,703500	46,47	213,37	1.123,02	Energia Ativa Injetada (kWh)	1.227	0,915257	0,703500	46,47-	213,37-	1.123,02-	Parc. Inj. s/ Desc. - GD2 (kWh)	1.227	0,224654	0,175335	11,58	48,94	275,65	Benefício Tarifário Bruto SCEE				34,89	147,44	830,38	Adicional Bandeira				0,24	1,10	5,80	ITENS FINANCEIROS							Benefício Tarifário Líquido SCEE						648,05-	Cip-Ilum Pub Pref Munic						167,34	Multa						8,32	Correção Monetária						0,79	Juros						3,05
Itens de Fatura	Quant.	Preço Unit.(R\$) com Tributos	Tarifa Unit.(R\$)	PIS/COFINS(R\$)	ICMS (R\$)	Valor(R\$)																																																																																				
Consumo Compensado (kWh)	1.227	0,915257	0,703500	46,47	213,37	1.123,02																																																																																				
Energia Ativa Injetada (kWh)	1.227	0,915257	0,703500	46,47-	213,37-	1.123,02-																																																																																				
Parc. Inj. s/ Desc. - GD2 (kWh)	1.227	0,224654	0,175335	11,58	48,94	275,65																																																																																				
Benefício Tarifário Bruto SCEE				34,89	147,44	830,38																																																																																				
Adicional Bandeira				0,24	1,10	5,80																																																																																				
ITENS FINANCEIROS																																																																																										
Benefício Tarifário Líquido SCEE						648,05-																																																																																				
Cip-Ilum Pub Pref Munic						167,34																																																																																				
Multa						8,32																																																																																				
Correção Monetária						0,79																																																																																				
Juros						3,05																																																																																				
Data das Leituras		Leitura Anterior	Leitura Atual	Nº de Dias	Próxima Leitura																																																																																					
		06/06/2025	09/07/2025	33	08/08/2025																																																																																					
INFORMAÇÕES PARA O CLIENTE																																																																																										
<ul style="list-style-type: none"> ● Períodos: Band. Tarif.: Vermelha : 07/06 - 09/07 ● O montante da devolução é resultado da multiplicação do CONSUMO COMPENSADO pela mini/microgeração (1.227,0 ● Demonstrativos de Saldos em kWh referente a Mini e Micro Geração, conforme REN Nº 1059/2023. ● Faturamento da energia compensada conforme Lei 14.300/22, co 3371/2024. ● Saldo de créditos expirados no ciclo ref 07/25: 0,00 kWh. ● Esta instalação recebe excedente de energia na modalidade Distribuição Percentual das seguint 3032675963: Saldo do Mês Geral Total: 392,00, Saldo Acumulado Geral Total: 946,00, Saldo atualizado a expirar de 322,00 na ref 05/30 																																																																																										

Fonte: Adaptado de Equatorial Energia (2025).

Analisando a fatura do mês de julho de 2025, foi verificado que o custo real da fatura foi de R\$643,28, que ficou próximo do valor previsto de R\$704,01. Além disso, houve um consumo compensado de 1227 kWh, energia injetada na rede de 1619 kWh, e teve um excedente de energia que foi guardado como créditos de 392 kWh. A geração nesse período foi de 4276,2 kWh, logo foi possível calcular o real consumo simultâneo, representado por meio da Equação 4.7, e também o consumo total da unidade, conforme a Equação 4.8.

$$C_{simult\grave{a}neo} = 4276,2 - 1619 = 2657,20 \text{ kWh} \quad (4.7)$$

$$C_{total} = C_{compensado} + C_{simult\grave{a}neo} = 1227 + 2657,2 = 3884,2 \text{ kWh} \quad (4.8)$$

Dessa forma, foi possível verificar que o consumo simultâneo foi de 2657,2 kWh, e o consumo total no período de 33 dias de faturamento foi de 3884,2 kWh. Além disso, também foi possível calcular a real simultaneidade da unidade, por meio da Equação 4.9.

$$\textit{Simultaneidade} = \frac{2657,2}{3884,2} = 0,6841 = 68,41\% \quad (4.9)$$

Portanto, temos um fator de simultaneidade real de 68,41%, que ficou próximo do valor adotado inicialmente de 63%.

5. CONCLUSÃO

O presente trabalho apresentou o estudo de caso de um sistema de geração de energia solar fotovoltaica conectado à rede, instalado em um imóvel comercial no município de Benevides/PA. A pesquisa contemplou desde a análise do local de instalação, o dimensionamento do sistema e a verificação da viabilidade técnica, até a estimativa de custos, retorno do investimento e a comparação entre os valores previstos e os dados reais de geração e faturamento após a homologação.

O dimensionamento realizado indicou a necessidade de 55 módulos fotovoltaicos de 585 Wp, totalizando 32,175 kWp, associados a um inversor compatível com essa potência. Os cálculos demonstraram que o sistema seria capaz de atender à demanda energética do estabelecimento, estimada em aproximadamente 3.700 kWh por mês. A análise de viabilidade financeira revelou um tempo de retorno simples do investimento de cerca de 2 anos, evidenciando a atratividade econômica do projeto.

Os resultados práticos confirmaram a eficiência do dimensionamento e das premissas adotadas. A geração real observada no período analisado foi de 4.276,2 kWh, valor bastante próximo ao estimado, o que reforça a precisão dos cálculos e a confiabilidade da metodologia aplicada. Da mesma forma, a fatura de energia apresentou redução significativa, com valores próximos aos projetados, consolidando a efetividade do sistema na redução dos custos operacionais do imóvel.

Além do aspecto econômico, este estudo destaca a importância da microgeração distribuída como estratégia de sustentabilidade, contribuindo para a diversificação da matriz energética nacional, a redução da dependência de fontes não renováveis e a mitigação dos impactos ambientais decorrentes da geração convencional.

Dessa forma, conclui-se que a implementação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em edificações comerciais, como demonstrado neste estudo, mostra-se não apenas tecnicamente viável, mas também financeiramente vantajosa e ambientalmente responsável. O caso analisado evidencia o potencial da energia solar como alternativa concreta para empresas e consumidores que buscam reduzir custos com eletricidade e adotar práticas alinhadas à transição energética e à sustentabilidade.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: PANORAMA E OPORTUNIDADES NO BRASIL**. São Paulo: ABSOLAR, 2025. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br>>. Acesso em: 15 ago. 2025.

ABSOLAR. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **BRASIL: POTENCIAL PARA SER LÍDER EM FONTES RENOVÁVEIS**. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA, 2024. 2024B. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/noticia/https-novomomento-com-br-brasil-potencial-lider-em-fontes-renovaveis/>>. Acesso em: 12 ago. 2025.

ALVES, J. T. D. et al. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA: DIMENSIONAMENTO DE SISTEMAS DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA**. FÓRUM DE ENERGIA RENOVÁVEIS, UFRR, 2023. disponível em: <<https://energiasroraima.com.br/wp-content/uploads/2024/03/cartilha-dimensionamentos-de-sistemas-fotovoltaicos.pdf>>. Acesso em: 16 AGO. 2025.

ANEEL. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA: SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**. Brasília: ANEEL, 2024. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>>. Acesso em: 15 ago. 2025.

BRASIL. LEI Nº 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022. **INSTITUI O MARCO LEGAL DA MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA, O SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SCEE) E O PROGRAMA DE ENERGIA RENOVÁVEL SOCIAL (PERS)**. 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/114300.htm>. Acesso em: 12 ago. 2025.

DAZCAL, R.; MELLO, A. **ESTUDO DA IMPEMENTAÇÃO DE UM SISTEMA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA EM UM EDIFÍCIO DA UNIVERSIDADE PRESBITERIANA MACKENZIE**. Abenge – Associação Brasileira de Educação de Engenharia. Fortaleza, 2008.13f.

DUTRA, D. A. L; CAMPOS, S. M. S; SANTOS, V. A; CORRÊA, R. J. L; ROSA, D. J. Q. **USO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA COMO MEIO DE SUSTENTABILIDADE E ECONOMIA NA CONSTRUÇÃO CIVIL**. PARAMÉTRICA, 14(1), 2022. Disponível em: <<https://periodicos.famig.edu.br/index.php/parametrica/article/view/275>>. Acesso em: 06 ago. 2025.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **RENEWABLES 2024: ANALYSIS AND FORECAST TO 2029**. PARIS: IEA, 2024. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2024>>. Acesso em: 15 ago. 2025.

JUNIOR, G. P. **QUAL A DIFERENÇA ENTRE O MEDIDOR CONVENCIONAL E O BIDIRECIONAL?** SOLFÁCIL, 2024. Disponível em: <<https://blog.solfacil.com.br/energia-solar/qual-diferenca-entre-medidor-convencional-e-bidirecional/>>. Acesso em: 17 ago. 2025.

MAURICIO JUNIOR, R. D; BOTELHO, J. P. M; BOTELHO, M. M; PAKES, P. R; MARTINS, T. M. **O MERCADO DE ENERGIA SOLAR NO BRASIL: UMA ANÁLISE DOS DESAFIOS E OPORTUNIDADES DO SETOR.** REVISTA DE GESTÃO E SECRETARIADO, 16(3), E4768. 2025. Disponível em: <<https://doi.org/10.7769/gesec.v16i3.4768>>. Acesso em: 05 ago. de 2025.

MESSENGER, R.; VENTRE, J. **PHOTOVOLTAIC SYSTEMS ENGINEERING.** Boca Raton: CRC Press, 2010.

NERIS, A. **LEI 14.300: TUDO O QUE VOCÊ PRECISA SABER.** ALDOBLOG, 2025. Disponível em: <<https://www.aldo.com.br/blog/sobre-a-lei-14-300/>>. Acesso em: 17 ago. 2025.

PEREIRA, ENIO BUENO et al. **ATLAS BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR.** 2. ED. SÃO JOSÉ DOS CAMPOS: INPE, 2017. Disponível em: <<https://repositorio.unifesp.br/server/api/core/bitstreams/5937e595-af2e-4da2-85ea-efed6574b52f/content>>. Acesso em: 15 ago. 2025.

PEREIRA, F.; OLIVEIRA, M. **CURSO TÉCNICO INSTALADOR DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.** Porto: Publindústria, 2011.

PINHO, J.; GALDINO, M. **MANUAL DE ENGENHARIA PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.** Rio de Janeiro: Cepel-Cresesb, 2014.

PINHO, J; BARBOSA, C; PEREIRA, E; SOUZA, H; BLASQUES, L; GALHARDO, M; MACEDO, W. **SISTEMAS HÍBRIDOS: SOLUÇÕES ENERGÉTICAS PARA A AMAZÔNIA.** 1ª Ed. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2008.

PORTAL SOLAR. **SISTEMAS FOTOVOLTAICOS: TIPOS, VANTAGENS E DESVANTAGENS E COMO ESCOLHER.** 2025. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-sistemas-fotovoltaicos>>. Acesso em: 16 ago. 2025.

PORTAL SOLAR. **BATERIA SOLAR: O QUE É, TIPOS E COMO FUNCIONA?** 2025. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/bateria-solar.html>>. Acesso em: 17 ago. 2025.

SILVA, C. G; SILVA, W. W. A. G. **O CRESCIMENTO DAS ENERGIAS RENOVÁVEIS NO BRASIL AOS OLHARES GLOBAIS: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA SOBRE TENDÊNCIAS, DESAFIOS E OPORTUNIDADES.** BRAZILIAN JOURNAL OF PRODUCTION ENGINEERING, 11(3), 23-33, 2025. Disponível em: <<https://doi.org/10.47456/bjpe.v11i3.48352>>. Acesso em: 05 ago. 2025.

URBANETZ, I. V; NETTO, A. L; SCOLARI, B; LEITE, V; URBANETZ JUNIOR, J. **PANORAMA ATUAL E CENÁRIO 2025 DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL.** SMARTENERGY, 2018. UNIVERSIDADE FEDERAL TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ, UFTPR, 2018. Disponível em: <https://utfpr-ct-static-content.s3.amazonaws.com/utfpr.curitiba.br/wp-content/uploads/sites/85/2019/04/Urbanetz-et-al_Smart-Energy.pdf>. Acesso em: 05 ago. 2025.

ZANI, Victor. **PAINEL SOLAR SUPORTA CHUVA DE GRANIZO?** Youtube, 17 de abril de 2020. Disponível em: <<https://www.youtube.com/watch?v=RqjHXL508gE>>. Acesso em: 16 ago. 2025.