

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

ANGELO GABRIEL MOLL

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE INSTALAÇÃO
FOTOVOLTAICA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA VISANDO A LEI 14300**

PONTA GROSSA

2025

ANGELO GABRIEL MOLL

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE INSTALAÇÃO
FOTOVOLTAICA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA VISANDO A LEI 14300**

**Technical-economic feasibility analysis of distributed microgeneration photovoltaic
installation in compliance with law 14300**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador(a): Marcio Mendes Casaro

PONTA GROSSA

2025



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Esta licença permite compartilhamento, remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, mesmo para fins comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es). Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

ANGELO GABRIEL MOLL

**ANÁLISE DE VIABILIDADE TÉCNICO-ECONÔMICA DE INSTALAÇÃO
FOTOVOLTAICA DE MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA VISANDO A LEI 14300**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 17/setembro/2025

Marcio Mendes Casaro
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Frederic Conrad Janzen
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Edison Luiz Salgado Silva
Mestrado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

PONTA GROSSA

2025

AGRADECIMENTOS

Dedico este trabalho a vocês, que foram minha força nos momentos mais difíceis e minha inspiração nos dias de luta e superação.

À minha mãe, Simone Aparecida Moll, meu alicerce inabalável. Seu amor, sua fé e sua dedicação incondicional me ensinaram que nenhum obstáculo é grande demais quando se tem determinação e coragem.

Ao meu pai, Luiz Antônio Moll, exemplo de trabalho e persistência. Seu apoio silencioso e seu incentivo constante me mostraram que o esforço sempre vale a pena.

Aos meus irmãos, Guilherme Ramon Moll e Marcela Hilgenberg, por serem meus companheiros de jornada, minhas raízes e meus espelhos. Cada vitória minha também é de vocês.

Ao meu amor, Emilly Saize Cardoso Tonini, meu porto seguro e minha motivação diária. Seu carinho e apoio foram fundamentais para que eu chegasse até aqui, e cada página deste trabalho carrega um pedaço do nosso sonho compartilhado.

Ao meu mestre, Lauro Azuma, que me ensinou que a disciplina e o respeito são tão importantes quanto o conhecimento. O judô moldou minha resiliência, e seus ensinamentos ecoam em cada conquista da minha vida.

A vocês, minha eterna gratidão. Sem sua presença, força e amor, esta caminhada teria sido muito mais difícil. Obrigado por acreditarem em mim quando eu mesmo duvidei. Este trabalho é nosso!

“Nada acontece até que algo se mova”.

(Albert Einstein).

RESUMO

Este trabalho apresenta uma análise aprofundada da viabilidade técnico-econômica para a implementação de um sistema fotovoltaico em uma unidade consumidora do grupo B, à luz das mudanças introduzidas pela Lei nº 14.300/2022, o novo Marco Legal da Geração Distribuída. Foram considerados fatores como irradiação solar, características técnicas dos equipamentos, dimensionamento adequado do sistema, custos de instalação e projeções de retorno financeiro, com ênfase na influência do componente tarifário Fio B. Através do cálculo da taxa de payback e da compensação energética, o estudo demonstra que, mesmo diante das novas exigências regulatórias, o investimento em sistemas fotovoltaicos continua sendo uma alternativa viável e atrativa, contribuindo para a redução de custos com energia elétrica, autonomia energética e sustentabilidade ambiental.

Palavras-chave: energia fotovoltaica, geração distribuída, lei 14.300/2022, fio B, payback, sustentabilidade.

ABSTRACT

This study presents an in-depth analysis of the technical and economic feasibility of implementing a photovoltaic system in a Group B consumer unit, in light of the changes introduced by Law No. 14,300/2022 — the new Legal Framework for Distributed Generation in Brazil. Factors such as solar irradiation, technical specifications of the equipment, proper system sizing, installation costs, and financial return projections were considered, with emphasis on the influence of the Fio B tariff component. Through the calculation of the payback period and energy compensation, the study demonstrates that, despite the new regulatory requirements, investing in photovoltaic systems remains a viable and attractive alternative, contributing to reduced electricity costs, energy autonomy, and environmental sustainability.

Keywords: photovoltaic energy, distributed generation, law 14,300/2022, fio B, payback, sustainability.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Categorias dos materiais conforme a largura do band gap.....	15
Figura 2 - Silício com Acréscimo de Fósforo.....	17
Figura 3 - Silício com Acréscimo de Boro.....	17
Figura 4: Configuração da célula fotovoltaica.....	18
Figura 5 - Comparação células de Silício policristalino e monocristalino	19
Figura 6 - À esquerda: telhas convencionais com células fotovoltaicas coladas em sua superfície superior. À direita: telhas fotovoltaicas genuínas, construídas à base de filmes finos.....	21
Figura 7: Exemplo de topologia de célula Tandem.....	23
Figura 8: Inversor solar string	24
Figura 9 – Microinversor Deye.....	24
Figura 10: Modelo de Inversor central da FIMER	25
Figura 11: Sistema FV conectado à rede com controle de exportação de energia.....	31
Figura 12: Perfil de Consumo de Energia (kWh).....	41
Figura 13: Perfil de Geração de Energia (kWh).....	41
Figura 14: Perfil Horário de Consumo, Geração Fotovoltaica e Simultaneidade em Unidade Consumidora Residencial.....	42
Figura 15: Planta de situação da residência estudada	45
Figura 16: Área disponível para instalação	46
Figura 17: Planta de situação vista em perspectiva	46
Figura 18: Representação Tridimensional da Planta de Situação	47
Figura 19: Visão em Perspectiva do Layout de Instalação dos Módulos Fotovoltaicos...53	
Figura 20: Vista superior do Layout de Instalação dos Módulos Fotovoltaicos.....	53
Figura 21: Diagrama Unifilar.....	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Escalonamento da cobrança do Fio B conforme o ano de conexão do sistema	39
Tabela 2: Média Mensal da Irradiação Solar Diária em Diferentes Planos [kWh/m². dia]	48
Tabela 3: Consumo Total e Médio Mensal de Energia Elétrica no Período de 2025	49
Tabela 4: Tipos de Fornecimento e custo de disponibilidade da rede	50
Tabela 5: Eficiência do Microinversor Deye SUN-M160G4-EU-Q0	54
Tabela 6: Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única ..	59
Tabela 7: Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas e de 20°C (temperatura do solo) para linhas subterrâneas	60
Tabela 8: Capacidades de condução de corrente, em amperes, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D. Condutores: cobre e alumínio Isolação: PVC Temperatura no condutor: 70°C Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)	60
Tabela 9: Parâmetros dimensionamento de cabos CA	62
Tabela 10: Análise do Payback do Sistema Fotovoltaico no Cenário de 2022 (Antes do Marco Legal da Geração Distribuída)	67
Tabela 11: Análise do Payback do Sistema Fotovoltaico no Cenário de 2025 (Após o Marco Legal da Geração Distribuída)	70

LISTA DE QUADROS

Quadro 1: Comparativo entre os Sistemas Zero Grid e Off Grid	33
Quadro 2: Comparação entre Fast Track e o Processo Tradicional	36
Quadro 3: Comparativo entre a REN ANEEL nº 482/2012 e a Lei nº 14.300/2022.....	40
Quadro 4: Seção Mínima dos Condutores.....	57
Quadro 5: Comparativo entre os modelos de geração fotovoltaica residencial.....	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- ABNT** – Associação Brasileira de Normas Técnicas
- ABSOLAR** – Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
- ACL** – Ambiente de Contratação Livre
- ACR** – Ambiente de Contratação Regulada
- ANEEL** – Agência Nacional de Energia Elétrica
- CA** – Corrente Alternada
- CC** – Corrente Contínua
- CDR** – Custo de Disponibilidade da Rede
- CIGS** – Cobre, Índio, Gálio e Selênio
- CNPJ** – Cadastro Nacional da Pessoa Jurídica
- CPF** – Cadastro de Pessoas Físicas
- CRESESB** – Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
- CSEM** – Centre Suisse d'Electronique et de Microtechnique (Centro Suíço de Eletrônica e Microtecnologia)
- EPFL** – École Polytechnique Fédérale de Lausanne (Escola Politécnica Federal de Lausana)
- EPE** – Empresa de Pesquisa Energética
- FV** – Fotovoltaico
- GaN** – Nitreto de Gálio
- GD** – Geração Distribuída
- INEE** – Instituto Nacional de Eficiência Energética
- INPE** – Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
- kV** – 1.000 Volts
- kW** – Quilowatt (1.000 Watts)
- kWp** – Quilowatt-pico
- MPPT** – Maximum Power Point Tracking
- MW** – Megawatt (1.000.000 Watts)
- PCHs** – Pequenas Centrais Hidrelétricas
- PWM** – Pulse Width Modulation
- REN** – Resolução Normativa
- SCEE** – Sistema de Compensação de Energia Elétrica
- SiC** – Carboneto de Silício

TE – Tarifa de Energia

TUSD – Taxa de Uso do Sistema de Distribuição

UC – Unidade Consumidora

UFMG – Universidade Federal de Minas Gerais

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Tema.....	10
1.2	Problemas e premissas	11
1.3	Objetivos.....	12
1.3.1	Objetivos específicos	12
1.4	Justificativa	13
1.5	Procedimentos Metodológicos	13
2	REFERENCIAL TEÓRICO	15
2.1	Célula Fotovoltaica.....	16
2.2	Tipos de células	18
2.2.1	Primeira Geração	18
2.2.2	Segunda Geração	20
2.2.3	Terceira Geração	21
2.3	Inversores Fotovoltaicos	23
2.3.1	Inversores On-grid	26
2.3.2	Inversores Off-grid	27
2.3.3	Inversores Zero Grid ou Grid Zero	28
2.4	Comparação entre “Sistema” Zero Grid e Sistema Off Grid	29
2.4.1	Inversão de Fluxo de Potência e o Papel do Grid Zero	33
2.4.2	Fast Track e Inversão de Fluxo	35
2.5	Sistemas de distribuição e legislação pertinente	36
2.5.1	A simultaneidade e seu papel na tarifação do Fio B	40
3	ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS E REQUISITOS DE INSTALAÇÃO	44
3.1	Projeto	44
3.2	Especificações da Unidade Consumidora e Localização.....	44

3.3	Avaliação do Potencial de Radiação Solar Local.....	47
3.4	Estudo do Perfil de Demanda Energética da Unidade Consumidora	48
3.5	Cálculo da Potência Requerida para o Sistema Fotovoltaico.....	50
3.6	Quantidade Necessária de Módulos Fotovoltaicos	52
3.7	Dimensionamento do Inversor Fotovoltaico	53
3.8	Especificação Técnica dos Cabos Elétricos	57
3.8.1	Dimensionamento da Seção Transversal dos Cabos CC	57
3.8.2	Dimensionamento dos Condutores em Corrente Alternada.....	58
3.8.3	Dimensionamento de Disjuntores.....	62
3.8.4	Dimensionamento do Disjuntor CA	64
4	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	65
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	72
	REFERÊNCIAS	74
ANEXO A	79
ANEXO B	81

1 INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica, em particular, tem se destacado devido à sua disponibilidade e viabilidade técnica para aplicação em diferentes setores (EPE, 2022). Nesse contexto, a microgeração distribuída, regulamentada pela Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012), permite que consumidores gerem sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis, reduzindo sua dependência do sistema convencional e promovendo benefícios ambientais e econômicos.

De acordo com Getirana et al. (2021), o Brasil enfrentou, em 2021, sua terceira crise hídrica em menos de 23 anos, o que reforça a necessidade de diversificar a matriz energética do país. Nesse contexto, a geração de energia distribuída surge como uma alternativa viável, uma vez que, em sua maioria, utiliza recursos renováveis e sustentáveis, além de causar menor impacto ambiental. Dessa forma, a diversificação da matriz energética não apenas fortalece a segurança energética, mas também contribui para a redução dos danos ecológicos, tanto no Brasil quanto em âmbito global.

No entanto, a decisão de investir em um sistema fotovoltaico requer uma análise detalhada, considerando tanto aspectos técnicos quanto econômicos. Fatores como a radiação solar disponível, o dimensionamento do sistema, a eficiência dos equipamentos e a legislação vigente influenciam diretamente a viabilidade da instalação (PEREIRA et al., 2017).

1.1 Tema

Este trabalho tem como tema a análise de viabilidade técnico-econômica de microgeração fotovoltaica em uma unidade consumidora do grupo B, considerando os cenários anteriores e posteriores à Lei nº 14.300/2022.

A comparação entre os dois períodos permite avaliar de que forma a introdução do componente tarifário Fio B e a redução no preço dos equipamentos influenciam a atratividade do investimento, especialmente no tempo de retorno (*payback*).

1.2 Problemas e premissas

A Resolução Normativa nº 482, publicada pela ANEEL em abril de 2012, marcou um importante progresso na regulamentação da micro e minigeração de energia no Brasil. Essa medida possibilitou que o excedente de eletricidade gerado por sistemas fotovoltaicos fosse convertido em créditos energéticos, permitindo sua utilização em momentos posteriores. Paralelamente, os avanços tecnológicos no setor de energia solar impulsionaram a adesão à geração distribuída, tornando essa alternativa ainda mais acessível e vantajosa. De acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), a geração descentralizada de eletricidade apresenta vantagens em relação à geração convencional, pois demanda menor investimento inicial e reduz as perdas inerentes à transmissão da energia.

A participação da energia solar na matriz elétrica brasileira subiu de 11,6% para 17% em apenas um ano, apontam dados da ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica). Além dos aspectos econômicos e energéticos, a questão ambiental também merece destaque. Embora a geração de eletricidade por meio da energia solar fotovoltaica não produza emissões de poluentes, sua cadeia produtiva não é isenta de impactos ambientais. Como aponta Oliveira (2017), o processo de fabricação dos painéis solares exige insumos e etapas industriais que geram resíduos e consomem recursos naturais. No entanto, apesar dessas questões, a energia solar ainda se mostra uma opção muito mais sustentável quando comparada a fontes não renováveis (PALZ, 1981).

Porém, com cada vez mais o aumento da demanda, a energia solar fotovoltaica passou por diversas atualizações ao longo dos anos, tornando-se cada vez mais atrativa e regulamentada, com a implementação de leis que normatizam a produção de energia.

A aprovação da Lei nº 14.300/2022 trouxe mudanças significativas para o setor de microgeração e minigeração distribuída no Brasil, regulamentando o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e introduzindo novas regras tarifárias. Uma das principais alterações foi a aplicação da tarifa de uso da rede elétrica, conhecida como Fio B, que impacta diretamente a viabilidade econômica da geração distribuída, especialmente para pequenos consumidores.

Diante desse cenário, surge a necessidade de avaliar até que ponto a implementação do Fio B afeta o retorno financeiro da energia solar fotovoltaica e se a instalação de sistemas

fotovoltaicos continua sendo uma alternativa economicamente vantajosa após a regulamentação.

1.3 Objetivos

Analisar os impactos econômicos da Lei nº 14.300/2022 sobre a atratividade da microgeração fotovoltaica em uma unidade consumidora do grupo B, por meio da comparação do tempo de retorno do investimento (*payback*) em dois cenários: antes e depois da vigência da nova legislação. A análise considera o dimensionamento técnico do sistema, o custo de instalação e a incidência do componente tarifário Fio B.

1.3.1 Objetivos específicos

- Levantar informações técnicas e regulatórias sobre sistemas fotovoltaicos de microgeração distribuída no Brasil, com ênfase nas mudanças introduzidas pela Lei nº 14.300/2022;
- Analisar o perfil de consumo de energia elétrica da unidade consumidora com base nas faturas mensais;
- Estudar as condições locais de irradiação solar e a área disponível para instalação dos módulos fotovoltaicos;
- Realizar o dimensionamento do sistema fotovoltaico necessário para compensar 100% da demanda elétrica da unidade;
- Calcular o valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD – componente Fio B), conforme a regulamentação vigente;
- Estimar o tempo de retorno do investimento (*payback*) em dois cenários: anterior e posterior à vigência da Lei nº 14.300/2022;
- Comparar os resultados dos dois cenários, avaliando a viabilidade econômica do sistema após a alteração do marco legal da geração distribuída.

1.4 Justificativa

Quanto à fundamentação para a realização deste estudo, destaca-se o aumento significativo de sistemas de microgeração distribuída instalados no Brasil, ou seja, quando se produz energia junto a carga, painéis instalados nos telhados das residências. Quando falamos em aumento significativo de instalação, nos referimos ao de empregos e ao de investimento no setor. Em se tratando de uma energia limpa, o aumento da energia solar fotovoltaica, traz consigo uma diminuição na emissão de gases do efeito estufa, os quais são provindos de termelétricas, as quais são ligadas em períodos de estiagens, responsáveis estas pela bandeira vermelha, e aumentos tarifários.

Outro ponto importante a se destacar, é que segundo uma pesquisa feita pela GREENER, o mercado residencial de GD, voltou a crescer; dentre os principais motivos, cabe destacar os preços mais baixos, com queda de 6% para clientes residenciais de pequeno porte. Outro aspecto relevante, foi a taxa do *payback*, em 2024, que reduziu 10%, também impulsionado pela queda dos sistemas FV.

Com o passar dos anos, a energia solar vem ganhando espaço, impulsionada pelo crescimento significativo de sua participação na matriz energética, pelo desenvolvimento e implementação de novas tecnologias, pelo aumento da adoção desse sistema por residências e pela crescente demanda por profissionais qualificados.

1.5 Procedimentos Metodológicos

Este trabalho caracteriza-se como uma pesquisa aplicada, pois busca analisar a viabilidade técnico-econômica da microgeração fotovoltaica em cenários regulatórios distintos, com foco na resolução de um problema prático do setor elétrico.

Quanto à abordagem, adota-se o método quantitativo, visto que a análise é fundamentada em cálculos de custo de implantação e tempo de retorno do investimento (*payback*), permitindo mensurar os efeitos econômicos da legislação.

Em relação aos objetivos, a pesquisa é exploratória e descritiva. Exploratória, por examinar os impactos da Lei nº 14.300/2022 sobre a geração distribuída, tema ainda recente no

Brasil; e descritiva, por detalhar e comparar o comportamento do investimento em microgeração fotovoltaica nos cenários anteriores e posteriores à regulamentação.

Quanto aos procedimentos técnicos, o estudo foi desenvolvido por meio de pesquisa bibliográfica e documental, utilizando como base leis, normas da ANEEL, relatórios técnicos de instituições do setor elétrico, dados tarifários e referências acadêmicas relacionadas ao tema. Complementarmente, foi elaborado um estudo de caso, considerando uma unidade consumidora residencial pertencente ao grupo B, a fim de aplicar os cálculos de viabilidade.

A análise consistiu na comparação entre dois cenários distintos:

- Cenário 1 (antes da Lei nº 14.300/2022): condições tarifárias anteriores, sem a incidência da tarifa de uso da rede de distribuição (Fio B);
- Cenário 2 (após a Lei nº 14.300/2022): aplicação gradual da tarifa Fio B, conforme estabelecido pelo novo marco legal da geração distribuída.

Para ambos os cenários, foram considerados:

- A irradiação solar média da região estudada;
- A eficiência dos equipamentos disponíveis no mercado;
- O custo médio de implantação de sistemas fotovoltaicos;
- As tarifas de energia elétrica vigentes;
- Os critérios de compensação estabelecidos pela ANEEL.

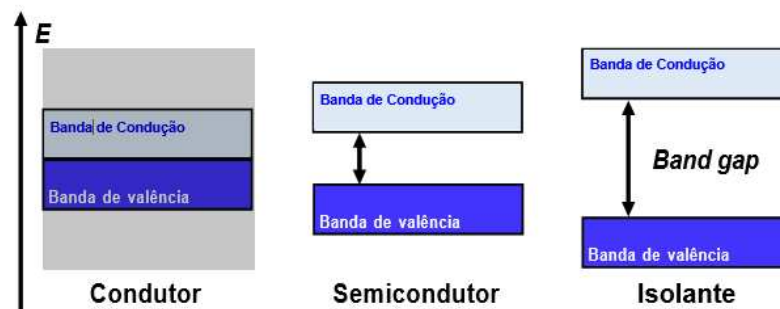
O indicador adotado para análise de viabilidade foi o tempo de retorno do investimento (*payback*), comparado nos dois cenários. Dessa forma, foi possível verificar se, mesmo com a introdução da tarifa Fio B, a redução do custo dos equipamentos mantém a energia solar como alternativa economicamente atrativa para consumidores residenciais de pequeno porte.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Alexandre Edmond Becquerel foi o primeiro a observar o efeito fotovoltaico em 1839, ao perceber que determinados materiais semicondutores podiam gerar corrente elétrica quando expostos à luz solar. Esse fenômeno, que mais tarde se tornou a base para o desenvolvimento da energia solar fotovoltaica, ocorre devido à interação entre a radiação eletromagnética e os elétrons dos átomos do material, permitindo a conversão direta da luz em eletricidade (BEQUEREL, 1839 apud KONONENKO, 2013).

Para compreender o funcionamento das células fotovoltaicas, é essencial conhecer as propriedades dos semicondutores e sua estrutura energética. Esses materiais possuem três regiões distintas de energia: a banda de valência, onde os elétrons estão ligados aos átomos; a banda de condução, onde os elétrons são livres para se movimentar e gerar corrente elétrica; e a banda proibida, conhecida como (gap) de energia, identificadas na Figura 1. A largura desse (gap) determina se um material se comporta como isolante, condutor ou semicondutor.

Figura 1 - Categorias dos materiais conforme a largura do band gap



Fonte: Disponível em: https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Esquema-da-energia-de-band-gap-bandas-de-valencia-e-conducao-de-materiais_fig1_377907261.

Nos condutores, como os metais, a banda de valência e a banda de condução se sobrepõem ou estão muito próximas, o que significa que não há uma lacuna significativa entre elas. Isso permite que os elétrons se movam facilmente entre as bandas, facilitando a condução elétrica. Já nos semicondutores, o (gap) de energia é moderado, geralmente em torno de 1 eV (elétron volt).

Em temperaturas mais altas, os elétrons podem ser excitados da banda de valência para a banda de condução, permitindo a condução elétrica, o que torna os semicondutores ideais para aplicações em dispositivos eletrônicos e fotovoltaicos, onde é necessário um controle mais preciso da condução.

Nos isolantes, como o vidro ou a borracha, o gap de energia é muito grande, geralmente superior a 3 eV (elétron volt), o que impede que os elétrons se movam para a banda de condução. Como resultado, esses materiais possuem uma condutividade elétrica extremamente baixa e são usados em aplicações que requerem a prevenção da passagem de corrente elétrica. Essa diferença na *band gap* é fundamental para determinar o comportamento elétrico de cada tipo de material e suas respectivas aplicações em diversas tecnologias.

2.1 Célula Fotovoltaica

Uma célula fotovoltaica é um dispositivo capaz de converter a energia da luz solar em energia elétrica por meio do efeito fotovoltaico (MARTINS, 2016). Esse efeito ocorre quando fótons incidentes sobre um material semicondutor, geralmente o silício, transferem sua energia para elétrons, promovendo-os da banda de valência para a banda de condução, o que gera corrente elétrica (SILVA; PEREIRA, 2018).

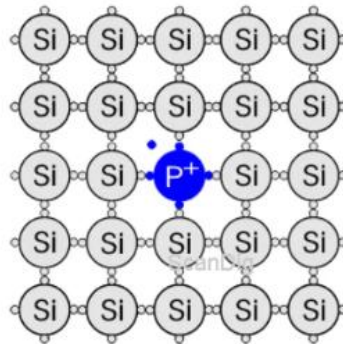
Para que esse processo seja eficiente, a célula fotovoltaica possui uma estrutura composta por uma junção *p-n*, que cria um campo elétrico interno responsável por direcionar os elétrons excitados, impedindo que retornem à banda de valência e garantindo a circulação de corrente elétrica no circuito externo (OLIVEIRA et al., 2020). Além disso, as células fotovoltaicas são encapsuladas em módulos para proteção contra intempéries e para aumentar sua durabilidade e eficiência ao longo do tempo (SOUZA, 2019).

O átomo de silício desempenha um papel fundamental na fabricação de células fotovoltaicas devido às suas propriedades semicondutoras e à sua abundância na natureza (SILVA; PEREIRA, 2018). O silício possui número atômico 14 e apresenta quatro elétrons na camada de valência, permitindo a formação de ligações covalentes com outros átomos de silício em uma estrutura cristalina altamente estável (OLIVEIRA et al., 2020). Essa organização facilita o controle da condutividade elétrica do material por meio de um processo chamado

dopagem, essencial para a criação da junção $p-n$ nas células fotovoltaicas (COSTA; ALMEIDA, 2021).

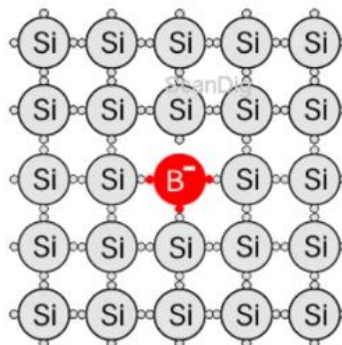
A dopagem consiste na introdução de impurezas controladas no cristal de silício para modificar suas propriedades elétricas, uma vez que ele é um mau condutor, por não apresentar elétrons livres. Com este processo, deixa de ser estável e passa a apresentar lacunas. No caso do silício do tipo n , adicionam-se átomos de fósforo (ilustrado na Figura 2) ou arsênio, que possuem cinco elétrons de valência, resultando na presença de elétrons livres para a condução elétrica (MARTINS, 2016). Já no silício do tipo p , utilizam-se elementos como o boro (ilustrado na Figura 3), que possui três elétrons de valência, criando lacunas (ausência de elétrons) que facilitam o movimento de cargas positivas (SOUZA, 2019).

Figura 2 - Silício com Acréscimo de Fósforo



Fonte: Retirado do Blog Solfácil, Chrystian Remes, 2025.

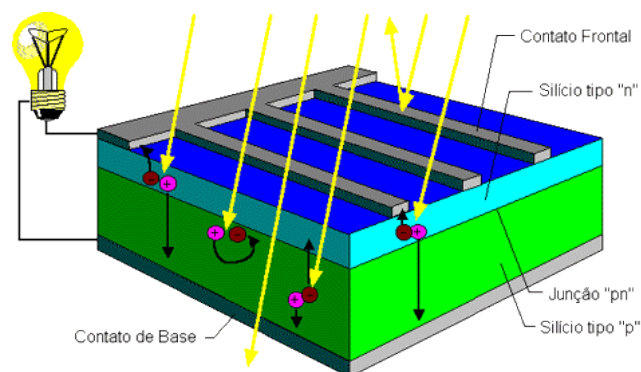
Figura 3 - Silício com Acréscimo de Boro



Fonte: Retirado do Blog Solfácil, Chrystian Remes, 2025.

A Figura 4, nos mostra a interface entre as camadas p e n formando a junção $p-n$, onde ocorre a separação de cargas devido ao campo elétrico gerado na região de depleção (OLIVEIRA et al., 2020). Quando fótons incidem sobre a célula fotovoltaica, sua energia excita elétrons da banda de valência para a banda de condução, criando pares elétron-lacuna. O campo elétrico da junção $p-n$ direciona esses portadores de carga, permitindo o fluxo de corrente elétrica no circuito externo e convertendo a luz solar em eletricidade de forma eficiente (SILVA; PEREIRA, 2018).

Figura 4: Configuração da célula fotovoltaica



Fonte: Disponível em: https://cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=321.

2.2 Tipos de células

2.2.1 Primeira Geração

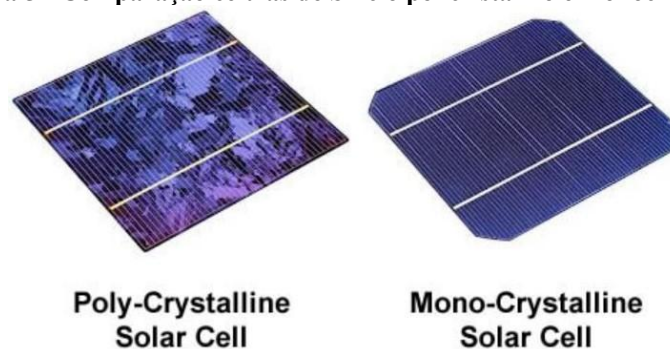
Para a fabricação das conhecidas placas solares, frequentemente instaladas nos telhados de residências que utilizam energia fotovoltaica, são conectadas diversas células solares em série. Tecnicamente, essas placas são denominadas módulos fotovoltaicos, e o conjunto de vários módulos constitui o que chamamos de painel solar.

As células fotovoltaicas podem ser classificadas de acordo com o material e o nível de refinamento empregado em sua produção. Os tipos mais comuns são fabricados a partir de silício cristalino, podendo ser do tipo monocristalino (mono-Si) ou policristalino (multi-Si), ilustradas na Figura 5, cada um com características distintas em termos de eficiência e custo (PORTAL SOLAR, 2024).

O silício monocristalino é feito a partir de um único cristal de silício puro, o que significa que seus átomos estão organizados de forma contínua e uniforme. Essa estrutura permite que os elétrons se movam mais livremente, tornando as células mais eficientes na conversão da luz solar em eletricidade. Por isso, os painéis solares monocristalinos são mais caros, mas também têm um desempenho superior, especialmente em áreas com menos luz solar (SOLFÁCIL, 2023). Esses painéis costumam ser reconhecidos pela cor preta ou azul-escura e pelos cantos arredondados.

Já o silício policristalino, é produzido a partir de vários cristais de silício fundidos juntos. Como a estrutura não é uniforme, existem pequenas barreiras que dificultam o movimento dos elétrons, resultando em uma eficiência ligeiramente menor em comparação com o monocristalino (CANAL SOLAR, 2022). No entanto, os painéis policristalinos são mais baratos de fabricar, o que os torna uma opção mais acessível. Eles geralmente apresentam uma cor azul brilhante e um formato mais quadrado.

Figura 5 - Comparação células de Silício policristalino e monocristalino



Fonte: Disponível em: <https://canalsolar.com.br/silicio-mono-ou-policristalino-quem-vence-o-duelo/>.

Em resumo, o silício monocristalino oferece maior eficiência e desempenho, mas a um custo mais alto, enquanto o silício policristalino é uma opção mais econômica, embora com um desempenho um pouco inferior. A escolha entre os dois depende do orçamento disponível e da quantidade de espaço disponível para a instalação dos painéis solares (PORTAL SOLAR, 2024).

Os painéis fotovoltaicos tradicionais feitos de silício cristalino têm dominado o mercado por décadas devido à sua confiabilidade e eficiência relativamente alta. No entanto, esses sistemas apresentam limitações, como a necessidade de grandes áreas para instalação, peso elevado e dificuldades na adaptação a superfícies não convencionais. Com o avanço da ciência

dos materiais e das tecnologias de fabricação, novas abordagens estão sendo desenvolvidas para tornar a energia solar ainda mais acessível e eficiente.

2.2.2 Segunda Geração

Na década de 1990, foi iniciada a produção da segunda geração de células fotovoltaicas, baseada na tecnologia de película fina, também conhecida como filme fino, representada pela Figura 6. Essa inovação surgiu como uma alternativa de menor custo em comparação às células de silício cristalino. No entanto, essa tecnologia não obteve o sucesso comercial esperado (PORTAL SOLAR, 2024).

Entre os principais fatores que limitaram sua adoção destacam-se a menor eficiência e a vida útil reduzida das células de filme fino, além da queda dos preços das células de silício cristalino, impulsionada pela popularização e pelo avanço dos processos de fabricação (PORTAL SOLAR, 2024).

Apesar dessas limitações, as células fotovoltaicas de película fina possuem vantagens que justificam a continuidade das pesquisas e aprimoramentos nessa tecnologia. Elas requerem menor quantidade de matéria-prima e consomem menos energia em sua fabricação. Além disso, oferecem maior flexibilidade de aplicação, sendo utilizadas em painéis solares flexíveis e transparentes, ampliando suas possibilidades de uso (PORTAL SOLAR, 2024).

Diferentemente das tradicionais células de silício cristalino, a fabricação das células de filme fino ocorre por meio da deposição de materiais semicondutores sobre uma base que pode ser de vidro, metal ou plástico. Essa deposição é realizada por diversos métodos, como vaporização, pulverização ou impressão (PORTAL SOLAR, 2024).

De acordo com o Canal Solar, O CIGS (cobre-índio-gálio-selênio) é um dos principais materiais atualmente empregados na fabricação de células fotovoltaicas de filmes finos, podendo chegar a uma eficiência de 21% em laboratórios e comercialmente a 18%, ou seja, muito próximas das eficiências dos módulos de silício cristalino. Apesar de toda a vantagem apresentada, existe um grande problema na escalabilidade da produção de células e módulos CIGS: o elemento “I”, o índio, é um dos materiais mais raros do planeta.

Figura 6 - À esquerda: telhas convencionais com células fotovoltaicas coladas em sua superfície superior. À direita: telhas fotovoltaicas genuínas, construídas à base de filmes finos



Fonte: Disponível em: <https://canalsolar.com.br/filmes-finos-cigs-uma-alternativa-ao-silicio-cristalino/>.

2.2.3 Terceira Geração

“A marca de 30% de eficiência já tinha sido alcançada com outros tipos de materiais, os semicondutores III-V, tradicionalmente usados em células fotovoltaicas para satélites. No entanto, esses materiais e os processos usados para fabricá-los são caros demais para competir em aplicações terrestres – esses dispositivos são mil vezes mais caros que as células solares de silício convencionais! Nossos resultados são os primeiros a mostrar que a barreira de 30% pode ser superada usando materiais e processos de baixo custo, o que deve abrir novas perspectivas para o futuro da tecnologia fotovoltaica”, diz Christophe Ballif, chefe do Laboratório de Fotovoltaica da EPFL e do Centro de Energia Sustentável do CSEM.

As células solares Tandem são dispositivos fotovoltaicos compostos por múltiplas camadas de materiais semicondutores, como mostra a Figura 7, cada uma projetada para absorver diferentes faixas do espectro solar. Essa estrutura possibilita uma maior eficiência na conversão da luz solar em eletricidade, tornando as células tandem mais eficientes do que as células solares convencionais de silício (SOUZA et al., 2022).

Apesar de seu sucesso, o silício possui um limite teórico de eficiência estimado em 29,4% (NIEWELT et al., 2022), sendo que as eficiências atuais das células dessa tecnologia estão ligeiramente abaixo de 27%, deixando uma margem reduzida para ganhos de eficiência futuros. Essa aproximação do limite prático de eficiência do silício fica ainda mais clara ao se avaliarem os avanços na eficiência dessa tecnologia nos últimos anos, uma vez que o recorde

atual de 26,7% foi registrado há mais de cinco anos para uma célula de heterojunção (HIT) (GREEN et al., 2017).

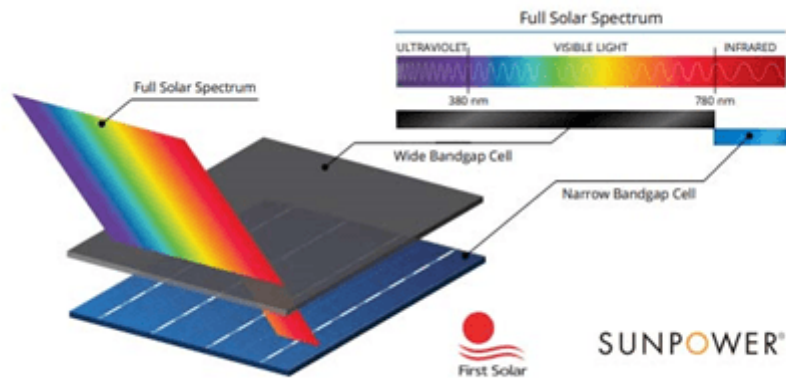
Na busca por superar essa limitação, pesquisadores vêm trabalhando na adição de células fotovoltaicas complementares ao silício para formar células solares tandem. Nessa configuração, as células solares são literalmente “empilhadas”, de modo que a luz incidente com níveis elevados de energia é absorvida na célula superior, enquanto a luz infravermelha, de menor energia, é absorvida pela célula de silício localizada na parte inferior do conjunto.

A principal vantagem das células solares tandem é sua elevada eficiência na conversão de energia. Em condições laboratoriais, essas células podem alcançar uma eficiência superior a 40%, um valor consideravelmente maior do que o das células solares convencionais de silício, que geralmente apresentam eficiências entre 20% e 25% (SOUZA et al., 2022).

No entanto, uma das desvantagens dessas células é o seu alto custo de produção. A fabricação de células tandem envolve materiais semicondutores avançados e processos tecnológicos sofisticados, o que encarece sua produção e dificulta sua ampla adoção no mercado (OLIVEIRA et al., 2021).

Atualmente, diversas pesquisas estão sendo conduzidas para aprimorar a viabilidade comercial das células solares tandem. Um dos principais focos de estudo é o desenvolvimento de materiais alternativos, como as perovskitas, que possuem um grande potencial para aumentar a eficiência e reduzir os custos de produção. Além disso, pesquisadores estão explorando novas técnicas de fabricação para otimizar a integração das camadas semicondutoras e melhorar a estabilidade desses dispositivos ao longo do tempo (SILVA; LIMA, 2020).

Figura 7: Exemplo de topologia de célula Tandem



Fonte: SunPower/First Solar, 2025.

2.3 Inversores Fotovoltaicos

Os inversores fotovoltaicos desempenham um papel essencial nos sistemas de geração de energia solar, pois são responsáveis pela conversão da corrente contínua (CC), gerada pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada (CA), compatível com a rede elétrica e os equipamentos consumidores de energia. Essa conversão é fundamental para a integração da energia solar ao sistema elétrico convencional, garantindo o funcionamento adequado dos dispositivos conectados à rede (SANTOS; LIMA, 2021).

A classificação dos inversores fotovoltaicos pode ser feita de acordo com diferentes critérios, como a topologia do sistema, como a potência nominal e como a forma de conexão à rede. Dentre os principais tipos, destacam-se os inversores *string*, os microinversores e os inversores centrais, os quais estão ilustrados nas Figuras 8, 9 e 10. Os inversores *string* são amplamente utilizados em sistemas residenciais e comerciais de pequeno e médio porte, pois permitem a conexão de vários módulos fotovoltaicos em série, otimizando a conversão da energia gerada.

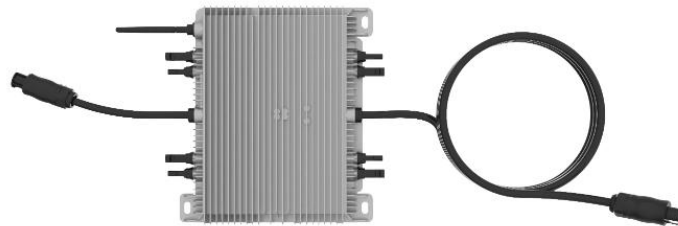
Figura 8: Inversor solar string



Fonte: SOLIS, 2025.

Os microinversores são inversores de menor potência, que operam poucos módulos fotovoltaicos, controlando cada módulo de forma individualizada e independente.

Figura 9 – Microinversor Deye



Fonte: Disponível em: <https://pt.deyeinverter.com/product/microinverter-1/sun-12001300g.html>.

Já os inversores centrais são empregados em usinas solares de grande porte, pois conseguem gerenciar a conversão de energia de múltiplas *strings* de painéis simultaneamente (OLIVEIRA et al., 2020).

Figura 10: Modelo de Inversor central da FIMER



Fonte: FIMER, 2025.

Além da conversão de energia, os inversores fotovoltaicos possuem outras funções essenciais, como o monitoramento da geração de eletricidade, a proteção contra surtos de tensão e corrente e a otimização do ponto de máxima potência (MPPT – *Maximum Power Point Tracking*). O MPPT é um recurso presente nos inversores que ajusta constantemente a tensão e a corrente de entrada para garantir que os módulos fotovoltaicos operem na condição de máxima eficiência. Esse mecanismo é essencial para compensar variações na irradiação solar e na temperatura, fatores que influenciam diretamente o desempenho dos painéis solares (COSTA; MORAIS, 2019).

A modulação e a comutação dos inversores fotovoltaicos são aspectos fundamentais para a eficiência e o desempenho desses dispositivos. A modulação é o processo pelo qual a forma de onda de saída do inversor é ajustada para se assemelhar ao sinal senoidal da rede elétrica, reduzindo harmônicos e melhorando a qualidade da energia gerada. Já a comutação refere-se à alternância dos semicondutores de potência dentro do inversor para transformar a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA) utilizável (SOUZA; LIMA, 2021).

A técnica mais amplamente empregada para a modulação dos inversores fotovoltaicos é a Modulação por Largura de Pulso (PWM – *Pulse Width Modulation*). Esse método consiste na variação da largura dos pulsos da tensão de saída do inversor, ajustando a potência aplicada à carga para aproximar-se de uma forma de onda senoidal. A modulação PWM oferece alta eficiência e baixo conteúdo harmônico, sendo essencial para a operação dos inversores

conectados à rede elétrica (COSTA; ALMEIDA, 2020). Além disso, variações da modulação PWM, como a PWM senoidal e a PWM vetorial (*Space Vector Modulation – SVM*), vêm sendo estudadas para otimizar a conversão de energia e reduzir perdas no processo de comutação (SILVA et al., 2019).

Pesquisas recentes buscam aprimorar a eficiência e a confiabilidade dos inversores fotovoltaicos por meio do desenvolvimento de novas arquiteturas e componentes eletrônicos avançados. O uso de semicondutores de banda larga, como o carboneto de silício (SiC) e o nitreto de gálio (GaN), tem sido explorado para reduzir as perdas pela comutação e melhorar a eficiência dos inversores. Além disso, avanços na inteligência artificial e na internet das coisas (IoT) permitem a implementação de sistemas inteligentes de monitoramento e controle remoto, tornando os inversores mais eficientes e adaptáveis às condições ambientais variáveis (MENDES et al., 2023).

Outro aspecto relevante é a diferenciação entre inversores conectados à rede (*on-grid*), inversores autônomos (*off-grid*) e os inversores zero grid.

2.3.1 Inversores On-grid

Os inversores *on-grid* são dispositivos conectados à rede elétrica pública, projetados para operar em sincronia com seus parâmetros. Esse tipo de inversor permite que a energia gerada pelos painéis solares seja consumida diretamente pelo usuário e, quando há excedente, seja injetada na rede elétrica. Dessa forma, o consumidor pode acumular créditos energéticos conforme as regulamentações do sistema de compensação de energia elétrica (SOUZA; LIMA, 2021).

A conversão da corrente contínua (CC) gerada pelos painéis solares em corrente alternada (CA) ocorre por meio do inversor, que ajusta a frequência e a tensão da energia de acordo com os padrões da rede elétrica. Esse processo é realizado com o auxílio de circuitos de controle avançados, que monitoram constantemente a rede, assegurando que a energia injetada esteja em conformidade com as exigências da concessionária (COSTA; ALMEIDA, 2020).

Uma característica importante dos inversores on-grid é a ausência de armazenamento de energia. Isso significa que, em caso de falha no fornecimento da rede elétrica, o sistema fotovoltaico também será automaticamente desligado. Essa medida é adotada para evitar o

chamado ilhamento elétrico, que poderia representar riscos tanto para os técnicos da concessionária quanto para o próprio sistema elétrico.

Os inversores *on-grid* são amplamente utilizados em sistemas de geração distribuída, sendo comuns em residências, estabelecimentos comerciais e indústrias. Sua principal vantagem é a possibilidade de reduzir o consumo de energia proveniente da rede elétrica, ao mesmo tempo em que permite ao consumidor usufruir da política de créditos energéticos. Esse modelo é o mais empregado em países que possuem programas de incentivo à energia solar, pois possibilita um retorno financeiro mais rápido e reduz significativamente os custos com eletricidade (MARTINS; PEREIRA; SOUZA, 2023).

Para que um sistema fotovoltaico com inversor *on-grid* seja instalado e ativado, é imprescindível a homologação junto à concessionária de energia local. Esse processo inclui a elaboração de um projeto elétrico por um profissional habilitado, a submissão da documentação técnica, a análise e aprovação pela concessionária, a vistoria da instalação e, por fim, a substituição do medidor convencional por um medidor bidirecional (ANEEL, 2023). Essa exigência tem o objetivo de garantir que a energia injetada na rede esteja dentro dos padrões de segurança e qualidade estabelecidos pelos órgãos reguladores.

De maneira geral, os inversores fotovoltaicos *on-grid* disponíveis no mercado são encontrados em modelos monofásicos de 220 Vca para potências de até 10 kW e trifásicos de 380/220 V ou 220/127 V para faixas de potência entre 10 kW e 250 kW. Além disso, existem modelos trifásicos projetados para sistemas de grande porte, com tensão de saída trifásica de 440 Vca ou 800 Vca.

2.3.2 Inversores Off-grid

Os inversores *off-grid* são projetados para operar de forma independente da rede elétrica, sendo amplamente utilizados em locais remotos onde não há acesso à distribuição convencional de energia. Diferentemente dos inversores *on-grid*, os *off-grid* não necessitam de sincronização com a rede elétrica. Eles funcionam em conjunto com um banco de baterias, que armazena a energia gerada pelos painéis solares para ser utilizada conforme a necessidade do consumidor. Além disso, esses inversores são responsáveis por gerenciar o processo de carregamento e

descarregamento das baterias, garantindo um fornecimento contínuo de energia mesmo durante períodos sem incidência solar (SANTOS et al., 2019).

Os sistemas *off-grid* são amplamente empregados em regiões isoladas, como áreas rurais, comunidades remotas e instalações móveis, como embarcações e *motorhomes*. A principal vantagem desse tipo de inversor é a autonomia energética, permitindo o suprimento de eletricidade sem depender da rede pública. No entanto, o custo elevado das baterias e sua necessidade de manutenção periódica representam desafios para a viabilidade econômica desses sistemas (ALMEIDA et al., 2021).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) não exige que sistemas *off-grid* passem pelo processo de homologação, uma vez que não há conexão com a rede pública. Isso significa que o proprietário do sistema não precisa seguir os trâmites burocráticos exigidos para os sistemas conectados à rede, como a submissão de projetos elétricos e a instalação de medidores bidirecionais. Contudo, é essencial que a instalação dos sistemas *off-grid* siga normas técnicas de segurança, especialmente as diretrizes estabelecidas pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), como a NBR 16690, que trata de sistemas de energia solar fotovoltaica isolados. O cumprimento dessas normas assegura que o sistema seja instalado corretamente, minimizando riscos elétricos e otimizando sua eficiência.

Embora a homologação junto à concessionária não seja obrigatória, em algumas situações pode ser necessário comunicar a instalação de um sistema *off-grid*. Isso ocorre principalmente quando o sistema é instalado em uma área urbana ou em locais onde há distribuição de energia pela concessionária. Algumas distribuidoras podem exigir a comprovação de que o sistema não está conectado à rede, evitando possíveis interferências ou riscos de ilhamento elétrico.

2.3.3 Inversores Zero Grid ou Grid Zero

Os inversores grid zero, também conhecidos como zero *export*, são uma alternativa intermediária entre os sistemas *on-grid* e *off-grid*. Eles operam conectados à rede elétrica, mas evitam a injeção de energia excedente para a rede, garantindo que toda a eletricidade gerada seja consumida internamente.

Esses inversores utilizam um sistema de controle de potência que monitora o consumo da unidade consumidora em tempo real. Quando a geração dos painéis solares supera a demanda instantânea, o inversor ajusta a potência de saída ou direciona o excedente para um sistema de armazenamento, como baterias ou resistências elétricas para aquecimento de água (COSTA et al., 2022). Dessa forma, evita-se a exportação de energia para a rede elétrica, sem a necessidade de um medidor bidirecional.

Os inversores *grid* zero são ideais para consumidores que não desejam participar do sistema de compensação de energia ou que enfrentam restrições regulatórias para a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede elétrica. Contudo, a limitação de não poder exportar o excedente pode resultar em desperdício de geração, caso o projeto não seja adequadamente dimensionado (RODRIGUES et al., 2021).

A necessidade de homologação de sistemas com inversores *grid* zero pode variar conforme a concessionária de energia. Como esses inversores são projetados para evitar a injeção de energia na rede, algumas concessionárias dispensam a homologação, considerando o sistema como uma carga interna do consumidor. No entanto, outras exigem a comprovação técnica de que o sistema realmente não exporta energia, o que pode incluir a configuração certificada do inversor e a instalação de um medidor de fluxo de energia (COPEL, 2024).

Para garantir conformidade regulatória e evitar problemas futuros, é recomendável que o consumidor consulte a concessionária antes da instalação do sistema fotovoltaico. Dessa forma, é possível obter informações detalhadas sobre os requisitos específicos e assegurar que o sistema esteja dentro das normas vigentes.

2.4 Comparação entre “Sistema” Zero Grid e Sistema Off Grid

O *Zero Grid* é uma estratégia utilizada para controlar a exportação de energia para a rede elétrica. As aspas na palavra “sistema” indicam que, na realidade, não existe um “sistema” *Zero Grid* propriamente dito. Essa tecnologia pode ser aplicada tanto em sistemas *on-grid* quanto em sistemas que possuem armazenamento de energia (SOUZA, 2022). Para compreender melhor esse conceito, é essencial primeiro explicar em detalhes o que é e como funciona o *Zero Grid*.

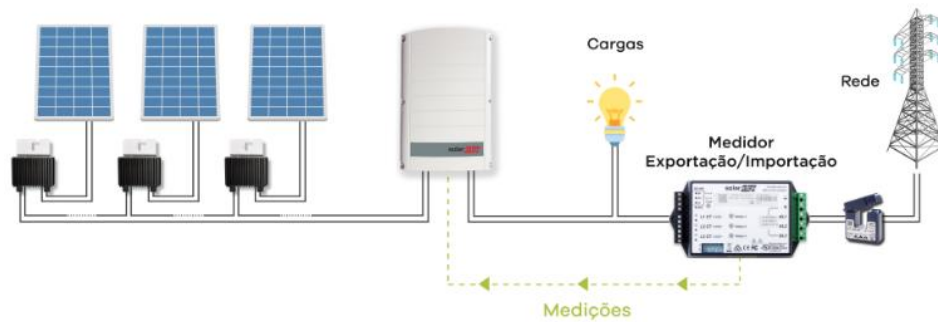
Segundo um artigo publicado no blog da Ecori Energia Solar (2022), ao contrário do que muitos imaginam, um sistema fotovoltaico com *Zero Grid* implementado continua conectado à rede elétrica.

A distinção é conceitual e para regular a quantidade de energia que um sistema fotovoltaico pode exportar para a rede, é fundamental que ele esteja conectado a essa rede. Dessa forma, não faz sentido discutir o controle de exportação de energia em um sistema completamente autônomo, como um sistema *off-grid*, que opera de forma independente e sem ligação com a rede elétrica. O mesmo raciocínio se aplica a sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia quando estão funcionando no modo autônomo. Assim, qualquer sistema que adote o controle *Zero Grid* necessariamente mantém conexão com a rede elétrica (SOUZA,2022).

Por exemplo, se em determinado momento, uma unidade consumidora esteja demandando 80 kW, enquanto o sistema fotovoltaico esteja gerando 100 kW. Sem um mecanismo de controle de exportação, haveria um autoconsumo de 80 kW e um excedente de 20 kW sendo injetado na rede elétrica. Por outro lado, se um controle de exportação fosse configurado para impedir a injeção de energia na rede, um medidor de energia inteligente enviaria informações ao inversor, indicando que o consumo da unidade é de 80 kW. Em resposta, o inversor ajustaria sua geração para exatamente 80 kW, garantindo que nenhuma quantidade excedente fosse enviada à rede elétrica (SOUZA,2022).

Agora fica mais claro perceber que, para que essa estratégia funcione, é essencial ter informações precisas sobre a quantidade de energia consumida no exato momento. Essa função é desempenhada por um medidor de energia inteligente, identificado na Figura 11, capaz de transmitir dados sobre a energia consumida ou injetada para outros dispositivos. No caso, o dispositivo que recebe essas informações é o inversor fotovoltaico. O inversor precisa ser capaz de interpretar as informações enviadas pelo medidor, ou seja, os protocolos de comunicação de ambos devem ser compatíveis. Além disso, o inversor deve ser capaz de ajustar sua potência de forma interativa e na velocidade adequada. Esse ajuste de potência é alcançado por meio de uma configuração simples do inversor para operá-lo no modo de controle de exportação.

Figura 11: Sistema FV conectado à rede com controle de exportação de energia.



Fonte: Disponível em: <https://www.ecorienergiasolar.com.br/artigo/grid-zero---como-funciona---suas-aplicacoes-e-homologacao-na-distribuidora-de-energia-eletrica>.

Essa estratégia de controle não é uma novidade no mercado fotovoltaico. Em vários países, ou até mesmo por parte de distribuidoras de energia, existem restrições quanto à injeção de energia na rede de distribuição. Países como Austrália, Índia e Marrocos, por exemplo, adotam esse tipo de regulamento. Da mesma forma, há países ou distribuidoras que limitam a quantidade de energia elétrica que pode ser injetada na rede pelas unidades consumidoras. Uma das soluções adotadas pelos consumidores nesses locais foi implementar o controle de exportação em seus sistemas fotovoltaicos.

De acordo com o engenheiro eletricitista João Paulo de Souza, responsável pela Ecori Energia Solar, os sistemas fotovoltaicos que utilizam a tecnologia de *Grid Zero* não estão isentos de homologação junto às distribuidoras de energia elétrica. Isso ocorre porque esses sistemas dependem da referência da rede elétrica para funcionar de maneira sincronizada e também devem atender à exigência de proteção contra o fenômeno do ilhamento. Além disso, existe uma regulamentação que permite à distribuidora suspender o fornecimento de energia no caso de instalações de geração realizadas sem a devida autorização, especialmente se o paralelismo contínuo entre a rede e o gerador do consumidor causar problemas técnicos ou riscos de segurança tanto para a rede elétrica quanto para os outros consumidores.

A necessidade de homologação não se restringe apenas aos sistemas fotovoltaicos conectados à rede, seja com ou sem armazenamento de energia. Qualquer unidade geradora que opere em paralelo com a rede de distribuição precisa ter seu projeto aprovado pela distribuidora de energia. Os procedimentos, exigências e orientações para a conexão de sistemas geradores ao sistema elétrico estão detalhados nas normativas específicas de cada distribuidora.

Os sistemas *Off Grid* são independentes da rede elétrica, operando totalmente autônomos. Eles são amplamente utilizados em regiões remotas onde a infraestrutura da concessionária não está presente ou em locais onde se busca total independência energética. Os sistemas *Off Grid* são compostos por:

- Painéis Fotovoltaicos: Captam e convertem a energia solar em eletricidade.
- Controlador de Carga: Regula a corrente entre os painéis e as baterias, prevenindo sobrecargas.
- Banco de Baterias: Armazena energia para uso durante a noite ou em dias nublados.
- Inversor *Off Grid*: Converte a corrente contínua armazenada nas baterias em corrente alternada para consumo.
- Geradores de Apoio (Opcional): Em alguns casos, um gerador é utilizado como backup para suprir deficiências na geração solar.

Os sistemas *Off Grid* possuem diversas vantagens, como:

- Independência total da rede: Ideal para locais isolados onde a infraestrutura elétrica é inexistente.
- Energia limpa e renovável: Redução da pegada de carbono e do impacto ambiental.
- Flexibilidade de instalação: Pode ser adaptado para diferentes condições geográficas e climáticas.
- Redução de custos a longo prazo: Apesar do investimento inicial elevado, a eliminação de contas de energia compensa ao longo do tempo.

Através do Quadro 1, o qual utiliza diversas características a fim de comparação, torna-se evidente as principais diferenças entre os sistemas *Zero Grid* e *Off Grid*.

Quadro 1: Comparativo entre os Sistemas Zero Grid e Off Grid

Característica	Zero Grid	Off Grid
Conexão com a Rede	Sim, mas sem injeção	Não
Necessidade de Baterias	Opcional	Sim
Dependência da Concessionária	Parcial	Nenhuma
Aplicabilidade	Redução de consumo da rede	Autonomia total
Investimento Inicial	Moderado	Alto
Necessidade de Gerador Backup	Não	Opcional

Fonte: Autoria própria, 2025.

Tanto os sistemas *Zero Grid* quanto os *Off Grid* apresentam desafios que devem ser considerados antes da implantação:

- **Custo inicial elevado:** A aquisição de equipamentos e instalação podem ter custos elevados, especialmente nos sistemas *Off Grid*.
- **Dimensionamento adequado:** Um projeto inadequado pode comprometer a eficiência do sistema, levando a desperdício ou insuficiência energética.
- **Manutenção das baterias:** No caso dos sistemas *Off Grid*, as baterias possuem vida útil limitada e exigem substituição periódica.
- **Clima e irradiação solar:** Em regiões com pouca incidência solar, o desempenho pode ser reduzido, exigindo soluções complementares como geradores.

Os sistemas *Zero Grid* e *Off Grid* são alternativas eficientes para utilização da energia solar em diferentes cenários. O *Zero Grid* é ideal para quem deseja reduzir o consumo da rede sem a necessidade de injeção de energia, enquanto o *Off Grid* proporciona independência total da concessionária, sendo essencial para locais remotos. Ambos os sistemas possuem vantagens e desafios, devendo ser analisados conforme as necessidades específicas de cada usuário ou do empreendimento.

2.4.1 Inversão de Fluxo de Potência e o Papel do Grid Zero

A inversão de fluxo de potência é um fenômeno que ocorre quando a energia elétrica circula na direção oposta àquela originalmente prevista em um sistema de distribuição ou

transmissão de energia. Em um cenário convencional, a eletricidade flui das usinas geradoras para os consumidores finais. No entanto, quando há geração de energia em pontos descentralizados, como nos sistemas fotovoltaicos de geração distribuída, pode ocorrer a inversão desse fluxo, fazendo com que a energia excedente seja enviada de volta à rede elétrica (CASARIN, 2024).

Esse fenômeno pode acontecer em diversas situações. A principal delas está relacionada à geração distribuída, especialmente em sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede. Quando a produção de energia local supera o consumo da unidade consumidora, o excedente tende a ser injetado na rede elétrica. Dependendo da infraestrutura da rede e da capacidade de absorção dessa energia, essa inversão pode gerar impactos técnicos, como variações de tensão, sobrecargas em transformadores e até instabilidades operacionais (SOUZA, 2022).

Para evitar problemas relacionados à inversão de fluxo, algumas soluções podem ser aplicadas. Uma das principais alternativas é a adequação da rede elétrica por meio de reforços estruturais, como a ampliação da capacidade de transformação e a instalação de equipamentos de controle de tensão. Outra medida possível é a utilização de dispositivos de proteção e controle nos inversores fotovoltaicos, que limitam a exportação de energia para a rede, impedindo a inversão de fluxo. Nesse contexto, o *Grid Zero* se apresenta como uma solução eficaz, pois evita que a energia gerada localmente seja injetada na rede, ajustando automaticamente a geração fotovoltaica ao consumo instantâneo da unidade (SOUZA, 2022).

Além dessas medidas, algumas concessionárias adotam o processo conhecido como *fast track*, um procedimento acelerado para a homologação de sistemas de geração distribuída que minimizam a injeção de energia na rede. O *fast track* permite que sistemas fotovoltaicos operem de maneira mais ágil, reduzindo a necessidade de grandes adaptações na infraestrutura elétrica da distribuidora. Esse modelo é especialmente vantajoso para consumidores que desejam usufruir da energia solar sem enfrentar restrições regulatórias ou custos adicionais com reforços na rede elétrica (SOUZA, 2022).

O *Grid Zero* desempenha um papel fundamental na mitigação dos efeitos da inversão de fluxo de potência. Ao controlar a geração fotovoltaica para que ela corresponda estritamente à demanda da unidade consumidora, esse sistema impede a exportação de energia, eliminando a possibilidade de sobrecarga na rede elétrica. Dessa forma, além de atender às exigências de algumas concessionárias que proíbem ou limitam a injeção de energia na rede, o *Grid Zero*

também contribui para a estabilidade do sistema elétrico e para a redução de custos operacionais tanto para consumidores quanto para distribuidoras (SOUZA, 2022).

2.4.2 Fast Track e Inversão de Fluxo

Uma alternativa prática e eficiente para evitar a reprovação de projetos devido à inversão de fluxo de potência é a adoção da modalidade *Fast Track*. Regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da Resolução Normativa nº 1.098/2024, em vigor desde julho de 2024, essa modalidade estabelece que projetos de microgeração distribuída com potência de até 7,5 kW, destinados ao autoconsumo local, não precisam passar pela análise de fluxo reverso.

Antes da publicação dessa resolução, todo sistema conectado à rede elétrica precisava ser submetido a uma análise detalhada para avaliar a possibilidade de injeção de energia na rede e os impactos dessa exportação na infraestrutura elétrica. Esse processo, em muitos casos, resultava na reprovação do projeto ou na necessidade de adequações técnicas dispendiosas, tornando a adoção da energia solar menos acessível para consumidores e pequenas empresas (LINO,2025).

Apesar da limitação da potência dos inversores nessa modalidade, existem estratégias para otimizar a geração de energia do sistema. Um dimensionamento adequado do sistema, como o uso de *Overload* bem planejado, pode maximizar a eficiência energética, garantindo um melhor aproveitamento da geração solar. Dessa forma, o *Fast Track* se torna uma solução viável para quem deseja reduzir custos e acelerar a implementação da geração distribuída.

A adesão ao *Fast Track* elimina a necessidade de análise da inversão de fluxo de potência, um dos principais desafios enfrentados pelos consumidores e instaladores. Com isso, o processo de conexão à rede elétrica se torna mais rápido, acessível e descomplicado, favorecendo a expansão da energia solar no Brasil.

O *Fast Track* em projetos solares representa um avanço significativo em comparação aos métodos tradicionais de conexão de sistemas fotovoltaicos. De maneira geral, essa modalidade foi desenvolvida para atender consumidores de pequeno porte que buscam soluções mais ágeis e simplificadas, em contraste com os processos convencionais, que costumam ser

mais demorados e burocráticos, especialmente em projetos de maior escala. No quadro 2, são destacadas as principais diferenças entre o *Fast Track* e os procedimentos tradicionais.

Quadro 2: Comparação entre *Fast Track* e o Processo Tradicional

Aspecto	Fast Track	Processo Tradicional
Potência máxima	Até 7,5 kW	Acima de 7,5 kW
Inversão de fluxo	Dispensa análise	Exige estudo técnico
Burocracia	Simplificada	Complexa, com mais etapas regulatórias
Tempo de aprovação	Reduzido	Mais longo
Custo de homologação	Menor	Maior
Foco	Pequenos consumidores (residencial e comercial)	Projetos maiores e de maior impacto na rede
Risco de Inversão de Fluxo	Risco Zero	Risco Alto

Fonte: Disponível em: <https://solar dospomares.com.br/o-que-significa-fast-track-na-energia-solar/>.

2.5 Sistemas de distribuição e legislação pertinente

O sistema elétrico brasileiro é composto por três segmentos principais: geração, transmissão e distribuição. A distribuição é a etapa final, responsável por entregar a energia elétrica aos consumidores finais, sendo operada por concessionárias ou permissionárias do serviço público de energia (BRASIL, 2004). Tradicionalmente, esse processo era unidirecional, com a energia fluindo das usinas geradoras para os consumidores. No entanto, com o avanço das tecnologias de geração renovável e a busca por alternativas sustentáveis, surgiu o conceito de geração distribuída (GD), permitindo que os próprios consumidores se tornem também produtores de energia elétrica.

Visando regulamentar a Geração Distribuída (GD) no país, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou, em 2012, a Resolução Normativa nº 482, que estabeleceu o marco legal inicial para esse modelo. Essa norma permitiu a conexão de microgeradores e minigeradores à rede de distribuição, além de criar o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), mecanismo que viabilizou a inserção da geração renovável de pequeno porte no ambiente urbano e rural (ANEEL, 2012).

A mesma resolução define como microgeração distribuída a central geradora com potência instalada menor ou igual a 75 kW, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Já a minigeração distribuída refere-se a sistemas com potência superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW, também conectados à rede de distribuição (ANEEL, 2012). Ambas as categorias devem utilizar fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada, conforme estabelecido pela legislação vigente.

O SCEE funciona por meio de um sistema de medição bidirecional, no qual toda a energia gerada e consumida pela unidade consumidora é registrada. Quando a geração excede o consumo instantâneo, o excedente é injetado na rede da distribuidora local e convertido em créditos de energia elétrica, que podem ser utilizados para abater o consumo de energia ativa em períodos subsequentes, dentro do prazo de até 60 meses (ANEEL, 2012).

Importante ressaltar que, em sua versão original, a REN nº 482/2012 previa apenas a geração junto à carga, ou seja, a unidade consumidora e o sistema de geração deveriam estar fisicamente no mesmo local. Foi somente com a publicação da Resolução Normativa nº 687/2015 que a ANEEL passou a permitir outras modalidades.

Durante a vigência da REN nº 482/2012 e suas atualizações, a compensação era feita de forma integral, ou seja, o consumidor-gerador era isento de encargos e tarifas sobre a energia injetada na rede, incluindo a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD). Esse modelo incentivou fortemente o crescimento da GD no Brasil, porém passou a ser questionado quanto ao seu impacto na modicidade tarifária e no equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

Em 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa nº 687, que alterou e aprimorou diversos dispositivos da REN nº 482/2012, com o objetivo de estimular a expansão da Geração Distribuída (GD) no Brasil. Essa atualização representou um marco significativo, pois incorporou novas modalidades de conexão, ampliou os limites de potência para a minigeração distribuída e flexibilizou regras de uso dos créditos de energia (ANEEL, 2015).

Entre as principais mudanças introduzidas pela REN nº 687/2015, destacam-se:

- Autoconsumo remoto: passou a ser permitido que consumidores com mais de uma unidade consumidora, sob o mesmo CPF ou CNPJ, utilizem os créditos gerados em uma unidade (por exemplo, uma usina fotovoltaica em uma fazenda) para abater o

consumo em outro endereço (como uma residência ou comércio), desde que ambas as unidades estejam na mesma área de concessão da distribuidora.

- Geração compartilhada: possibilitou a formação de cooperativas ou consórcios entre pessoas físicas ou jurídicas para investir em um sistema de geração distribuída coletivo, com a divisão proporcional dos créditos entre os participantes. Essa inovação abriu espaço para o chamado "condomínio solar" e para iniciativas de energia comunitária.
- Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínios): passou a ser possível que os créditos de um único sistema fotovoltaico, instalado em áreas comuns, fossem compartilhados proporcionalmente entre as unidades consumidoras do condomínio (residencial ou comercial).
- Maior clareza regulatória e padronização: a norma também aprimorou procedimentos para solicitação de acesso junto às distribuidoras, prazos, e condições contratuais, promovendo transparência e segurança jurídica para investidores e consumidores.
- Ampliação da potência para minigeração: o limite superior para a minigeração distribuída foi ampliado de 1 MW para 5 MW, no caso de fontes renováveis de energia ou cogeração qualificada, como solar, eólica, biomassa, e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs).

Caso a potência da usina ultrapasse o limite de 5 megawatts (MW), ela não se enquadra mais no conceito de geração distribuída, conforme definido pela Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 e atualizado pela Lei nº 14.300/2022. Usinas com potência superior a esse valor são classificadas como geração centralizada ou, dependendo do arranjo legal e contratual, como autoprodução ou geração independente, e devem seguir regras específicas estabelecidas pela ANEEL e pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Diferente da geração distribuída, essas usinas geralmente estão conectadas diretamente à rede de transmissão ou a pontos estratégicos da rede de distribuição, e sua energia é comercializada no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) ou no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Além disso, elas não têm direito ao sistema de compensação de energia elétrica, previsto exclusivamente para micro e minigeradores (BRASIL, 2022; ANEEL, 2012).

Essas mudanças impulsionaram o crescimento acelerado do setor de GD no país, ampliando o número de projetos instalados e estimulando modelos de negócio inovadores. A

REN nº 687/2015, portanto, consolidou as bases operacionais para o modelo colaborativo e descentralizado de geração de energia que continuaria a evoluir com a chegada do Marco Legal em 2022 (ANEEL, 2015).

Com a entrada em vigor da Lei nº 14.300/2022, conhecida como Marco Legal da Geração Distribuída, o SCEE passou a seguir novas diretrizes, especialmente para unidades solicitadas após 6 de janeiro de 2023. A legislação manteve o sistema de compensação, mas introduziu o conceito de compensação parcial, em que os novos consumidores-geradores devem, de forma gradual, arcar com parte da TUSD ("fio B") até o ano de 2029. Essa medida visa garantir maior equilíbrio na divisão dos custos da infraestrutura elétrica entre geradores e não geradores (BRASIL, 2022).

O percentual do Fio B aplicado segue um cronograma de transição, conforme apresentado na Tabela 1:

Tabela 1: Escalonamento da cobrança do Fio B conforme o ano de conexão do sistema

Ano de Conexão	Percentual do Fio B Aplicado
2023	15%
2024	30%
2025	45%
2026	60%
2027	75%
2028	90%
A partir de 2029	100%

Fonte: Autoria própria, 2025.

Essas alterações impactam diretamente os estudos de viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos, uma vez que a nova estrutura tarifária modifica o retorno financeiro dos investimentos realizados. Segundo Silva et al. (2023), "a compensação parcial da energia injetada reduz o *payback* dos sistemas fotovoltaicos, tornando essencial uma análise mais criteriosa do perfil de consumo e do dimensionamento do projeto".

Por outro lado, tomando como base o Quadro 3, o novo marco legal também traz benefícios como maior previsibilidade para investidores e consumidores, além de impulsionar

o desenvolvimento tecnológico e a modernização da infraestrutura elétrica nacional (BRASIL, 2022). A geração distribuída passa, assim, a ocupar um papel estratégico na transição energética brasileira, contribuindo para a descentralização e diversificação da matriz elétrica.

Quadro 3: Comparativo entre a REN ANEEL nº 482/2012 e a Lei nº 14.300/2022

Aspecto	REN nº 482/2012 (e alterações)	Lei nº 14.300/2022 (Marco Legal da GD)
Base Legal	Resolução da ANEEL	Lei Federal sancionada em 06/01/2022
Sistema de Compensação	Compensação integral da energia elétrica injetada (energia e tarifas)	Compensação parcial da TUSD (gradual até 2029)
Potência Microgeração	≤ 75 kW	≤ 75 kW
Potência Minigeração	> 75 kW e ≤ 5 MW	> 75 kW e ≤ 5 MW (3 MW para fontes despacháveis)
Tarifas e Encargos (TUSD)	Não havia cobrança sobre energia injetada	Cobrança gradual da TUSD fio B para novos sistemas (até 2029)
Modalidades de GD	Geração junto à carga, autoconsumo remoto, geração compartilhada	Mantém modalidades anteriores com regras mais detalhadas
Validade dos Créditos de Energia	60 meses	60 meses (mantido)
Direitos adquiridos	Não previsto	Consumidores com solicitação até 06/01/2023 mantém regras anteriores por 25 anos
Regulamentação técnica complementar	Totalmente definida pela ANEEL	Lei prevê regulamentação futura pela ANEEL
Participação da CCEE	Não prevista	Estuda-se integração para determinados arranjos (em evolução)

Fonte: Autoria própria, com base em ANEEL (2012; 2015) e BRASIL (2025).

É incorreto generalizar que o Fio B representa 28% da tarifa de energia elétrica. Esse percentual foi utilizado como média estimada por algumas entidades do setor, mas na prática, o Fio B é um valor absoluto em R\$/kWh, calculado anualmente por cada distribuidora e homologado pela ANEEL (CANAL SOLAR, 2025).

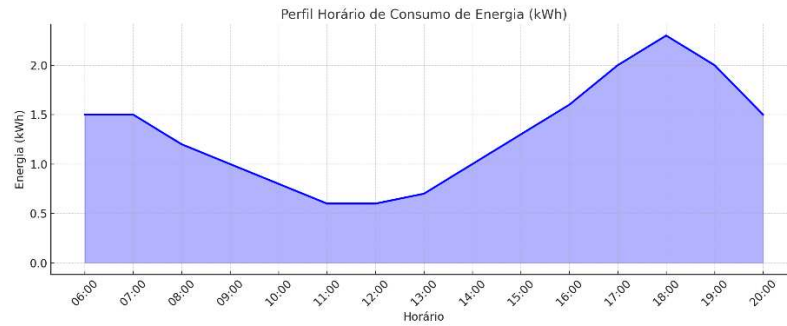
Esse valor apresenta grande variação entre concessionárias, em razão da densidade populacional, da área de concessão e da complexidade da infraestrutura de distribuição. Distribuidoras com maior concentração de unidades consumidoras tendem a apresentar menor custo unitário do Fio B, pois os investimentos em rede são diluídos entre mais consumidores.

2.5.1 A simultaneidade e seu papel na tarifação do Fio B

O termo simultaneidade refere-se à ocorrência do consumo de energia elétrica (Figura 12) no mesmo instante em que a unidade consumidora (UC) também está gerando energia (Figura 13) por meio do seu sistema fotovoltaico. Essa condição tem efeitos diretos sobre o cálculo do que será tarifado no componente TUSD Fio B, um dos encargos cobrados na fatura de energia elétrica referente ao uso da infraestrutura de distribuição.

Quando há consumo e geração simultâneos, ou seja, quando a energia produzida pelo sistema fotovoltaico é consumida instantaneamente no local (Figura 14), essa fração de energia não trafega pela rede da distribuidora, não gerando custos operacionais nem utilização de ativos da infraestrutura. Por esse motivo, essa parcela não está sujeita à cobrança da TUSD Fio B.

Figura 12: Perfil de Consumo de Energia (kWh)



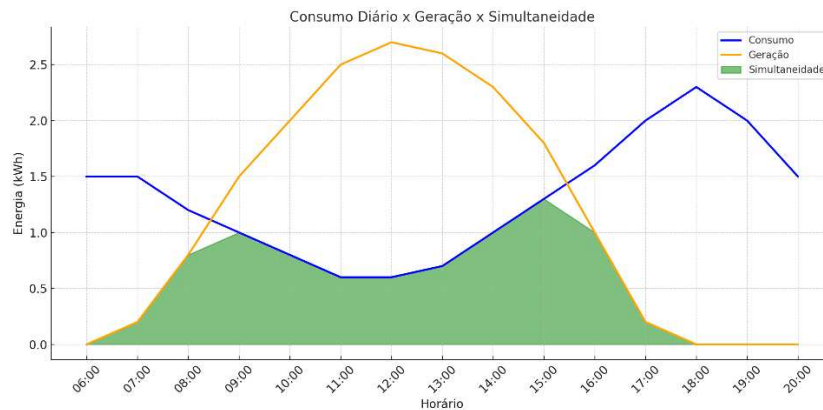
Fonte: Autoria própria, 2025.

Figura 13: Perfil de Geração de Energia (kWh)



Fonte: Autoria própria, 2025.

Figura 14: Perfil Horário de Consumo, Geração Fotovoltaica e Simultaneidade em Unidade Consumidora Residencial



Fonte: Autoria própria, 2025.

Por outro lado, a energia gerada que não é consumida imediatamente (isto é, o excedente) é injetada na rede elétrica e compensada posteriormente. Essa energia trafega pelos ativos da distribuidora e, portanto, acarreta custos de uso da infraestrutura, justificando a incidência proporcional da TUSD Fio B sobre a parcela compensada, conforme definido no artigo 17 da Lei nº 14.300/2022. Exemplo prático:

Imaginemos uma UC, que possui um sistema fotovoltaico que gera 1000 kWh/mês. Desses, 300 kWh são consumidos instantaneamente, durante o dia, enquanto há sol e as cargas estão ativas na casa, e os 700 kWh restantes são injetados na rede e compensados à noite.

Nesse cenário, os 300 kWh consumidos simultaneamente não sofrem tarifação do Fio B, pois não utilizam a rede da distribuidora. Já os 700 kWh compensados estarão sujeitos à cobrança proporcional da TUSD Fio B, conforme a escala de transição prevista para os consumidores do Grupo B da Lei 14.300/22, que varia de 15% a 90% entre os anos de 2023 e 2028.

Portanto, quanto maior a simultaneidade, menor será o valor do Fio B a ser pago pelo consumidor, pois menor será a energia compensada pela rede. Esse fator, muitas vezes negligenciado, é crucial nas análises de *payback* e na viabilidade econômica dos sistemas de geração distribuída, pois influencia diretamente a economia gerada mensalmente na fatura de energia elétrica.

O pagamento proporcional da TUSD Fio B passou a ser aplicado apenas às unidades consumidoras conectadas após 7 de janeiro de 2023, com percentuais progressivos de cobrança

entre 2023 e 2028, chegando a 100% apenas a partir de 2029. Essa transição buscou equilibrar a justiça tarifária, considerando que a energia compensada utiliza a infraestrutura da distribuidora, com a necessidade de manter incentivos à expansão da energia solar no país. Além disso, a escalonagem permite tempo para revisões regulatórias e a implementação de tecnologias de medição mais precisas (BRASIL, 2022; CANAL SOLAR, 2025).

Imaginemos um sistema conectado em 2023 que injeta mensalmente 700 kWh na rede e consome essa energia durante a noite (sem simultaneidade). Considerando que a TUSD Fio B da concessionária local é de R\$ 0,30/kWh, o cálculo da cobrança seria:

Valor a ser pago pela TUSD Fio B:

$$700 \text{ kWh} \times 0,30 \text{ R\$/kWh} \times 15\% = \text{R\$}31,50$$

No ano seguinte (2024), para o mesmo consumo:

$$700 \text{ kWh} \times 0,30 \text{ R\$/kWh} \times 30\% = \text{R\$}63,00$$

E assim sucessivamente, até que em 2029, o consumidor pagará:

$$700 \text{ kWh} \times 0,30 \text{ R\$/kWh} = \text{R\$}210,00$$

Ou seja, a TUSD Fio B passa de R\$ 31,50 para R\$ 210,00 no período de transição de seis anos.

3 ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS E REQUISITOS DE INSTALAÇÃO

3.1 Projeto

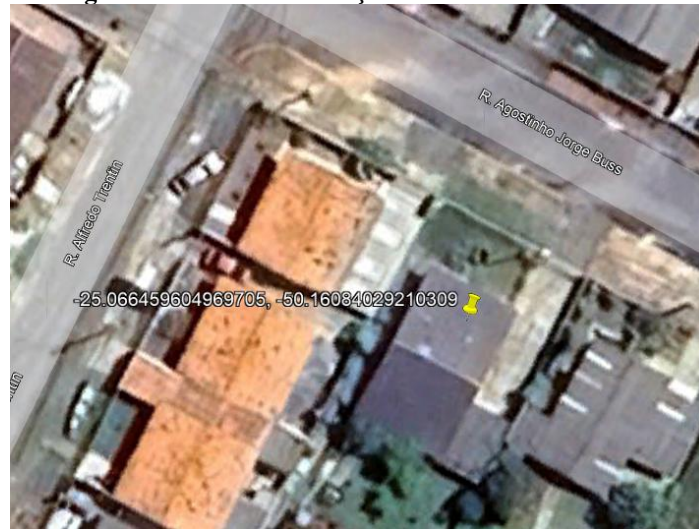
Segundo Pinho e Galdino (2014), o desenvolvimento de um projeto de geração fotovoltaica exige a análise criteriosa de diversos fatores relacionados às características do local de instalação. Entre os principais aspectos a serem considerados estão: a disponibilidade de espaço físico, a orientação e inclinação dos módulos fotovoltaicos, a incidência solar ao longo do ano, a demanda energética da unidade consumidora, além de questões estéticas e arquitetônicas, entre outros elementos relevantes.

3.2 Especificações da Unidade Consumidora e Localização

A unidade consumidora abordada neste estudo está localizada na Rua Agostinho Jorge Bus, nº 117, no município de Ponta Grossa, estado do Paraná, CEP 84015-210. A área apresenta características tipicamente urbanas, estando inserida em uma zona majoritariamente residencial, com fornecimento de energia elétrica em baixa tensão, realizado pela concessionária responsável pela distribuição na região, Copel.

Utilizando-se da plataforma *Google Earth Pro*, foi possível identificar as coordenadas geográficas exatas do local de instalação. Conforme ilustrado na Figura 15, as coordenadas obtidas em formato decimal são: latitude -25,066459 e longitude -50,160840. Já no formato graus, minutos e segundos (GMS), a latitude corresponde a 25° 3' 59,252" S e a longitude a 50° 9' 39,024" O.

Figura 15: Planta de situação da residência estudada

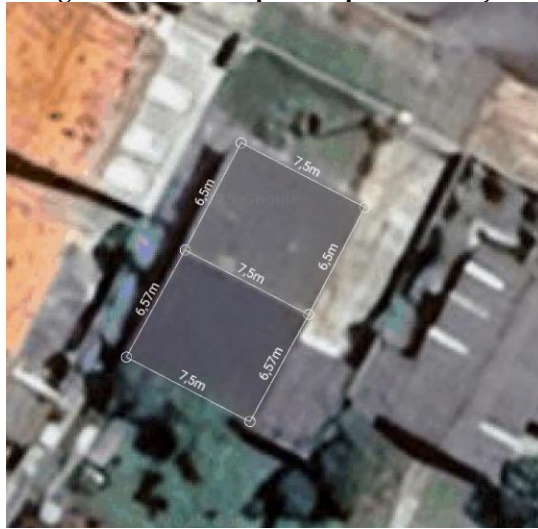


Fonte: Google Earth Pro, 2025.

A localização geográfica da unidade é um fator determinante para a viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico, uma vez que influencia diretamente na quantidade de radiação solar disponível ao longo do ano. Ponta Grossa apresenta níveis médios satisfatórios de irradiação solar, o que favorece o aproveitamento da energia solar para fins de geração distribuída.

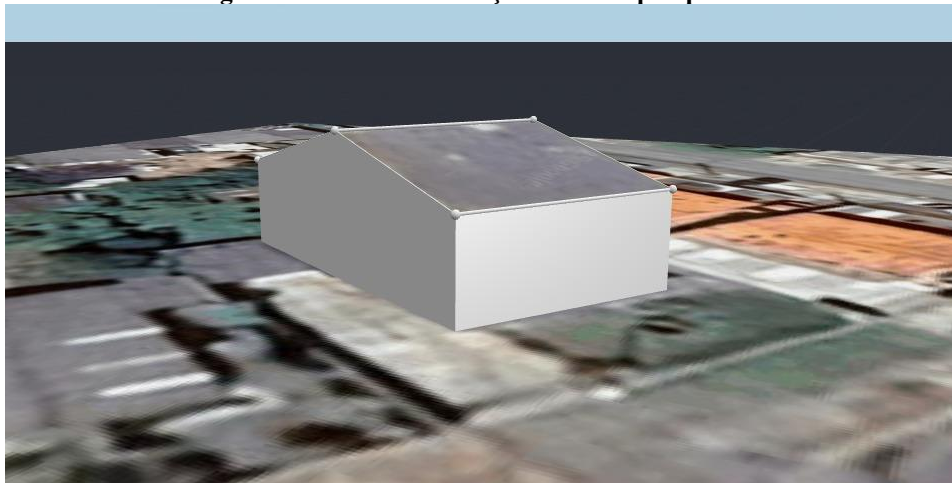
Além disso, o imóvel em questão possui cobertura adequada para a instalação dos módulos fotovoltaicos, com área útil suficiente e boa exposição solar, especialmente no período entre 9h e 15h, faixa considerada ideal para a captação eficiente da radiação solar. Essas condições preliminares contribuem positivamente para o dimensionamento e a eficiência do sistema fotovoltaico proposto.

A Unidade Consumidora se enquadra na classificação B1 Residencial da Copel, possui um disjuntor de 50A no padrão e o tipo de fornecimento é monofásico. Ademais, como podemos ver na Figura 16, dispõe de cerca de 48,75m² de área disponível para instalação dos painéis fotovoltaicos em cada orientação do telhado, o qual possui azimute de 27, 6°.

Figura 16: Área disponível para instalação

Fonte: SolarEdge Designer, 2025.

Tanto a área disponível na cobertura quanto o desvio azimutal foram determinados com o auxílio do software *SolarEdge Designer*, com o objetivo de serem utilizados na modelagem tridimensional do sistema fotovoltaico, elaborada por meio do *software SketchUp 2023*. As Figuras 17 e 18 apresentam diferentes perspectivas da planta de situação do projeto, contribuindo para a visualização detalhada da instalação proposta.

Figura 17: Planta de situação vista em perspectiva

Fonte: SolarEdge Designer, 2025.

Figura 18: Representação Tridimensional da Planta de Situação



Fonte: Autoria própria, via software SketchUp, 2025.

3.3 Avaliação do Potencial de Radiação Solar Local

A análise foi elaborada com base nos dados disponibilizados pelo CRESESB (Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito), que reúne informações sobre o potencial de irradiação solar e eólica em todo o território brasileiro. Para este estudo, considerou-se o ponto de medição mais próximo da área do comércio analisado, localizado a aproximadamente 4,0 km de distância, com coordenadas geográficas de latitude $-25,066$ S e longitude $-50,160^{\circ}$ O.

Os dados utilizados nesta análise foram extraídos da base do CRESESB, considerando diferentes inclinações de planos, que simulam diferentes formas de instalação dos módulos fotovoltaicos. Entre os valores apresentados, destacam-se:

- Plano Horizontal (0° de inclinação): Representa a irradiação em superfícies planas, como coberturas horizontais, sendo útil como referência base.
- Plano com inclinação igual à latitude local ($\approx 24^{\circ}$): É geralmente recomendado para maximizar a captação solar ao longo do ano, pois essa inclinação acompanha melhor o movimento aparente do sol.
- Plano com maior média anual: Identifica-se qual ângulo de inclinação oferece o melhor rendimento médio anual, o que pode variar levemente em relação à latitude exata.

- Valor mínimo mensal: Considerar o mês de menor irradiação é importante para avaliar o desempenho do sistema em condições menos favoráveis, auxiliando no dimensionamento do banco de baterias ou na estimativa de produção mínima.

Na Tabela 2, são apresentados os valores médios mensais de irradiação solar diária [kWh/m². dia] para cada uma dessas configurações. Para fins de dimensionamento do sistema fotovoltaico e simulação de desempenho, adota-se o valor correspondente ao plano com inclinação igual à latitude local, pois este proporciona um bom equilíbrio entre simplicidade de instalação e eficiência energética ao longo do ano. Essa escolha permite uma estimativa mais representativa da produção anual do sistema, sem a necessidade de ajustes sazonais na inclinação dos módulos.

Tabela 2: Média Mensal da Irradiação Solar Diária em Diferentes Planos [kWh/m². dia]

Estação: Ponta Grossa
Município: Ponta Grossa , PR - BRASIL
Latitude: 25,101° S
Longitude: 50,149° O
Distância do ponto de ref. (25,066461° S; 50,16085° O): 4,0 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,60	5,38	4,77	4,10	3,27	2,90	3,10	4,10	4,25	4,86	5,65	5,89	4,49	2,99
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	25° N	5,05	5,13	4,93	4,71	4,11	3,83	4,01	4,95	4,56	4,75	5,16	5,22	4,70	1,39
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	5,18	5,22	4,95	4,66	4,01	3,72	3,90	4,86	4,55	4,81	5,28	5,37	4,71	1,65
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	45° N	4,20	4,47	4,59	4,72	4,36	4,17	4,33	5,11	4,36	4,23	4,34	4,27	4,43	,93

Fonte: Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php#data>.

3.4 Estudo do Perfil de Demanda Energética da Unidade Consumidora

Para estimar a potência necessária do sistema fotovoltaico em kWp, inicialmente foi realizada a análise da fatura de energia elétrica da unidade consumidora. Esse levantamento teve como objetivo identificar o padrão de consumo, possibilitando o cálculo da média mensal de energia consumida pela residência. A Tabela 3 apresenta o consumo total de energia elétrica referente ao mês 05 de 2025, bem como a respectiva média mensal registrada no período.

Tabela 3: Consumo Total e Médio Mensal de Energia Elétrica no Período de 2025

MÊS/ANO	CONSUMO kWh
MAIO/25	176
ABRIL/25	172
MARÇO/25	162
FEVEREIRO/25	187
JANEIRO/25	156
DEZEMBRO/24	172
NOVEMBRO/24	181
OUTUBRO/24	195
SETEMBRO/24	206
AGOSTO/24	211
JULHO/24	191
JUNHO/24	170
MAIO/24	175
CONSUMO TOTAL = 2354 kWh	
MÉDIA = 181,0769 kWh	

Fonte: Aatoria própria, levantamento da fatura Copel referente ao mês 05 de 2025.

Outro aspecto essencial na análise da fatura de energia elétrica é o custo de disponibilidade da rede da unidade consumidora. Conforme regulamentado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL, 2012), esse custo corresponde a um valor mínimo mensal, convertido em reais, baseado em uma quantidade fixa de energia elétrica (em kWh). Essa cobrança garante aos consumidores do Grupo B o direito de acesso contínuo à energia elétrica fornecida pela concessionária, independentemente do volume efetivamente consumido no mês.

É importante destacar que o valor do custo de disponibilidade varia de acordo com o tipo de fornecimento (monofásico, bifásico ou trifásico) e com o número de condutores instalados. Essas especificações impactam diretamente no valor mínimo que será cobrado na fatura mensal, mesmo em casos de baixo consumo ou geração excedente por sistemas fotovoltaicos.

A Tabela 4, apresenta os valores correspondentes ao custo de disponibilidade conforme o tipo de ligação.

Tabela 4: Tipos de Fornecimento e custo de disponibilidade da rede

TIPO DE FORNECIMENTO - Nº DE CONDUTORES	CUSTO DE DISPONIBILIDADE DA REDE
Monofásico ou Bifásico - 2 condutores	30kWh
Bifásico - 3 condutores	50kWh
Trifásico	100kWh

Fonte: Autoria Própria, adaptado da ANEEL, 2025.

Como a Unidade Consumidora em estudo possui fornecimento monofásico, ou seja, com um condutor de fase e um neutro, o valor correspondente ao custo de disponibilidade é de 30 kWh mensais, conforme determina a regulamentação da ANEEL para consumidores do Grupo B. A equação [1] demonstra a quantidade mínima de energia que o sistema fotovoltaico precisa gerar mensalmente para compensar esse valor e, assim, reduzir a energia faturada pela concessionária.

$$E = (C - CDR) \quad [1]$$

$$E = (181,0769 - 30)$$

$$E = 151,0769 \frac{kWh}{mês}$$

Sendo:

E = Energia Gerada pelos Módulos (kWh/mês);

C = Consumo Mensal Médio (kWh);

CDR = Custo de Disponibilidade da Rede (kWh);

3.5 Cálculo da Potência Requerida para o Sistema Fotovoltaico

De acordo com Júnior (2020), citado por Marcelino (2022), a estimativa da potência necessária de um sistema fotovoltaico é feita com base em uma relação matemática que considera a energia que se deseja gerar (E) multiplicada pela irradiância sob condições padrão de teste (G_{stc}). Esse valor é, então, dividido pelo produto entre a irradiação solar total disponível no local (H_{tot}), a taxa de desempenho do sistema (TD) e o número de dias do mês em análise. Essa relação permite obter uma estimativa mais precisa da potência que deve ser

instalada para atender à demanda energética da unidade consumidora. A equação [2] pode ser observada a seguir:

$$P_{FV} = \frac{E * G_{STC}}{H_{TOT} * 30 * TD} \quad [2]$$

Onde:

P_{FV} = Potência pico do sistema fotovoltaico;

G_{STC} = Irradiância Solar sob Condições Padrão de Teste (*Standard Test Conditions*);

E = Energia gerada em $\frac{kWh}{mês}$;

H_{TOT} = Irradiação global horizontal no local, em $\frac{kWh}{m^2}$ por dia;

TD = Taxa de desempenho do sistema fotovoltaico ($0,75 < TD < 0,85$);

Os valores de irradiância utilizados nas condições-padrão de teste (STC) foram obtidos a partir das especificações técnicas dos módulos fotovoltaicos, conforme demonstrado na Figura 21. Já a Irradiação Solar Média Anual registrada no local previsto para a instalação do sistema é de 4,7 kWh/m² por dia. Com base nas orientações de Messenger (2000), definiu-se o índice de desempenho do sistema como 0,8. Essa escolha se justifica pelas condições favoráveis do ambiente.

Quanto à estimativa do número médio de dias por mês, considerando que essa quantidade varia ao longo do ano, adotou-se um valor médio calculado pela divisão do total de dias do ano (365) pelo número de meses (12). A partir dessa média mensal, foram aplicados os fatores correspondentes conforme descrito na operação a seguir:

$$P_{FV} = \frac{151,0769 * 1000}{4,7 * 30,417 * 0,8}$$

$$P_{FV} = 1,321 \text{ kWp}$$

Dessa forma, estimou-se que a capacidade mínima do sistema fotovoltaico necessária para atender à demanda energética da UC corresponde a 1,131kWp.

3.6 Quantidade Necessária de Módulos Fotovoltaicos

Para determinar a quantidade de painéis solares a ser instalada, o primeiro passo foi a escolha do modelo a ser adotado. Conforme apontado por Ruther (2004), os módulos fabricados com tecnologia de silício monocristalino destacam-se no mercado por sua ampla aceitação, elevada eficiência energética e longa vida útil, apresentando, assim, excelente relação custo-benefício.

Com base nesses critérios, optou-se pela utilização do modelo BS550M-144, da fabricante BEDIN SOLAR. Este painel possui potência nominal de 550W e rendimento de 21,10%, além de apresentar dimensões de 2,279 m de altura, 1,133 m de largura e 0,035 m de espessura, com peso total de 28,5 kg, conforme especificações técnicas disponíveis no Anexo B.

Com a escolha do equipamento definida, aplicou-se a equação [3] para calcular a quantidade de módulos necessária para atender ao consumo energético da unidade consumidora (UC):

$$n_{MF}^{\circ} = \frac{P_{FV}}{P_M} \quad [3]$$

$$n_{MF}^{\circ} = \frac{1,321kWp}{550W}$$

$$n_{MF}^{\circ} = \sim 3 \text{ módulos}$$

Sendo:

n_{MF}° = Número de Módulos Fotovoltaicos;

P_M = Potência dos Módulos Fotovoltaicos;

Apesar disso, conforme destaca Miranda (2013), adotar uma potência superior à estritamente necessária pode ser uma decisão estratégica eficaz, conhecida como *oversizing*. Essa margem adicional de geração permite compensar períodos de baixa incidência solar, como em épocas de alta pluviosidade ou nebulosidade, além de antecipar possíveis elevações no consumo energético ao longo do tempo.

Com base nessa abordagem preventiva, optou-se pela instalação de 4 painéis solares, totalizando uma capacidade de geração de 2,2kWp, obtendo um *oversizing* de aproximadamente 37,5%, valor dentro da faixa considerada recomendada para maximizar a eficiência do sistema que varia entre 20% e 50%. As Figuras 19 e 20, geradas por meio do software *SketchUp* 2023, ilustram o arranjo proposto sob diferentes ângulos de visualização:

Figura 19: Visão em Perspectiva do Layout de Instalação dos Módulos Fotovoltaicos



Fonte: Autoria própria, via SketchUp, 2025.

Figura 20: Vista superior do Layout de Instalação dos Módulos Fotovoltaicos



Fonte: Autoria própria, via SketchUp, 2025.

3.7 Dimensionamento do Inversor Fotovoltaico

De acordo com a ABNT NBR 16690:2020, o inversor deve ser escolhido de modo a operar de forma eficiente e segura dentro das faixas de tensão e corrente fornecidas pelo gerador

fotovoltaico, além de atender às exigências da concessionária local quanto à qualidade da energia e à conexão com a rede elétrica. A norma destaca que o dimensionamento deve considerar, além das características dos módulos, fatores como a temperatura ambiente, a orientação e inclinação dos painéis, perdas por sombreamento e o fator de desempenho do sistema (ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS, 2020).

O inversor *String*, modelo mais tradicional, é frequentemente utilizado em instalações de médio e grande porte, conectando diversos módulos fotovoltaicos em série. Já os microinversores, tecnologia adotada neste projeto, representam uma alternativa moderna e vantajosa em sistemas residenciais e comerciais de pequeno a médio porte, especialmente em locais sujeitos a sombreamento parcial ou com arranjos modulares. Para a instalação do sistema fotovoltaico proposto, optou-se pela utilização do microinversor Deye SUN-M160G4-EU-Q0, cuja arquitetura contempla quatro entradas MPPT independentes, permitindo a conexão de um módulo fotovoltaico por entrada com otimização individual, possibilitando o gerenciamento individualizado da produção de energia em cada entrada, o que aumenta a eficiência global do sistema mesmo em condições de irradiação desigual (SOUZA; MARTINS, 2021).

Além disso, os microinversores oferecem maior flexibilidade na expansão do sistema, reduzem as perdas por *mismatch* (descasamento de potência entre os módulos) e simplificam a instalação e a manutenção, tornando-se uma escolha técnica vantajosa em diversas aplicações. Por essas características, sua adoção neste projeto visa garantir um desempenho energético otimizado, aliado à segurança e confiabilidade operativa.

O dimensionamento correto do microinversor deve considerar a potência nominal e a tensão de operação de cada módulo, assegurando compatibilidade com os parâmetros de entrada do equipamento e garantindo que o sistema opere próximo de sua eficiência máxima durante a maior parte do tempo (CRESESB, 2022). Observe as características de eficiência do microinversor, presente na Tabelas 5:

Tabela 5: Eficiência do Microinversor Deye SUN-M160G4-EU-Q0

EFICIÊNCIA	
Máxima eficiência global	96,50%
Eficiência Europeia	96,00%
Eficiência MPPT	>99%

Fonte: Autoria própria, dados retirados do datasheet do microinversor, 2025.

Cada módulo utilizado possui potência de 550W, totalizando uma potência instalada de 2,2kWp por microinversor. Apesar de a potência de entrada total ser superior à potência nominal de saída do equipamento (1,6kW), a prática de *oversizing* é amplamente adotada em sistemas fotovoltaicos e encontra respaldo técnico e normativo. O *oversizing* permite que o inversor opere próximo de sua potência nominal durante maior parte do dia, otimizando a geração energética sem comprometer a durabilidade do equipamento, desde que respeitados os limites de corrente e tensão (CRESESB, 2021).

O microinversor Deye SUN-M160G4-EU-Q0 possui as seguintes especificações por entrada:

- Potência máxima de entrada por MPPT: 560W;
- Corrente máxima de entrada: 18A;
- Tensão de operação da MPPT: 25–55V;
- Tensão máxima de entrada: 60V;

Já os módulos de 550Wp utilizados apresentam, em média:

Corrente de operação (I_{mp}): 13,11A

- Tensão de operação (V_{mp}): 41,97V
- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): 49,95V

Observa-se, portanto, que os módulos operam dentro dos limites de corrente e tensão suportados pelo inversor, assegurando compatibilidade técnica e segurança da instalação. Além disso, a eficiência máxima de conversão do modelo Deye SUN-M160G4-EU-Q0 é de 96,5%, o que contribui positivamente para o desempenho energético global do sistema. Com o objetivo de assegurar o dimensionamento adequado do sistema fotovoltaico, foram analisados os dados técnicos fornecidos nas folhas de dados dos módulos fotovoltaicos e do microinversor adotado, conforme apresentado nos Anexos A e B.

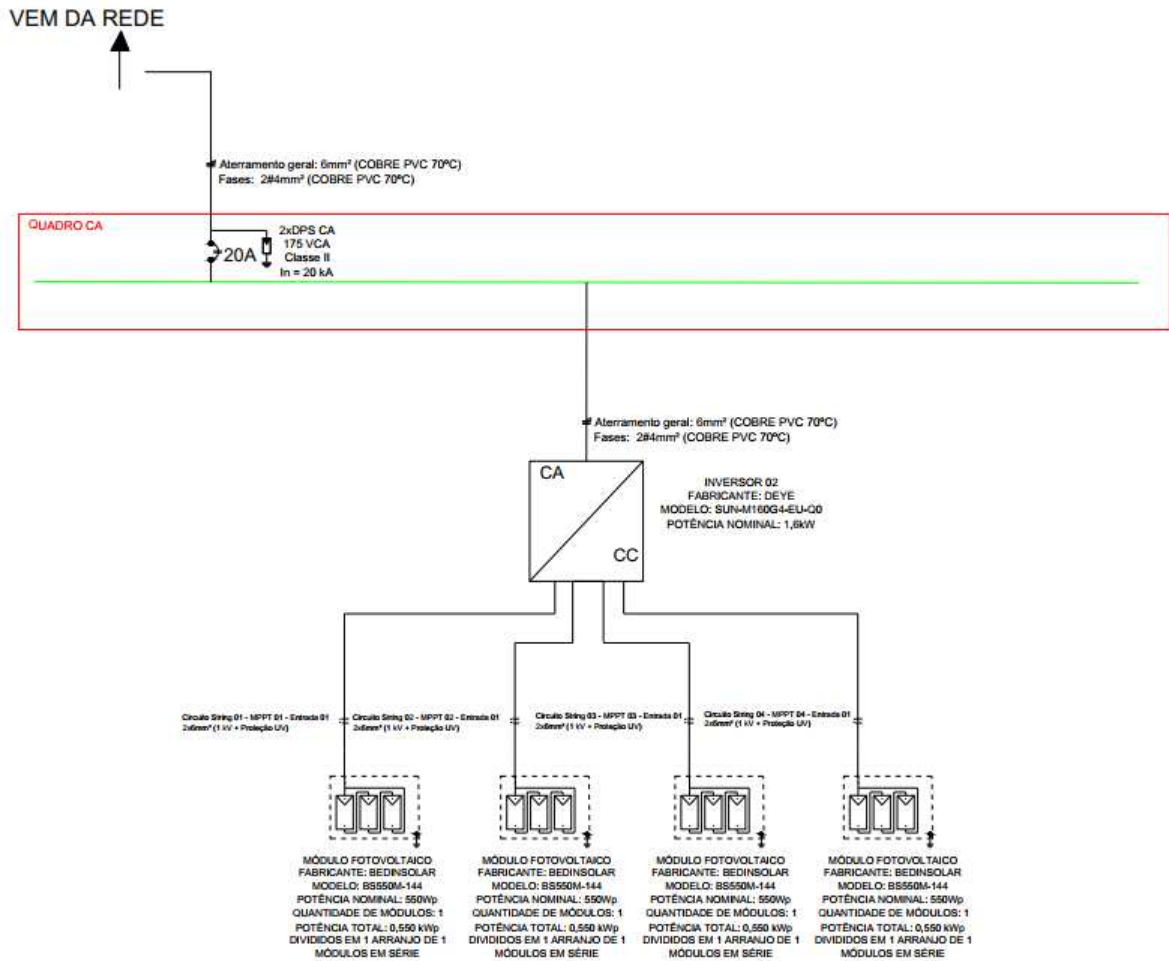
A equação [4], demonstra o cálculo da área total ocupada pelos módulos fotovoltaicos no sistema proposto, ao passo que o diagrama unifilar simplificado (figura 21) apresenta a configuração dos arranjos conectados ao inversor, contendo as respectivas especificações de potência, tensão e corrente elétrica, conforme critérios técnicos de projeto.

$$\text{Área ocupada pelos módulos} = \text{área do módulo} * n^{\circ} \text{ de módulos} \quad [4]$$

$$\text{Área ocupada pelos módulos} = 2,58 * 4$$

$$\text{Área ocupada pelos módulos} = \sim 11\text{m}^2$$

Figura 21: Diagrama Unifilar



Fonte: Autoria Própria, 2025.

3.8 Especificação Técnica dos Cabos Elétricos

De acordo com a norma técnica NBR 5410, publicada pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT, 2005), os condutores utilizados em circuitos de força em sistemas fotovoltaicos devem respeitar seções transversais mínimas específicas, conforme ilustrado no quadro 4. Para garantir segurança e eficiência elétrica. Os valores mínimos recomendados são de 16 mm² para condutores de alumínio e 2,5 mm² para condutores de cobre.

Quadro 4: Seção Mínima dos Condutores

Tipo de linha		Utilização do circuito	Seção mínima do condutor mm ² - material
Instalações fixas em geral	Condutores e cabos isolados	Circuitos de iluminação	1,5 Cu 16 Al
		Circuitos de força ²⁾	2,5 Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	0,5 Cu ³⁾
	Condutores nus	Circuitos de força	10Cu 16 Al
		Circuitos de sinalização e circuitos de controle	4 Cu
Linhas flexíveis com cabos isolados		Para um equipamento específico	Como especificado na norma do equipamento
		Para qualquer outra aplicação	0,75 Cu ⁴⁾
		Circuitos a extra baixa tensão para aplicações especiais	0,75 Cu
¹⁾ Seções mínimas ditadas por razões mecânicas ²⁾ Os circuitos de tomadas de corrente são considerados circuitos de força. ³⁾ Em circuitos de sinalização e controle destinados a equipamentos eletrônicos é admitida uma seção mínima de 0,1 mm ² . ⁴⁾ Em cabos multipolares flexíveis contendo sete ou mais veias é admitida uma seção mínima de 0,1 mm ² .			

Fonte: NBR 5410 (2005).

3.8.1 Dimensionamento da Seção Transversal dos Cabos CC

Em projetos fotovoltaicos convencionais com inversores centrais ou *string*, os módulos são conectados em série ou paralelo, formando circuitos em corrente contínua (CC) que percorrem distâncias significativas até o inversor, exigindo o correto dimensionamento dos condutores CC conforme normas técnicas. Contudo, esse cenário não se aplica a sistemas que utilizam microinversores, como o adotado neste projeto.

Nos sistemas com microinversores, cada módulo fotovoltaico é individualmente conectado ao microinversor, que realiza a conversão da energia de corrente contínua (CC), gerada pelo módulo, para corrente alternada (CA) localmente, ainda no ponto de geração. Dessa forma, os circuitos em corrente contínua se restringem a um trecho extremamente curto, entre o módulo e o microinversor, sendo incorporados à unidade do equipamento. A partir da saída do microinversor, toda a distribuição de energia ocorre em corrente alternada (CA).

Isso elimina a necessidade de cabeamento em CC na infraestrutura geral do sistema, simplificando o projeto elétrico e aumentando a segurança da instalação, uma vez que são evitados riscos associados à condução em alta tensão contínua, como arcos elétricos ou sobreaquecimentos em longos trechos de cabeamento.

Portanto, o dimensionamento de condutores neste tipo de sistema limita-se aos cabos em corrente alternada (CA), que devem ser especificados conforme a ABNT NBR 5410:2004 e os requisitos aplicáveis da NBR 16690:2020, assegurando a condução adequada da energia até o quadro de distribuição ou ponto de conexão com a rede elétrica.

3.8.2 Dimensionamento dos Condutores em Corrente Alternada

Para o dimensionamento adequado dos condutores elétricos em corrente alternada (CA) de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), foram observadas as diretrizes estabelecidas pelas normas técnicas brasileiras NBR 5410:2004 e NBR 16690:2019. O processo de definição da bitola dos cabos considerou parâmetros como a corrente nominal do circuito, a temperatura ambiente, o tipo de isolamento dos condutores, o método de instalação (em eletroduto, bandeja, canaleta ou diretamente enterrado) e o comprimento do circuito, a fim de manter a queda de tensão dentro dos limites estabelecidos. Adicionalmente, foram aplicados fatores de correção para temperatura e agrupamento de condutores, conforme preveem os anexos normativos.

A equação [5] e as tabelas 6, 7 e 8 foram utilizadas nesse dimensionamento, com base nos critérios técnicos de capacidade de condução de corrente e limites máximos de queda de tensão admissível. Tais práticas garantem segurança, eficiência energética e conformidade com os requisitos legais.

$$I_p(A) = \frac{S(VA)}{V} \quad [5]$$

$$I_p = \frac{1600}{220}$$

$$I_p = 7,27 A$$

Sendo:

$I_p =$ corrente de projeto

$S =$ potência do inversor

$V =$ tensão nominal do inversor

Tabela 6: Fatores de correção aplicáveis a condutores agrupados em feixe (em linhas abertas ou fechadas) e a condutores agrupados num mesmo plano, em camada única

Ref.	Forma de agrupamento dos condutores	Número de circuitos ou de cabos multipolares												Tabelas dos métodos de referência
		1	2	3	4	5	6	7	8	9 a 11	12 a 15	16 a 19	≥20	
1	Em feixe: ao ar livre ou sobre superfície; embutidos; em conduto fechado	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,57	0,54	0,52	0,50	0,45	0,41	0,38	36 a 39 (métodos A a F)
2	Camada única sobre parede, piso, ou em bandeja não perfurada ou prateleira	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70				36 e 37 (método C)
3	Camada única no teto	0,95	0,81	0,72	0,68	0,66	0,64	0,63	0,62	0,61				
4	Camada única em bandeja perfurada	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72				38 e 39 (métodos E e F)
5	Camada única sobre leito, suporte etc.	1,00	0,87	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78				

Fonte: NBR 5410 (2004).

Tabela 7: Fatores de correção para temperaturas ambientes diferentes de 30°C para linhas não-subterrâneas e de 20°C (temperatura do solo) para linhas subterrâneas

Temperatura °C	Isolação	
	PVC	EPR ou XLPE
Ambiente		
10	1,22	1,15
15	1,17	1,12
20	1,12	1,08
25	1,06	1,04
35	0,94	0,96
40	0,87	0,91
45	0,79	0,87
50	0,71	0,82
55	0,61	0,76
60	0,50	0,71
65	–	0,65
70	–	0,58
75	–	0,50
80	–	0,41

Fonte: NBR 5410 (2004).

Tabela 8: Capacidades de condução de corrente, em amperes, para os métodos de referência A1, A2, B1, B2, C e D. Condutores: cobre e alumínio Isolação: PVC Temperatura no condutor: 70°C Temperaturas de referência do ambiente: 30°C (ar), 20°C (solo)

Seções nominais mm ²	Métodos de referência indicados na tabela 33											
	A1		A2		B1		B2		C		D	
	Número de condutores carregados											
	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3	2	3
(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)
Cobre												
0,5	7	7	7	7	9	8	9	8	10	9	12	10
0,75	9	9	9	9	11	10	11	10	13	11	15	12
1	11	10	11	10	14	12	13	12	15	14	18	15
1,5	14,5	13,5	14	13	17,5	15,5	16,5	15	19,5	17,5	22	18
2,5	19,5	18	18,5	17,5	24	21	23	20	27	24	29	24
4	26	24	25	23	32	28	30	27	36	32	38	31
6	34	31	32	29	41	36	38	34	46	41	47	39
10	46	42	43	39	57	50	52	46	63	57	63	52
16	61	56	57	52	76	68	69	62	85	76	81	67
25	80	73	75	68	101	89	90	80	112	96	104	86
35	99	89	92	83	125	110	111	99	138	119	125	103
50	119	108	110	99	151	134	133	118	168	144	148	122

Fonte: NBR 5410 (2004).

O circuito foi configurado utilizando dois condutores carregados, instalados conforme o método B1 (Eletroduto aparente), com condutores de cobre e isolação em PVC (Policloreto de Vinila). Após a determinação da corrente de projeto, foi necessário verificar a capacidade de condução de corrente dos cabos nas condições específicas da instalação. Para isso, aplicaram-se os devidos fatores de correção relacionados à temperatura ambiente e ao agrupamento de cabos, multiplicando-se esses fatores pela corrente nominal do condutor. Essa etapa é

fundamental para garantir a segurança térmica do sistema e a conformidade com as normas técnicas. A operação realizada pode ser observada na equação [6] apresentada a seguir:

$$I_z (A) = I_{cabo} * FCT * FCA \quad [6]$$

$$I_z (A) = 32 * 1,06 * 0,8$$

$$I_z (A) = 27,136 A$$

Sendo:

I_z = capacidade de corrente do condutor, nas condições específicas da instalação

I_{cabo} = corrente nominal do condutor para o método de instalação B1

FCT = fator de correção térmica, conforme a NBR 5410

F_{TA} = fator de correção por agrupamento de condutores, conforme a NBR 5410

Como etapa final do dimensionamento, foi considerada a análise da queda de tensão no circuito, aplicando-se os devidos cálculos para verificar se os valores permanecem dentro dos limites estabelecidos pelas normas técnicas. A expressão matemática correspondente, encontra-se na equação [7]:

$$\Delta V\% = 2 * L * \rho_{cu} * \left(\frac{I_p}{S}\right) * V \quad [7]$$

$$\Delta V\% = 2 * 10 * 0,0172 * \left(\frac{7,27}{4}\right) * 220$$

$$\Delta V\% = 0,28\%$$

Onde:

ΔV% = queda de tensão percentual

ρ_{cu} = resistividade do cobre

L = comprimento do condutor (m)

I_p = corrente de projeto (A)

S = seção transversal do condutor (mm²)

V = tensão nominal (V)

Considerando os critérios normativos e os resultados obtidos nas análises elétricas, definiu-se que, para o trecho do circuito compreendido entre o inversor fotovoltaico e o Quadro de Distribuição Geral (QDG) da unidade consumidora, o condutor flexível com seção nominal de 4 mm², do tipo CORD FLEX 750V com isolamento PVC para 70 °C, atende satisfatoriamente às exigências técnicas. O valor da queda de tensão verificado para essa seção do sistema permanece dentro dos limites máximos estabelecidos pela ABNT NBR 5410, assegurando a conformidade da instalação quanto à eficiência e segurança elétrica. A tabela 9 apresenta os parâmetros utilizados no dimensionamento desse segmento do circuito.

Tabela 9: Parâmetros dimensionamento de cabos CA

MÉTODO DE INSTALAÇÃO	B1
Nº DE CONDUTORES CARREGADOS	2
MATERIAL	COBRE
ISOLAMENTO DO CABO	PVC
DISTÂNCIA	10
TEMPERATURA AMBIENTE	25°C
RESISTIVIDADE DO CONDUTOR	0,0172
TENSÃO DE LINHA	220 V
QUEDA DE TENSÃO	0,28%

Fonte: Autoria própria, 2025.

3.8.3 Dimensionamento de Disjuntores

O uso adequado de dispositivos de proteção é fundamental para garantir a segurança e a confiabilidade de sistemas elétricos, inclusive em instalações fotovoltaicas. Entre esses dispositivos, os disjuntores, têm a função de interromper automaticamente o circuito quando detectam sobrecorrente, protegendo assim os condutores e equipamentos contra sobrecargas e curtos-circuitos.

Em sistemas fotovoltaicos com microinversores, como o adotado neste projeto, toda a proteção elétrica é concentrada no lado de corrente alternada (CA), uma vez que os microinversores eliminam a necessidade de cabeamento em corrente contínua (CC). Ainda assim, conforme estabelecem a NBR 16690:2019 e a NBR 5410:2004, é indispensável a utilização de disjuntores adequadamente dimensionados para garantir a conformidade técnica da instalação.

Para o dimensionamento dos disjuntores, a NBR 5410 estabelece que a corrente de projeto I_p deve satisfazer a inequação [8]:

$$\frac{I_p}{n} \leq I_d \leq I_z \quad [8]$$

Onde:

I_p = corrente de projeto do circuito

n = número de condutores carregados no circuito

I_d = corrente nominal do disjuntor

I_z = capacidade de condução de corrente do condutor em condições operacionais

Além disso, deve-se considerar a corrente convencional de atuação do disjuntor I_2 , que está relacionada à capacidade de condução do cabo, conforme a inequação [9]:

$$I_2 \leq 1,45 * I_z \quad [9]$$

A norma NBR 5361 (2023), que trata especificamente de disjuntores de baixa tensão, define que a corrente convencional de atuação do disjuntor I_2 é calculada como na inequação [10]:

$$I_2 = 1,35 * I_d \quad [10]$$

Substituindo essa relação na inequação anterior, chega-se à inequação [11]:

$$1,35 * I_d \leq 1,45 * I_z \quad [11]$$

Essa condição deve ser satisfeita para que haja coordenação entre o disjuntor e o condutor protegido, garantindo que o disjuntor atue antes que a corrente atinja valores prejudiciais aos cabos do circuito.

3.8.4 Dimensionamento do Disjuntor CA

Aplicando os dados do projeto às fórmulas estabelecidas pelas normas técnicas, chegou-se à especificação do disjuntor CA necessário para a proteção do circuito, como mostra a inequação [12].

$$\begin{aligned}7,27(A) &\leq I_d \leq 27,136(A) \\ I_2 &\leq 1,45 * I_z \\ 1,35 * 20A &\leq 1,45 * 27,136A \\ 27(A) &\leq 39,3472(A) \end{aligned} \quad [12]$$

Dessa forma, o disjuntor de 20 A atende plenamente às exigências normativas aplicáveis ao trecho em corrente alternada do circuito, assegurando conformidade técnica e reforçando a confiabilidade do projeto diante dos critérios estabelecidos pelas normas vigentes.

4 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Para avaliar a viabilidade econômica da instalação do sistema fotovoltaico, foram estudados dois cenários distintos em relação ao marco regulatório e ao custo dos sistemas: o cenário de 2022 (antes da Lei 14.300/2022) e o cenário de 2025 (após a implementação da referida lei). Em ambos os cenários, analisou-se o mesmo projeto de sistema fotovoltaico, com geração média de 248,16 kWh/dia, o que corresponde a aproximadamente 2,98 MWh ao ano.

No cenário de 2022, não havia cobrança do uso da rede de distribuição (FIO B = 0). A tarifa com impostos foi calculada considerando as seguintes alíquotas: ICMS de 18%, COFINS de 4,5% e PIS de 0,98%. Dessa forma, o cálculo da tarifa com imposto foi realizado separadamente para as componentes TE e TUSD da seguinte maneira, como ilustra as equações [13] e [14]:

$$TE \text{ com imposto} = \frac{TE}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad [13]$$

$$TE \text{ com imposto} = \frac{258,94}{1 - (18\% + 0,98\% + 4,5\%)}$$

$$TE \text{ com imposto} = \frac{R\$338,4027089}{MWh}$$

Também,

$$TUSD \text{ com impostos} = \frac{TUSD}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad [14]$$

$$TUSD \text{ com impostos} = \frac{310,8}{1 - (18\% + 0,98\% + 4,5\%)}$$

$$TUSD \text{ com impostos} = \frac{R\$406,1773458}{MWh}$$

Posteriormente, como mostra a equação [15], os valores de TE com imposto e TUSD com imposto foram somados para obtenção da tarifa final com imposto:

$$Tarifa \text{ com imposto} = TE \text{ com imposto} + TUSD \text{ com imposto} \quad [15]$$

$$Tarifa \text{ com imposto} = 744,5800547$$

Em seguida, através da equação [16], foi realizado o cálculo da Tarifa Compensável Injetada, que representa o valor da tarifa com impostos aplicada sobre a energia injetada na

rede, descontadas as componentes e/ou alíquotas não compensáveis. Essas exclusões referem-se à parcela do Fio B (valor e percentual), que no cenário analisado (2022), não se aplica neste contexto, e ao ICMS incidente sobre a TUSD. Este último decorre da interpretação da Receita Estadual de que há circulação de ‘mercadoria’ sobre a TUSD, motivo pelo qual o valor correspondente ao ICMS dessa componente não é considerado compensável na valoração do crédito gerado.

$$TCI = TI - (\text{Valor do Fio B e Porcentagem}) - (\text{TUSD com imposto} * \text{ICMS}) \quad [16]$$

$$TCI = 744,58 - (0) - (406,1773458 * 18\%)$$

$$TCI = \frac{R\$671,4681325}{MWh}$$

Sendo:

$$TCI = \text{Tarifa Compensável Injetada}$$

$$TI = \text{Tarifa com imposto}$$

Para a obtenção do cálculo do payback, foi necessário determinar a economia gerada em reais, conforme a equação [17]:

$$\text{Economia} = (G * TCI * EI) + (G * TI * (1 - EI)) \quad [17]$$

$$\text{Economia} = (2,97792 * 671,4681325 * 0,7) + (2,97792 * 744,5800547 * (1 - 0,7))$$

$$\text{Economia} = R\$ 2.064,89$$

Sendo:

$$G = \text{Geração em } \frac{MWh}{ANO}$$

$$TCI = \text{Tarifa Compensável Injetada}$$

$$TI = \text{Tarifa com Imposto}$$

$$EI = \text{Energia Injetada}$$

Por fim, chegou-se ao cálculo do *payback*, ilustrado na equação [18], onde no primeiro ano, o valor investido foi subtraído da economia anual obtida, resultando em um saldo negativo. Nos anos seguintes, o saldo do *payback* foi atualizado com base no valor acumulado do ano anterior acrescido da economia do respectivo ano.

$$\text{Payback} = - \text{Valor Investido} + \text{Economia Anual obtida} \quad [18]$$

$$\text{Payback 2022} = - R\$ 12.540,00 + R\$ 2.064,89$$

$$\text{Payback 2022} = -R\$ 10.475,11$$

$$\text{Payback 2023} = -R\$10.475,11 + R\$ 2.171,28$$

$$\text{Payback 2023} = -R\$ 8.303,83$$

O *payback* positivo foi alcançado apenas em 2027, resultando em um retorno do investimento em pouco mais de cinco anos, conforme demonstrado na tabela 10.

Tabela 10: Análise do Payback do Sistema Fotovoltaico no Cenário de 2022 (Antes do Marco Legal da Geração Distribuída)

ANO	GERAÇÃO MWh/ANO	VALOR TE	VALOR TUSD	TE C/ IMPOSTO	TUSD C/ IMPOSTO	TARIFA COM IMPOSTO	FIO B	%FIO B	TARIFA COMPENSÁVEL INJETADA	ECONOMIA	PAYBACK
2022	2,97792	258,94	310,8	338,4027089	406,1773458	744,5800547	0	0%	671,4681325	R\$ 2.064,89	-R\$ 10.475,11
2023	2,95409664	274,4764	329,448	358,7068714	430,5479866	789,254858	0	0%	711,7562204	R\$ 2.171,28	-R\$ 8.303,83
2024	2,930463867	290,944984	349,21488	380,2292837	456,3808658	836,6101495	0	0%	754,4615936	R\$ 2.283,14	-R\$ 6.020,68
2025	2,907020156	308,401683	370,1677728	403,0430407	483,7637177	886,8067584	0	0%	799,7292892	R\$ 2.400,77	-R\$ 3.619,91
2026	2,883763995	326,905784	392,3778392	427,2256232	512,7895408	940,0151639	0	0%	847,7130466	R\$ 2.524,46	-R\$ 1.095,46
2027	2,860693883	346,5201311	415,9205095	452,8591606	543,5569132	996,4160738	0	0%	898,5758294	R\$ 2.654,52	R\$ 1.559,06
2028	2,837808332	367,3113389	440,8757401	480,0307102	576,170328	1056,201038	0	0%	952,4903792	R\$ 2.791,28	R\$ 4.350,34
2029	2,815105865	389,3500193	467,3282845	508,8325528	610,7405477	1119,5731	0	0%	1009,639802	R\$ 2.935,09	R\$ 7.285,42
2030	2,792585018	412,7110204	495,3679816	539,362506	647,3849805	1186,747487	0	0%	1070,21819	R\$ 3.086,30	R\$ 10.371,72
2031	2,770244338	437,4736816	525,0900605	571,7242563	686,2280794	1257,952336	0	0%	1134,431281	R\$ 3.245,31	R\$ 13.617,03
2032	2,748082383	463,7221025	556,5954641	606,0277117	727,4017641	1333,429476	0	0%	1202,497158	R\$ 3.412,51	R\$ 17.029,54
2033	2,726097724	491,5454287	589,9911919	642,3893744	771,04587	1413,435244	0	0%	1274,646988	R\$ 3.588,32	R\$ 20.617,85
2034	2,704288942	521,0381544	625,3906634	680,9327369	817,3086222	1498,241359	0	0%	1351,125807	R\$ 3.773,19	R\$ 24.391,04
2035	2,682654631	552,3004437	662,9141033	721,7887011	866,3471395	1588,135841	0	0%	1432,193356	R\$ 3.967,58	R\$ 28.358,62
2036	2,661193394	585,4384703	702,6889494	765,0960232	918,3279679	1683,423991	0	0%	1518,124957	R\$ 4.171,99	R\$ 32.530,62
2037	2,639903847	620,5647785	744,8502864	811,0017846	973,427646	1784,429431	0	0%	1609,212454	R\$ 4.386,93	R\$ 36.917,55
2038	2,618784616	657,7986652	789,5413036	859,6618916	1031,833305	1891,495196	0	0%	1705,765202	R\$ 4.612,95	R\$ 41.530,50
2039	2,597834339	697,2665851	836,9137818	911,2416051	1093,743303	2004,984908	0	0%	1808,111114	R\$ 4.850,61	R\$ 46.381,10
2040	2,577051664	739,1025803	887,1286087	965,9161014	1159,367901	2125,284003	0	0%	1916,59778	R\$ 5.100,51	R\$ 51.481,61
2041	2,556435251	783,4487351	940,3563252	1023,871068	1228,929975	2252,801043	0	0%	2031,593647	R\$ 5.363,29	R\$ 56.844,90
2042	2,535983769	830,4556592	996,7777048	1085,303332	1302,665774	2387,969105	0	0%	2153,489266	R\$ 5.639,60	R\$ 62.484,51
2043	2,515695899	880,2829987	1056,584367	1150,421531	1380,82572	2531,247252	0	0%	2282,698622	R\$ 5.930,16	R\$ 68.414,66
2044	2,495570332	933,0999786	1119,979429	1219,446823	1463,675263	2683,122087	0	0%	2419,660539	R\$ 6.235,68	R\$ 74.650,34
2045	2,475605769	989,0859774	1187,178195	1292,613633	1551,495779	2844,109412	0	0%	2564,840172	R\$ 6.556,94	R\$ 81.207,28
2046	2,455800923	1048,431136	1258,408887	1370,170451	1644,585526	3014,755977	0	0%	2718,730582	R\$ 6.894,75	R\$ 88.102,04

Fonte: Autoria Própria, 2025.

Em seguida, foram realizados os mesmos cálculos para o cenário de 2025, ano que sucede a entrada em vigor da Lei nº 14.300/2022. Nesse contexto, considerou-se a tarifa de uso do sistema (FIO B) no valor de R\$ 153,00/MWh, com aplicação de 45% sobre essa componente, conforme previsto na regulamentação vigente para o período. Para esse ano, também foi realizada uma cotação do valor médio por kWp instalado, resultando em R\$ 4.000,00/kWp.

Assim, o custo total estimado do sistema fotovoltaico foi de R\$ 8.800,00. Na equação [19], [20], [21] e [22] tem -se os cálculos realizados até a obtenção do *payback*.

$$TE \text{ com Imposto} = \frac{TE}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad [19]$$

$$TE \text{ com imposto} = \frac{290,19}{1 - (19\% + 0,98\% + 4,55\%)}$$

$$TE \text{ com imposto} = \frac{R\$384,2644763}{MWh}$$

Também,

$$TUSD \text{ com imposto} = \frac{TUSD}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad [20]$$

$$TUSD \text{ com imposto} = \frac{339,82}{1 - (19\% + 0,98\% + 4,5\%)}$$

$$TUSD \text{ com imposto} = 449,9836463$$

Posteriormente,

$$Tarifa \text{ com imposto} = TE \text{ com imposto} + TUSD \text{ com imposto}$$

$$Tarifa \text{ com imposto} = 834,2481226$$

Na sequência, como mostra a equação [21], foi determinada a Tarifa Compensável Injetada para o cenário de 2025. Esse valor corresponde à tarifa com impostos incidente sobre a energia injetada na rede, já descontadas as parcelas não passíveis de compensação. Entre essas exclusões, destaca-se o valor do FIO B, fixado em R\$ 153,00/MWh com aplicação de 45% no referido ano, além do ICMS incidente sobre a componente TUSD.

$$TCI = TI - (\text{Valor do Fio B e porcentagem}) - (TUSD \text{ com imposto} * ICMS) \quad [21]$$

$$TCI = 834,2481226 - \left(\frac{R\$153}{MWh} * 45\% \right) - (449,9836463 * 19\%)$$

$$TCI = \frac{R\$679,9012298}{MWh}$$

Onde,

$$TCI = Tarifa \text{ Compensável Injetada}$$

$$TI = Tarifa \text{ com imposto}$$

Após feito isso, analisando a equação [22], como no cenário anterior, foi calculado a economia gerada em reais:

$$Economia = (G * TCI * EI) + (G * TI * (1 - EI)) \quad [22]$$

$$Economia = (2,97792 * 679,9012298 * 0,7) + (2,97792 * 449,9836463 * (1 - 0,7))$$

$$Economia = R\$ 2.162,58$$

Vale lembrar que,

$$G = \text{Geração em } \frac{\text{MWh}}{\text{ano}}$$

$$TCI = \text{Tarifa Compensável Injetada}$$

$$TI = \text{Tarifa com imposto}$$

$$EI = \text{Energia Injetada}$$

Aplicando-se a mesma metodologia adotada no cenário de 2022, foi realizado o cálculo do *payback* para o ano de 2025, considerando as particularidades estabelecidas pela Lei nº 14.300/2022. Inicialmente, foi subtraído do valor investido o montante da economia anual obtida no primeiro ano, resultando em um saldo negativo. Nos anos subsequentes, o valor acumulado do *payback* foi atualizado anualmente, somando-se a economia gerada em cada período. É importante destacar que, nesse cenário, o tempo de retorno foi influenciado tanto pela redução do custo de aquisição do sistema quanto pela incidência parcial do FIO B, que impacta diretamente na tarifa compensável. Com base na equação [23], torna-se evidente que o saldo se tornou positivo em 2026, evidenciando um *payback* de pouco mais de quatro anos.

$$Payback = -\text{Valor Investido} + \text{Economia Anual Obtida} \quad [23]$$

$$Payback 2025 = -R\$ 8.800,00 + R\$ 2.162,58$$

$$Payback 2025 = -R\$ 6.637,42$$

$$Payback 2026 = -R\$ 6.637,42 + R\$ 2.223,69$$

$$Payback 2026 = -R\$ 4.413,73$$

O retorno do investimento ocorreu em 2027, quando o saldo acumulado se tornou positivo, indicando um *payback* de pouco mais de três anos, conforme apresentado na tabela 11.

Tabela 11: Análise do Payback do Sistema Fotovoltaico no Cenário de 2025 (Após o Marco Legal da Geração Distribuída)

ANO	GERAÇÃO MWh/ANO	VALOR TE	VALOR TUSD	TE C/ IMPOSTO	TUSD C/ IMPOSTO	TARIFA COM IMPOSTO	FIO B	%FIO B	TARIFA COMPENSÁVEL INJETADA	ECONOMIA	PAYBACK
2025	2,97792	290,19	339,82	384,2644763	449,9836463	834,2481226	153	45%	679,9012298	R\$ 2.162,58	-RS 6.637,42
2026	2,95409664	307,6014	360,2092	407,3203449	476,982651	884,30301	162,18	60%	696,3683036	R\$ 2.223,69	-RS 4.413,73
2027	2,930463867	326,0575	381,821752	431,7595656	505,601625	937,3611906	171,9108	75%	712,3637818	R\$ 2.285,36	-RS 2.128,37
2028	2,907020156	345,6209	404,7310571	457,6651395	535,9377225	993,602862	182,225448	90%	727,7717916	R\$ 2.347,48	RS 219,11
2029	2,883763995	366,3582	429,0149205	485,1250479	568,0939859	1053,219034	193,1589749	90%	771,438099	R\$ 2.468,42	RS 2.687,54
2030	2,860693883	388,3397	429,0149205	514,2325507	602,179625	1116,412176	204,7485134	90%	817,724385	R\$ 2.595,60	RS 5.283,13
2031	2,837808332	411,6401	482,0411647	545,0865038	638,3104025	1183,396006	217,0334242	90%	866,7878481	R\$ 2.729,32	RS 8.012,45
2032	2,815105865	436,3385	510,9636346	577,791694	676,6092657	1254,400721	230,0554296	90%	918,795119	R\$ 2.869,94	RS 10.882,39
2033	2,792585018	462,5188	541,6214527	612,4591956	717,2055683	1329,664764	243,8587554	90%	973,9228261	R\$ 3.017,79	RS 13.900,18
2034	2,770244338	490,2699	574,1187398	649,2067474	760,2379024	1409,44465	258,4902807	90%	1032,358196	R\$ 3.173,27	RS 17.073,45
2035	2,748082383	519,6861	608,5658642	688,1591522	805,8521765	1494,011329	273,9996976	90%	1094,299687	R\$ 3.336,76	RS 20.410,21
2036	2,726097724	550,8673	645,0798161	729,4487014	854,2033071	1583,652009	290,4396794	90%	1159,957669	R\$ 3.508,67	RS 23.918,88
2037	2,704288942	583,9193	683,7846051	773,2156234	905,4555056	1678,671129	307,8660602	90%	1229,555129	R\$ 3.689,43	RS 27.608,31
2038	2,682654631	618,9545	724,8116814	819,6085609	959,7828359	1779,391397	326,3380238	90%	1303,328437	R\$ 3.879,51	RS 31.487,83
2039	2,661193394	656,0917	768,3003822	868,7850745	1017,369806	1886,154881	345,9183052	90%	1381,528143	R\$ 4.079,39	RS 35.567,21
2040	2,639903847	695,4572	814,3984052	920,912179	1078,411994	1999,324173	366,6734035	90%	1464,419831	R\$ 4.289,56	RS 39.856,77
2041	2,618784616	737,1847	863,2623095	976,1669097	1143,116714	2119,283624	388,6738078	90%	1552,285021	R\$ 4.510,55	RS 44.367,32
2042	2,597834339	781,4157	915,0580481	1034,736924	1211,703717	2246,440641	411,9942362	90%	1645,422122	R\$ 4.742,94	RS 49.110,26
2043	2,577051664	828,3007	969,9615309	1096,82114	1284,40594	2381,22708	436,7138904	90%	1744,14745	R\$ 4.987,29	RS 54.097,56
2044	2,556435251	877,9987	1028,159223	1162,630408	1361,470296	2524,100704	462,9167238	90%	1848,796297	R\$ 5.244,24	RS 59.341,80
2045	2,535989769	930,6786	1089,948776	1232,388233	1443,158514	2675,546747	490,6917272	90%	1959,724075	R\$ 5.514,42	RS 64.856,22
2046	2,515695899	986,5194	1155,239703	1306,331527	1529,748025	2836,079552	520,1332309	90%	2077,307519	R\$ 5.798,53	RS 70.654,74
2047	2,495570332	1045,711	1224,554085	1384,711418	1621,532906	3006,244325	551,3412247	90%	2201,94597	R\$ 6.097,27	RS 76.752,01
2048	2,475605769	1108,453	1298,02723	1467,794103	1718,824881	3186,618984	584,4216982	90%	2334,062728	R\$ 6.411,40	RS 83.163,41
2049	2,455800923	1174,96	1375,90897	1555,861749	1821,954374	3377,816123	619,4870001	90%	2474,106492	R\$ 6.741,71	RS 89.905,12

Fonte: Autoria Própria, 2025.

Mesmo com o avanço da tarifação, observa-se que o sistema continua apresentando viabilidade econômica, principalmente devido à redução esperada no custo dos kits fotovoltaicos, estimada em 5 a 6% ao ano até 2030. Isso poderá equilibrar o aumento das tarifas e manter o retorno dentro de limites aceitáveis para investimentos residenciais.

Em resposta às mudanças regulatórias, alternativas como o *Grid Zero* e o *Off Grid* têm ganhado espaço:

- *Grid Zero*: Impede a exportação de energia à rede, ajustando a geração ao consumo instantâneo. Essa configuração evita a cobrança do Fio B, sendo ideal para consumidores com uso predominantemente diurno. Apresenta custo semelhante ao modelo convencional, com menor dependência de homologação.
- *Off Grid*: Garante independência total da rede elétrica por meio do uso de baterias. Apesar da autonomia, apresenta custos significativamente mais elevados (R\$ 20.000 a R\$ 30.000), sendo indicado para áreas remotas ou sem acesso à rede pública.

O quadro 5 sintetiza as principais características desses três modelos:

Quadro 5: Comparativo entre os modelos de geração fotovoltaica residencial

Sistema	Vantagens	Desvantagens	Custo Estimado	Indicação
Sistema de Compensação (SCEE)	Economia com créditos energéticos, uso da rede como reserva	Tarifação crescente do Fio B, exigência de homologação	R\$ 10.000 a R\$ 15.000	Residências conectadas à rede, especialmente até 2025
Grid Zero	Evita o Fio B, consumo otimizado, homologação simplificada	Risco de desperdício de energia gerada	R\$ 10.000 a R\$ 13.000	Consumo concentrado durante o dia, foco no autoconsumo
Off Grid	Independência total da rede elétrica	Custo elevado, necessidade de baterias e manutenção constante	R\$ 20.000 a R\$ 30.000	Regiões rurais isoladas ou sem acesso confiável à rede

Fonte: Autoria própria, 2025.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir do dimensionamento de um sistema de 2.200 Wp, composto por quatro módulos de 550 W e um microinversor de 1600 W, observou-se que, mesmo com a cobrança progressiva da tarifa de uso da rede elétrica (Fio B), o tempo de retorno do investimento (*payback*) ainda se apresenta atrativo. Para consumidores que conectaram seus sistemas em 2022, o *payback* médio foi estimado entre 5 e 6 anos. Já em 2025, mesmo com a cobrança de 45% da TUSD fio B, o *payback* se reduziu para cerca de 3 a 4 anos, resultado explicado, em parte, pelo aumento acumulado de aproximadamente 12% nas tarifas de energia elétrica entre 2022 e 2025, que elevou tanto a economia proporcionada pelo sistema quanto a tarifa compensável injetada.

Outro fator relevante é a contínua redução no custo dos *kits* fotovoltaicos, que vêm apresentando quedas médias de até 6% ao ano, o que contribui para suavizar os impactos econômicos da nova regulamentação. Assim, mesmo em cenários futuros com maior incidência tarifária, o investimento se mantém atrativo, especialmente quando avaliado sob a perspectiva de longo prazo e vida útil superior a 25 anos dos sistemas fotovoltaicos.

Alternativas ao modelo tradicional de compensação, como os sistemas com tecnologia *Grid Zero* e *Off Grid*, também foram exploradas. O *Grid Zero*, por evitar a injeção de energia na rede, se apresenta como uma solução promissora para consumidores que buscam minimizar a incidência da tarifa do Fio B, especialmente em áreas urbanas com perfil de consumo diurno. Além disso, essa tecnologia contribui para reduzir a sobrecarga nas redes de distribuição, uma preocupação crescente das concessionárias diante do avanço da geração distribuída. Já o sistema *Off Grid*, embora proporcione autonomia energética total, apresenta custo elevado de implantação e manutenção, sendo mais indicado para regiões remotas ou sem acesso à rede elétrica convencional.

Dessa forma, conclui-se que a instalação de sistemas fotovoltaicos residenciais continua sendo uma alternativa financeiramente atrativa, especialmente quando associada a um bom dimensionamento, à análise do perfil de consumo e à escolha adequada da modalidade de geração. Os resultados obtidos neste trabalho reforçam que, mesmo diante da aplicação da Lei nº 14.300/2022 e da progressiva cobrança da TUSD fio B, a geração distribuída permanece como um pilar estratégico na transição energética brasileira, contribuindo não apenas para a

redução de custos com energia elétrica, mas também para a sustentabilidade ambiental e a descentralização da matriz elétrica nacional.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 10 abr. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015. Altera as Resoluções Normativas nº 482/2012 e nº 414/2010.** Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 10 abr. 2025.

BEQUEREL, A. E. **Recherches sur les effets de la radiation chimique de la lumière solaire au moyen des courants électriques. Comptes Rendus de l'Académie des Sciences, 1839.** Apud: KONONENKO, V. **Solar cells and light management: materials, technologies and applications.** London: InTech, 2013.

BRASIL. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nº 5.655/71, nº 8.631/93, nº 9.074/95, e dá outras providências.** Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16 mar. 2004.

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 e dá outras providências.** Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 7 jan. 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/L14300.htm>. Acesso em: 10 abr. 2025.

CENTRO DE REFERÊNCIA PARA ENERGIA SOLAR E EÓLICA SÉRGIO DE SALVO BRITO – CRESESB. **Banco de dados de energia solar do Brasil. Instituto Nacional de Eficiência Energética (INEE), 2024.** Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br>>. Acesso em: 7 maio 2025.

COSTA, F. H.; ALMEIDA, R. S. **Modulação PWM em inversores fotovoltaicos: fundamentos e aplicações.** Revista de Engenharia Elétrica Aplicada, v. 7, n. 2, p. 55-70, 2020.

COSTA, R. A.; MORAIS, F. L. **Otimização do ponto de máxima potência em inversores fotovoltaicos.** Revista Brasileira de Energia Solar, v. 8, n. 2, p. 45-60, 2019.

COSTA, R.; ALMEIDA, J. **Energia solar e sustentabilidade: aplicações das células fotovoltaicas**. São Paulo: Editora Técnica, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília: EPE, 2022.

FERREIRA, L. C.; MENDONÇA, P. R. **Técnicas de comutação em inversores fotovoltaicos: uma abordagem comparativa**. Canais do Congresso Brasileiro de Eletrônica de Potência, p. 89-104, 2022.

FERREIRA, L. M.; SOUZA, P. R. **Inversores fotovoltaicos on-grid e off-grid: características e aplicações**. Canais do Congresso Nacional de Energias Renováveis, p. 120-135, 2022.

GETIRANA, A.; LIBONATI, R.; CATALDI, M. **Brazil is in water crisis - it needs a drought plan, 2021**. Disponível em: <<https://www.nature.com/articles/d41586-021-03625-w>>. Acesso em: 22 nov. 2023.

GREEN, M. A. et al. **Solar cell efficiency tables (version 50)**. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, v. 25, n. 7, p. 668–676, 2017.

LINO, Miguel. **O que significa Fast Track na energia solar? Sua aplicação prática em projetos fotovoltaicos!** [S. l.]: [s. n.], [2022?].

MARTINS, A. G.; PEREIRA, C. R.; SOUZA, D. M. **Inteligência artificial aplicada à otimização de inversores fotovoltaicos**. Revista Brasileira de Tecnologias Sustentáveis, v. 11, n. 1, p. 32-48, 2023.

MARTINS, L. **Fundamentos da conversão fotovoltaica de energia**. Rio de Janeiro: Elsevier, 2016.

MENDES, G. H.; ALMEIDA, C. F.; PEREIRA, J. S. **Novas tecnologias em inversores fotovoltaicos: eficiência e aplicações**. Revista de Engenharia Elétrica e Sustentabilidade, v. 12, n. 1, p. 25-40, 2023.

NIEWELT, T. et al. **Reassessment of the intrinsic bulk recombination in crystalline silicon**. Solar Energy Materials and Solar Cells, v. 235, 111467, 2022.

OLIVEIRA, A. F.; SOUZA, P. R.; LIMA, T. S. **Células solares tandem: avanços e desafios tecnológicos**. Revista de Energias Renováveis, v. 15, n. 3, p. 45-60, 2021.

OLIVEIRA, T. et al. **Materiais semicondutores e suas aplicações em dispositivos fotovoltaicos**. Porto Alegre: Editora Científica, 2020.

OLIVEIRA, T. R.; SILVA, M. H.; CAMPOS, J. P. **Classificação e funcionamento dos inversores fotovoltaicos**. Caderno de Pesquisas em Energia Solar, v. 5, n. 3, p. 10-30, 2020.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

REIS, L. B. **Geração de energia elétrica**. 3. ed. Barueri: Manole, 2017.

SANTOS, A. P.; LIMA, D. R. **Conversão de energia solar: princípios e aplicações dos inversores fotovoltaicos**. São Paulo: Editora Técnica Solar, 2021.

SANTOS, M. A.; ALMEIDA, J. R. **Análise financeira de sistemas fotovoltaicos: estudo de caso em uma residência no Brasil**. Revista Brasileira de Energia, v. 26, n. 2, p. 45-60, 2020.

SILVA, J. A.; MORAIS, T. P.; OLIVEIRA, H. R. **Modulação vetorial aplicada a inversores fotovoltaicos**. Caderno Técnico de Energias Renováveis, v. 6, n. 4, p. 20-37, 2019.

SILVA, L. F.; MENDES, J. R.; OLIVEIRA, M. R. **Impactos econômicos da Lei nº 14.300/2022 sobre sistemas fotovoltaicos residenciais no Brasil**. Revista de Energia Renovável, v. 12, n. 1, p. 45-60, 2023.

SILVA, M.; PEREIRA, A. **Energia solar: princípios e aplicações práticas**. Belo Horizonte: UFMG, 2018.

SOLFÁCIL. **Como funciona o efeito fotovoltaico**. Blog Solfácil, 2024. Disponível em: <<https://www.solfacil.com.br/blog/efeito-fotovoltaico>>. Acesso em: 13 mar. 2025.

SOUZA, C. **Sistemas fotovoltaicos: instalação e manutenção**. Curitiba: Editora Universitária, 2019.

SOUZA, João Paulo. **Grid Zero: como funciona, suas aplicações e homologação na distribuidora de energia elétrica**. Ecori Energia Solar, 2022. Acesso em: 24 mar. 2025.

SOUZA, M. A.; LIMA, E. P. **Conversão de energia solar e controle de inversores fotovoltaicos**. São Paulo: Editora Técnica Solar, 2021.

ANEXO A – Datasheet módulo BEDIN SOLAR BS550M-144

Datasheet módulo BEDIN SOLAR BS550M-144

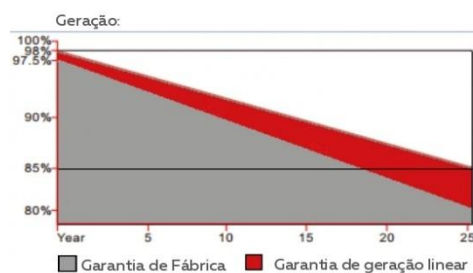
ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

Performance Elétrica		
Tipo: BS550M-144	STC (1000W/m ²)	
Potência Máx. (Wp)	550W	414W
Tensão de Curto-circuito (Voc)	49.95V	46.50V
Corrente de Curto-circuito (Isc)	14.05A	11.17A
Tensão em Potência Máxima (Vmp)	41.97V	39.31V
Corrente em Potência Máxima (Imp)	13.11A	10.53A
Eficiência	21.10%	
Fusível máximo em série	25A	
Tolerância de potência	0~+5%	
Diodos Bypass	3	
Tensão Máx. do sistema	1500V	
Coeficiente de temp. Isc	+0.046%/°C	
Coeficiente de temp. Voc	-0.276%/°C	
Coeficiente de temp. Pmpp	-0.350%/°C	
Capacidade de Carga (Vidro)	5400Pa (IEC61215)(Neve)	
Capacidade de carga (Frente/Traseira)	2400Pa (IEC61215)(Vento)	
Certificados do produto	IEC60891, IEC61215, IEC61730, INMETRO: 008006/2021	

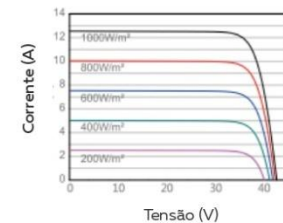
* **STC** (Standard Test Condition) Condição Padrão de Teste 1000W/m² e 25°C

* **NOCT** (Nominal Operating Cell Temperature) Temperatura nominal da célula operacional. Irradiação 800 W/m², AM 1.5, temperatura ambiente 20°C, velocidade do vento 1 m/s

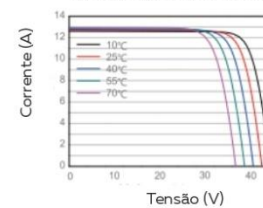
Característica mecânica	
Cobertura frontal (Material / Espessura)	Vidro temperado com baixo teor de ferro / 3.2mm
Proteção traseira	TPT branco
Célula (Quantidade / Dimensões)	144 células (6*24)
Estrutura (Material / Cor)	Liga de alumínio anodizado / Prata
Caixa de junção (Grau de proteção)	IP68
Cabos e Conectores	2x300mm / 4mm ² & MC4 compatível
Dimensões	2279x1133x35mm
Peso	28.50kg
Classe de aplicação	Classe A
Classe de proteção elétrica	Classe II
Proteção contra chamas	Classe C



CURVA DE CORRENTE-TENSÃO:



Característica do módulo em temperatura constante (25°C) e diferentes níveis de irradiação



Característica do módulo em diferentes temperaturas dos módulos e nível de irradiação constante (1000W/m²)

Power Voltage Curve MSD540P

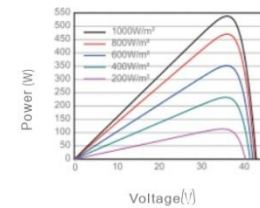
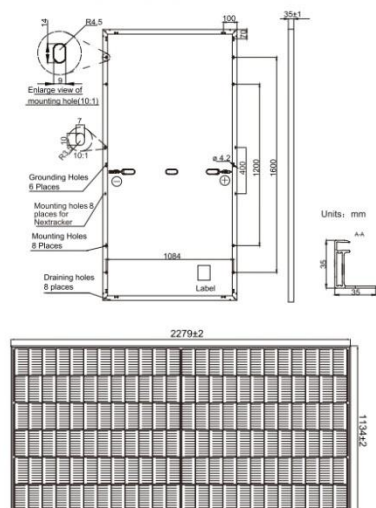


DIAGRAMA DO MÓDULO:



ANEXO B – Datasheet Microinversor Deye SUN-M160G4-EU-Q0

Datasheet Microinversor Deye SUN-M160G4-EU-Q0

Technical Data

www.deyeinverter.com

Model	SUN-M130G4 -EU-Q0	SUN-M160G4 -EU-Q0	SUN-M180G4 -EU-Q0	SUN-M200G4 -EU-Q0	SUN-M220G4 -EU-Q0	SUN-M225G4 -EU-Q0
PV String Input Data						
Max. PV Input Power (W)	210-460 (4 Pieces)	210-560 (4 Pieces)	210-630 (4 Pieces)	210-700 (4 Pieces)	210-770 (4 Pieces)	210-790 (4 Pieces)
Max. PV Input Voltage (V)	60					
Start-up Voltage (V)	20					
MPPT Voltage Range (V)	25-55					
Rated PV Input Voltage (V)	42.5					
Max. Operating PV Input Current (A)	18+18+18+18					
Max. Input Short Circuit Current (A)	27+27+27+27					
No. of MPPT Trackers/ No. of Strings per MPPT Trackers	4/1					
AC Output Side						
Rated AC Output Active Power (W)	1300	1600	1800	2000	2200	2250
Max. AC Output Apparent Power (VA)	1300	1600	1800	2000	2200	2250
Rated AC Output Current (A)	6/5.7	7.3/7	8.2/7.9	9.1/8.7	10/9.6	10.3/9.8
Max. AC Output Current (A)	6/5.7	7.3/7	8.2/7.9	9.1/8.7	10/9.6	10.3/9.8
Rated Output Voltage/Range (V)	220/230 0.85Un-1.1Un					
Grid Connection Form	L/N/PE					
Rated Output Grid Frequency/Range(Hz)	50/45-55, 60/55-65					
Max. Unit per Branch	5	4	3	3	3	3
Power Factor Adjustment Range	0.8 leading to 0.8 lagging					
Total Current Harmonic Distortion THDi	<3%					
DC Injection Current	<0.5In					
Efficiency						
Max. Efficiency	96.5%					
Euro Efficiency	96.0%					
MPPT Efficiency	>99%					
Equipment Protection						
DC Polarity Reverse Connection Protection	Yes					
AC Output Overcurrent Protection	Yes					
AC Output Overvoltage Protection	Yes					
AC Output Short Circuit Protection	Yes					
Thermal Protection	Yes					
DC Terminal Insulation Impedance Monitoring	Yes					
Power Network Monitoring	Yes					
Island Protection Monitoring	Yes					
Earth Fault Detection	Yes					
Overvoltage Load Drop Protection	Yes					
Interface						
Communication Interface	WiFi					
General Data						
Operating Temperature Range (°C)	-40 to +65°C, >45°C Derating					
Permissible Ambient Humidity	0-100%					
Permissible Altitude (m)	2000m					
Noise (dB)	≤25 dB(A)					
Ingress Protection(IP) Rating	IP 67					
Inverter Topology	Isolated					
Over Voltage Category	OVC II(DC), OVC III(AC)					
Cabinet Size (WxHxD mm)	311×250.5×36.5 (Excluding Connectors and Brackets)					
Weight (kg)	5.1					
Warranty	10 Years					
Type of Cooling	Natural Cooling					
Grid Regulation	IEC 61727, IEC 62116, CEI 0-21, EN 50549, NRS 097, RD 140, UNE 217002, OVE-Richtlinie R25, G99, VDE-AR-N 4105					
Safety EMC/Standard	IEC/EN 61000-6-1/2/3/4, IEC/EN 62109-1, IEC/EN 62109-2					

*Note: 15 Years Warranty (Only Installed in Germany and Austria)



Ningbo Deye Inverter Technology Co., Ltd.

Add: No. 26 South YongJiang Road, Daqi, Beilun, NingBo, Zhejiang, China. | Tel: 0086-0574-86120560 | E-mail: market@deye.com.cn