



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

WESLEY SILVESTRE FERREIRA

**DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE:
ESTUDO DE CASO APÓS TRÊS ANOS DE INSTALAÇÃO**

FORTALEZA

2025

WESLEY SILVESTRE FERREIRA

DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE: ESTUDO DE
CASO APÓS TRÊS ANOS DE INSTALAÇÃO

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

Orientadora: Prof^a. Dra. Amanda Pereira
Monteiro

FORTALEZA

2025

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

F444d Ferreira, Wesley Silvestre.

Desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede : estudo de caso após três anos de instalação / Wesley Silvestre Ferreira. – 2025.

75 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia de Energias Renováveis, Fortaleza, 2025.

Orientação: Profa. Dra. Amanda Pereira Monteiro.

1. Sistema fotovoltaico. 2. Índices de mérito. 3. Geração de energia. 4. PVsyst. 5. Perdas nos sistemas fotovoltaicos. I. Título.

CDD 621.042

WESLEY SILVESTRE FERREIRA

DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE: ESTUDO DE
CASO APÓS TRÊS ANOS DE INSTALAÇÃO

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

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof^a. Dra. Amanda Pereira Monteiro (Orientadora)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof^a. Dra. Nayara Ingrid Lisboa Santos
Schlumberger (SLB)

Prof^a. Dra. Bruna Seibel Gehrke
Universidade Federal da Paraíba (UFPB)

À minha família, por acreditar e investir no meu potênciam. Em especial, a minha avó, por seu cuidado e dedicação foram que essenciais para a jornada. Mãe e tias, por todo apoio nessa caminhada.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, gostaria de expressar minha profunda gratidão à minha família, pelo incentivo e pela força que me deram para persistir em meus sonhos.

À minha universidade, aos momentos incríveis e as amizades que formei e levarei para a vida, pelos professores que me inspiraram, pelos projetos transformadores e pelas oportunidades que moldaram minha trajetória acadêmica e pessoal.

Um agradecimento especial à Profª. Dra. Amanda Pereira Monteiro, cuja orientação excepcional, paciência e apoio foram fundamentais para a realização deste trabalho. Sua dedicação e conhecimento foram essenciais.

Aos meus amigos – tanto os que conheci na universidade quanto os do tempo do colégio –, agradeço por todo o apoio, risadas compartilhadas e as palavras de incentivo.

Por fim, aos meus colegas de trabalho, agradeço por cada aprendizado, colaboração e pelo ambiente acolhedor.

Esta conquista não é apenas minha, mas de todos que caminharam ao meu lado.

“O sertanejo é, antes de tudo, um forte.”

(Euclides da Cunha)

RESUMO

Nos últimos anos, há uma crescente busca no mundo por novas fontes de energia que sejam renováveis. Um exemplo é a energia solar fotovoltaica, que transforma os raios do sol em eletricidade. Entretanto, ao se tratar de um sistema real em funcionamento, observa-se a presença de perdas de eficiência inerentes ao processo. Este trabalho tem como objetivo avaliar o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR), após três anos de instalação no município de Solonópole, Ceará. Esse sistema tem potência de 7,04 kWp, composto por 16 módulos fotovoltaicos e 4 microinversores. A metodologia adotada consistiu na realização de um estudo de caso, por meio da análise de dados reais de geração obtidos na plataforma S-miles, combinada à simulação no software PVsyst, com o intuito de permitir a comparação com sistemas reais e realizar a verificação das perdas. Os dados de irradiação solar obtidos no banco do Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito (CRESESB) foram utilizados para o cálculo dos índices de mérito, como produtividade final (YF), fator de capacidade (FC) e desempenho global (PR) para avaliar a performance do sistema ao longo dos anos. Os resultados demonstraram que o SFCR manteve níveis satisfatórios de eficiência. A média anual dos índices de desempenho global e fator de capacidade permaneceu dentro dos parâmetros aceitáveis para a tecnologia utilizada. As comparações entre os dados reais de produção e os valores de geração da simulação do PVsyst indicaram boa aderência, embora 2024 tenha apresentado o maior erro de 13,42% em comparação com os demais anos. Diante desse caso, percebe-se a importância do monitoramento e da manutenção para maximizar a produção e o rendimento dos sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico. Índices de mérito. Geração de Energia. PVsyst. Perdas nos sistemas fotovoltaicos.

ABSTRACT

In recent years, the global demand for renewable energy sources has grown steadily. Among the available technologies, photovoltaic solar energy stands out for its ability to generate electricity from sunlight. This study evaluates the long-term performance of a grid-connected photovoltaic system (GCPV) after three years of operation in the municipality of Solonópole, Ceará, Brazil. The installation has a rated capacity of 7.04 kWp and consists of 16 solar modules and 4 microinverters. A case study methodology was employed, combining real production data collected through the S-miles monitoring platform with simulation results obtained from the PVsyst software. Solar irradiance data from the CRESESB database were used to calculate performance indicators, including final yield (YF), capacity factor (CF), and performance ratio (PR), in order to assess the system's behavior over time. The analysis showed that the system maintained satisfactory performance levels, with annual averages of performance ratio and capacity factor consistent with expected values for the technology. The comparison between actual production data and PVsyst simulation estimates showed a strong overall agreement, although the year 2024 registered the highest deviation, with an error of 13.42% compared to the other years. The findings highlight the importance of consistent maintenance and active monitoring to ensure the long-term efficiency of photovoltaic systems.

Keywords: Photovoltaic system. Performance metrics. Energy generation. PVsyst. Losses in photovoltaic systems.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Distribuição das fontes de energia na matriz elétrica do mundo.	17
Figura 2 – Composição das fontes na matriz elétrica brasileira.	17
Figura 3 – As componentes da radiação solar.	21
Figura 4 – Diagrama de um sistema fotovoltaico <i>off-grid</i>	23
Figura 5 – Diagrama de um sistema fotovoltaico <i>on-grid</i>	23
Figura 6 – Diagrama de um sistema híbrido.	24
Figura 7 – Componentes do módulo fotovoltaico.	25
Figura 8 – Camadas dos tipos N e P.	25
Figura 9 – Inversor e microinversor.	26
Figura 10 – Equipamentos para estruturas de fixação.	28
Figura 11 – <i>String box CC</i>	28
Figura 12 – Sujidade nos módulos.	32
Figura 13 – Sombreamento nos painéis.	33
Figura 14 – Módulo fotovoltaico com diodo de bypass.	34
Figura 15 – A influência da temperatura na tensão e corrente.	34
Figura 16 – Degradação por delaminação.	36
Figura 17 – Um sistema com módulo quebrado.	37
Figura 18 – Localização geográfica do sistema fotovoltaico em Solonópole-CE.	41
Figura 19 – Sistema fotovoltaico instalado.	42
Figura 20 – Uma visão geral do sistema na plataforma S-miles.	43
Figura 21 – Os painéis na plataforma S-miles.	43
Figura 22 – Geração diária.	44
Figura 23 – Produção de 2022 da plataforma.	44
Figura 24 – Produção de 2023 da plataforma.	45
Figura 25 – Produção de 2024 da plataforma.	45
Figura 26 – Coordenadas geográficas do CRESESB.	45
Figura 27 – Irradiação solar diária mensal do local.	46
Figura 28 – Dados do dimensionamento do PVsyst.	47
Figura 29 – Local do SFRC simulado 3D.	48
Figura 30 – Execução do sistema no PVsyst.	48
Figura 31 – Resultado da simulação no PVsyst.	49

Figura 32 – Resumo do projeto gerado pelo PVsyst.	50
Figura 33 – Dados gerado pelo PVsyst.	50
Figura 34 – Produção do sistema plataforma PVsyst e perdas.	51
Figura 35 – Distribuição das perdas no sistema simulado pelo PVsyst.	52
Figura 36 – Gráfico da produção de 2022 a 2024.	56
Figura 37 – Gráfico de produção entre sistema real e o simulado pelo PVsyst.	57
Figura 38 – Irradiação solar de Solonópole.	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Comparativo entre inversor <i>string</i> e microinversor.	27
Tabela 2 – Perdas em sistemas fotovoltaicos	31
Tabela 3 – Especificações técnicas do módulo	41
Tabela 4 – Características do microinversor.	41
Tabela 5 – Produção mensal de energia (kWh) por ano (2022-2024).	55
Tabela 6 – Produção Anual (2022-2024)	56
Tabela 7 – Produção mensal do sistema fotovoltaico real e simulado (kWh).	57
Tabela 8 – Comparativo entre os dados simulados no PVsyst e os dados reais de 2022 . .	58
Tabela 9 – Comparativo entre dados simulados no PVsyst e dados reais de 2023	58
Tabela 10 – Comparativo entre dados simulados no PVsyst e dados reais de 2024	59
Tabela 11 – Irradiação Solar Mensal (kWh/m ² .mês) de 2022 a 2024	60
Tabela 12 – Produtividade Final (kWh/kWp)	61
Tabela 13 – Desempenho Global (%)	61
Tabela 14 – Fator de Capacidade (%)	62

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CEC	<i>California Energy Commission</i>
CNPJ	Cadastro de Pessoa Jurídica
CPF	Cadastro de Pessoa Física
CRESESB	Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito
DTU	Data Transfer Units
EVA	Acetato de Etil Vinila
FC	Fator de Capacidade
GD	Geração Distribuída
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
MIGDI	Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
MPPT	Rastreamento do Ponto de Máxima Potência
PERC	<i>Passivated Emitter and Rear Cell</i>
PR	Desempenho Global
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIGFI	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente
STC	Condições Padrão de Teste
Tedlar	Fluoreto de Polivinila
UC	Unidade Consumidora
UV	Raios Ultravioleta
YF	Produtividade Final

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Ampere
C	Celsius
G_{cs}	Constante solar
kWh	Quilowatts-hora
kWp	Quilowatts-pico
m	Metro
mm	milímetro
t	Tempo
V	Tensão
W	Watt
$^\circ$	Grau
$\%$	Porcentagem

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	16
1.1	Revisão Bibliográfica	16
1.2	Objetivos	18
1.2.1	<i>Geral</i>	18
1.2.2	<i>Específicos</i>	18
1.3	Contribuições do Trabalho	19
1.4	Organização do Trabalho	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
2.1	Radiação Solar	21
2.2	Energia Solar	22
2.2.1	<i>Energia Solar Fotovoltaica</i>	22
2.3	Sistemas Fotovoltaicos	22
2.4	Componentes do sistema fotovoltaico	24
2.4.1	<i>Módulos fotovoltaicos</i>	24
2.4.2	<i>Inversores</i>	26
2.4.3	<i>Estrutura de Fixação</i>	27
2.4.4	<i>String-box CC</i>	28
2.5	Geração Distribuída (GD)	29
2.6	Eficiência Energética	30
2.7	Análise das Perdas em Sistemas Fotovoltaicos	30
2.7.1	<i>Perda por inclinação</i>	31
2.7.2	<i>Perda por sujeira ou sujidade</i>	32
2.7.3	<i>Perda por sombreamento</i>	33
2.7.4	<i>Perda por temperatura</i>	34
2.7.5	<i>Perda por Descasamento de Módulos ou Mismatch</i>	35
2.7.6	<i>Perda por Degradação de Painéis</i>	36
2.7.7	<i>Perda no inversor</i>	37
2.7.8	<i>LID – Light-Induced Degradation</i>	38
2.7.9	<i>PID - Potential Induced Degradation</i>	38
2.7.10	<i>LeTID - Light and Elevated Temperature Induced Degradation</i>	39

2.8	Manutenção nos Sistemas Fotovoltaicos	39
3	METODOLOGIA	40
3.1	Descrição do SFCR	40
3.2	Hoymiles	42
3.3	Dados meteorológicos	45
3.4	Dimensionamento do PVSYST	46
3.5	Índices de mérito	52
3.5.1	<i>Produtividade final</i>	53
3.5.2	<i>Desempenho Global</i>	53
3.5.3	<i>Fator de Capacidade (FC)</i>	54
4	RESULTADOS	55
4.1	Dados da plataforma do cliente	55
4.2	Análise comparativa: dados reais do sistema e simulação PVsyst	56
4.3	Avaliação dos índices de desempenho	59
5	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	64
	REFERÊNCIAS	66
	ANEXOS	70
	ANEXO A – Datasheet do Módulo Fotovoltaico	71
	ANEXO B – Datasheet do Microinversor	74

1 INTRODUÇÃO

1.1 Revisão Bibliográfica

Tem-se observado, nos últimos anos, um aumento na demanda por energia elétrica produzida de forma renovável e sustentável. Isso se deve à necessidade de reduzir o uso de fontes não renováveis, como os combustíveis fósseis, utilizados na geração de eletricidade (VILLALVA, 2015).

O avanço das tecnologias tornou possível aproveitar os recursos naturais disponíveis, por exemplo, a água e o Sol, para a geração de energia elétrica. A força da água é utilizada para a geração de energia pelas usinas hidrelétricas, enquanto as radiações vindas do Sol podem ser convertidas em eletricidade por meio de um sistema fotovoltaico (SFV). Além desses, outros recursos, como o vento e a biomassa, também têm sido aproveitados como fontes sustentáveis.

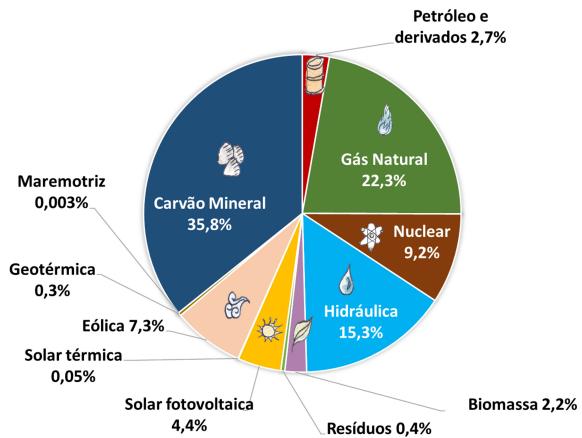
Há duas matrizes importantes para a demanda de energia: a matriz energética e a matriz elétrica. Segundo Neto *et al.* (2019), a matriz energética corresponde ao panorama da distribuição e utilização das várias fontes de energia em um país, região ou no mundo. Trata-se de um conjunto de recursos energéticos que abastecem setores distintos da sociedade usados para movimentar os veículos, preparar os alimentos e gerar eletricidade. Essa matriz reflete o aproveitamento dos recursos, sejam eles renováveis ou não renováveis, e é um indicador importante para avaliar a sustentabilidade e a segurança dessa fonte energética em uma determinada localidade (TAVARES, 2023).

A matriz energética considera todas as formas de uso das fontes de energia em uma sociedade, nos setores de transporte, industrial e residencial. A matriz elétrica refere-se apenas às fontes com intuito de geração de energia elétrica. Assim, enquanto a matriz energética tende a oferecer uma visão abrangente do consumo energético total de um país, a matriz elétrica foca somente na produção de eletricidade (LIMA; GONÇALVES, 2016).

Observa-se que a maior parte da energia elétrica gerada no mundo ainda é proveniente de fontes não renováveis. Isso evidencia a predominância de combustíveis fósseis, como petróleo, carvão mineral e gás natural, na matriz energética mundial, mesmo com os avanços e os incentivos para a expansão das fontes renováveis. Conforme ilustrado na Figura 1.

No contexto brasileiro, conforme dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), apresentados na Figura 2, observa-se que a matriz elétrica nacional é majoritariamente composta por fontes renováveis, que representam cerca de 90% da geração de

Figura 1 – Distribuição das fontes de energia na matriz elétrica do mundo.



Fonte: EPE (2025).

eleticidade. Dentre essas fontes, a energia hidrelétrica se destaca com a maior parte, correspondendo a 44,5% da matriz. Em seguida, vêm a energia solar com 22,2%, depois a energia eólica com 13,4%, sobressaindo as fontes não sustentáveis na geração elétrica no Brasil.

Figura 2 – Composição das fontes na matriz elétrica brasileira.



Fonte: ABSOLAR (2025).

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) instituiu a Resolução Normativa nº 482/2012, permitiu que os consumidores brasileiros pudessem gerar sua própria energia elétrica por meio de fontes renováveis ou cogeração qualificada. Além disso, essa regulamentação possibilita que o excedente da energia produzida seja injetado na rede de distribuição, assim gerando créditos que podem ser utilizados para abater o consumo da energia fornecida pela concessionária. Esse modelo é conhecido como sistema de compensação de

energia elétrica, promovendo maior autonomia energética e redução nos custos da fatura de energia para os consumidores (ANEEL, 2012).

Este trabalho tem como foco analisar a performance da instalação fotovoltaica conectada à rede. Para isso, foram utilizados os dados de produção real da plataforma de monitoramento e os resultados de uma simulação no PVsyst, para fins de comparação entre os dados coletados da plataforma e os parâmetros de mérito, como a produtividade final, desempenho global e fator de capacidade.

Nas instalações fotovoltaicas, podem ocorrer diversos tipos de perdas. Alguns dos fatores responsáveis por essas perdas são: sombreamento, sujidade, temperatura elevada, degradação dos módulos e incompatibilidade entre componentes (TONOLO et al., 2019). Essas perdas impactam na performance do SFV, reduzindo a sua eficiência.

A eficiência de uma placa solar pode ser obtida através dos testes padrões, realizados em específicas condições de laboratório, conhecidas como condições padrão de teste (STC), utilizados para encontrar valores teóricos. Existem diversos modelos de módulos fotovoltaicos baseados em células de silício cristalino, que se dividem em duas categorias: monocristalinas e policristalinas. Além desses, também existem as células com *Passivated Emitter and Rear Cell* (PERC), os painéis *Half-Cell* e os módulos bifaciais. Além disso, a eficiência do sistema varia dependendo de alguns fatores, como a irradiância, temperatura, posicionamento em direção ao sol, inclinação dos módulos, sombreamento e acúmulo de sujeira (ALVES et al., 2018).

1.2 Objetivos

1.2.1 Geral

O objetivo principal deste trabalho é analisar o desempenho de um sistema fotovoltaico conectado à rede após três anos de operação. Para isso, serão utilizados dados reais de geração ao longo do período, os quais serão comparados com os resultados de uma simulação realizada no software PVsyst, visando avaliar o comportamento dos principais índices de desempenho do sistema.

1.2.2 Específicos

- Caracterizar o sistema fotovoltaico analisado, incluindo sua configuração, localização e especificações operacionais.

- Analisar os dados reais de produção de energia ao longo dos três anos de operação.
- Dimensionar o sistema fotovoltaico no software PVsyst.
- Comparar os resultados operacionais simulados no software PVsyst e os dados reais da plataforma S-miles.
- Avaliar os principais índices de desempenho, como produtividade final (YF), fator de capacidade (FC) e desempenho global (PR).
- Identificar o principal fator responsável pela perda do sistema.

1.3 Contribuições do Trabalho

Este trabalho traz contribuição para a área de energia solar fotovoltaica ao demonstrar uma análise de um sistema real e a performance de um sistema fotovoltaico conectado à rede após três anos de instalação em Solonópole-CE. As principais contribuições, são:

- Coleta de dados reais da plataforma S-miles, fornecendo um panorama das variações de eficiência e das perdas no decorrer do tempo;
- A comparação entre dados reais de geração com os dados simulados no software PVsyst, a fim de avaliar o desempenho do sistema, usando o erro percentual como indicador de percepção de perdas ou anomalias em um SFV;
- A análise de indicadores como produtividade final, desempenho global e fator de capacidade no decorrer desses três anos, a partir do cálculo desses parâmetros para verificação da eficiência e estabilidade do sistema;
- Identificação de falhas que podem acontecer no sistema afetando a performance. Logo, apresentou a necessidade de monitoramento rotineiro e manutenção preventiva, como limpeza nos módulos;

Este estudo contribui para a literatura da área de energia solar e serve de base para pesquisadores que buscam otimizar sistemas fotovoltaicos.

1.4 Organização do Trabalho

Capítulo 1 – Introdução: contextualização, o objetivo geral e os específicos e as contribuições do trabalho;

Capítulo 2 – Fundamentação Teórica: conceitos de radiação solar, conceitos sobre energia solar e fotovoltaica, os fatores de perdas em sistemas fotovoltaicos, legislação da ANEEL

e manutenção do sistema;

Capítulo 3 – Metodologia: estudo de caso com coleta de dados da plataforma S-miles, simulação do software PVsyst, comparação do sistema de microgeração relacionado à produção e captação dos dados da irradiação pelo site da CRESESB, apresentando os índices de mérito que permitem avaliar o rendimento do sistema e os cálculos dos índices;

Capítulo 4 – Resultados: serão apresentados os resultados da geração real, com a produção do programa PVsyst, comparação através do erro percentual e os resultados dos cálculos das figuras de desempenho;

Capítulo 5 – Conclusão: considerações finais, análise dos objetivos atingidos, potenciais contribuições desta pesquisa e sugestões de estudos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

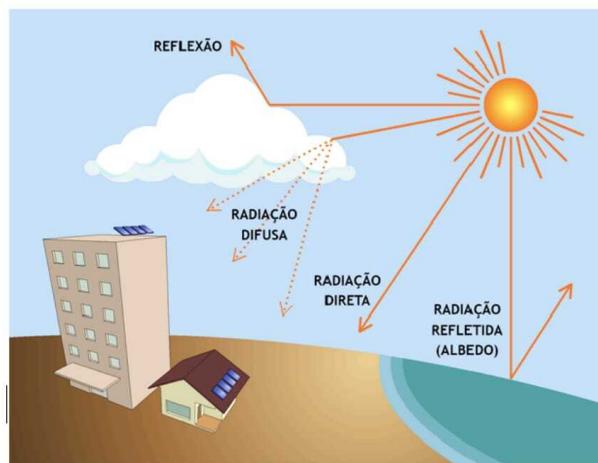
2.1 Radiação Solar

O sol transmite energia para a Terra por meio da radiação eletromagnética oriunda das reações de fusão nuclear que acontecem nos átomos de hidrogênio, assim formando o gás hélio. Além disso, a taxa energética emitida pelo Sol é aproximadamente constante por bilhões de anos, com uma potência na ordem de $3,86 \times 10^{26}$ W. Contudo, ao atravessar a atmosfera terrestre, apenas uma pequena fração dessa energia atinge a superfície (PEREIRA *et al.*, 2017).

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a irradiância é uma potência solar ou uma intensidade de radiação, no instante em que atinge uma certa área na superfície terrestre, cuja unidade é W/m^2 . A distância entre o Sol e a Terra, juntamente com a posição relativa deles no decorrer do ano, influencia no seu valor. A intensidade média corresponde ao valor de $1367 W/m^2$, que é denominada de constante solar (G_{cs}).

A irradiância média percorre até a superfície da terra, se ao meio-dia e estiver sem nuvens, é próxima de $1000 W/m^2$, sendo este valor usado como parâmetro para o dimensionamento de SFV (FUSANO, 2013). A radiação solar possui três componentes: direta, difusa e albedo, como mostrado na Figura 3.

Figura 3 – As componentes da radiação solar.



Fonte: Viana (2010).

A componente direta é a radiação que chega sem sofrer nenhum desvio e gera sombras nítidas. Já a difusa é a irradiação que sofreu algum desvio por causa do espalhamento pelo ar, vapor d'água e poeira. O albedo é o resultado da radiação refletida nas superfícies no entorno (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2 Energia Solar

A energia solar é recebida por meio da radiação do Sol transformada em eletricidade por meio de materiais semicondutores. Esse processo é conhecido como efeito fotovoltaico, descoberto pelo físico francês Edmond Becquerel, em 1839 (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.1 Energia Solar Fotovoltaica

De acordo com Villalva (2015) a energia solar fotovoltaica faz a conversão dos raios solares em energia elétrica através dos módulos fotovoltaicos. A energia solar fotovoltaica gera eletricidade por meio da diferença de potencial criada nas extremidades de um material semicondutor, resultado da absorção da radiação solar (ARAÚJO *et al.*, 2016).

A geração de eletricidade mediante a luz se dá por meio da utilização de células fotosensíveis denominadas células solares, que, ao serem reunidas, formam os módulos fotovoltaicos (SOUZA, 2018).

2.3 Sistemas Fotovoltaicos

Há três tipos principais de sistemas fotovoltaicos: sistema fotovoltaico isolado (SFI) considerado como *off-grid*, em SFCR, conhecido como *on grid* ou *grid-tie* e os sistemas híbridos.

De acordo com Fusano (2013), os sistemas fotovoltaicos isolados, que também podem ser chamados de autônomos, a princípio são instalados em locais com difícil acesso à rede da concessionária daquela região.

Esse sistema é formado por placas, um inversor, os dispositivos de proteção, um controlador de carga e as baterias. No sistema *off-grid*, que pode ser observado na Figura 4, a energia produzida é armazenada nas baterias, com o objetivo de ser usada quando não houver incidência de raios solares ou no período noturno (REBOUÇAS, 2019).

Já o sistema fotovoltaico *on-grid*, ou seja, conectado à rede elétrica, coopera com a concessionária para geração de energia para residência. Pela manhã, são utilizados os painéis, já à noite, a distribuidora de energia fornece eletricidade para a residência.

Esse sistema não tem necessidade de um banco de baterias, fazendo com que tenha viabilidade para o consumidor, além de contribuir com a diminuição de gastos nas faturas da concessionária, tendo em vista os subsídios que são impostos na Resolução Normativa ANEEL nº687/2015 (PEREIRA; OLIVEIRA, 2013).

Figura 4 – Diagrama de um sistema fotovoltaico *off-grid*.



Fonte: NeoSolar (2025b).

Conforme Siqueira (2013), o sistema *on-grid* é formado pelos equipamentos como módulos fotovoltaicos, inversores, cabos de proteção, estruturas para a fixação das placas e das proteções elétricas, conforme ilustrado na Figura 5.

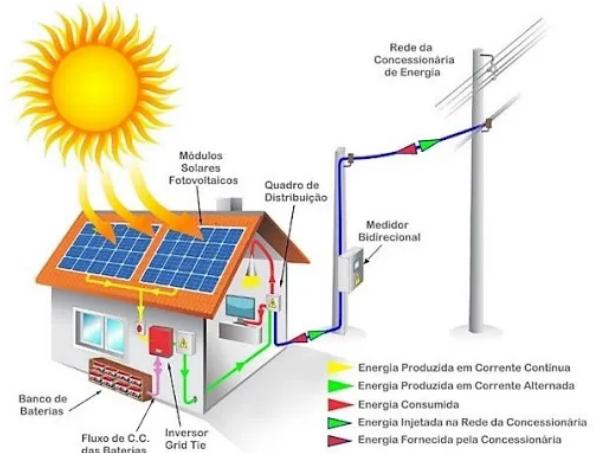
Figura 5 – Diagrama de um sistema fotovoltaico *on-grid*.



Fonte: NeoSolar (2025b).

O sistema híbrido combina as duas principais formas de operação dos sistemas fotovoltaicos: a conexão à rede elétrica (*on-grid*) e o armazenamento de energia (*off-grid*), como demonstrado na Figura 6. Essa integração procura reunir o que há de melhor em cada tecnologia. Por estar conectado à rede da concessionária e, ao mesmo tempo, com as baterias para armazenamento da energia gerada, ele assegura que o fornecimento de energia seja contínuo, inclusive em casos de blecaute ou interrupções por causa de algum serviço que a concessionária esteja operando na região (LEAL, 2022).

Figura 6 – Diagrama de um sistema híbrido.



Fonte: Oca Energia (2025).

2.4 Componentes do sistema fotovoltaico

2.4.1 Módulos fotovoltaicos

Os painéis fotovoltaicos têm a função de converter a energia solar em energia elétrica em corrente contínua (CC). Sua estrutura é composta por células fotovoltaicas conectadas em série, encapsuladas entre duas camadas de acetato de Etil Vinila (EVA), apoiadas sobre uma base e protegidas por uma cobertura de vidro ou por um filme de Fluoreto de Polivinila (Tedlar) (NETO *et al.*, 2019). De acordo com a Ferreira (2023), as principais partes contidas nos módulos fotovoltaicos, são:

1. Célula Fotovoltaica: Este é o componente mais importante do módulo, pois é onde ocorre o efeito fotovoltaico e a geração de energia;
2. Vidro Fotovoltaico: Trata-se de um vidro temperado, ultrapuro e com baixo teor de ferro, projetado para permitir a máxima passagem de luz e proteger contra chuvas, objetos e até granizo;
3. Filme Encapsulante (EVA): Acetato-vinilo de etileno, cuja função é proteger as células fotovoltaicas dos Raios Ultravioleta (UV), de temperaturas extremas e da umidade;
4. *Backsheet*: É o filme branco localizado na parte traseira do painel solar, destinado a proteger os componentes internos, em especial as células fotovoltaicas, e a atuar como um isolante térmico;
5. Caixa de Junção: Localizada na parte de trás do módulo, onde as *strings* estão conectadas eletricamente, ela facilita a interconexão dos módulos;
6. Moldura: Parte ao redor do módulo, feita de alumínio anodizado, que oferece robustez e proteção ao conjunto.

A Figura 7 ilustra os elementos que compõem um painel fotovoltaico, representando cada uma das partes citadas anteriormente.

Figura 7 – Componentes do módulo fotovoltaico.

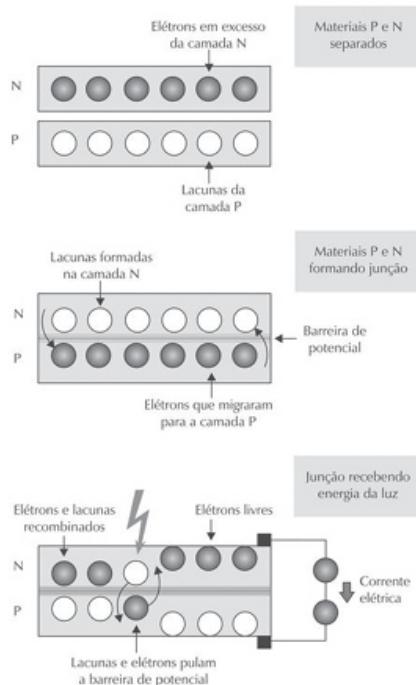


Fonte: Portal Solar (2025).

A célula fotovoltaica é constituída por duas camadas de material semicondutor, uma do tipo P e outra do tipo N, e das superfícies metálicas que funcionam como contatos elétricos na parte superior e inferior da estrutura. Essa junção permite a geração de eletricidade. A camada N é dopada com um elemento químico, resultando em um excesso de elétrons. Enquanto a camada P é dopada com um elemento que causa ausência de elétrons, assim criando, os espaços livres nessa célula e elas são denominadas lacunas (VILLALVA, 2015).

Como pode ser visto na Figura 8, ao receber a luz solar, os elétrons na camada tipo N ganham energia suficiente para atravessar a barreira de potencial e migrar para a camada tipo P, gerando corrente elétrica.

Figura 8 – Camadas dos tipos N e P.



Fonte: Villalva (2015).

2.4.2 Inversores

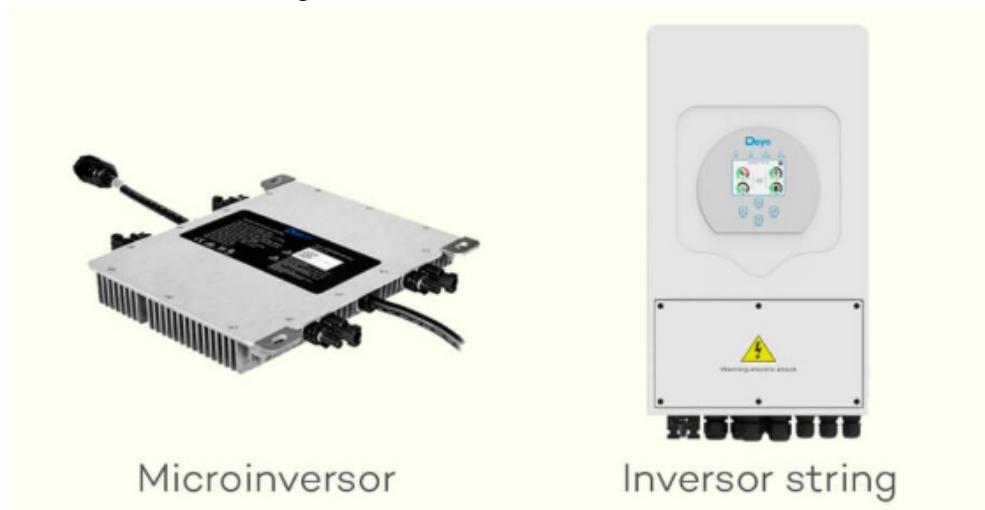
Os painéis fotovoltaicos produzem eletricidade em corrente contínua (CC). Para que essa energia seja usada na residência, faz-se necessário convertê-la em corrente alternada (CA). A conversão é efetuada por um aparelho chamado de inversor (ARAÚJO *et al.*, 2016).

Esse equipamento, que, além de converter, também é responsável por realizar o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT), mediante a curva corrente versus tensão (IV), para garantir o melhor aproveitamento da energia elétrica gerada (CHEPP, 2018).

Há vários modelos de inversores, que podem ser classificados em duas categorias: os chamados inversores *string* e os microinversores.

Os inversores possibilitam a conexão simultânea de diversos módulos fotovoltaicos, sendo essas conexões organizadas de acordo com as entradas MPPT disponíveis, que otimizam a captação de energia conforme as características de cada grupo de módulos. Já os microinversores são conectados individualmente a cada painel, permitindo que os módulos funcionem de forma independente e possam ser instalados em paralelo no sistema (ANGELIM, 2023). Na Figura 9 observa-se esses dois componentes.

Figura 9 – Inversor e microinversor.



Fonte: NeoSolar (2025a).

A Tabela 1 apresenta a comparação entre inversores e microinversores mostrando as características distintas entre eles.

Tabela 1 – Comparativo entre inversor *string* e microinversor.

Inversor <i>String</i>	Microinversor
Custo geralmente mais baixo	Mais alto o custo devido à individualização do sistema
Instalação mais simples, geralmente o equipamento fica em local abrigado, reduzindo influências de fatores ambientais	Instalação mais complexa, o aparelho fica embaixo das placas solares, exposto aos efeitos de temperatura e outras condições ambientais
Monitoramento realizado por <i>string</i>	Monitoramento é individual por módulo
Sombra em um módulo afeta toda a <i>string</i>	Sombra afeta apenas o módulo correspondente
Manutenção centralizada e mais acessível	Mais difícil a manutenção, pois os equipamentos estão espalhados
Menor flexibilidade de expansão	Fácil de expandir o sistema
Garantia de 7 e vida útil de até 12 anos	Garantia de 15 e vida útil de até 25 anos
Boa eficiência, mas depende da uniformidade dos módulos	Eficiência alta em cenários com diferentes orientações e sombreamento
Tensão CC elevada no telhado, sendo importante ter <i>string</i> box	Baixa tensão CC no telhado, não é necessário ter <i>string</i> box
Grandes sistemas com módulos uniformemente posicionados	Residências ou locais com sombreamento parcial

Fonte: Adaptado do Colodette (2019).

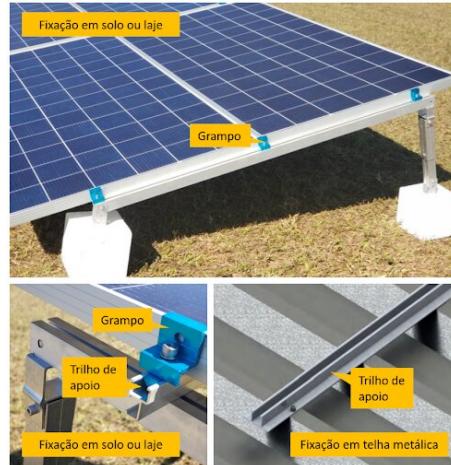
2.4.3 Estrutura de Fixação

Os componentes que constituem um sistema fotovoltaico (SFV) são: placas solares, inversores, cabos e dispositivos de proteção. Ademais, perfis de fixação, parafusos e outros acessórios são essenciais para a montagem (LANDIM, 2021).

A estrutura de fixação tem como objetivo garantir que os módulos fotovoltaicos fiquem firmes e protegidos contra as condições ambientais, como a ação dos ventos. A garantia dessa estabilidade é imprescindível, já que a estrutura necessita de uma ótima durabilidade e que seja compatível com a vida útil do SFCR, de até 25 anos (ANGELIM, 2023). Para cada tipo de telhado ou instalação em solo existe uma estrutura específica para fixar os painéis solares de forma que trabalhem na melhor performance, conforme apresentado na Figura 10.

Na estrutura, pode-se aumentar a resistência contra a corrosão e prorrogar a sua durabilidade, utilizando processos, como galvanização. Há alguns modelos de estruturas que permitem fazer ajustes na inclinação, possibilitando alinhamentos, desde que sejam pequenos, conforme as especificações do projeto (ANGELIM, 2023).

Figura 10 – Equipamentos para estruturas de fixação.



Fonte: Solar (2021).

2.4.4 *String-box CC*

A caixa de proteção contém os dispositivos de segurança do sistema e de operação. Sua presença é essencial na instalação, pois garante a proteção da corrente contínua (CC) antes do inversor, incluindo fusíveis, chave seccionadora CC e dispositivos de proteção contra surtos (DPS) (CASARIN *et al.*, 2019).

Ademais, a *string box* deve promover segurança e proteção contra efeitos térmicos, sobretensões e deve ter o seccionamento dos módulos fotovoltaicos para que o sistema opere de forma segura (ANGELIM, 2023). A Figura 11 mostra um modelo de *string box* que pode ser aplicado em uma instalação SFV.

Figura 11 – *String box CC*.



Fonte: Vinturini (2019).

2.5 Geração Distribuída (GD)

No Brasil, no ano de 2012, com a publicação da Resolução Normativa nº 482 pela ANEEL, foi permitido que os consumidores tenham o direito de produzir sua própria energia. Essa norma também possibilitou a homologação de sistemas de geração distribuída (GD) na concessionária da região, o excedente de energia gerado passa a ser injetado na rede, possibilitando a conversão dos créditos gerados para serem usados nas faturas de energia, com o objetivo de reduzir o valor das contas (BARBOSA, 2019). Baseado na resolução normativa 687/2015 da ANEEL para a geração distribuída foram instituídas atualizações nos conceitos de microgeração, minigeração e sistema de compensação, segundo a ANEEL (2015).

Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual potência ativa é injetada na rede elétrica pela unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída. Baseia-se no empréstimo gratuito de energia à distribuidora local, e posterior compensação mediante consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra de mesma titularidade, com o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao ministério da fazenda.

Dessa forma, tanto os créditos de energia injetada na rede quanto a energia consumida da concessionária são devidamente registrados por um equipamento chamado de medidor bidirecional. Para questões de regulamentação em relação à geração de energia em SFI, visto que utilizam-se baterias para armazenar a energia produzida, a ANEEL, por meio da Resolução Normativa nº 493/2012, define duas categorias de fornecimento. A primeira seria o Microssistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI) que é designado a locais com mais de uma unidade consumidora (UC). A segunda seria o Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermittente (SIGFI), sendo este atribuído quando a energia gerada é consumida no próprio local do sistema (ANEEL, 2012).

Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nºs 10.848, de 15 de março de 2004, e 9.427, de 26 de dezembro de 1996; e dá outras providências (BRASIL, 2022).

A Lei nº 14.300, sancionada no dia 6 de janeiro de 2022, estabeleceu o chamado marco legal para a geração distribuída de energia no Brasil. Essa legislação veio para dar segurança para investidores e consumidores, além de implementar um novo modelo de cobrança pelo uso da rede de distribuição, que seria a tarifação do chamado fio B (BRASIL, 2022).

2.6 Eficiência Energética

A eficiência energética consiste em utilizar a menor quantidade de energia possível para realizar uma determinada atividade, promovendo um melhor aproveitamento dos recursos disponíveis. Para que isso aconteça, é necessário reduzir as perdas e o desperdício durante o processo de geração e no consumo da energia (Petrobras, 2025).

As ações de eficiência são definidas como qualquer iniciativa que visa a redução do consumo de energia, não afetando a qualidade ou o nível do serviço que for prestado. Tais feitos visam expandir a relação entre a energia gerada e a consumida de um equipamento para maior rendimento da eficiência. Essas medidas, nos sistemas, são empregadas nas partes de operação e manutenção, fazendo com que haja uma diminuição do consumo de insumos como energia elétrica, água e gás, além de auxiliar na redução de custos operacionais, a fim de diminuir as falhas, os reparos e alavancar a eficiência de equipamentos e processos (NETO *et al.*, 2019).

2.7 Análise das Perdas em Sistemas Fotovoltaicos

No sistema fotovoltaico, há perdas que afetam a quantidade de energia gerada. As principais perdas em SFV acontecem por causa de sombreamento parcial nos módulos, aumento da temperatura nas células e variações na irradiação solar no período diurno.

Entretanto, outros fatores devem ser considerados, como as perdas resistivas nos condutores, a eficiência do inversor, divergências elétricas no MPPT, as perdas que podem ser associadas a diodos e conexões e degradação natural das placas solares devido ao tempo e acúmulo de sujeira sobre as superfícies dos módulos (CASARIN *et al.*, 2019).

Na Tabela 2 são mostradas diversas perdas levando em consideração a porcentagem de perda de cada fator. Diversos fatores contribuem para as perdas em sistemas fotovoltaicos. A seguir, essas perdas serão discutidas em detalhes.

Tabela 2 – Perdas em sistemas fotovoltaicos

Perda	Valor Considerado (%)	Variações (%)
Desvio no rendimento nominal do módulo e da radiação de 1000W/m ²	2,5	-5 a 10
Temperatura no módulo	3,5	-3 a 6
Perdas nos condutores CC	2	1 a 3
Perdas nos condutores CA	1	0,7 a 2
Eficiência do inversor na conversão	1,5	1 a 15
<i>Mismatch</i> no MPPT	2	1,5 a 3
Sombreamento	0	0 a 100
Diodos e conexões	0,5	0,3 a 1
Transformadores (isolamento no inversor)	2	2 a 4
Sistema <i>Solar-Tracking</i>	0	0 a 2
Degradação na incidência solar inicial	1	1 a 10
Indisponibilidade do sistema	0	0 a 0,5
Sujeira nos módulos	2	2 a 25
Total de perdas	18	

Fonte: Adaptado de Miranda (2014)

2.7.1 Perda por inclinação

Conforme Angelim (2023), em um SFV é estabelecido como uma orientação ideal aquela que for direcionada para o equador. Assim, nos locais no hemisfério norte, é recomendado que os módulos sejam direcionados para o sul, enquanto no hemisfério sul, a orientação é para o norte. Além disso, como regra geral, a inclinação ótima dos painéis em relação ao plano horizontal deve ser aproximadamente igual ao valor da latitude do local de instalação.

Em lugares próximos à linha do equador, onde os valores de latitude são bem baixos, recomenda-se adotar uma inclinação mínima de 10° na instalação dos painéis fotovoltaicos. Essa angulação mínima tem a ver com a autolimpeza dos painéis pela ação da chuva, uma vez que auxilia na remoção da poeira e demais resíduos que se aglomeram sobre sua superfície, o que contribui para a manutenção do sistema (ANGELIM, 2023).

Nas placas fotovoltaicas planas, uma das perdas ópticas está correlacionada à refletância da parte de vidro frontal do sistema. A maximização da absorção da luz solar ocorre quando os raios solares incidem perpendicularmente à superfície do painel. Porém, quando o ângulo de incidência do sistema ultrapassa os 60 graus. Isso causa um aumento na refletância do vidro, reduzindo a quantidade de luz solar que chega às células fotovoltaicas e, consequentemente, a geração de energia. Por esse motivo, é imprescindível adaptar a orientação das placas em relação ao sol (TONOLO *et al.*, 2019).

2.7.2 Perda por sujeira ou sujidade

Na camada do ar, há partículas de distintas formas e tamanhos, por exemplo, poeira, poluição e materiais orgânicos. Quando acumulam-se sobre a superfície do SFV, uma camada se forma de modo que dificulta a passagem dos raios solares de chegarem às células. Esse acúmulo de resíduos é denominado sujidade e impacta na performance e também na eficiência do sistema (TONOLO *et al.*, 2019).

As perdas por sujidade demonstram um desafio a ser considerado, uma vez que estão sob condição de muitas variáveis, sendo elas ambientais ou operacionais. Elementos como a frequência e intensidade das chuvas, a velocidade dos ventos, a inclinação dos painéis, o nível de poluição atmosférica e a quantidade de partículas impactam no acúmulo de sujeira sobre os painéis (REZENDE; ZILLES, 2018). Na Figura 12, percebe-se a sujeira de resíduos nos módulos.

Figura 12 – Sujidade nos módulos.



Fonte: Candine (2018).

A inclinação, quando é instalado um SFV, exerce uma certa influência no acúmulo de impurezas, mas também na quantidade necessária para fazer uma limpeza das placas. Devido à gravidade, as superfícies mais horizontais tendem a reunir uma maior quantidade de poeira e resíduos, enquanto as inclinadas favorecem o escoamento da sujeira, principalmente durante o período das chuvas. Portanto, sugere-se que, mesmo em locais próximos ao equador, os módulos sejam instalados com uma inclinação mínima de 10°, a fim de ter menos sujeira e de modo que beneficie a autolimpeza dos painéis (TONOLO *et al.*, 2019).

Em instalações com placas inclinadas, a própria chuva vai contribuir para a remoção da maior parte da sujeira acumulada. Todavia, resíduos mais resistentes, por exemplo, fezes de aves, podem permanecer mesmo após intensas chuvas. Para esses casos, torna-se necessário fazer uma limpeza manual usando água e um pano macio para não causar nenhum dano à superfície

dos módulos (TONOLO *et al.*, 2019).

2.7.3 *Perda por sombreamento*

O sombreamento parcial é um dos principais fatores que impactam no desempenho em SFV. É possível prever as sombras ocasionadas por árvores, postes, construções próximas ou até pela própria estrutura do equipamento, quando um painel projeta a sua sombra sobre outro. Todavia, há os que são imprevisíveis, como as folhas, galhos ou dejetos de pássaros ao caírem na superfície dos módulos (ARAUJO *et al.*, 2016).

As placas solares, quando são conectadas em série, apresentam a mesma corrente elétrica para todos os componentes. Caso haja um sombreamento em um painel, ele afetará, limitando a performance dos demais módulos, resultando em uma diminuição da potência gerada (ANGELIM, 2023). A Figura 13 representa dois locais em que foram instalados o sistema fotovoltaico com sombreamento.

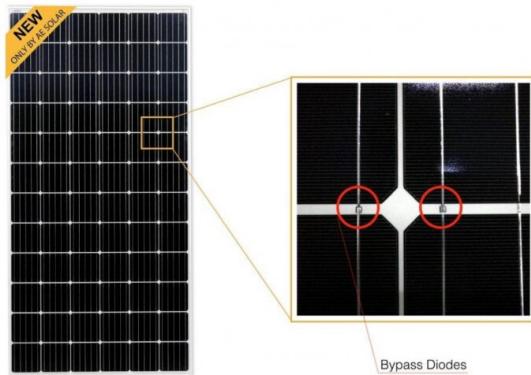
Figura 13 – Sombreamento nos painéis.



Fonte: Ecori (2020).

O sombreamento compromete a eficiência do SFV de diversas maneiras. Se um módulo estiver parcialmente sombreado devido a alguma circunstância, acontece uma distribuição de luz desigual sobre as células, o que pode levar à formação de pontos quentes, ou também conhecidos como *hot spots*. Nesses casos, a energia gerada é dissipada nas placas afetadas. Com isso, passam a conduzir uma corrente reversa elevada. Esse processo gera aquecimento no local e pode danificar o material das células. Para minimizar esse risco, os painéis são colocados com diodos de desvio, chamados de *bypass*. A corrente das células com sombreamento é contornada, deixando o sistema seguro e com um funcionamento o mais adequado possível (TONOLO *et al.*, 2019). A Figura 14 ilustra o diodo de *bypass* na placa.

Figura 14 – Módulo fotovoltaico com diodo de bypass.



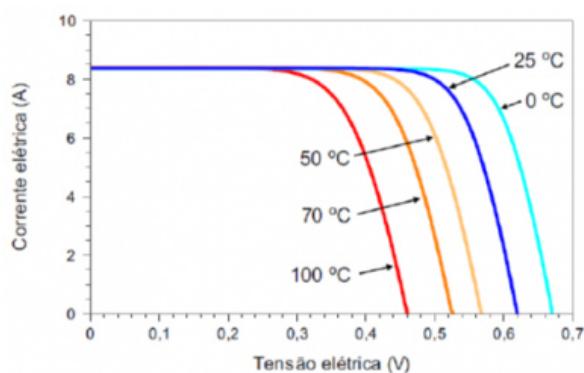
Fonte: Solar (2023).

2.7.4 Perda por temperatura

A temperatura é um fator de influência na performance do SFV, afetando sua eficiência e a quantidade de energia que pode ser produzida. Esse efeito térmico acontece em placas que utilizam células de silício cristalino. Percebe-se que a temperatura impacta no funcionamento dos sistemas para a otimização da produção de energia em diferentes condições climáticas (TONOLO *et al.*, 2019).

Os SFVs raramente operam em condições ideais. A temperatura de operação varia conforme a intensidade de raios solares e da temperatura ambiental. Nos módulos, a corrente gerada é diretamente proporcional à irradiância, ou seja, sendo pouco influenciada pela temperatura. Todavia, à medida que a temperatura da célula se eleva, acontece uma queda na tensão e impacta na redução da potência produzida pelo sistema (ARAÚJO *et al.*, 2016). A Figura 15 apresenta a influência da temperatura no gráfico da corrente e tensão.

Figura 15 – A influência da temperatura na tensão e corrente.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Os coeficientes de variação da tensão de circuito aberto, da corrente de curto-círcuito

e da potência nominal, em função da temperatura, são disponibilizados pelos fabricantes. Esses coeficientes contribuem para determinar o desempenho real em condições de operação. A tensão de circuito aberto tende a demonstrar queda considerável quando há aumento da temperatura, com o coeficiente aproximado de $-0,31\%/\text{ }^{\circ}\text{C}$. Já a corrente consegue obter um crescimento leve, em torno de $0,05\%/\text{ }^{\circ}\text{C}$. Como resultado, a potência produzida pelo módulo tem uma diminuição com o aumento da temperatura, com uma variação cerca de $-0,41\%/\text{ }^{\circ}\text{C}$ (TONOLO *et al.*, 2019).

Para reduzir as perdas de potência causadas pela elevação da temperatura, os painéis fotovoltaicos devem ser instalados de maneira que tenha uma boa dissipação de calor, ou seja, tenha uma ventilação adequada. A temperatura de operação do sistema está correlacionada ao seu modo de instalação. Se o sistema for montado no telhado, a temperatura dos módulos tende a ser mais elevada em comparação com sistemas que tenham maior espaçamento e ótima ventilação, consequentemente, compromete a eficiência da geração de energia (ARAÚJO *et al.*, 2016).

2.7.5 *Perda por Descasamento de Módulos ou Mismatch*

Segundo Ferreira (2023), as perdas por descasamento em SFV são ocasionadas por uma diferença de valores na corrente e tensão entre as placas. Esse problema acontece em sistemas que usam inversores *string*, onde os módulos são ligados em série. O desempenho desse conjunto pode ser limitado pelo módulo com pouco rendimento, assim tendo perdas de energia.

A máxima potência produzida por um sistema é inferior à soma das potências máximas de saída das placas individualmente. Essa diferença decorre em virtude de pequenas variações na ação dos módulos, podendo acontecer até quando são do mesmo modelo e fabricante. Esse fenômeno pode ser denominado como incompatibilidade de painel ou *mismatch* (TONOLO *et al.*, 2019).

A perda por *mismatch* também acontece por causa de sombreamento parcial, acúmulo de sujeira ou degradação de um ou mais módulos em um sistema que tenha *string*. Ocorre que, se um módulo for afetado, todo o arranjo compromete o desempenho no sistema (ARAÚJO *et al.*, 2016).

De acordo com Parente (2021), da mesma forma que as perdas ocorridas pelas sombras, uma estratégia para reduzir as perdas por descasamento é a individualização dos módulos, podendo fazer uma associação em paralelo. Os microinversores e otimizadores de potência permitem que cada módulo funcione de maneira independente. Com isso, reduz-se o

impacto de único painel com a performance inferior que teria sobre todo o sistema.

2.7.6 Perda por Degradação de Painéis

A degradação pode ser definida como a deterioração gradual de um componente ou sistema, com isso, diminuindo a sua capacidade de operação conforme os limites aceitáveis de performance. No SFV, essa degradação acontece devido às condições de operação ao longo do tempo. Uma placa degradada ainda pode executar a sua função, que seria a de gerar energia, porém com uma produção menor. O problema se agrava quando a degradação chega a um limite crítico, sendo necessária uma manutenção desse sistema (TONOLO *et al.*, 2019).

Em SFCR, torna-se necessário adotar práticas de manutenção preventiva e medidas de proteção para que evitem ter reações químicas indesejadas ou que causem danos físicos às células (ARAUJUO *et al.*, 2016). Alguns tipos de degradação que ocorrem em SFV são a corrosão, a delaminação, a descoloração e quebras ou rachaduras.

Nos módulos fotovoltaicos, a corrosão ocorre em razão do acesso da umidade às partes internas da placa, onde estão localizados o material metálico e o vidro. Além disso, no vidro contém sódio, que pode interagir com a umidade, assim desencadeando processos corrosivos que acontecem com maior frequência nas bordas dos módulos (NDIAYE *et al.*, 2013).

Conforme Munoz *et al.* (2011), a delaminação pode ser caracterizada pela separação ou perda de aderência entre as partes que compõem o módulo, principalmente a camada entre o vidro e a célula, ou entre o encapsulante polimérico e a célula. Isso tende a acontecer mais nas bordas das placas. A Figura 16 ilustra uma placa nesse estado de degradação.

Figura 16 – Degradação por delaminação.



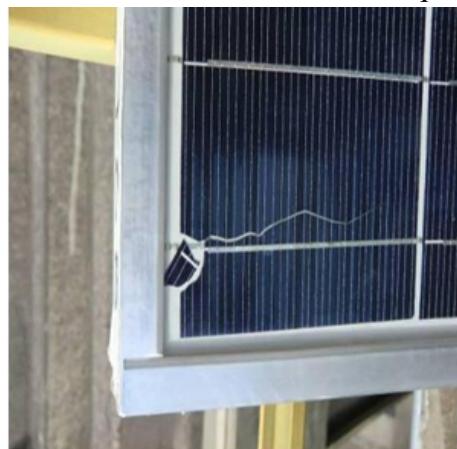
Fonte: Munoz *et al.* (2011).

A descoloração corresponde ao material adesivo que se degrada entre o vidro e as células fotovoltaicas ou do encapsulante polimérico, principalmente o EVA, ocasionando uma

alteração de cor, geralmente alternando do branco para o amarelo, ou do amarelo para o marrom (MUNOZ *et al.*, 2011).

Nas instalações fotovoltaicas, podem ocorrer quebras ou rachaduras no vidro dos módulos. Isso representa uma das degradações, e algumas delas conseguem ser identificadas devido ao tamanho desse acontecimento. Podem ocorrer esses danos durante o transporte, a instalação, a manutenção, tempestades de granizo ou manuseio inadequado. Embora o módulo esteja nesse estado, ainda continua operando. Há um aumento da chance de que entre umidade na placa, assim acelerando a degradação interna e, consequentemente, elevando o risco de suceder choques elétricos e também de ter falhas de isolamento (TONOLO *et al.*, 2019).

Figura 17 – Um sistema com módulo quebrado.



Fonte: Galdino e Da Silva (2014).

2.7.7 Perda no inversor

Os inversores são dispositivos responsáveis por converter a corrente contínua (CC), gerada pelos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada (CA). Os inversores possuem uma eficiência máxima de operação, que está relacionada à capacidade do equipamento de converter, com o mínimo de perdas. Porém, uma parte da energia que foi gerada em corrente contínua é perdida durante o processo de conversão, caracterizando isso como as perdas no inversor (PARENTE, 2021).

As perdas nos inversores podem estar associadas a diversos fatores, já que reduzem a eficiência do sistema e são causadas pela existência de transformadores, perdas magnéticas e perdas resistivas do cobre. Ademais, o inversor também tem o seu próprio consumo e as perdas que acontecem na parte da eletrônica de potência usada no processo de conversão (TONOLO *et*

al., 2019).

2.7.8 LID – Light-Induced Degradation

A degradação induzida pela luz é um fenômeno que ocorre nas células fotovoltaicas de silício cristalino, manifestando-se principalmente nas primeiras horas de exposição à radiação solar (ARAÚJO *et al.*, 2016).

Essa degradação faz o módulo sofrer uma queda no desempenho, principalmente com a diminuição da corrente de curto-círcito (Isc) e da tensão de circuito aberto (Voc), afetando a potência do sistema e causando uma perda de geração (PEREIRA *et al.*, 2024).

As tecnologias que contêm células tradicionais como base a silício cristalino, o LID afeta diminuindo entre 1% a 4% de eficiência. Já no filme fino de silício amorfo, há uma redução de eficiência que pode atingir até 20% quando há exposição à luz nas primeiras horas (VILLALVA, 2021).

2.7.9 PID - Potential Induced Degradation

A PID é um fenômeno que faz com que haja uma perda de potência dos painéis, em consequência da presença de uma elevada tensão entre as células e a estrutura do módulo (ARAÚJO *et al.*, 2016).

A tensão entre os módulos e a estrutura metálica pode causar correntes de fuga, no momento em que o isolamento entre a estrutura e as camadas do módulo não forem executadas de forma adequada. Essa falha resulta na perda de portadores de carga, fazendo com que a geração de corrente elétrica seja comprometida, logo, diminuindo a eficiência do SFV (TONOLO *et al.*, 2019).

As correntes de fuga são responsáveis pela perda de elétrons nos módulos, o que pode provocar uma redução da eficiência do equipamento fotovoltaico. A presença de umidade e temperatura piora esse fenômeno, pois ocasiona um aumento na condutividade elétrica. Isso facilita o deslocamento de carga para fora das placas, consequentemente ocorrendo choques elétricos (ARAÚJO *et al.*, 2016).

2.7.10 LeTID - Light and Elevated Temperature Induced Degradation

O LeTID é a degradação induzida por altas temperaturas e luz no sistema, ocasionada pela exposição aos raios solares e temperaturas elevadas, em um período longo de tempo, fazendo com que aconteçam perdas de desempenho no módulo fotovoltaico (PEREIRA *et al.*, 2024). Segundo EPE (2024), essa degradação impacta os painéis de silício cristalino, principalmente as células PERC. Isso acontece quando as células excedem a temperatura de 50°C por centenas de horas de exposição à luz durante o seu funcionamento.

2.8 Manutenção nos Sistemas Fotovoltaicos

De acordo com Almeida (2012), a manutenção do SFV, como a limpeza das placas, é uma medida considerada simples. Evitar tais perdas torna-se imprescindível, já que podem influenciar no rendimento e tende à possibilidade de comprometer mais de 25% do sistema. Por isso, é recomendado realizar uma manutenção periódica, a cada 3 meses, como uma limpeza dos módulos, e se o sistema de monitoramento apresentar alguma falha, seja no sistema ou nos módulos ou nos microinversores, precisa ser analisado de forma imediata (BARRETO, 2024). Conforme Ayrão (2018), estipula-se que os custos com a manutenção de SFV sejam inferiores a 1% ao ano em relação ao valor total do investimento. Segundo Candine (2018) a manutenção adequada nas placas solares pode envolver alguns procedimentos básicos, que são:

- Executar a inspeção visual dos painéis em primeiro lugar;
- Executar a manutenção nos períodos de baixa radiação solar e também menores temperaturas, como no início da manhã por volta de 8:00 horas ou no final da tarde por volta das 16:00;
- Realizar o desligamento do sistema de geração e verificar se o mesmo se encontra completamente desenergizado;
- Ter conhecimento do projeto da instalação e das certificações de proteção do sistema;
- Utilizar os devidos equipamentos de proteção individual;
- Utilizar água limpa e panos macios adequados para limpar painéis;
- Não pisar ou sentar-se nos módulos para sua limpeza;
- Bloquear e destacar todos os dispositivos de isolamento de energia.

3 METODOLOGIA

Neste tópico, foi analisado um sistema fotovoltaico conectado à rede, instalado na cidade de Solonópole, no estado do Ceará. O sistema foi implementado no final de 2021 com os módulos da marca DAH Solar modelo HCM78X9, de 440W, e o microinversor da marca Hoymiles, modelo MI-1500.

Os dados operacionais foram coletados via plataforma do fabricante do microinversor Hoymiles. A plataforma, chamada S-Miles, permite o monitoramento desse sistema de microgeração. Os dados foram obtidos no período de janeiro de 2022 a dezembro de 2024.

Obteve-se os dados da irradiação solar em kWh/m².dia, a partir do programa SunData, do CRESES, considerando o ponto geográfico mais próximo da instalação.

Os indicadores considerados no trabalho são: produtividade final (YR), desempenho global (PR) e fator de capacidade (FC). Os cálculos desses índices foram efetuados no programa Excel.

No estudo comparativo, foi utilizado o software PVsyst, versão 8.0.12, com o objetivo de modelar e simular o sistema fotovoltaico, a fim de estimar a geração de energia e identificar as perdas que podem ocorrer no sistema. Com esses dados, foi realizada uma comparação entre a geração ideal simulada do sistema e a energia efetivamente gerada no sistema fotovoltaico instalado.

3.1 Descrição do SFCR

O sistema possui a carga instalada da residência de 6,47 kW e a capacidade do sistema de 7,04 kWp. O tipo de fornecimento do local é monofásico. Está posicionado na latitude 5°43'49.5"S e longitude 39°00'28.5"W. O sistema de microgeração começou a gerar energia a partir do dia 20 de novembro de 2021.

Os módulos estão orientados para o norte, o que potencializa sua eficiência na captação de luz solar. Na Figura 18, ilustra-se o local do sistema que foi instalado.

Para o SFCR, foi considerada a potência do painel, a marca, o desempenho dos equipamentos, certificações do Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia (INMETRO), custo-benefício e garantia, que é de 25 anos para os módulos e de 12 anos para os microinversores.

Na Tabela 3, são apresentadas as características dos módulos, que são painéis

Figura 18 – Localização geográfica do sistema fotovoltaico em Solonópole-CE.



Fonte: Maps (2023).

monofaciais do fabricante DAH Solar, contendo alguns dados que foram retirados do *datasheet* desse aparelho.

Tabela 3 – Especificações técnicas do módulo

Fabricante	DAH Solar HCM78X9-440W
Quantidade de Módulos	16
Área	2,17 m ²
Dimensões	2180x996x40 mm
Tensão de Circuito Aberto (Voc)	53.1 V
Corrente de Curto-Círculo (Isc)	10.37 A
Eficiência	20,22%

Fonte: Adaptado do Souenergy (2024).

A área não foi informada, mas pode ser calculada através das informações do fabricante. Cada módulo tem uma área de 2180x996 mm ou 2,17 m². Na Tabela 4, são apresentadas as informações que foram coletadas do *datasheet* do microinversor que tem esse sistema.

Tabela 4 – Características do microinversor.

Modelo Inversor	Hoymiles MI-1500
Quantidade de Inversores	4
Dimensões	280x176x33 mm
Potência máxima de entrada	470 W
Máxima corrente de entrada	11,5 A
Potência nominal de saída	1500 W
Corrente máxima de saída	6,81 A
Eficiência máxima	96,50%

Fonte: Adaptado do Hoymiles (2020).

A Figura 19 demonstra o sistema do cliente, que foi posicionado em telhado colonial, contendo os 16 painéis e 4 microinversores, juntamente com a estrutura de fixação em alumínio

galvanizado e os cabeamentos elétricos, tanto da parte CC quanto da parte CA, específicos para sistemas fotovoltaicos.

Figura 19 – Sistema fotovoltaico instalado.



Fonte: Acervo do autor (2025).

3.2 Hoymiles

A empresa Hoymiles foi fundada na China, na cidade de Hangzhou, pelos Bo Yang e Yi Zhao. O objetivo da empresa era fazer com que os equipamentos do fabricante fossem acessíveis, com redução de custo, tornando-se um custo-benefício acessível para os consumidores (Hoymiles, 2025c).

Os microinversores da Hoymiles podem operar com uma eficiência máxima superior a 96,7%, determinada pela instituição *California Energy Commission (CEC)*, e uma eficiência de rastreamento MPPT de até 99,8%. Eles permitem o melhor aproveitamento na produção do módulo e, além disso, o sistema funciona em baixa tensão oferecendo segurança, tanto para o instalador quanto para o cliente. Ademais, a Hoymiles também oferece garantia de 12 anos, porém pode ser expandida até 25 anos (Hoymiles, 2025b).

A plataforma de monitoramento é um sistema voltado para a gestão de SFV em tempo real, permitindo a verificação dos dados de geração. Para conseguir esse monitoramento, é necessário que tenha a conexão entre os microinversores e as *Data Transfer Units (DTU)* (Hoymiles, 2025b).

Essa conexão é por meio da internet, o local da instalação tem que ter esse recurso. Caso ocorra uma desconexão, a produção do dia não será registrada até que seja restabelecido esse vínculo entre os micros e a internet. Por isso, é importante que o sistema seja monitorado por meio do aplicativo. Quando houver troca de provedor de internet ou se houver alteração de login e/ou senha, necessita-se realizar o procedimento de configuração daquele sistema.

A plataforma S-miles permite-se ter uma visão geral da produção, capacidade e desempenho do sistema. Isso é demonstrado na Figura 20, assim como a geração que está acontecendo na produção do dia, do mês, do ano e do total.

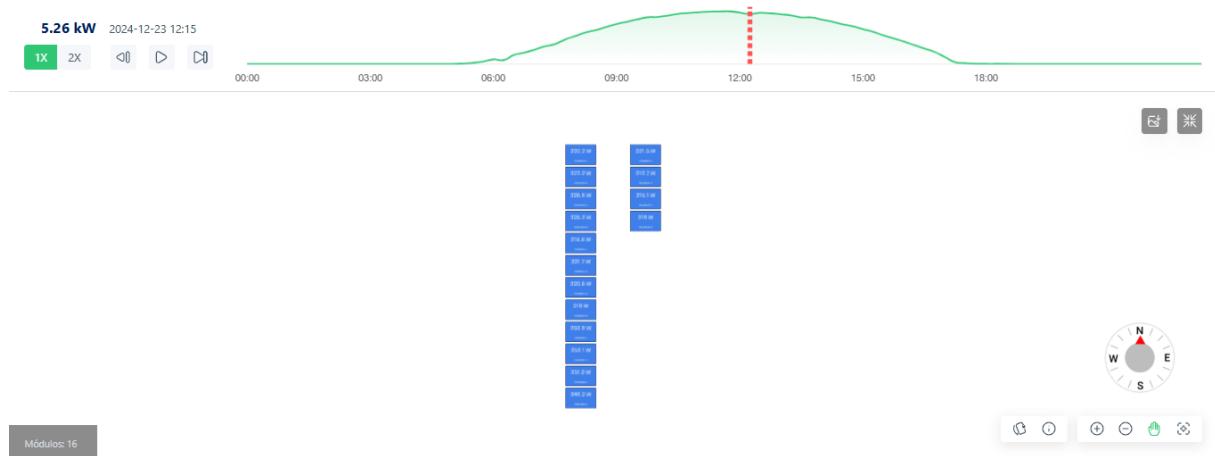
Figura 20 – Uma visão geral do sistema na plataforma S-miles.



Fonte: Hoymiles (2025a).

Na plataforma, existe a opção de analisar o *layout* dos módulos, que estão orientados para o norte e são posicionados de maneira semelhante à instalação. Nota-se isso na Figura 21. Os painéis no *layout* mostra-se a geração instantânea. Além disso, pode ser observado nessa seção, caso aconteça de algum módulo apresentar defeito.

Figura 21 – Os painéis na plataforma S-miles.

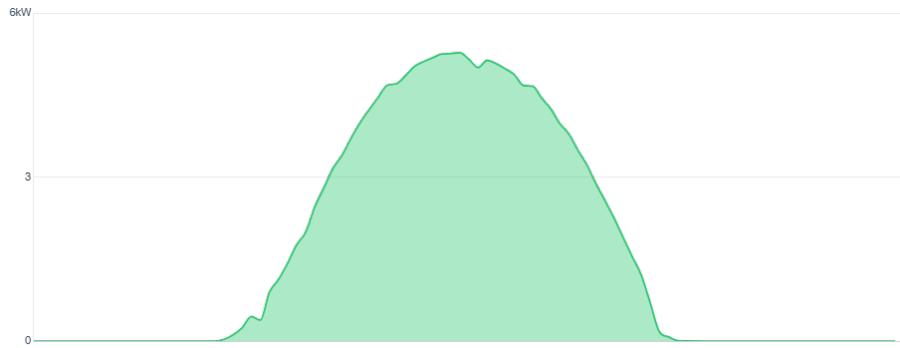


Fonte: Hoymiles (2025a).

A Figura 22 apresenta a produção diária do sistema. Assim, ao analisar a geração durante o dia, percebe-se que o horário em que começa a gerar é próximo das 5h, finalizando no período das 18h. A curva apresenta pouca queda, isso acontece quando tem um dia ensolarado, sem interferências de sombras. Porém, isso depende da localidade, do período do ano e se não

existe algum fator que possa impactar a geração.

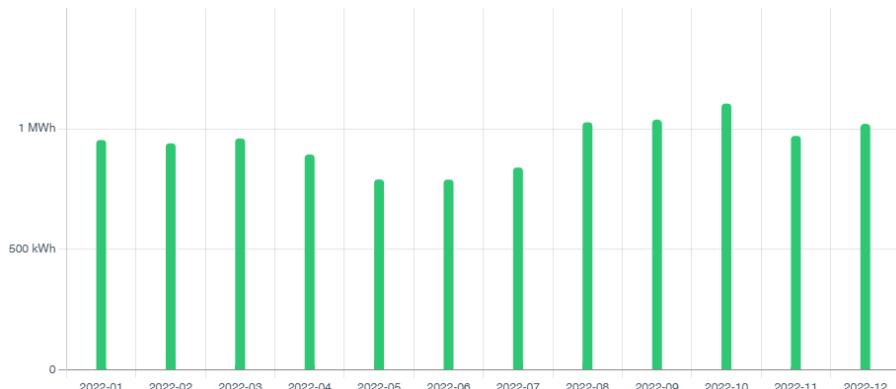
Figura 22 – Geração diária.



Fonte: Hoymiles (2025a).

A plataforma disponibiliza o histórico de geração mensal para os anos de 2022, 2023 e 2024. Nas Figuras 23, 24 e 25, são apresentados, respectivamente, os gráficos de geração *versus* nos meses de cada ano.

Figura 23 – Produção de 2022 da plataforma.



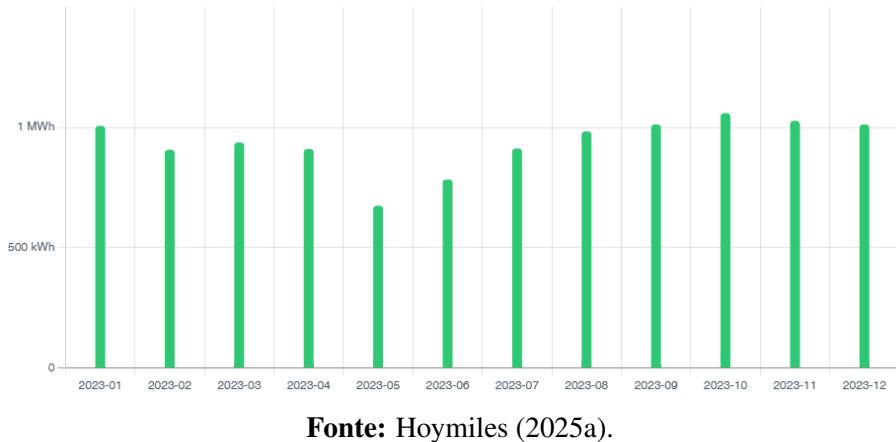
Fonte: Hoymiles (2025a).

Nota-se que, em 2022, os meses de maio e junho apresentaram a menor geração e o mês de outubro foi que houve mais geração. Existem quatro meses que tiveram a geração maior do que 1 MWh, que são agosto, setembro, outubro e dezembro.

Em 2023, foi o mês de maio que apresentou a menor geração. Já a maior produção de energia foi em outubro. Os meses que ficaram acima de 1 MWh foram janeiro e setembro, outubro, novembro e dezembro.

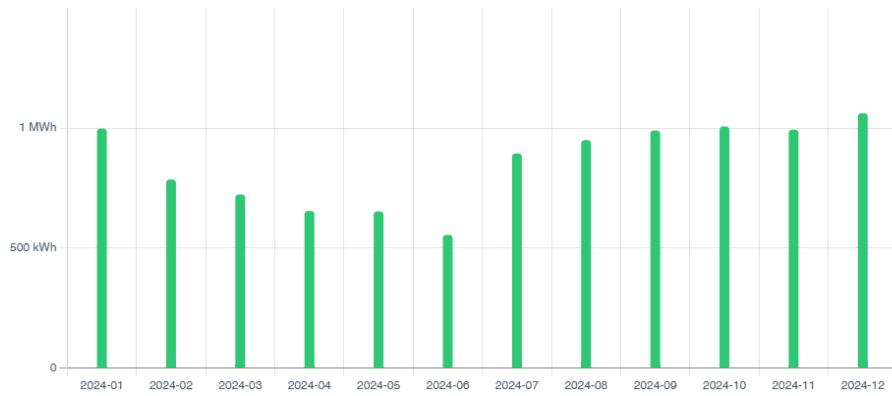
Em 2024, junho foi o mês registrado com a menor geração, bem próxima de 500 kWh. O mês de dezembro apresentou a maior geração e também que foi mês ficou acima de 1 MWh junto com o mês de janeiro.

Figura 24 – Produção de 2023 da plataforma.



Fonte: Hoymiles (2025a).

Figura 25 – Produção de 2024 da plataforma.



Fonte: Hoymiles (2025a).

3.3 Dados meteorológicos

O índice de irradiação solar é um fator importante para a geração de energia solar. Para conseguir esse dado, a CRESESB desenvolveu o software chamado SunData v3.0. Esse programa é uma ferramenta eficiente e gratuita, disponibilizada para o dimensionamento de SFV.

O site da CRESESB pode ser acessado para realizar a consulta. É preciso inserir as coordenadas geográficas do local (latitude e longitude), como é mostrado na Figura 26. Esses valores podem ser facilmente encontrados por meio de plataformas como o Google Maps ou o Google Earth.

Figura 26 – Coordenadas geográficas do CRESESB.

Coordenada Geográfica

Latitude	Longitude
Sul	Oeste

Norte:

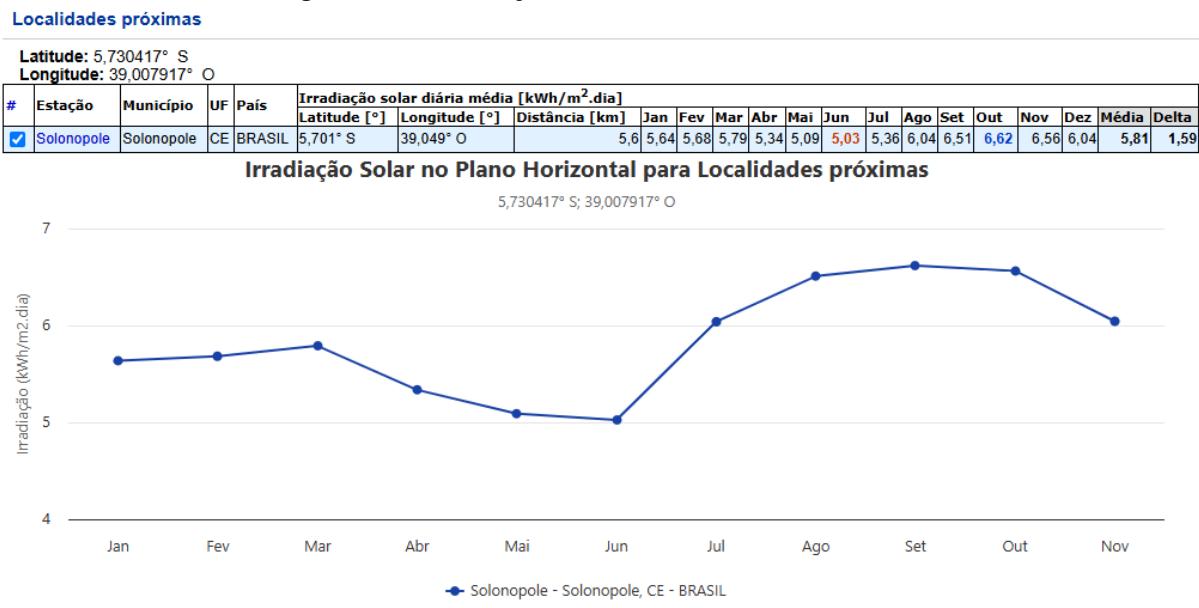
graus decimais (00.00°)

graus, minutos e segundos (00°00'00")

Fonte: CRESESB (2015).

Após o preenchimento das coordenadas do local em que foi instalado o SFCR, o software SunData fornece os valores médios de irradiação solar diária para cada mês do ano, referentes ao local analisado, demonstrado na Figura 27.

Figura 27 – Irradiação solar diária mensal do local.



Fonte: CRESESB (2015).

Nota-se que a Figura 27 indica o melhor mês da irradiação em azul e o pior mês em vermelho. O gráfico tem os dados de irradiação média diária dos 12 meses do ano.

3.4 Dimensionamento do PVSYST

O PVsyst é um software usado para realizar simulação, dimensionamento e análise de sistemas fotovoltaicos. O programa permite simular sistemas conectados à rede, sistemas isolados e outras aplicações, por exemplo, bombeamento de água.

Segundo Pinho e Galdino (2014), esse software tem uma ampla base de dados meteorológicos, já que estão incluídas informações de várias localidades do mundo. Com isso, permite-se obter os dados de irradiação solar, temperatura e outras variáveis climáticas de praticamente qualquer região do planeta.

Além disso, o PVsyst conta com uma extensa biblioteca de componentes comerciais, como painéis fotovoltaicos, inversores ou microinversores, controladores de carga e entre outros. Esses dados são fornecidos através dos fabricantes, consequentemente garantindo maior precisão para a simulação dos projetos.

Essa ferramenta oferece auxílios que facilitam o estudo do potencial de produção de

um sistema e permite a análise de perdas, sombreamento, desempenho energético e viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos.

Para este trabalho, a escolha do sistema foi o SFCR composto por 16 módulos da marca DAH solar, modelo HCM78X9-440W e 4 microinversores da marca Hoymiles e do modelo MI-1500. Foram colocadas essas informações no software PVsyst para fazer a simulação.

Na Figura 28, foi colocado a potência instalada do sistema de 7,04 kWp, na opção do dimensionamento. Existe a parte de selecionar a marca do painel e inversor, já que o próprio PVsyst tem essa base de dados.

Quando é inserida essas informações já citadas, a plataforma simula a quantidade de módulos para aquele sistema, o quanto de área que irá ocupar o telhado, o número de strings e as condições de funcionamento.

Figura 28 – Dados do dimensionamento do PVsyst.

Seleção a orientação

Orientação: #1: Fixada, Ind. 20.0°, Azim. 90.0°

2ª orientação

Ajuda para o dimensionamento

Sem pré dim. Pnom desejado: kWp

Redimensionar ou superfície disponível: m²

Seleção do módulo FV

Disponíveis: Todos os módulos FV

DAH Solar: 440 Wp 38V Si-mono DAH-440

Aproxim. módulos necessários: 16

Desde 2020 Datasheets 2020

Utilizar otimizador

Dimens. das tensões: Vmpp (50°C): 38.9 V
Vco (-10°C): 59.6 V

Seleção do inversor

Disponíveis: Tensão de saída 230 V Mono 50Hz

Hoymiles: 1.5 kW 16 - 60 V HF Tr 50 Hz MI-1500

Desde 2017

N.º de inversores: 4 Tensão de funcionamento: 16-60 V Potência global inv.: 6.0 kWca

Tensão máxima entrada: 60 V inverSOR com 2 MPPT

Distribuição de Pnom no inverSOR
 Entradas MPPT independentes

Partilha de potência neste inverSOR

Dimensionamento do grupo

Número de módulos e strings

Mod. em série: 1 única possibilidade 1

Nr. strings: 16 entre 14 et 20

Perdas sobre-pot. 0.0 % Dimensionamento

Rádio Pnom: 1.17

Condições de funcionamento

Vmpp (60°C): 39 V
Vmpp (20°C): 46 V
Vco (-10°C): 60 V

Irradiânc. no plano: 1000W/m²

Imp (STC): 154A

Isc (STC): 164A

Isc (em STC): 164A

Max. dados STC

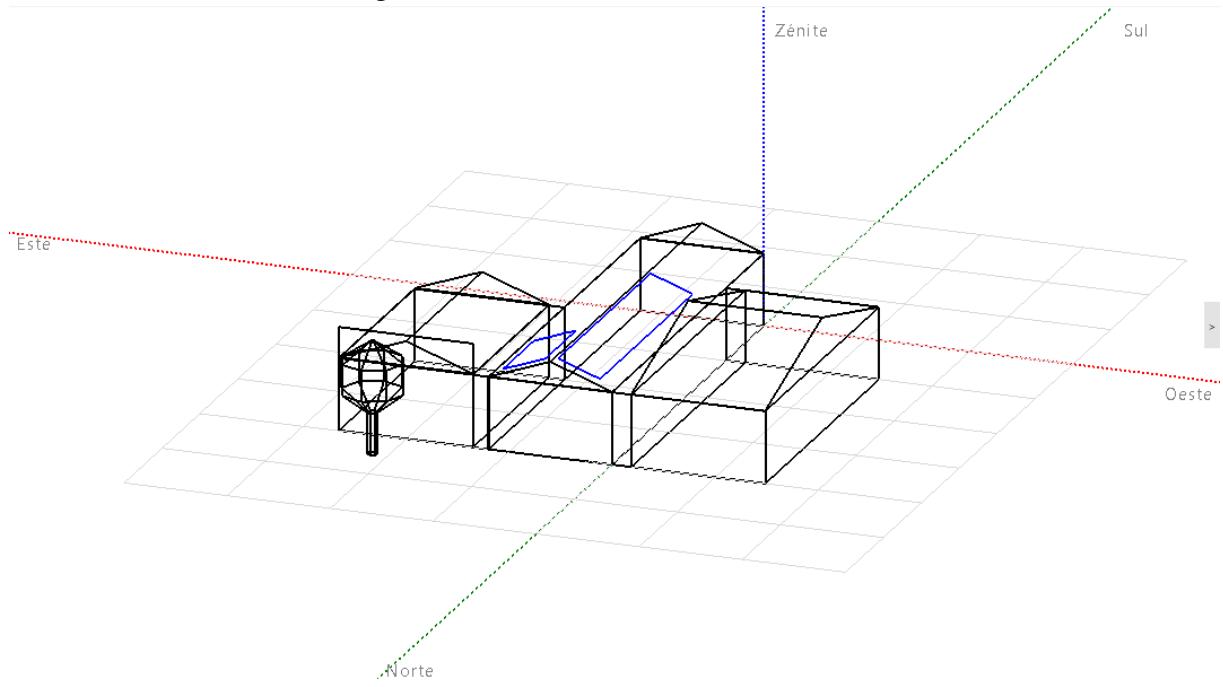
Potênc. Máx. em funcionamento (em 1000 W/m² e 50°C): 6.4 kW

Potênc. nom. grupo (STC): 7.0 kWp

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Na Figura 29 é representada a residência ao qual foi instalada na simulação. Foram acrescentadas as casas vizinhas à residência do SFV, para efeito de dados mais precisos e também para avaliar o impacto de sombreamento que possa acontecer devido às unidades vizinhas.

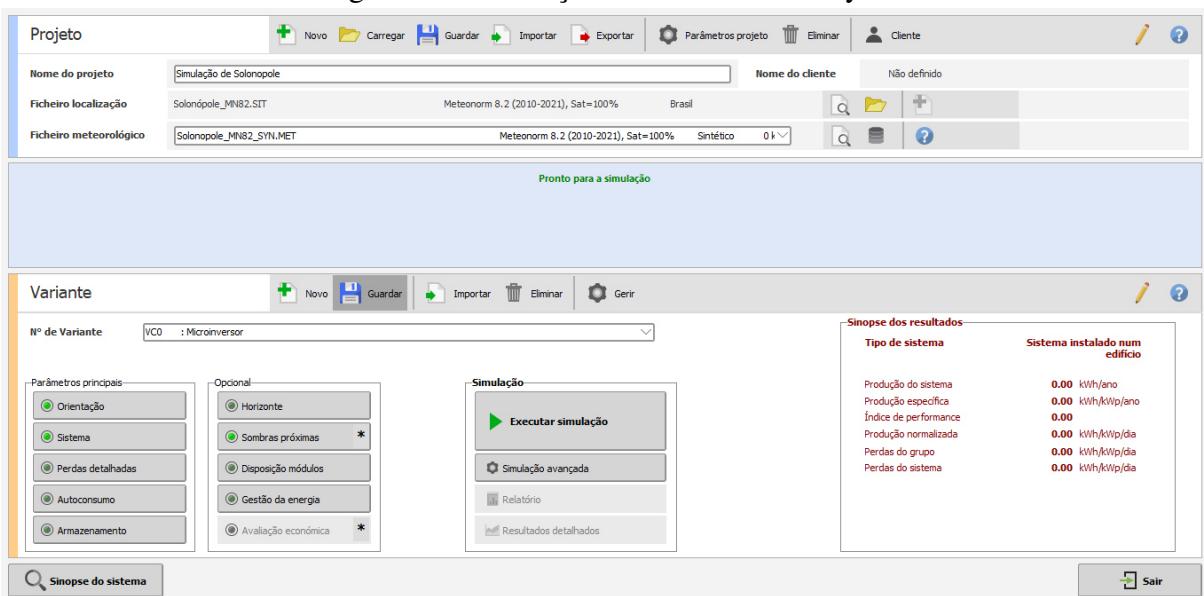
Figura 29 – Local do SFRC simulado 3D.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Diante disso, pode ser realizada a simulação com dados inseridos e com o desenho do local. Na Figura 30 apresenta o menu inicial com algumas informações como a orientação, sistema, perdas detalhadas, disposição do módulo e foi clicado na opção executar simulação para obter o resultado do PVsyst .

Figura 30 – Execução do sistema no PVsyst.

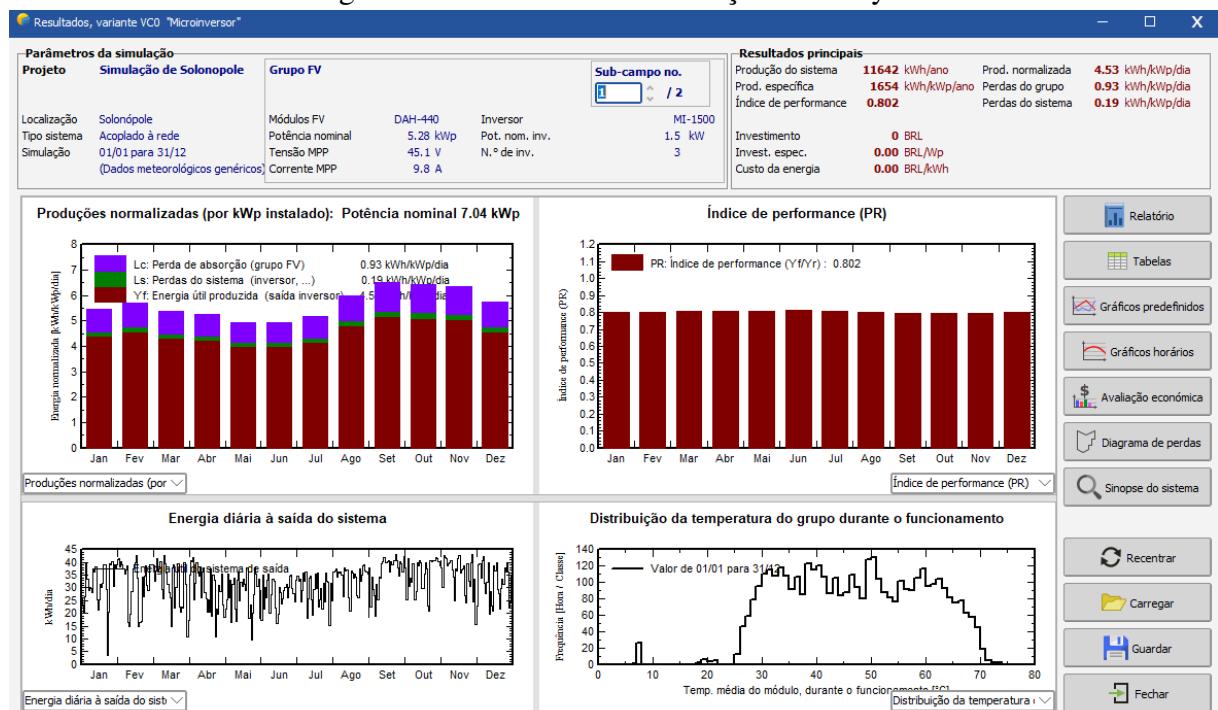


Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Após esse passo, o PVsyst simula e produz os resultados a geração de energia elétrica

do sistema ao longo de um ano. Há opções de obter um relatório contendo várias informações do sistema, tabelas, gráficos de produção normalizado, índice de performance, energia diária, distribuição de temperatura e o diagrama de perdas. Mas também pode conseguir essas de forma separada nas opções nas tabelas, nos gráficos e no diagrama, isso está sendo representado na Figura 31.

Figura 31 – Resultado da simulação no PVsyst.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Na opção relatório, ele recolhe essas informações e disponibiliza em um arquivo. Um dessas informações seria um resumo do projeto contendo a localização, altitude de 224 m e o albedo. Também tem resumo do sistema contendo as orientação, as informações que foram inseridas do sistema número de módulos e microinversores e potência instalada.

Conforme a Figura 32, nota-se algumas informações do resumo dos resultados como a energia produzida de 11.642 kWh, produção específica de 1.654 kWh/kWp/ano e índice de performance 80,17%.

A Figura 33 apresenta os dados extraídos do relatório gerado, que tem suma importância para esta análise.

Percebe-se, que são informados dados de cada mês e do ano, como irradiação horizontal e difusa que anualmente deram 2140,8 kWh/m² e 833,23 kWh/m², respectivamente, temperatura deu a média de 28,59 °C.

Figura 32 – Resumo do projeto gerado pelo PVsyst.

Resumo do projeto		
Localização geográfica	Localização	Parâmetros projeto
olonópole Brasil	Latitude -5.87 °(S) Longitude -39.01 °(W) Altitude 224 m Fuso horário UTC-3	Albedo 0.20
Dados meteorológicos		
Solonopole Meteonorm 8.2 (2010-2021), Sat=100% - Sintético		
Resumo do sistema		
Sistema acoplado à rede	Sistema instalado num edifício	Sombras próximas
Orientação #1 Plano fixo Inclinação/Azimute 20 / 90 °	Orientação #2 Plano fixo Inclinação/Azimute 20 / -90 °	Sombras lineares : rápido (tabela)
Informação do sistema		
Grupo PV	Inversores	
Nr. de módulos 16 unidades	Número de unidades 4 unidades	4 unidades
Pnom total 7.04 kWp	Potência total 6 kWca	6 kWca
	Rácio Pnom 1.17	1.17
Exigências do consumidor		
Carga ilimitada (rede)		
Resumo dos resultados		
Energia produzida 11642 kWh/ano	Produção específica 1654 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR 80.17 %

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Figura 33 – Dados gerado pelo PVsyst.

Balanços e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR rácio
Janeiro	177,6	82,37	29,12	169,7	162,3	999	960	0,803
Fevereiro	165,9	72,46	28,85	159,5	153,0	939	901	0,803
Março	173,2	82,16	28,69	166,2	158,9	981	942	0,805
Abril	164,0	72,02	27,87	158,1	150,5	934	898	0,807
Maio	158,5	69,92	28,38	153,3	145,0	906	871	0,807
Junho	151,9	62,82	27,50	147,5	139,2	876	842	0,812
Julho	164,3	59,81	27,90	159,9	151,2	944	908	0,807
Agosto	194,1	52,32	28,33	186,1	177,5	1090	1047	0,799
Setembro	202,3	58,68	28,52	194,8	186,3	1135	1089	0,794
Outubro	207,6	70,28	29,30	199,8	191,3	1162	1115	0,793
Novembro	196,4	74,32	29,12	190,2	182,0	1111	1067	0,797
Dezembro	185,1	76,08	29,50	177,6	169,6	1042	1001	0,800
Ano	2140,8	833,23	28,59	2062,7	1966,9	12119	11642	0,802

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total
DiffHor	Irradiação difusa horizontal
T_Amb	Temperatura ambiente
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras

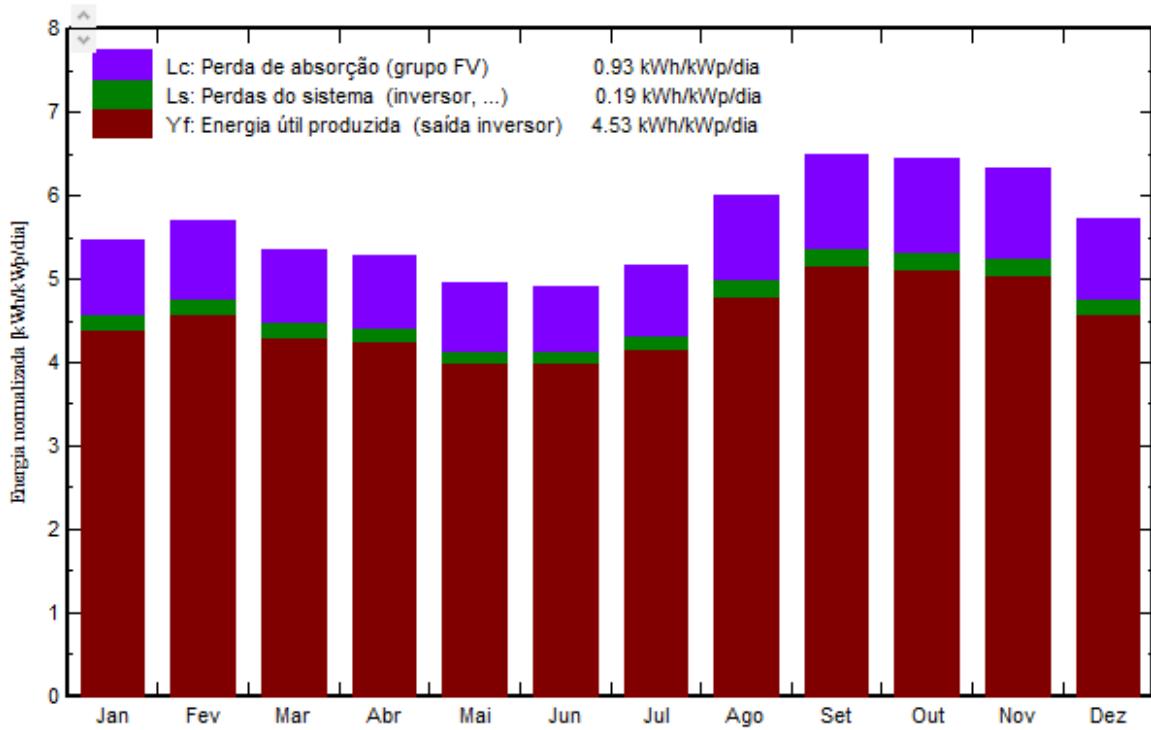
EArray	Energia efetiva à saída do grupo
E_Grid	Energia injetada na rede
PR	Índice de performance

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Além das outras informações como a incidência global, energia efetiva e índice de performance. Para a produção deste sistema, foi utilizado a energia injetada na rede que está em destaque.

Outras informações que foram retiradas do software, como a produção diária do ano e também os valores da perdas anual, isso é apresentado na Figura 34.

Figura 34 – Produção do sistema plataforma PVsyst e perdas.
Produções normalizadas (por kWp instalado): Potência nominal 7.04 kWp



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

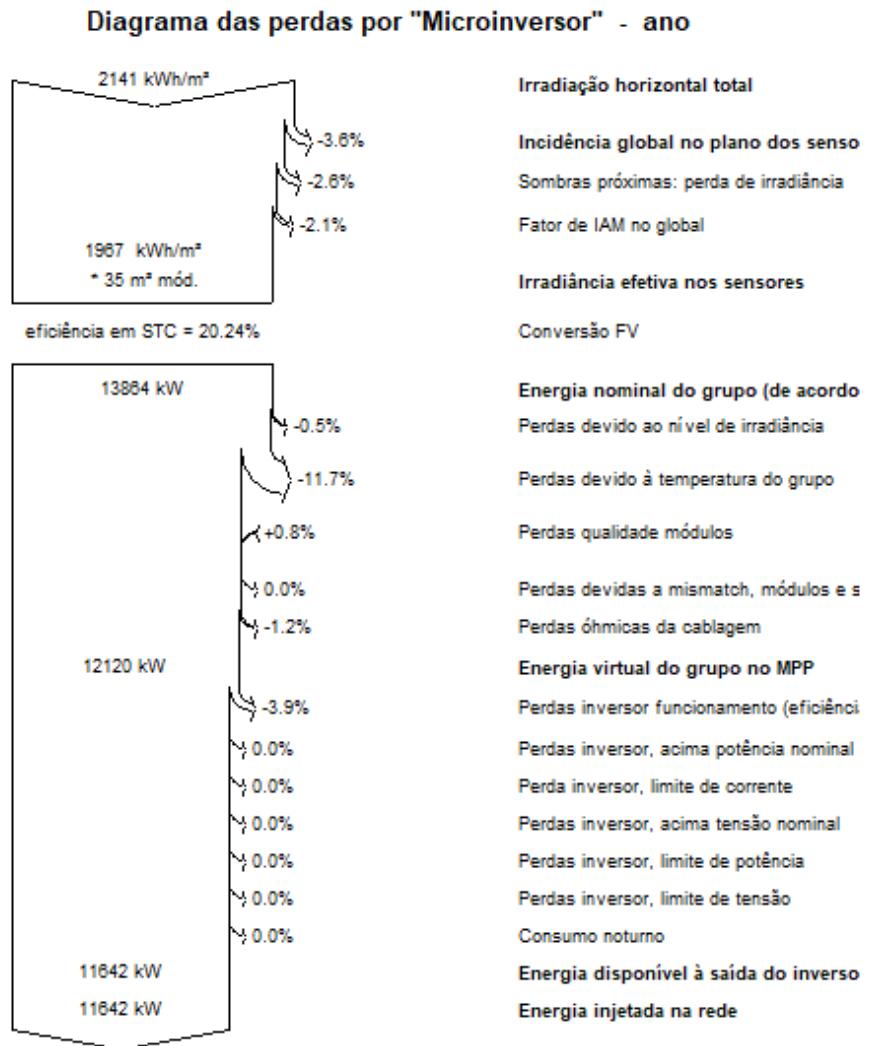
A Figura 34 percebe-se que a produtividade diária ficou em torno de 4,53 kWh/kWp/dia, as perdas por absorção e pelo sistemas foram, respectivamente, 0,93 e 0,19 kWh/kWp/dia.

A Figura 35, é mostra o diagrama de perdas gerado pelo software, contendo o percentual de perdas e a geração total em 1 ano de funcionamento do sistema.

Nesse diagrama, percebe-se que houve mais perdas pela temperatura, atingindo o valor de 11,7%. Já perdas por irradiação e sombras próximas resultam em 8,3%, as perdas no inversor foram somente 3,9%.

Observa-se que, de acordo com a eficiência SCT, a geração poderia chegar até 13.864 kW anualmente. A partir do impacto das perdas que foram consideradas pelo software, a simulação gerou anualmente de 11.642 kWh.

Figura 35 – Distribuição das perdas no sistema simulado pelo PVsyst.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

3.5 Índices de mérito

Os índices de mérito são conhecidos como figuras de desempenho. Eles são ferramentas para avaliar as características e a eficiência de SFCR. Estes índices têm a possibilidade de analisar se um sistema está sendo bem aproveitado com relação à radiação solar disponível ou se há espaço para melhorias em seu desempenho (TONOLO *et al.*, 2019).

Eles são obtidos a partir de fórmulas que têm variáveis como a energia gerada, a potência instalada e a irradiação solar incidente do local. Com base nesses dados, há a chance de comparar os diferentes sistemas fotovoltaicos, embora estejam instalados em localidades distintas, com tecnologias ou parâmetros variados (ARAÚJO *et al.*, 2016).

A análise dessas figuras de mérito permite verificar se o sistema está operando de

forma eficiente. Além disso, permitem também identificar falhas, propor melhorias e até realizar estimativas para projetos que estão na fase de desenvolvimento (BENEDITO, 2009). De acordo com Benedito (2009), estes indicadores são produtividade final, desempenho global e fator de capacidade.

3.5.1 *Produtividade final*

A produtividade final representa a relação entre a energia elétrica gerada (em kWh) e a potência instalada do sistema (em kWp). O indicador mostra a quantidade que cada quilowatt-pico (kWp) consegue gerar de energia ao longo de um determinado período.

$$YF = \frac{E_g}{P_{inst}} \quad (3.1)$$

onde,

- YF representa a produtividade final (kWh/kWp);
- E_g representa energia gerada (kWh);
- P_{inst} representa potência instalada (kWp).

Esse parâmetro é expresso em kWh/kWp, indicando quantas horas o sistema estaria operando à sua potência nominal para a geração de energia máxima registrada no período (PARENTE, 2021). Por fim, o parâmetro YF ajuda a identificar as perdas no sistema, facilitando o monitoramento do desempenho e analisando as possíveis melhorias.

3.5.2 *Desempenho Global*

O desempenho global é a relação entre a produtividade (kWh/kWp) e a quantidade de horas de sol a 1.000W/m², expresso em percentual (%). Ele demonstra o quantitativo da energia disponível no plano das placas se foi efetivamente convertida em energia elétrica, além de considerar as perdas do sistema (TONOLÓ *et al.*, 2019).

$$PR = \frac{YF}{YR} = \frac{E_g \cdot G_{ref}}{P_{inst} \cdot H_t} \quad (3.2)$$

onde,

- PR representa o desempenho global (%);
- YF representa a produtividade final (kWh/kWp);

- YR representa produtividade de referência do sistema (kWh/kWp);
- E_g representa a energia gerada (kWh);
- P_{inst} representa a potência instalada (kWp);
- H_t representa a irradiação no plano, em kWh/m^2 ;
- G_{ref} representa a irradiação de referência na condição padrão de testes, sendo igual a $1000\text{W}/\text{m}^2$.

O PR é extremamente útil para comparação de sistemas distintos, independentemente de seus locais, potências ou equipamentos. Além disso, permite detectar falhas ou degradações no sistema no decorrer do tempo e avaliar também a qualidade da operação e manutenção desse sistema (FUSANO, 2013).

Na prática, um PR não atinge os 100%, os motivos são as perdas que podem acontecer no sistema. Ademais, os valores entre 70% a 80% são considerados bons para sistemas bem projetados e instalados (TONOLO *et al.*, 2019).

3.5.3 *Fator de Capacidade (FC)*

O fator de capacidade é um índice expresso em porcentagem que indica a relação entre a energia efetivamente gerada por um sistema fotovoltaico e a energia que ele poderia produzir caso operasse continuamente em sua potência nominal durante as 24 horas do dia, ao longo do período analisado (TONOLO *et al.*, 2019).

$$FC = \frac{E_g}{P_{inst} \cdot 24 \cdot \text{dias}} \quad (3.3)$$

onde,

- FC representa o fator de capacidade (%);
- P_{inst} representa o potência instalada (kWp).

No caso dos SFVs, a potência nominal considerada pode ser a potência de pico dos módulos (kWp) ou a potência dos inversores, isso depende da abordagem que for adotada (PARENTE, 2021). No Brasil, os SFCRs apresentam o FC entre 13% e 18%, dependendo da disponibilidade de radiação solar, da tecnologia usada e do dimensionamento adotado (BENEDITO, 2009).

4 RESULTADOS

Neste capítulo, serão apresentados os resultados e as discussões referentes a todos os dados simulados e reais obtidos. Como o objetivo principal era avaliar o desempenho do sistema de microgeração ao longo do tempo, foram utilizados dados mensais referentes aos anos de 2022, 2023 e 2024, por estarem alinhados aos objetivos definidos para o estudo.

4.1 Dados da plataforma do cliente

As informações de produção estão disponibilizadas no aplicativo e têm a opção para baixar esses dados. Os valores de energia gerada dos meses de cada ano foram retirados e organizados esses resultados no Excel. Na Tabela 5, observa-se a produção de cada ano, esses dados são do sistema que foi instalado.

Tabela 5 – Produção mensal de energia (kWh) por ano (2022-2024).

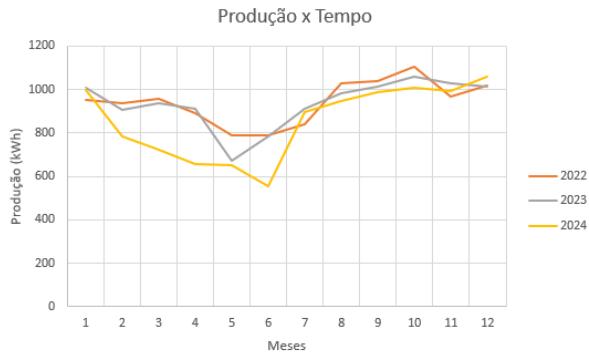
Mês	2022 (kWh)	2023 (kWh)	2024 (kWh)
1	953,28	1006,24	997,73
2	939,43	907,15	785,75
3	959,62	937,49	723,30
4	892,94	909,91	654,78
5	789,64	674,49	653,01
6	788,84	783,13	554,70
7	838,98	912,01	894,28
8	1026,45	983,05	949,89
9	1038,01	1012,16	989,81
10	1104,10	1059,14	1006,57
11	970,26	1027,50	993,13
12	1020,28	1012,02	1061,74
Média	943,49	935,36	855,39

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Diante da Tabela 5, percebe-se, principalmente pelo resultado das médias, que houve uma redução gradual de produção de um ano para o outro. Além disso, observa-se que a produção do primeiro semestre é inferior à do segundo semestre. Um dos fatores que podem ser citados é o período das chuvas, que ocorre com mais intensidade nesses meses.

Na Figura 36, é apresentado o comparativo entre esses anos. No ano de 2024, verifica-se que os primeiros meses do ano mostram que a produção de energia está menor do que em 2022 e 2023. Isso acontece a partir de fevereiro, indo até junho desse ano. Na Tabela 6, são apresentadas a geração total de cada ano, que foi somada à geração de cada mês.

Figura 36 – Gráfico da produção de 2022 a 2024.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Tabela 6 – Produção Anual (2022-2024)

Ano	Produção Anual (kWh)
2022	11.321,85
2023	11.224,30
2024	10.264,68

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A Tabela 6 indica que os anos de 2022 e 2023 tiveram geração bem próxima, apesar de que em 2022 tenha registrado um valor superior com 11.321,85 kWh. Em 2024, essa geração caiu, tendo uma diferença de 1.057,11 kWh, se for comparado com o ano que houve mais produção, com o erro de 9,3%. Portanto, houve uma redução significativa na geração desse sistema.

4.2 Análise comparativa: dados reais do sistema e simulação PVsyst

Para a comparação, o PVsyst simulou o projeto fotovoltaico utilizando os parâmetros do sistema já instalado. O software gera dados teóricos de produção em condições ideais de operação. Esses valores simulados possibilitam um comparativo com os dados reais extraídos da plataforma de monitoramento.

A partir disso, foi calculado o erro percentual entre a produção real e a simulada no PVsyst. Com isso, identificaram-se perdas ou anomalias que poderiam ter ocorrido nesses três anos de operação. Na Tabela 7, são apresentadas a geração do sistema pelo aplicativo e da simulação.

A Tabela 7 apresenta os dados obtidos da simulação do PVsyst junto com a geração da plataforma. Além disso, observa-se que a geração do software de janeiro até julho foi menor que nos meses de agosto a dezembro. No mês de junho, houve a menor produção, que foi de 842 kWh, já a maior foi de 1.115 kWh, no mês de outubro. A média anual do software calculado foi

Tabela 7 – Produção mensal do sistema fotovoltaico real e simulado (kWh).

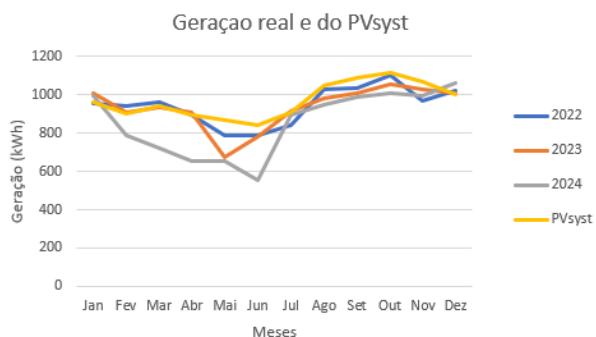
Mês	Real (kWh)			PVsyst (kWh)
	2022	2023	2024	
Jan	953	1006	998	960
Fev	939	907	786	901
Mar	960	937	723	942
Abr	893	910	655	898
Mai	790	674	653	871
Jun	789	783	555	842
Jul	839	912	894	908
Ago	1026	983	950	1047
Set	1038	1012	990	1089
Out	1104	1059	1007	1115
Nov	970	1028	993	1067
Dez	1020	1012	1062	1001
Média	943	935	855	970

Fonte: Dados elaborados pelo autor (2025).

de 970 kWh.

Em relação a comparação, obteve-se uma média maior que nos anos analisados, já que o software simula em condições ideais. Além disso, se for comparado, houve uma diferença de 115 kWh com a média de 2024. Se for feito o erro percentual pela média de cada ano, em 2022 foi de 2,78%, já de 2023 apresentou 3,61% e em 2024 foi de 11,8%.

Figura 37 – Gráfico de produção entre sistema real e o simulado pelo PVsyst.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

A Figura 37 representa o gráfico comparando a geração entre os dados reais e o simulado. Diante disso, percebe-se que, na maior parte dos meses, a geração do PVsyst está superior aos valores reais. Já em outros meses, os dados reais são superiores aos valores retirados da simulação.

Na Tabela 8, são apresentados os dados fazendo comparação dos meses de 2022. Para isso, foi calculado o erro percentual de cada mês e também a geração total dos 12 meses.

Tabela 8 – Comparativo entre os dados simulados no PVsyst e os dados reais de 2022.

Mês	Real (kWh)	PVsyst (kWh)	Erro (%)
1	953,28	960	0,70
2	939,43	901	4,09
3	959,62	942	1,84
4	892,94	898	0,57
5	789,64	871	10,30
6	788,84	842	6,74
7	838,98	908	8,23
8	1026,45	1047	2,00
9	1038,01	1089	4,91
10	1104,10	1115	0,99
11	970,26	1067	9,97
12	1020,28	1001	1,89
Total	11.321,85	11.642	2,83

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Nota-se, na Tabela 8, que no mês de abril houve o menor percentual de erro, com apenas 0,57%. O mês de maio obteve o maior percentual, em torno de 10,3%, o que é considerado um erro alto para o sistema. O erro da geração total foi de apenas 2,83%.

Na Tabela 9, são apresentados os dados fazendo comparação dos meses de 2023. Para isso, foi calculado o erro percentual de cada mês e da produção total dos doze meses.

Tabela 9 – Comparativo entre dados simulados no PVsyst e dados reais de 2023

Mês	Real (kWh)	PVsyst (kWh)	Erro (%)
1	1.006,24	960	4,60
2	907,15	901	0,68
3	937,49	942	0,48
4	909,91	898	1,31
5	674,49	871	29,13
6	783,13	842	7,52
7	912,01	908	0,44
8	983,05	1.047	6,51
9	1.012,16	1.089	7,59
10	1.059,14	1.115	5,27
11	1.027,50	1.067	3,84
12	1.012,02	1.001	1,09
Total	11.224,30	11.642	3,72

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Observando a Tabela 9, no ano de 2023, o menor valor foi no mês de julho, com apenas 0,44%. Já no mês de maio, houve um erro de 29,13%. Observa-se que, no mês de maio, pela plataforma, houve uma geração de 674,49 kWh. No PVsyst foi de 871 kWh, uma diferença

relativamente grande se for considerado outros meses. O erro da média anual entre os dois foi de 3,72%.

Na Tabela 10, são apresentados os dados fazendo a comparação dos meses de 2024. Para isso, foi calculado o erro percentual de cada mês e também geração total desse ano.

Tabela 10 – Comparativo entre dados simulados no PVsyst e dados reais de 2024

Mês	Real (kWh)	PVsyst (kWh)	Erro (%)
1	997,73	960	3,78
2	785,75	901	14,67
3	723,30	942	30,24
4	654,78	898	37,15
5	653,01	871	33,38
6	554,70	842	51,79
7	894,28	908	1,53
8	949,89	1.047	10,22
9	989,81	1.089	10,02
10	1.006,57	1.115	10,77
11	993,13	1.067	7,44
12	1.061,74	1.001	5,72
Total	10.264,68	11.642	13,42

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

No ano de 2024, pela Tabela 10, houve índices com erros percentuais altíssimos nos meses de fevereiro a junho e de agosto a outubro. O mês de junho obteve o maior erro desse ano, chegando a 51,79%. A geração real foi apenas de 554,70 kWh, muito abaixo dos que outros anos no mesmo período e da geração do PVsyst, que foi de 842 kWh. A média do erro anual de 2024 foi de 13,42%.

Analizando esse comparativo da simulação com o real, percebe-se que o erro percentual em 2022 foi 2,83% e houve um crescimento de 13,42% em 2024, com uma diferença de 10,59%. Nota-se um aumento de mais de 4 vezes quando verificado de um ano para o outro.

4.3 Avaliação dos índices de desempenho

Figura 38 – Irradiação solar de Solonópole.

Localidades próximas																						
#	Estação	Município	UF	País	Irradiação solar diária média [kWh/m ² .dia]																	
					Latitude [°]	Longitude [°]	Distância [km]	Jan	Fev	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out					
1	<input checked="" type="checkbox"/> Solonopole	Solonopole	CE	BRASIL	5,701° S	39,049° O		5,6	5,64	5,68	5,79	5,34	5,09	5,03	5,36	6,04	6,51	6,62	6,56	6,04	5,81	1,59

Fonte: CRESESB (2015).

Na Figura 38, percebe-se que o mês de junho teve a menor incidência de radiação com 5,03 kWh/m². Já o mês de outubro teve a maior, com 6,62 kWh/m². A irradiação média foi de 5,81 kWh/m².

A Tabela 11 apresenta a irradiação solar mensal. Para obter isso, foi necessário converter a irradiação diária para a mensal. Dessa forma, multiplicou-se essa radiação diária pelos receptivos dias de cada mês, assim obtendo o resultado na unidade kWh/m².mês. Em 2024, como foi um ano bissexto, fevereiro em vez ter 28 dias, teve 29 dias. Então, nesse ano, houve uma aumento de radiação.

Tabela 11 – Irradiação Solar Mensal (kWh/m².mês) de 2022 a 2024

Mês	2022	2023	2024
Jan	174,84	174,84	174,84
Fev	159,04	159,04	164,72
Mar	179,49	179,49	179,49
Abr	160,20	160,20	160,20
Mai	157,79	157,79	157,79
Jun	150,90	150,90	150,90
Jul	166,16	166,16	166,16
Ago	187,24	187,24	187,24
Set	195,30	195,30	195,30
Out	205,22	205,22	205,22
Nov	196,80	196,80	196,80
Dez	187,24	187,24	187,24

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Utilizaram-se esses resultados de irradiação mensal solar para obter o índice de mérito do desempenho global, já que esse parâmetro tem relação com a avaliação da performance do sistema fotovoltaico.

A Tabela 12 mostra o índice de produtividade do sistema de 2022 a 2024. Para calcular a produtividade, foi usada a Equação 3.1, onde os dados de energia produzida são demonstrados na Tabela 5 e a potência instalada de 7,04 kWp. Nota-se que os meses com as maiores radiações solares demonstraram, consequentemente, maior produtividade.

Observa-se que, pelo total da produtividade de cada ano, há uma diminuição com o passar dos anos. Em junho de 2022 e de 2024, houve a menor produtividade, com 112,05 e 78,79 kWh/kWp, respectivamente. Já a maior produtividade dentre os três anos ocorreu no mês de outubro de 2022 e 2023, com 156,83 e 150,45 kWh/kWp, respectivamente. Se relacionar com a irradiação mensal ilustrada na Figura 38, foram os meses que tiveram mais destaque. Se for considerado esses anos, a média anual de produtividade de 1.553,54 kWh/kWp.

Tabela 12 – Produtividade Final (kWh/kWp)

Mês	2022	2023	2024
1	135,41	142,93	141,72
2	133,44	128,86	111,61
3	136,31	133,17	102,74
4	126,84	129,25	93,01
5	112,17	95,81	92,76
6	112,05	111,24	78,79
7	119,17	129,55	127,03
8	145,80	139,64	134,93
9	147,44	143,77	140,60
10	156,83	150,45	142,98
11	137,82	145,95	141,07
12	144,93	143,75	150,81
Total	1.608,22	1.594,36	1.458,05

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Na Tabela 13, é apresentado o desempenho desse sistema entre os anos de 2022 a 2024. O cálculo sobre o desempenho global pode ser feito a partir da Equação 3.2, onde foi usado o resultado da produtividade na Tabela 12 e os valores da irradiação mensal da Tabela 11. Esses resultados foram calculados e é dado em porcentagem.

Tabela 13 – Desempenho Global (%)

Mês	2022	2023	2024
1	77,45	81,75	81,06
2	83,90	81,02	67,76
3	75,94	74,19	57,24
4	79,18	80,68	58,06
5	71,09	60,72	58,79
6	74,26	73,72	52,22
7	71,72	77,97	76,45
8	77,87	74,58	72,06
9	75,50	73,62	71,99
10	76,42	73,31	69,67
11	70,03	74,16	71,68
12	77,40	76,77	80,55
Média	75,90	75,21	68,13

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Nota-se que houve decrescimento do desempenho ao longo dos anos. Na literatura, são considerados valores aceitáveis entre 70% a 80%. Em 2022 e 2023, os valores estão dentro do esperado, porém no ano 2024, o valor está fora da margem estabelecida com apenas 68,13%. A média entre esses três anos do desempenho do sistema foi de 73,08%.

Na Tabela 14, tem-se o fator de capacidade do sistema nos anos 2022 até 2024. Para calcular, foi utilizado a Equação 3.3, a partir dos dados de geração da Tabela 5 e a potência de 7,04 kWp. Os dados obtidos são apresentados em porcentagem. Esse fator tem razão proporcional a energia gerada do sistema, ou seja, quando há um aumento na geração, consequentemente esse índice aumenta e vice-versa.

Tabela 14 – Fator de Capacidade (%)

Mês	2022	2023	2024
1	18,20	19,21	19,05
2	19,86	19,18	16,04
3	18,32	17,90	13,81
4	17,62	17,95	12,92
5	15,08	12,88	12,47
6	15,56	15,45	10,94
7	16,02	17,41	17,07
8	19,60	18,77	18,14
9	20,48	19,97	19,53
10	21,08	20,22	19,22
11	19,14	20,27	19,59
12	19,48	19,32	20,27
Média	18,37	18,21	16,59

Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Verificar-se que o FC demonstra uma diminuição ao longo dos anos. Os fatores de capacidade de 2022 e 2023 estão bem próximos, com uma diferença de apenas 0,16%. O ano 2024 teve o menor índice, com apenas 16,59%. Segundo Benedito (2009), o SFCR no Brasil, os valores do fator estão entre 13% a 18%. Então, 2024 está dentro dos padrões considerados para o sistema no Brasil. A média anual do FC entre eles é de 17,72%.

Considerando todos os parâmetros utilizados para avaliar o desempenho dessa microgeração ao longo desses três anos, nota-se neles uma queda gradual em cada ano. Se forem mostrados, os meses que tiveram menor geração de energia foram maio e junho.

Dentre dos anos analisados, 2024 obteve as maiores perdas energéticas, sendo o maior erro anual quando comparado com o software PVsyst. A média do desempenho global desse ano estava fora dos critérios adequados para um SFCR. Ademais, se forem consideradas todas as médias anuais dos indicadores de méritos, ocorreu que o sistema estava dentro dos padrões aceitos para uma SFV.

No SFV, há perdas que irão acontecer com o decorrer do tempo, porque, assim como em qualquer equipamento, irá ter desgaste, impactando diretamente a geração de energia elétrica.

Além disso, outra perda seria o monitoramento, já que se o sistema fica sem internet ou ocorre oscilações de energia ou de sinal, a produção no local continua funcionando.

Além disso, há impacto nos dados de produção que são recebidos do aplicativo, ou seja, a produção, na plataforma, será afetada, já que não tem como saber o quanto foi gerado naquele dia até que seja feita a configuração de monitoramento para reestabelecer essa conexão com a DTU do microinversor.

Dentro dos parâmetros, constata-se que pode ter ocorrido algo nesses anos. Por isso, percebeu-se que houve momentos, principalmente em 2024, que o sistema ficou sem monitoramento. Ou seja, a plataforma de monitoramento não estava recebendo os dados.

Mas houve o restabelecimento da conexão do sistema. Isso foi um fator que contribuiu para a diminuição da geração de energia, consequentemente, resultando em altos erros dentre os anos analisados.

Esse sistema estudado não teve uma manutenção como uma limpeza dos módulos, somente quando houve chuva no local. Também não foram realizados testes e medições de tensão e corrente nos microinversores e no quadro elétrico, ou uma verificação nos módulos se estão apresentando pontos quentes ou qualquer degradação que possa ocorrer, fatores esses, que afetam a eficiência de produção. Portanto, não se sabe com precisão quais foram os impactos, além da falta de monitoramento, ocasionados no desempenho do sistema.

5 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho analisou o desempenho de um sistema fotovoltaico após três anos de operação em Solonópole-CE, por meio de dados de geração retirados da plataforma de monitoramento S-miles. Utilizou-se o software PVsyst para comparar os resultados da simulação computacional e os dados de produção do sistema instalado. Além disso, foram usados os parâmetros de mérito para verificação do sistema.

A plataforma forneceu os dados de produções mensais, que foram utilizados no Excel, assim obtendo dados de produção anual dos três anos e bem como as médias correspondentes. Observa-se que, entre os anos analisados, 2024 obteve as maiores perdas de geração de energia. Apesar das médias anuais terem valores bem próximos, a produção anual tem uma diferença entre 2024 e os outros anos, uma perda de 1.057,11 kWh em relação a 2022 e 959,62 kWh em 2023.

Para fins de comparação, utilizou-se os dados fornecidos do sistema de microgeração fotovoltaica e simulado no PVsyst. Nota-se que entre os anos de 2022 e 2023, as médias dos erros percentuais foram relativamente próximas. Já em 2024, a média ficou acima de 10%, levando em consideração que no mês de junho, a produção foi apenas 554,70 kWh, a menor geração dos três anos.

Os índices de desempenho são importantes para análise, verificando se há problemas no sistema. Percebe-se pelos índices de produtividade final, desempenho global e fator de capacidade que, entre os três anos, 2024 foi o que mais se destacou em relação às perdas do sistema. Isso fica perceptível no desempenho global, que fica um pouco abaixo de 70%, fora dos limites de sistemas bem projetados, o que representa um sinal de alerta. Em contrapartida, o FC desse ano fica dentro dos limites estabelecidos para os SFCRs no Brasil. Já se for considerado, as médias anuais das figuras de mérito, o sistema está aceitável para os limites que são impostos, como desempenho global de 73,08% e o FC de 17,72%.

Por fim, o sistema apresentou desempenho satisfatório ao longo desses três anos de instalação, ainda que, em 2024, tenha obtido um resultado abaixo do esperado em comparação aos outros anos. Isso é perceptível com a média anual dos parâmetros de mérito, que esteve dentro dos padrões estabelecidos para sistemas fotovoltaicos.

Em síntese, este trabalho contribuiu para o ambiente acadêmico e para os que trabalham com SFV, já que propõe uma avaliação de SFCRs, uma análise de desempenho entre a simulação no software e o sistema real, parâmetros de performance e a observação para as

perdas dos sistemas. Principalmente, através dos fatores que foram estudados, evidenciou-se a importância de verificar o monitoramento do sistema de microgeração, já que é por meio dele que se pode observar a perda energética do sistema através dos dados que são coletados do SFV instalado.

Para trabalhos futuros sugere-se:

1. Uma manutenção, seja uma limpeza nas placas ou verificações dos módulos e os microinversores, deve ser feita periodicamente para analisar como ficará o desempenho do sistema;
2. Análise de desempenho da usina com mais de 7 anos de instalação, com intuito de verificar os impactos ao longo desse tempo;
3. Uma análise pelo PVsyst inserindo os dados de irradiação solar do CRESESB, assim, pode-se fazer um estudo comparativo de geração entre diferentes dados de irradiações.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR. Panorama da energia solar fotovoltaica no Brasil e no mundo.** 2025. Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 25 abril 2025.
- ALMEIDA, M. P. Qualificação de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.** Dissertação (Mestrado) — Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2012. 171 f.
- ALVES, F. R. R. *et al.* Estudo do efeito da sujidade na eficiência de módulos fotovoltaicos. Pontifícia Universidade Católica de Goiás, 2018.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.** [S.l.], 2012.
- ANEEL. Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro de 2015.** [S.l.], 2015.
- ANGELIM, T. P. Estudo da viabilidade financeira de um sistema fotovoltaico conectado à rede em orientação desfavorável e sujeito à sombreamento parcial.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2023.
- ARAÚJO, A. J. N. d.; RANK, N. I.; BUENO, T. B. d. A. Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2016.
- AYRÃO, V. Energia solar fotovoltaica no brasil: conceitos, aplicações e estudos de caso. **Internation Copper Association Brazil: Rio de Janeiro**, 2018.
- BARBOSA, M. M. Análise da viabilidade técnica e econômica para instalação de um gerador fotovoltaico conectado à rede para indústria atendida em média tensão.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2019.
- BARRETO, F. J. Planejamento centrado na manutenção de usinas fotovoltaicas: uma abordagem visando a eficiência.** Dissertação (Trabalho de Conclusão de Curso) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.
- BENEDITO, R. d. S. Caracterização da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob os aspectos técnico, econômico e regulatório.** Dissertação (Mestrado em Energia) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009. 110 p.
- BRASIL. Diário Oficial da União.** 2022. Brasília, DF, ed. 5, seção 1, p. 1. Disponível em: <<https://www.in.gov.br/web/dou/-/edicao-5-secao-1-375101772>>. Acesso em: 08 junho. 2025.
- CANDINE, M. V. d. S. Análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos, considerando a influência da sujeira na região sul de Goiás: estudo de caso no Instituto Federal de Goiás - Campus Itumbiara.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica), 2018.
- CASARIN, G. V. *et al.* Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica baseado em um estudo de caso.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2019.

CHEPP, E. D. Metodologia para análise de perdas por sombreamento em instalações fotovoltaicas. Dissertação (Dissertação (Mestrado em Engenharia)) — Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018. 84 f. Curso de Engenharia de Minas, Metalúrgica e de Materiais.

COLODETTE, J. A. d. F. Uso de micro inversores em sistemas fotovoltaicos: avaliação comparativa e estudo de caso. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2019.

CRESESB. SunData: programa para cálculo da irradiação solar diária média mensal no Brasil. 2015. Disponível em: <<https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>>. Acesso em: 05 maio. 2025.

Ecori. Módulos fotovoltaicos:perdas por mismatch em sistemas fotovoltaicos. 2020. Disponível em:<<https://ecori.com.br/novo-site/artigo-tecnico/modulos-fotovoltaicos-perdas-por-mismatch-em-sistemas-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 28 maio. 2025.

EPE. Incertezas e perdas na geração fotovoltaica. 2024. Disponível em:<<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Incertezas-e-Perdas-na-Geracao-Fotovoltaica>>. Acesso em: 1 jun. 2025.

EPE. Matriz energética e elétrica. 2025. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>>. Acesso em: 15 abril 2025.

FERREIRA, R. d. S. Estudo de desempenho de usinas de geração de energia fotovoltaica com uso de inversores string e sistemas simulados com otimizadores de potência. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2023.

FUSANO, R. H. Análise dos índices de mérito do sistema fotovoltaico conectado à rede do escritório verde da UTFPR. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2013.

GALDINO, M. A.; Da Silva, P. d. C. Subsídios para identificação visual de problemas em células e módulos fotovoltaicos. **Revista brasileira de energia solar**, v. 5, n. 2, p. 159–170, 2014.

Hoymiles. Datasheet MI-1500 Microinversor. [S.I.], 2020. Ficha técnica do microinversor fotovoltaico modelo MI-1500. Disponível em: <<https://genyx.com.br/novo-site/wp-content/uploads/2021/03/Hoymiles-MI-1500-Datasheet-04042020-1.pdf>>. Acesso em: 05 maio. 2025.

Hoymiles. Global Monitoring Login. 2025. Disponível em: <<https://global.hoymiles.com/website/login>>. Acesso em: 08 junho. 2025.

Hoymiles. Homeowners FAQs. 2025. Disponível em: <<https://www.hoymiles.com/br/homeowners/faqs/>>. Acesso em: 08 junho. 2025.

Hoymiles. Hoymiles Team. 2025. Disponível em: <<https://www.hoymiles.com/br/about-us/hoymiles-team/>>. Acesso em: 08 junho. 2025.

LANDIM, L. Análise técnico econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede na cidade de Medianeira-PR. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2021.

LEAL, A. d. F. **Estudo de viabilidade técnica e econômica para implantação de sistemas fotovoltaicos on-grid e off-grid em uma indústria.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2022.

LIMA, L. C. d. A.; GONÇALVES, P. R. C. **Desafios do desenvolvimento sustentável: estudo sobre as mudanças na matriz energética brasileira.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2016.

MAPS, G. **Google Maps: Coordenadas -5.7304167, -39.0079167.** 2023. Localização exata: 5°43'49.5"S 39°00'28.5"W. Disponível em: <<https://www.google.com/maps/place/5%C2%B0043'49.5%22S+39%C2%B000'28.5%22W>>. Acesso em: 6 jun. 2025.

MIRANDA, A. B. C. M. **Análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico conectado à rede.** Rio de Janeiro: [s.n.], 2014. Projeto de Graduação – Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. 71 p.

MUNOZ, M. A.; ALONSO-GARCIA, M. C.; VELA, N.; CHENLO, F. Early degradation of silicon pv modules and guaranty conditions. **Solar Energy**, v. 85, p. 2264–2274, 2011.

NDIAYE, A.; CHARKI, A.; KOBI, A.; KEBE, C. M. F.; NDIAYE, P. A.; SAMBOU, V. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review. **Solar Energy**, v. 96, p. 140–151, 2013.

NeoSolar. **Diferença entre microinversor e inversor string.** 2025. Disponível em:<<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/microinversor/diferenca-micro-inversor-inversor-string>>. Acesso em: 02 maio. 2025.

NeoSolar. **Sistemas de energia solar fotovoltaica e seus componentes.** 2025. Disponível em: <<https://www.neosolar.com.br/aprenda/saiba-mais/sistemas-de-energia-solar-fotovoltaica-e-seus-componentes>>. Acesso em: 08 maio. 2025.

NETO, A. H. *et al.* **Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética.** 1. ed., reimpressão. ed. [S.I.]: LTC, 2019. Ilustrado; 28 cm.

Oca Energia. **Sistema fotovoltaico híbrido: entenda o que é e suas aplicações.** 2025. Disponível em: <<https://www.ocaenergia.com/sistema-fotovoltaico-hibrido-entenda-o-que-e>>. Acesso em: 08 maio. 2025.

PARENTE, A. F. **Estudo comparativo sobre o desempenho entre usinas de geração de energia fotovoltaica com uso de inversores string e microinversores.** Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2021.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. d.; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. d.; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. d. **Atlas brasileiro de energia solar.** 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. E-book, 80p. il. Disponível em: <<http://doi.org/10.34024/978851700089>>. Acesso em: 08 jun. 2025.

PEREIRA, F.; OLIVEIRA, M. **Curso técnico de instalador de energia solar fotovoltaica.** [S.I.]: Publindustria, 2013.

PEREIRA, G. N.; ROCHA, G. U.; CARMO, M. B. do; PICCO, I. U.; BESSEGATTO, F. A.; BRANDAO, C. V. do R.; BONETTO, M. Tecnologias de células fotovoltaicas utilizadas em módulos comerciais e suas principais características: Uma revisão. In: **Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)**. Brasil: ABENS, 2024.

Petrobras. **Eficiência energética: como reduzir o consumo de energia**. 2025. Disponível em: <<https://nossaenergia.petrobras.com.br/w/transicao-energetica/eficiencia-energetica-como-reduzir-o-consumo-de-energia>>. Acesso em: 30 maio 2025.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CRESESB, 2014. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf>. Acesso em: 10 jun. 2025.

Portal Solar. **Placa solar: como funciona, construção e modelos**. 2025. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/como-funciona-placa-solar>>. Acesso em: 27 abril. 2025.

REBOUÇAS, C. C. d. O. **Análise da viabilidade econômico-financeira para a instalação de um sistema fotovoltaico em uma empresa de cal na cidade de Baraúna-RN**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2019.

REZENDE, V. G. S. d.; ZILLES, R. Análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujidade. In: **Anais do Congresso Brasileiro de Energia Solar (CBENS)**. Brasil: [s.n.], 2018. Trabalho apresentado no Congresso Brasileiro de Energia Solar.

SIQUEIRA, L. M. P. d. **Viabilidade da microgeração de energia elétrica em residências por um sistema composto por painéis fotovoltaicos conectados à rede**. Projeto de Graduação (Engenharia Civil), 2013.

SOLAR, C. **Manual do módulo fotovoltaico: fixação de painéis solares**. 2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/manual-do-modulo-fotovoltaico-fixacao-de-paineis-solares/>>. Acesso em: 04 mai. 2025.

SOLAR, C. **Influência do número de diodos de bypass no desempenho de painéis FV com sombras**. 2023. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/influencia-do-numero-de-diodos-de-bypass-no-desempenho-de-paineis-fv-com-sombras/>>. Acesso em: 29 jun. 2025.

SOUENERGY. **Painéis Fotovoltaicos - Dados Técnicos**. 2024. Catálogo técnico de painéis fotovoltaicos. Disponível em: <<https://souenergy.com.br/downloads/paineis/dah.html>>. Acesso em: 29 jun. 2025.

SOUZA, U. B. A. **Análise financeira de um sistema fotovoltaico conectado à rede de baixa tensão para uma microempresa no Centro da Cidade de Fortaleza**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2018.

TAVARES, L. A. Matriz elétrica brasileira e as tendências futuras. **RECIMA21 - Revista Científica Multidisciplinar**, v. 4, n. 5, p. e453135–e453135, 2023.

TONOLO, E. A. *et al.* **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR Campus Curitiba**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação), 2019.

VIANA, T. d. S. **Potencial de geração de energia elétrica com sistemas fotovoltaicos com concentrador no Brasil.** Tese (Tese (Doutorado)) — Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2010.

VILLALVA, M. **O efeito LID das células fotovoltaicas.** 2021. Publicado em: 2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/o-efeito-lid-das-celulas-fotovoltaicas/>>. Acesso em: 6 jun. 2025.

VILLALVA, M. G. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações.** 2. ed. rev. e atual.. ed. [S.l.]: Érica, 2015.

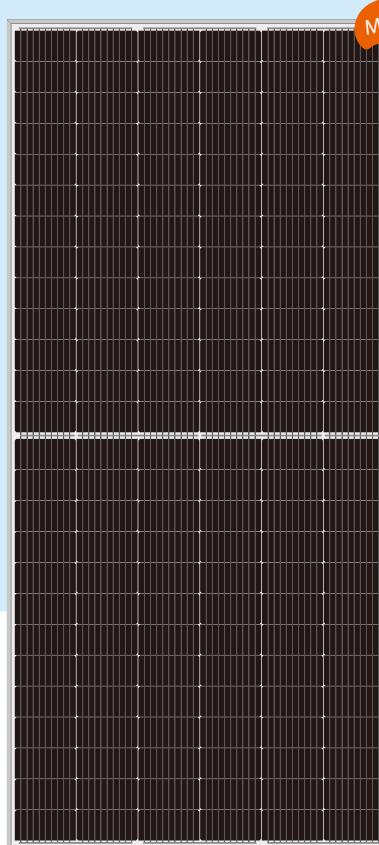
VINTURINI, M. **Entenda as especificações básicas da String Box.** 2019. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/entenda-especificacoes-basicas-string-box/>>. Acesso em: 04 maio. 2025.

ANEXO A – DATASHEET DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

HCM78X9

440~460W

Half-Cell High Efficiency PV Module



Comprehensive Products and System Certificates

IEC 61215 / IEC 61730 / CE / JPEA / FIDE / INMETRO

ISO 9001: 2015 / Quality management system

ISO 14001: 2015 / Standards for environmental management system

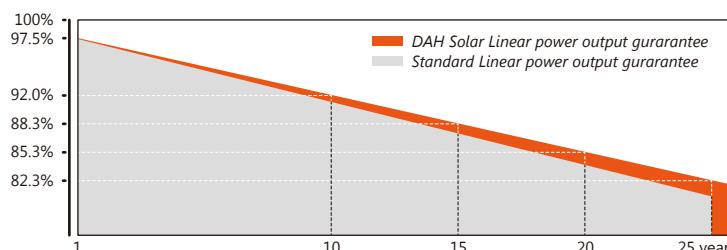
OHSAS 18001: 2007 / International standards for occupational health & safety



Quality Guarantee

12-year Material & technology warranty

25-year Linear power output warranty



Max Module Efficiency

21.14%



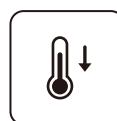
Half-cell & High eff.

9BB Half-cell technology,
Higher output power



Less Shading Effect

Unique circuit design,
Minimize shading effect



Lower Temperature

Lower temperature coefficient,
Lower hot spot temperature



Weather Resistance

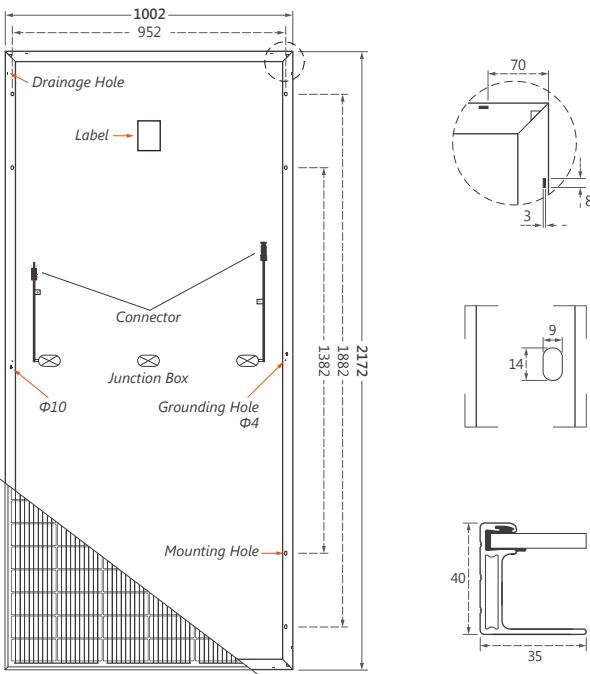
Pass Anti PID test. 100%
double EL test, Minimizes
micro-cracks



T6 Frame

T6 frame, better mechanical load, safer and more stable

Design



Mechanical Specification

Cells Type	Mono 158.75×79.375mm
Weight	24.3kg
Dimension (L×W×T)	2172×1002×40mm
Cable (Including connector)	4.0mm ² , Portrait: 300mm(+) / 400mm(-) Landscape: 1300mm(+) / 1300mm(-)
No. of Cells	156(6×26)
Packing	27pcs/pallet, 270pcs/20GP, 580pcs/40HQ
Glass	3.2 mm High Transmission, Antireflection Coating
Junction box	IP68, 3 Bypass Diodes
Connector	QC4 or MC4 Compatible

Operating Parameters

Maximum system voltage	1000V/1500V DC
Operating Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum series fuse rating	20A
Snow load, frontside	5400Pa
Wind load, backside	2400Pa
Nominal operating cell temperature	45°C±2°C
Application level	Class A

Electrical Characteristics(STC)

Module Type	HCM78X9-440W	HCM78X9-445W	HCM78X9-450W	HCM78X9-455W	HCM78X9-460W
Maximum Power (Pmax)	440W	445W	450W	455W	460W
Open-circuit Voltage (Voc)	53.1V	53.3V	53.5V	53.7V	53.9V
Maximum Power Voltage (Vmp)	44.5V	44.7V	44.9V	45.1V	45.3V
Short-circuit Current (Isc)	10.37A	10.42A	10.47A	10.54A	10.61A
Maximum Power Current (Imp)	9.89A	9.96A	10.03A	10.09A	10.16A
Module Efficiency (%)	20.22%	20.45%	20.68%	20.91%	21.14%
Power Tolerance	0~+5W				
Temperature Coeffcient of Isc	0.05%/°C				
Temperature Coeffcient of Voc	-0.29%/°C				
Temperature Coeffcient of Pmax	-0.37%/°C				
Standard Test Environment	Irradiance 1000W/m ² , Cell temperature 25°C, Spectrum AM1.5				

Electrical Characteristics(NOCT)

Module Type	HCM78X9-440W	HCM78X9-445W	HCM78X9-450W	HCM78X9-455W	HCM78X9-460W
Maximum Power (Pmax)	332W	336W	339W	342W	346W
Open-circuit Voltage (Voc)	51.4V	51.6V	51.8V	52.0V	52.2V
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.1V	43.3V	43.5V	43.7V	43.9V
Short-circuit Current (Isc)	8.21A	8.26A	8.30A	8.34A	8.39A
Maximum Power Current (Imp)	7.71A	7.76A	7.80A	7.83A	7.89A
Standard Test Environment	Irradiance 800W/m ² , Cell temperature 20°C, Spectrum AM1.5, Wind speed 1m/s				

ANEXO B – DATASHEET DO MICROINVERSOR

Hoymiles MI-1500



Alta Eficiência



Monitoramento
Remoto



Grau de Proteção
IP67



Longa vida útil

Modelo MI-1500

Entrada (DC)		
Potência máxima de entrada (W)	470	
Faixa de tensão de pico de potência MPPT (V)	36-48	
Tensão de partida (V)	22	
Tensão de funcionamento (V)	16-60	
Máxima tensão de entrada (V)	60	
Máxima corrente de entrada (A)	11,5	
Saída (AC)		
Potência nominal de saída (W)	220V	230V
Corrente máxima de saída (A)	1500	1500
Tensão nominal de saída (V)	6.81	6.52
Fator de potência	180-275	180-275
Distorção harmônica de corrente de saída	>0,99	>0,99
Quantidade de micros pro string	<5%	<5%
	3	3
Eficiência		
Eficiência máxima	96,50%	
Eficiência EU	96,50%	
Eficiência nominal MPPT	99,80%	
Dados gerais		
Range Temperatura de operação (°C)	-40 até + 65	
Dimensões (WxHxD mm)	280x176x33	
Peso (kg)	3,75 (incluindo 2.32m de cabo AC)	
Classificação de gabinete	IP67	
Resfriamento	Convecção natural	
Outras informações		
Comunicação	Wifi 2.4GHz	
Vida útil	> 25 anos	

