



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ALAGOAS
CAMPUS DE ENGENHARIAS E CIÊNCIAS AGRÁRIAS
CURSO DE GRADUAÇÃO DE ENGENHARIA DE ENERGIA**



Auderio Tiago Gomes Cavalcante

**AVALIAÇÃO DO ÍNDICE DE PERFORMANCE DE SISTEMAS DE
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL VIA
SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL**

Rio Largo - AL

2026

Auderio Tiago Gomes Cavalcante

**AVALIAÇÃO DO ÍNDICE DE PERFORMANCE DE SISTEMAS DE
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL VIA
SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Campus de Engenharias e Ciências
Agrárias da Universidade Federal de
Alagoas, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Allan David da Costa Silva

Rio Largo - AL

2026

Catálogo na Fonte
Universidade Federal de Alagoas
Biblioteca Campus de Engenharias e Ciências Agrárias
Bibliotecário Responsável: Erisson Rodrigues de Santana - CRB4 - 1512

C377a Cavalcante, Auderio Tiago Gomes.

Avaliação do índice de performance de sistemas de minigeração distribuída em diferentes regiões do Brasil via simulação computacional. / Auderio Tiago Gomes Cavalcante. – 2026.

50f.: il.

Orientador(a): Allan David da Costa Silva.

Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia de Energia) – Graduação em Engenharia de Energia, Campus de Engenharias e Ciências Agrárias, Universidade Federal de Alagoas. Rio Largo, 2026.

Inclui bibliografia

1. Minigeração distribuída. 2. *Performance Ratio*. 3. PVSyst. 4. Sistemas fotovoltaicos. I. Título.

CDU: 620.91(81):004.94

FOLHA DE APROVAÇÃO**AUDERIO TIAGO GOMES CAVALCANTE****AVALIAÇÃO DO ÍNDICE DE PERFORMANCE DE SISTEMAS DE
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM DIFERENTES REGIÕES DO BRASIL VIA
SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado
ao Campus de Engenharias e Ciências
Agrárias da Universidade Federal de
Alagoas, como requisito para obtenção do
título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Aprovado em 10/06/2026

Banca Examinadora

Documento assinado digitalmente
 **ALLAN DAVID DA COSTA SILVA**
Data: 11/06/2026 12:08:26-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Orientador - Prof. MSc. Allan David Da Costa Silva
(Universidade federal de Alagoas - UFAL)

Documento assinado digitalmente
 **FELIPE CAIO NUNES DE OLIVEIRA LIMA**
Data: 10/06/2026 21:10:43-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Examinador Interno - Prof. DSc. Felipe Caio Nunes de Oliveira Lima
(Universidade federal de Alagoas - UFAL)

Documento assinado digitalmente
 **ALANA KELLY XAVIER DE BARROS BRANCO**
Data: 11/06/2026 11:18:23-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Examinador Interno – Profa. DSc. Alana Kelly Xavier de Barro Branco
(Universidade federal de Alagoas - UFAL)

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, agradeço a Deus pelas realizações e por tudo o que Ele me proporcionou durante essa graduação.

Aos meus pais, Auderio e Claudia, que não mediram esforços para me ajudar desde os momentos mais complicados.

Ao meu tio Cícero e minha tia Neidinha, pelo apoio durante todos esses anos, fazendo com que eu me sentisse sempre em casa.

Aos meus amigos que caminharam junto comigo durante a graduação: Gabriel, Vinícius, Gustavo, Thamyris, Vitor, Joelinton, sem vocês não seria tão incrível como foi.

Ao meu orientador, Prof. Allan, por aceitar esse desafio e por todo apoio, muito obrigado.

Aos meus professores Igor, Amanda, Jerusa, Ricardo, Fábio, Márcio, Sandro, Leonardo, obrigado por compartilhar seus conhecimentos.

Ao meu amigo de turma Rivaldo, pela diversão que foi compartilhar todos esses anos ao seu lado, fazendo de problemas uma diversão.

À minha namorada Ana Luísa, pelo apoio e companheirismo de sempre, amo-te.

Às minhas primas Fabiola, Fabiana, Geyse, Nara, Gal e toda família Cavalcante que de alguma forma ajudaram muito quando ainda era um sonho.

A todos os funcionários da Universidade Federal de Alagoas, em especial aos do CECA, meus sinceros agradecimentos.

A todos aqueles que não mencionei, mas ajudaram e caminharam comigo nessa jornada, muito obrigado.

RESUMO

Este trabalho teve como objetivo analisar o desempenho energético de sistemas fotovoltaicos de minigeração conectados à rede elétrica no Brasil, por meio de simulações computacionais realizadas no software PVsyst. Buscou-se avaliar o desempenho dos sistemas em diferentes regiões do país a partir do índice *Performance Ratio* (PR), identificar as variáveis com maior influência sobre esse indicador e comparar os resultados simulados com dados reais de geração de uma usina fotovoltaica. A pesquisa caracteriza-se como um estudo exploratório e comparativo, de natureza quantitativa, fundamentado em simulações computacionais realizadas no software PVsyst 8.0.6. Para isso, foi definido um sistema fotovoltaico padrão (baseline) de minigeração distribuída, com potência instalada de 1011 kWp, baseado em uma usina real localizada em São Miguel dos Campos/AL, o qual foi replicado em diferentes localidades do Brasil. Foram simulados sistemas em 104 cidades distribuídas nos 26 estados brasileiros e no Distrito Federal. A análise estatística dos dados foi realizada por meio da linguagem Python. Os resultados demonstraram que os valores de PR apresentaram baixa dispersão e relativa homogeneidade entre os sistemas analisados. Entre as variáveis avaliadas, destacaram-se a temperatura, as perdas no inversor e a eficiência do inversor, que explicaram aproximadamente 86,68% da variabilidade do PR. Observou-se ainda que a geração de energia simulada pelo PVsyst apresentou comportamento semelhante ao da usina real, embora o software tenha subestimado a geração anual observada. Conclui-se que, apesar das diferenças climáticas e geográficas entre as regiões brasileiras, os sistemas apresentaram comportamento relativamente semelhante quanto ao desempenho energético. Além disso, a eficiência do inversor apresentou influência positiva sobre o PR, enquanto a temperatura e as perdas no inversor apresentaram influência negativa. O software PVsyst mostrou-se uma ferramenta adequada para estimativa do PR e de geração de energia fotovoltaica, apresentando diferença proporcional inferior a 10% em relação aos dados reais da usina analisada.

Palavras-chave: Minigeração distribuída; *Performance Ratio*; PVSyst; Sistemas fotovoltaicos.

ABSTRACT

This study aimed to analyze the energy performance of grid-connected photovoltaic minigeneration systems in Brazil using computer simulations performed with the PVsyst software. The objective was to evaluate the performance of the systems in different regions of the country based on the Performance Ratio (PR), identify the variables with the greatest influence on this indicator, and compare the simulated results with real generation data from a photovoltaic plant. This research is characterized as an exploratory, comparative, and quantitative study based on computer simulations conducted in PVsyst software (version 8.0.6). For this purpose, a standard (baseline) distributed minigeneration photovoltaic system was defined with an installed capacity of 1,011 kWp, based on a real plant located in São Miguel dos Campos/AL, which was replicated across different locations in Brazil. Systems were simulated in 104 cities distributed across the 26 Brazilian states. Statistical data analysis was performed using the Python language. The results demonstrated that the PR values showed low dispersion and relative homogeneity among the analyzed systems. Among the evaluated variables, temperature, inverter losses, and inverter efficiency stood out, explaining approximately 86.68% of the PR variability. It was also observed that the energy generation simulated by PVsyst showed a similar behavior to that of the real plant, although the software underestimated the observed annual generation. It is concluded that, despite the climatic and geographical differences among Brazilian regions, the systems showed a relatively similar behavior regarding energy performance. Furthermore, inverter efficiency had a positive influence on the PR, while temperature and inverter losses had a negative influence. The PVsyst software proved to be an adequate tool for estimating the PR and photovoltaic energy generation, presenting a proportional difference of less than 10% compared to the real data of the analyzed plant.

Keywords: Distributed minigeneration; Performance Ratio; photovoltaic systems; PVsyst.

LISTAS DE FIGURAS

Figura 1 – Hierarquia e conexões de sistemas fotovoltaicos.....	19
Figura 2 – Potencial e sazonalidade da Irradiância Global Horizontal (GHI) no território brasileiro	22
Figura 3 – Azimute e Inclinação	24
Figura 4 – Design Usina São Miguel dos Campos (PVsyst 8.0.6).....	30
Figura 5 – Resumo do sistema global Usina de São Miguel dos Campos/AL utilizado nas simulações (PVsyst 8.0.6)	31
Figura 6 – Comparação de Geração Mensal Real vs PVsyst em uma usina no Estado de Alagoas (período filtrado).....	34
Figura 7 – PR Real Mensal (jun/2024 a mai/2025).....	36
Figura 8 – PR Simulado Mensal.....	36
Figura 9 – Dispersão do PR por região (2010 a 2021)	39
Figura 10 – Distribuição da Produtividade PR no Brasil (2010 a 2021).....	40
Figura 11 – Dispersão do PR por Estado (2010 a 2021)	40
Figura 12 – Matriz de comparação das 5 variáveis selecionadas	43

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Comparativo de grandezas e indicadores solares	16
Quadro 2 – Componentes associados aos SFV	18
Quadro 3 – Inversores para SFCRs	19
Quadro 4 - Principais fatores de perdas em SFV no Brasil (2017 a 2022)	23
Quadro 5 – Lista de municípios selecionados para o estudo	37

LISTAS DE TABELAS

Tabela 1 – Características técnicas da Usina de São Miguel dos Campos/AL utilizada nas simulações	31
Tabela 2 – Diferença percentual da geração real e relação ao PVsyst	35
Tabela 3 – Índice de Performance (PR) real mensal	36
Tabela 4 – Índice de Performance (PR) médio por região	38
Tabela 5 – Média anual do PR por Estado (2010 a 2021).....	41
Tabela 6 – Correlação das variáveis com PR e Ranking de importância	42

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
AM	Massa de Ar
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CdTe	Telureto de Cádmio
CIGS	Disseleneto de Cobre, Índio e Gálio
CIS	Disseleneto de Cobre e Índio
CO ₂	Dióxido de Carbono
DEE	Diretoria de Estudos de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDI	Fator de dimensionamento do Inversor
<i>G</i>	Irradiância Solar
GC	Geração Centralizada
GD	Geração distribuída
GW	Gigawatt
H	Irradiação Solar
HSP	Horas de Sol Pleno
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
IRENA	International Renewable Energy Agency
ITRPV	International Technology Roadmap for Photovoltaic
kW	Quilowatt
kWp	Quilowatt-pico
MW	Megawatt
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
N-TYPE	Wafer dopado negativamente
PAC	Ponto de Acoplamento Comum
PERS	Programa de Energia Renovável Social
P _{inv}	Potência Nominal do Inversor

PFV	Potência Nominal do gerador Fotovoltaico
PR	Índice de Performance (do inglês Performance Ratio)
P-TYPE	Wafer dopado positivamente
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SFV	Sistema Fotovoltaico
SFVCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SIN	Sistema Interligado Nacional
STC	Condições Padrões de Teste
TUSD	Tarifa de demanda
TWh	Terawatt-hora
V-VAR	Controle de Tensão-Reativo (Volt-var)
W	Watt
Wh	Watt-hra

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Objetivo geral	14
1.2	Objetivos específicos	14
2	REFERENCIAL TEÓRICO	15
2.1	Energia solar fotovoltaica e radiação solar	15
2.2	Sistemas fotovoltaicos conectados a rede	18
2.3	Projetos e dimensionamento de sistemas fotovoltaicos	21
2.4	Central de minigeração distribuída	25
2.5	Indicador de desempenho	27
2.6	Simulação computacional no PVsyst	28
3	METODOLOGIA	30
3.1	Caracterização do sistema de referência	30
3.2	Seleção dos municípios:	31
3.3	Base de dados meteorológicos	32
3.4	Procedimento de simulação	32
3.5	Análise estatística dos dados	33
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	34
5	CONCLUSÃO	46
	REFERÊNCIAS	

1. INTRODUÇÃO

O aumento da demanda energética global, aliado aos desafios climáticos, intensifica a necessidade de descarbonização e de diversificação da matriz elétrica por meio de fontes de energia renováveis e limpas. Nesse contexto, a energia solar fotovoltaica surge como uma das fontes mais promissoras (GONÇALVES, 2023; DUARTE; ARAÚJO, 2025). Em 2024, essa tecnologia se consolidou como a segunda maior fonte em capacidade instalada na matriz elétrica do Brasil e, em 2025, atingiu 62,7 GW de potência instalada, correspondendo a 24,2% da capacidade instalada do país (DUARTE; ARAÚJO, 2025; ABSOLAR, 2025).

Esse crescimento acelerado foi impulsionado por incentivos regulatórios e inovações tecnológicas, bem como pela redução dos custos de instalação (VIANA e COELHO, 2025). Isso causou um aumento significativo (>35 vezes) da capacidade instalada global de geração solar, partindo de 40 GW para 1400 GW entre os anos de 2010 e 2023 (IRENA, 2024).

Outro fator importante para a expansão dessa fonte foi a publicação da Resolução Normativa (REN) nº482/2012, que introduziu o sistema de compensação e, portanto, possibilitou ao consumidor brasileiro armazenar o excedente na rede (BRASIL, 2012; MORI, 2025). Em 2022, foi sancionada a Lei Nº 14300/2022 que instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, trazendo segurança jurídica para o setor elétrico.

Conforme a Lei nº 14.300/2022, a Geração Distribuída (GD) corresponde à geração de energia elétrica próxima aos centros de consumo e conectada ao sistema de distribuição de energia elétrica, sendo classificada como microgeração distribuída as centrais geradoras com potência instalada menor ou igual a 75 kW e, como minigeração distribuída, aquelas com potência superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para fontes despacháveis, ou 3 MW para fontes não despacháveis (WEIRICH et al., 2022; BRASIL, 2022; SADDY et al., 2023; DUARTE; ARAÚJO, 2025).

A GD tem como principais fontes as energias: solar fotovoltaica, eólica e biomassa. A energia solar superou as projeções e expectativas de consumo, impulsionada principalmente pelos fortes incentivos, queda no preço dos painéis e pela expansão da GD no país, com mais pessoas instalando painéis e empresas criando usinas. O segmento de GD ultrapassou a Geração Centralizada (GC) e, em novembro de 2025 a GD já representava 69% de toda a geração fotovoltaica no país (ABSOLAR, 2025). Dados do Balanço Energético Nacional demonstram que a produção de energia elétrica por meio da fonte solar apresentou um aumento de 50,6 TWh para 70,7 TWh (39,6%) entre os anos de 2023 e 2024, acompanhada por uma expansão de 28,1% na capacidade instalada de geração fotovoltaica no período (BRASIL, 2025a).

Contudo, devido às dimensões continentais do Brasil, especificidades territoriais e climáticas de cada região, o desempenho na geração de energia fotovoltaica não é o mesmo nos diferentes estados brasileiros. Em 2025 foi observada uma prevalência de maiores percentuais de potência instalada nos estados da região sudeste e sul, com menor representatividade entre os estados da região norte do país (ABSOLAR, 2025). Entretanto, para avaliar o potencial de geração de energia de cada região é necessário considerar o desempenho por sistema, de forma padronizada nos diferentes estados, uma vez que uma maior produção em alguns estados pode estar relacionada a maiores investimentos e à quantidade de sistemas instalados do que propriamente ao desempenho desses sistemas individualmente.

Com a publicação da Lei 14.300/2022 e a expansão das instalações, se faz necessário maior atenção ao desempenho dos Sistemas Fotovoltaicos, uma vez que, em sistemas de minigeração, pequenas variações percentuais na eficiência resultam em perdas financeiras significativas. Isto torna a avaliação de desempenho um requisito crítico de viabilidade, por medir a eficiência global do sistema, descontando perdas (ABNT, 2014; RÜTHER *et al.*, 2019).

A estimativa teórica da geração de energia fotovoltaica, frequentemente obtida via softwares de simulação, pode divergir do desempenho real devido a perdas associadas à temperatura, sujidade, sombreamento e variáveis técnicas (BRASIL, 2024; YADAV *et al.*, 2025). Nesse contexto, o índice de performance (PR, do inglês *Performance Ratio*) permite avaliar a eficiência do sistema ao relacionar a energia efetivamente gerada com o potencial teórico ideal (RÜTHER *et al.*, 2019). Para esta análise, o *software* PVsyst destaca-se como uma ferramenta de referência (FREITAS *et al.*, 2025), permitindo o cálculo preciso do PR e a modelagem detalhada do diagrama de perdas, incluindo fatores térmicos, ôhmicos e de *mismatch*.

Contudo, foi observada uma escassez de estudos comparativos que utilizem uma metodologia padronizada para validar o desempenho nas diferentes regiões brasileiras. Desse modo, este estudo visa preencher a lacuna entre a estimativa teórica e o comportamento real frente às variabilidades climáticas brasileiras, fornecendo dados exploratórios que auxiliam na redução de incertezas em projetos de maior escala.

1.1 Objetivos

O objetivo geral do trabalho é realizar uma análise exploratória do desempenho energético de sistemas fotovoltaicos de minigeração conectados à rede elétrica no Brasil, por meio de simulações computacionais no *software* PVsyst, como objetivos específicos:

- Simular um sistema de minigeração distribuída do tipo fotovoltaica em diferentes regiões dos estados brasileiros;
- Avaliar a performance dos sistemas por meio do PR;
- Realizar uma etapa de seleção de variáveis para determinar quais possuem maior impacto no PR.
- Comparar os resultados simulados à luz de dados reais de uma usina fotovoltaica.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

Nesta seção, serão apresentados fundamentos técnicos que viabilizam o aproveitamento da energia solar como uma estratégia para a descarbonização da matriz elétrica global e brasileira. Temas como contextualização do mercado brasileiro sob a Lei nº 14.300/2022 (Marco Legal da Geração Distribuída), bem como fatores de perdas que afetam o rendimento real dos sistemas serão abordados, assim como indicadores de desempenho e uso de programas de simulação computacional.

2.1 Energia Solar Fotovoltaica e Radiação Solar

A conversão direta da radiação solar em energia elétrica, fundamentada no efeito fotovoltaico, consolidou-se como uma das soluções mais promissoras para a descarbonização da matriz energética global. Segundo dados da ABSOLAR (2025), a geração solar fotovoltaica no Brasil evitou a emissão de mais de 97,2 milhões de toneladas de CO₂ na atmosfera desde 2012, configurando-se como uma das principais fontes de energia limpa e inesgotável da atualidade.

Essa geração de energia ocorre por meio de reações nucleares no interior do sol, que dão origem à energia solar transmitida para todo o sistema solar sob a forma de radiação eletromagnética (VIAN *et al.*, 2021). No efeito fotovoltaico, quando essa radiação incide sobre elementos semicondutores, estes absorvem a energia dos fótons e a convertem diretamente em eletricidade (SILVA, 2020; DUARTE; ARAÚJO, 2025).

De acordo com a NBR 10899, a análise de desempenho de sistemas fotovoltaicos baseia-se em dois conceitos fundamentais: a Irradiância Solar (G), que expressa a potência da radiação incidente por unidade de área (W/m^2) em caráter instantâneo; e a Irradiação Solar (H), que representa a energia total acumulada por unidade de área em um intervalo de tempo especificado (Wh/m^2) resultando da integração da irradiância (ABNT, 2013; PEREIRA *et al.*, 2017).

Entretanto, a disponibilidade e a variabilidade do recurso energético solar sofrem alterações devido às condições climáticas regionais, que provocam variações na nebulosidade e nas concentrações de gases e aerossóis. Ao atravessar a atmosfera terrestre, a radiação solar sofre fenômenos de absorção e espalhamento causados por esses componentes, atenuando a energia que efetivamente atinge a superfície (PEREIRA *et al.*, 2017; SHIBUYA; LEI, 2022).

Para quantificar essa atenuação, utiliza-se o conceito de Massa de Ar (AM), uma medida da espessura relativa da atmosfera pela qual a luz solar viaja para chegar a um ponto na superfície da Terra, em comparação com o caminho mais curto possível (zênite). Ela possibilita

quantificar a perda de potência da luz solar à medida que esta, atravessa a atmosfera, sendo absorvida e dispersa pelo ar, poeira e aerossóis (PINHO; GALDINO, 2014; HONSBURG; BOWDEN, 2026).

Outra medida utilizada é a irradiação acumulada, frequentemente convertida em Horas de Sol Pleno (HSP). Este indicador traduz a energia total recebida no número de horas em que a irradiância permaneceria constante a 1.000W/m^2 para produzir a mesma quantidade de energia disponibilizada pelo sol em um local específico (PINHO; GALDINO, 2014). Como destaca Shibuya e Lei (2022) “conhecer o potencial energético solar de uma região é importante para possibilitar o melhor aproveitamento desse recurso”, assim, o uso desses parâmetros (Quadro 1), é importante para a comparação da produtividade entre diferentes regiões.

Quadro 1 – Comparativo de grandezas e indicadores solares.

Grandeza / Indicador	Símbolo	Unidade	Descrição Técnica
Irradiância Solar	G	W/m^2	Potência instantânea da radiação que incide sobre uma superfície.
Irradiação Solar	H	Wh/m^2	Energia total acumulada em um período (hora, dia, mês) via integração da irradiância.
Horas de Sol Pleno	HSP	h	Equivalente de horas com irradiância constante a 1000 W/m^2 que resultaria na mesma energia disponibilizada pelo sol em um determinado lugar
Massa de Ar	AM	-	Razão entre o caminho percorrido pela luz na atmosfera e o caminho mais curto (zênite).

Fonte: Autoria própria.

Para a conversão de energia solar em elétrica, o uso de sistemas fotovoltaicos (SFV) é essencial. Diferentes elementos podem ser utilizados, os principais são as tecnologias de primeira geração, o silício monocristalino (formado por uma estrutura cristalina homogênea), e silício policristalino (formado por pequenos cristais colados); e de segunda geração, comercialmente denominada de filmes finos, representadas pelo silício amorfo (forma alotrópica não cristalina do silício), disseleneto de cobre e índio (CIS) ou disseleneto de cobre, índio e gálio (CIGS) e telureto de cádmio (CdTe) (PINHO; GALDINO, 2014; SILVA, 2020).

Desses, o silício é o material mais utilizado para a produção de células e painéis fotovoltaicos, com o domínio da tecnologia monocristalina (PHILIPPS *et al.*, 2025; DUARTE; ARAÚJO, 2025). Segundo a *International Technology Roadmap for Photovoltaic* (ITRPV), “a tecnologia baseada em wafers de silício representou cerca de 98% da produção total em 2024, com uma participação de 70% de *wafers n-type*” (PHILIPPS *et al.*, 2025, p.5).

Em seu estado puro, o silício não conduz bem a eletricidade, sendo necessária a adição de átomos de outros elementos para tornar a conversão energética mais eficiente (Dopagem) (DUARTE; ARAÚJO, 2025). Quando o silício é dopado com Boro, elemento que possui um

elétron a menos que o silício, são geradas lacunas que atuam como carga positiva, resultando em um *wafers* dopado positivamente (*p-type*). Enquanto que a dopagem com Fósforo, que possui um elétron a mais, resulta em um excesso de elétrons livres (carga negativa), formando o *wafers* dopado negativamente *n-type* (PINHO; GALDINO, 2014; PHILIPPS *et al.*, 2025).

Os elementos ativos dos módulos fotovoltaicos, com capacidade de geração de corrente elétrica contínua a partir de sua exposição à irradiação solar são denominados de células fotovoltaicas, estas por sua vez, “são eletricamente conectadas e encapsuladas em molduras mais resistentes, de modo que seja possível obter valores mais expressivos de potência e tensão” formando assim os módulos fotovoltaicos (RÜTHER *et al.*, 2019).

De acordo com Duarte e Araújo (2025) “os módulos fotovoltaicos geralmente são produzidos a partir de *wafers* semicondutores por meio de processos de corte a laser das células, soldagem e encapsulamento em vidro, além de cabeamento interno, montagem e selagem de proteção quanto à incidência de poeira e água” (DUARTE; ARAÚJO, 2025, p.67). Os módulos Fotovoltaicos passam por especificação e testagem em laboratório sob Condições Padrões de Teste (STC): Irradiância Padrão – 1000W/m^2 , Temperatura da Célula – 25°C , AM - 1,5G (RÜTHER *et al.*, 2019).

Entretanto, sabe-se que as condições enfrentadas normalmente são distintas das condições de testagem, além de depender do tipo de tecnologia utilizada em diferentes módulos e, portanto, conhecer as características de operação dos módulos FV é essencial para sua otimização. A resposta aos efeitos da variação poderá ser distinta a depender da tecnologia fotovoltaica utilizada, pois podem apresentar desempenhos diferentes sob as mesmas condições de temperatura e resposta espectral, diante de determinados comprimentos de onda, uma vez que o espectro de luz varia de acordo com o local e o tempo. Desse modo, a depender da tecnologia fotovoltaica utilizada, o desempenho pode ser melhor ou pior nas diferentes regiões do Brasil, além de sofrerem influência das estações do ano (RÜTHER *et al.*, 2019).

2.2 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Os componentes associados aos conjuntos de equipamentos que operam na conversão da luz solar em eletricidade (Sistemas Fotovoltaicos), variam de acordo com seu tipo e sua aplicação. Aqueles que podem operar de forma isolada são denominados *off-grid*, aqueles conectados à rede são denominados de on-grid (Quadro 2), e há ainda aqueles que operam de forma híbrida (PORTAL SOLAR, 2024).

Quadro 2 – Componentes associados aos SFV.

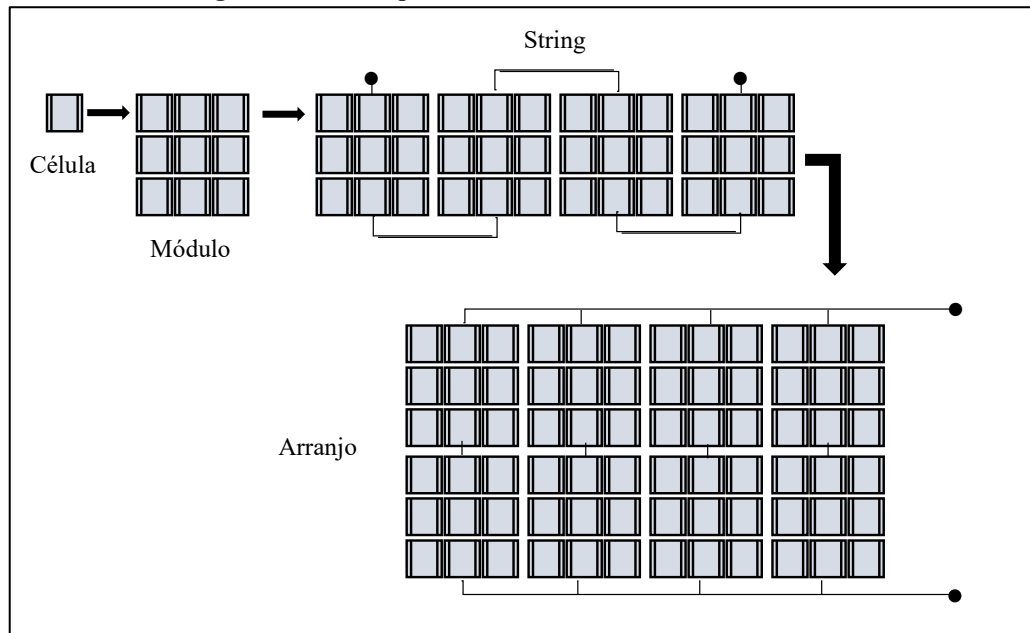
Tipo de SFV	Componentes
Sistemas Isolados	Gerador fotovoltaico; Sistema de armazenamento; Controlador de carga (necessário em sistemas com armazenamento); Inversor gerador de rede para sistemas isolados (necessário em sistemas com carga CA); Inversor/retificador para baterias (necessário em sistemas com armazenamento); Componentes de proteção; Cabos e conectores; Estruturas metálicas e de sustentação e fixação mecânica.
Sistemas Conectados à rede	Gerador fotovoltaico (um conjunto de módulos fotovoltaicos conectados em série e/ou paralelo); Inversor; Componentes de proteção; Cabos e conectores; Estruturas metálicas e de sustentação e fixação mecânica; Medidor de energia bidirecional; Sistemas de monitoramento (opcionais).

Fonte: Adaptado de Instituto Ideal (2019).

Diferente dos sistemas isolados (*off-grid*), que utilizam bancos de baterias para o armazenamento (DUARTE; ARAÚJO, 2025), os Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) operam em paralelo com a rede de distribuição da concessionária local. Tem por objetivo, suprir o consumo local e reduzir a dependência da rede pública, bem como possibilita que o excedente de energia gerada seja injetado e a demanda complementar seja suprida pela rede nos períodos de baixa ou nula irradiância (RÜTHER *et al.*, 2019).

Assim como os módulos são compostos por células conectadas, é possível conectar eletricamente vários módulos FV em série para obter tensões maiores, formando as *strings*. Estas também podem ser conectadas em paralelo para alcançar maiores valores de corrente. Ao conjunto desses módulos conectados em série e/ou paralelo, resultando em uma saída única de tensão e corrente, denomina-se Arranjo Fotovoltaico (Figura 1). De acordo com Pinho e Galdino (2014), um sistema fotovoltaico é constituído pelos arranjos de módulos fotovoltaicos, um bloco de condicionamento de potência e, opcionalmente, um bloco de armazenamento.

Figura 1 – Hierarquia e conexões de sistemas fotovoltaicos.



Fonte: Autoria própria.

A eficiência da integração do SFV com a rede de distribuição da concessionária depende da compatibilidade técnica entre a corrente contínua (CC) gerada pelos módulos e os padrões de corrente alternada (CA) exigidos pela infraestrutura elétrica existente. Portanto, são utilizados inversores que convertem a CC gerada em CA dentro das especificações da distribuidora local (tensão, frequência e fase), permitindo o consumo direto ou a injeção na rede (RÜTHER *et al.*, 2019; DUARTE; ARAÚJO, 2025). Os inversores para SFCRs podem ser classificados conforme o Quadro 3, a seguir:

Quadro 3 – Inversores para SFCRs.

Tipo de Inversor	Características Técnicas	Faixa de Potência Comercial	Indicação Principal
Inversores Centrais	Trifásicos de alta densidade; estágio único de conversão; conexão em Média Tensão (MT).	2 MWp a 8,8 MWp	Usinas de Geração Centralizada (GC) e complexos solares de grande porte.
Inversores de String (Alta Potência)	Trifásicos; múltiplos MPPTs (até 16); resfriamento inteligente; arquitetura descentralizada.	125 kWp a 352 kWp	Minigeração Distribuída, usinas de solo e grandes telhados industriais.
Inversores de String (Residencial/Comercial)	Monofásicos ou Trifásicos; alta eficiência em carga parcial; monitoramento via Wi-Fi/Nuvem.	3 kWp a 110 kWp	Residências, comércios e sistemas de Microgeração.
Microinversores	Conversão a nível de módulo; MLPE (<i>Module-Level Power Electronics</i>); alta segurança (baixa tensão CC).	500 W a 2,8 kW (Modelos de 1 a 4 entradas)	Telhados com sombreamento parcial ou múltiplas orientações (águas).
Módulo CA (AC Module)	Microinversor integrado de fábrica ao laminado; instalação <i>Plug & Play</i> .	600 W a 750 W	Sistemas modulares de alta performance e nichos residenciais prêmio.

Fonte: Adaptado de Greener (2025) e catálogos técnicos de fabricantes Tier 1.

Em 2014 a literatura clássica (PINHO; GALDINO, 2014) descrevia o uso limitado de inversores de *string* a pequenas potências (até 10 kWp). O avanço tecnológico recente permitiu o desenvolvimento de equipamentos que atingem potências nominais entre 250 kW e 350 kW, como observado nas linhas de produtos de fabricantes Tier 1 como Huawei (SUN2000) e Sungrow (SG350HX) (GREENER, 2025). Essa evolução possibilita que sistemas de minigeração adotem arquiteturas descentralizadas, facilitando a manutenção e otimizando o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) por agrupamentos menores de módulos.

Uma vez garantida a compatibilidade técnica através dos inversores, a integração desses sistemas à rede elétrica nacional passa a ser regida pelo Marco Legal da Geração Distribuída. Conforme estabelecido pela Lei nº 14.300 (2022), esse modelo jurídico permite que o consumidor brasileiro deixe de ser apenas um receptor passivo e passe a assumir o papel de “prosumidor”, sendo-lhe assegurado o direito de gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis e gerir seus excedentes através do sistema de compensação (BRASIL, 2022).

Esta Lei classifica a central geradora de energia elétrica em corrente alternada, ou de cogeração qualificada conforme a Resolução Normativa nº 1.031/2022, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidade consumidora, de acordo com as seguintes faixas de potência: a) microgeração distribuída, com potência menor ou igual a 75 kW; e b) minigeração distribuída, com potência superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW (BRASIL, 2022; ANEEL, 2022).

A energia entregue deve atender a parâmetros rigorosos de tensão, amplitude e frequência, para garantir um funcionamento seguro e eficiente do sistema. A Qualidade de Energia Elétrica (QEE) exige a aplicação de critérios definidos no PRODIST – Módulo 8, documento regulatório que padroniza medições no Sistema Elétrico Nacional (DECKMANN; POMILIO, 2024). Entre os principais distúrbios monitorados, destacam-se: “Distorções de forma da onda; flutuações da amplitude da tensão; variações da amplitude de tensão de curta ou média duração; variações da frequência de fornecimento; desequilíbrio de sistemas trifásicos; transitórios de curta duração” (2024, p. 30).

Deckmann e Pomilio (2024) afirmam que, num sistema de CA, tais parâmetros estão relacionados a tensões e correntes elétricas, sendo as tensões de suprimento controladas pelas concessionárias e as correntes dependem das cargas conectadas pelos consumidores. O ponto de acoplamento comum (PAC) é a área fronteira entre as instalações da concessionária e as de consumidores. (DECKMANN; POMILIO, 2024).

No SFCR, o inversor é responsável pelo acoplamento e pela monitoração contínua da rede elétrica principal à qual está conectado. No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica

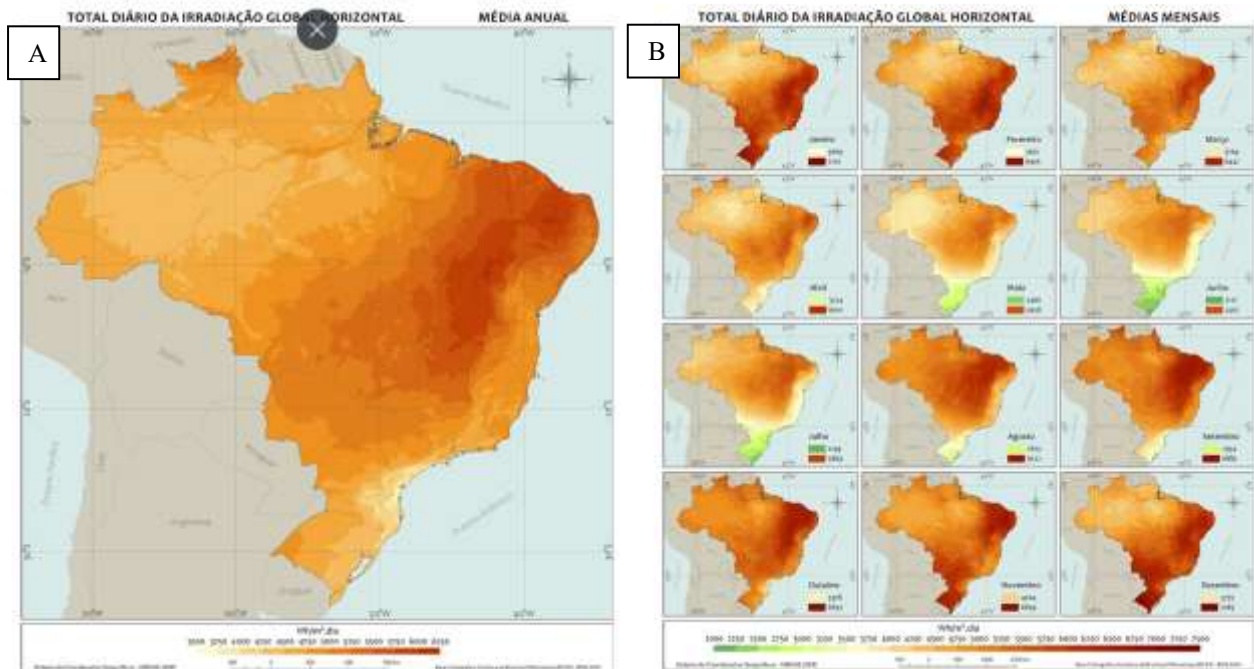
- ANEEL exige transformador de acoplamento nos SFCR de minigeração, o qual deve atender aos requisitos de proteção estabelecidos no item 5 da seção 3.3 do Módulo 3 do PRODIST (PINHO; GALDINO, 2014; RÜTHER *et al.*, 2019). O cumprimento dos requisitos de proteção e a observância dos parâmetros de QEE são os pilares que garantem a estabilidade operativa e a conformidade técnica da geração distribuída no cenário elétrico brasileiro.

2.3 Projeto e Dimensionamento de Sistemas Fotovoltaicos

A energia solar é considerada uma fonte de energia limpa e inesgotável. Entretanto, apresenta intermitência temporal e elevada variabilidade espacial, que pode dificultar a sua captação. Entre os fatores que interferem na disponibilidade deste recurso estão as condições meteorológicas e ciclos astronômicos. Por isso, é imprescindível o conhecimento detalhado do potencial do recurso solar, de sua variabilidade para o desenvolvimento de projetos que otimizem o aproveitamento desta fonte energética (PEREIRA *et al.*, 2017).

A disponibilidade do recurso solar é caracterizada por sua intermitência condicionada pelos movimentos de rotação e translação da Terra. A rotação determina o ciclo diário de irradiância (dia e noite), enquanto a translação, combinada à inclinação do eixo terrestre de aproximadamente 23,45 graus, define as variações sazonais na distribuição da energia e na duração do dia, que varia de acordo com a latitude e época do ano. Considerando a extensão continental do Brasil, essa incidência apresenta variabilidade espacial significativa (Figura 2), ainda que comparadas em mesmos horários e estações do ano (PEREIRA *et al.*, 2017).

Figura 2: Potencial e sazonalidade da Irradiância Global Horizontal (GHI) no território brasileiro.



Fonte: Adaptado de Pereira et al. (2017).

Nota: (A) Média Anual; (B) Médias Mensais evidenciando a variabilidade sazonal

É necessário considerar como se comporta a incidência do sol diante de tamanha variabilidade espacial encontrada em nosso país a fim de obter um melhor aproveitamento da captação de energia solar. Além disso, antes de elaborar um projeto de SFV é importante conhecer e considerar outros fatores podem interferir com perdas na capacidade de captação de energia. Conforme aponta a Nota Técnica EPE/DEE/050/2024 (BRASIL, 2024), os principais fatores de perdas podem ser visualizados a seguir (Quadro 4):

Quadro 4 – Principais fatores de perdas em SFV no Brasil (2017 a 2022)..

Categoria de Perda	Descrição Técnica	Impacto Estimado
Angular	Causadas pela variação do ângulo de incidência da irradiação sobre as células fotovoltaicas que compõem o módulo que sofre reflexões e impede o aproveitamento de parte da irradiação para a geração de energia.	0,9% a 1,6%
Espectral	Devido à alteração do espectro solar que incide sobre os módulos ser diferente de AM 1,5.	0-1%
Por Nível de Irradiância	Decorrente da diferença entre a eficiência do módulo sob a irradiância de 1000 W/m ² observada nas condições padrão de teste STC e a irradiância real incidente sobre o módulo	0-1%
Por Sombreamento	Causadas pelo bloqueio da irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos devido à atuação de obstáculos distantes ou próximos dos equipamentos.	2% a 2,7%
Por Sujeira	Causadas pelo acúmulo de sujeira (poeira, pólen, excremento de pássaros, proliferação de musgos, poluição etc.) na superfície dos módulos fotovoltaicos, bloqueando parte da irradiação captada	1% a 2,5%
Por Temperatura	perda de eficiência da célula fotovoltaica ocasionada pela variação na temperatura de operação do módulo frente às condições de teste padrão.	8,4% a 10,9%
Por Mismatch	Relacionadas ao fato de que os módulos não possuem exatamente as mesmas características técnicas, resultando no descasamento elétrico entre módulos fotovoltaicos quando o sistema atua no ponto de máxima potência coletiva.	<2,5%
Ôhmica na Cablagem	Provocadas pela resistência dos materiais condutores à passagem de corrente contínua entre a saída do módulo e a entrada do inversor	0,75% a 1,5%
Por Eficiência dos Inversores	Perda no inversor na conversão CC/CA pela eficiência do equipamento.	<4,5%

Fonte: Adaptado de Brasil (2024).

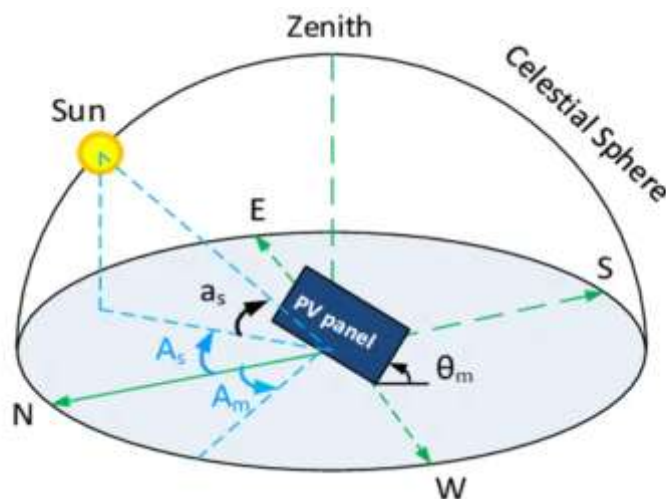
Há ainda outras perdas a serem consideradas, tais como: a Degradação dos Módulos, que podem ser classificadas em degradação inicial que ocorrem no 1º ano de utilização do equipamento, e a degradação anual, até o fim da vida do módulo (longo prazo); Perdas por Tolerância sobre a Potência Nominal dos Módulos, expressa pela diferença entre a potência média real dos módulos em relação à especificação do fabricante; Perdas por Controle de Potência Máxima – MPPT (*Clipping*) causadas pela limitação da potência de saída inversor (*power clipping*), objetivando a otimização econômica do projeto, acarretando perdas nos períodos de maior irradiação; dentre outras (BRASIL, 2024).

Tais fatores podem interferir individualmente ou associados, potencializando as perdas, sendo de extrema importância para a elaboração do projeto identificar os riscos de possíveis perdas e planejar estratégias de compensação para mitigá-las, como qualidade dos materiais e tecnologia escolhida, inclinação ideal dos módulos, estrutura de fixação, distanciamento entre

filas, características do terreno e seu entorno, frequência de limpeza dos equipamentos dentre outras.

Dentre os fatores a serem considerados, a análise da orientação, inclinação e azimuth solar são fundamentais para proporcionar maior eficiência dos SFV ao maximizar a potência gerada e reduzir perdas (RAMOS, 2022; OLIVEIRA, 2023; DANTAS, 2025). Segundo Pereira (2017, p.17) “o ângulo azimutal do Sol é o ângulo formado entre a linha de projeção da direção do Sol no plano horizontal com o meridiano do observador. Seu valor pode variar entre -180 e +180, sendo positivo no sentido horário a partir da direção Norte Geográfico no meridiano local”. Já a inclinação refere-se ao ângulo entre o módulo e o plano horizontal (Figura 3) (GINLONG SOLIS, 2024).

Figura 3 – Azimute e Inclinação.



Fonte: Ginlong Solis (2024).

A eficiência de um SFV está ligada à orientação geométrica dos módulos, definida pelos ângulos de azimuth e inclinação (*tilt*). O azimuth determina a direção horizontal para a qual os painéis estão voltados enquanto que a inclinação ideal permite otimizar a geração anual de energia, esta deve ser, em termos gerais, equivalente à latitude do local de instalação. Esse ajuste garante que a radiação solar incida o mais perpendicularmente possível sobre a superfície das células ao longo do ano (GINLONG SOLIS, 2024).

Além da geometria, a seleção dos equipamentos é decisiva. De acordo com Scarabelot (2020), devido aos custos, a maioria dos projetistas optam por inversores com potência inferior à potência do gerador. A razão entre potência nominal do gerador fotovoltaico (PFV) em STC e potência nominal do inversor (P_{inv}) é definida como FDI – Fator de Dimensionamento do Inversor (PFV/P_{inv}) (HUSSIN et al., 2017 *apud* SCARABELOT, 2020).

Segundo Scarabelot (2020) no Brasil até 2017, “72% dos sistemas instalados e em operação apresentavam inversores subdimensionados em relação aos geradores fotovoltaicos” (SCARABELOT, 2020, p. 82). O autor justifica essa escolha pela correlação direta entre o custo do inversor e sua potência nominal. Entretanto, é necessária cautela, pois com a redução progressiva no custo desses equipamentos, a economia inicial pode não compensar tecnicamente. O subdimensionamento severo do inversor limita a potência de saída em momentos de alta irradiância — fenômeno conhecido como *clipping* — e submete os componentes internos a um estresse térmico que reduz sua vida útil. Dessa forma, a escolha por inversores com potência nominal equivalente ou superior à do gerador apresenta-se como uma alternativa viável, dado o baixo custo adicional e o maior tempo médio de operação sem falhas (SCARABELOT, 2020)."

2.4 Central de Minigeração Distribuída

A energia gerada por essas centrais de GD pode ser utilizada para: a) autoconsumo local, quando o excedente de energia elétrica gerado, é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora; b) autoconsumo remoto, a energia gerada em um local é usada como créditos em outros imóveis de mesmo titular; c) empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, conjunto de unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas (condomínios residenciais ou comerciais), com utilização da energia elétrica de forma independente; d) geração compartilhada, união de consumidores, por meio de consórcio, cooperativa, ou qualquer outra forma de associação civil, instituída para esse fim, com atendimento de todas as unidades consumidoras pela mesma distribuidora; e) consórcio de consumidores de energia elétrica, geração de energia destinada a consumo próprio, com atendimento de diferentes unidades consumidoras (pessoas físicas ou jurídicas) pela mesma distribuidora (BEZERRA, 2022; BRASIL, 2022).

Uma das principais alterações trazidas pelo Marco Legal da GD refere-se à componente tarifária incidente sobre os contratos de demanda de usinas de minigeração enquadradas no Grupo A (alta e média tensão) que operam na modalidade remota. Anteriormente, o montante de demanda contratada dessas plantas era faturado sob a tarifa de demanda de consumo (TUSD_d), o que aumentava o custo fixo de operação dos ativos de geração pura. Com a Lei nº 14.300/2022, esse faturamento passou a ser feito por tarifa de demanda de geração (TUSD_g) (BRASIL, 2022; ANEEL, 2022). Isso gerou redução do custo de conexão, desonerando as usinas de solo durante os períodos de baixa ou nula irradiância solar (BRASIL, 2022; ANEEL, 2022).

Adicionalmente, a Lei nº 14.300/2022 estabeleceu regras para o período de transição tarifária para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Para as usinas conectadas durante esse intervalo (compreendido entre 2023 e 2028), a cobrança passa a ser gradual e progressiva sobre os componentes da tarifa de uso, conhecida como TUSD Fio B. Esse encargo iniciou-se em uma alíquota de 15% em 2023, progredindo mais 15% a cada ano até atingir o patamar de 90% em 2028 (BRASIL, 2022). E a partir de 2029, incidirá a regra definitiva com o faturamento integral das componentes não associadas à energia, cabendo à ANEEL regulamentar esse valor final, (BRASIL, 2022).

A definição correta dos componentes de um projeto de minigeração é fundamental para sua viabilidade econômica. Diferente da microgeração, caracterizada majoritariamente por sistemas residenciais e comerciais de pequeno porte instalados em telhados para consumo próprio, as usinas de minigeração possuem características estruturais e elétricas complexas. Geralmente destinadas a modalidades como o autoconsumo remoto ou a geração compartilhada, dividem-se em dois tipos construtivos: sistemas instalados em solo e sistemas sobre grandes telhados industriais ou comerciais (BRASIL, 2025b).

As usinas de solo oferecem a vantagem de permitir a otimização geométrica dos arranjos fotovoltaicos, uma vez que a inclinação e o azimute dos módulos não ficam condicionados à orientação de coberturas preexistentes. São consideradas de fácil instalação e manutenção, possuem estruturas robustas e são indicadas para sistemas de diferentes portes (PINHO; GALDINO, 2014). Além disso, sistemas em solo viabilizam a implementação de estruturas com rastreamento solar de eixo único (*trackers*), tecnologia que altera significativamente o perfil de geração diário, reduzindo o impacto das perdas angulares (PINHO; GALDINO, 2014). No entanto, demandam investimentos elevados na preparação do ambiente e estão mais suscetíveis a perdas por sujidade (poeira e crescimento de vegetação rasteira) e sombreamento (PINHO; GALDINO, 2014).

A engenharia de inversores para a escala de minigeração vem evoluindo continuamente. Anteriormente, o uso de inversores de *string* (parede) estava restrito a sistemas de pequena potência, mas atualmente já estão disponíveis inversores de *string* de alta potência (125 kW e 352 kW) (GREENER, 2025). Fabricantes de primeira linha (*Tier 1*) desenvolveram equipamentos trifásicos dotados de múltiplos rastreadores de ponto de máxima potência (MPPTs), o que permite agrupar arranjos de módulos de forma independente. Essa descentralização reduz as perdas por *mismatch* provocadas por sujidade ou envelhecimento desigual dos painéis, além de conferir maior resiliência operacional, uma vez que a falha de um equipamento não interrompe a geração total da usina.

2.5 Indicador de Desempenho

Em sistemas de minigeração distribuída, a eficiência global do projeto assume um papel econômico determinante. Devido à escala de potência dessas usinas, variações marginais na eficiência instantânea acumulam-se ao longo do ano, convertendo-se em perdas financeiras expressivas sob o novo modelo de compensação tarifária. Torna-se necessário, o emprego de métricas normalizadas que permitam avaliar o desempenho real dos ativos de forma independente da magnitude do recurso solar local. Nesse cenário, o índice de desempenho mais aceito internacionalmente pela literatura e pelo mercado financeiro é o índice de performance (*Performance Ratio* - PR) (RÜTHER *et al.*, 2019).

Formalizado pela norma internacional IEC 61724-1 e no cenário nacional pela ABNT, o PR expressa a relação entre a energia elétrica efetivamente injetada na rede e a energia teórica ideal que o sistema produziria caso operasse sob as Condições Padrão de Teste (STC) (RÜTHER *et al.*, 2019; PAULA, 2024). Matematicamente, o PR é definido de forma adimensional pela equação (1) (PVSYST SA, 2026):

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r}. \quad (1)$$

Em que Y_f representa o rendimento final do sistema (*Final PV System Yield*), expresso em horas (h) ou kWh/kWp, que quantifica a energia em corrente alternada (CA) líquida injetada na rede por unidade de potência de pico instalada em corrente contínua (CC); e Y_r , o rendimento de referência (*Reference Yield*), rendimento ideal do arranjo, segundo informações do fabricante, sem perdas (PVSYST SA, 2026).

Assim, o PR atua como um indicador de qualidade do *design* e da operação da usina, pois desconta as variações causadas pela flutuação da irradiação solar. Um sistema instalado em uma região de baixa irradiação pode apresentar o mesmo PR de um sistema no semiárido brasileiro, desde que ambos convertam a luz disponível com a mesma eficácia relativa, descontadas as perdas intrínsecas.

No entanto, o desempenho real em campo difere do esperado em condições controladas, devido a um conjunto de fatores de perdas (RÜTHER *et al.*, 2019). No Brasil, país com dimensões continentais e acentuada variabilidade climática, o principal fator de degradação do PR é a temperatura de operação dos módulos. Embora o país apresente elevados índices de Horas de Sol Pleno (HSP), as altas temperaturas ambientes elevam a temperatura interna das células fotovoltaicas (T_c) muito acima dos 25°C estipulados em laboratório. Esse aquecimento provoca uma redução do seu rendimento, resultando em perdas por temperatura que podem reduzir o PR global em regiões com temperaturas mais elevadas (BRACHT *et al.*, 2024).

2.6 Simulação Computacional no Pvsyst

No âmbito da engenharia de projetos de minigeração, a estimativa precisa da produção anual de energia e a previsibilidade do comportamento do sistema em campo são fatores determinantes para a captação de investimentos. O setor financeiro e os fundos de investimento exigem que as simulações energéticas apresentem elevado grau de confiabilidade e baixa incerteza estatística, conceito conhecido internacionalmente como *bankability* (CANAL SOLAR, 2020). Nesse cenário, de acordo com Freitas *et al.* (2025) o software PVsyst:

(...) oferece uma ampla gama de funcionalidades para o dimensionamento e avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos. (...) realiza uma análise abrangente do desempenho dos sistemas, levando em consideração fatores como sombreamento e perdas durante a operação. Essas perdas podem ser minimizadas por meio de um planejamento cuidadoso e otimização dos componentes do sistema. Além disso, o PVsyst possui uma estrutura versátil que o torna adequado para a implantação de novos projetos em diversas áreas (FREITAS *et al.*, 2025).

O modelo matemático de simulação do PVsyst baseia-se em um fluxo de processamento sequencial de dados por etapas horárias (simulação horária ou sub-horária) (FREITAS *et al.*, 2025; PVSYST SA, 2026). O *software* importa e processa bases de dados meteorológicos de referência tais como Meteonorm, Solargis ou NASA, que contêm séries históricas de irradiância global horizontal (GHI) e temperatura ambiente (T_{amb}). A partir desses dados, o programa utiliza modelos de transposição (como o modelo de Perez ou de Hay) para converter a radiação horizontal na irradiância efetiva incidente no plano inclinado dos módulos (G_{poa}), discriminando as frações de radiação direta, difusa e de albedo (PVSYST SA, 2026). Esta etapa é essencial para avaliar o potencial de geração nas diferentes regiões do território brasileiro, permitindo capturar variabilidades climáticas e do recurso solar.

A análise no PVsyst expressa-se através do Diagrama de Perdas (*Loss Diagram*), uma representação em cascata que contabiliza de forma cronológica todas as ineficiências do sistema, desde a captação da luz até a injeção final de corrente alternada na rede. O software inicia o balanço energético aplicando as perdas ópticas (efeito de sombreamento parcial, o fator de modificação do ângulo de incidência, o acúmulo de sujeira na superfície dos painéis). Em seguida, modela o comportamento termodinâmico da célula, convertendo a temperatura ambiente e a irradiância na temperatura real de operação do módulo (T_c). É nesse estágio que o software aplica o coeficiente térmico do material semicondutor, resultando na perda por temperatura, que prejudica diretamente a eficiência do arranjo em corrente contínua (PVSYST SA, 2026).

O diagrama de perdas avança contabilizando as perdas por descasamento elétrico (*mismatch*) entre módulos de uma mesma *string*, a eficiência de conversão do inversor e as perdas ôhmicas por queda de tensão nas fiações de CC e CA. Por fim, o *software* computa a perda por limitação de potência (*power clipping*), que ocorre quando a potência CC gerada ultrapassa a capacidade nominal de saída do inversor devido ao Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) adotado (PVSYST SA, 2026). O resultado desse balanço de perdas determina a energia total injetada na rede (E_{out}) e consolida o cálculo preciso do *Performance Ratio* (PR) do sistema.

3 METODOLOGIA

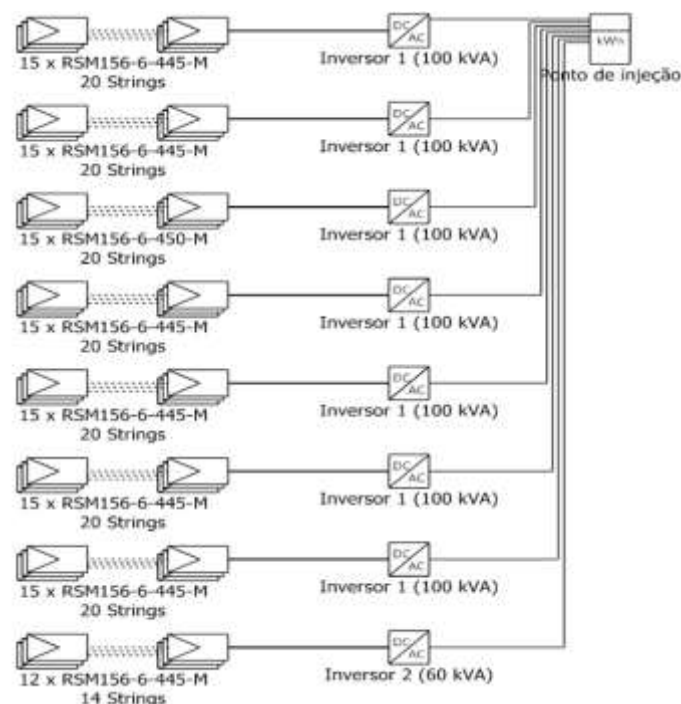
Este trabalho se classifica como estudo exploratório e comparativo de natureza quantitativa, fundamentado em simulações computacionais do desempenho técnico de SFV de minigeração distribuídos em diferentes zonas climáticas do Brasil. A abordagem metodológica fundamenta-se na simulação computacional via *software* PVsyst 8.0.6 e a Análise estatística por meio do programa Python.

Este estudo está dividido em duas etapas: a) Simulação de SFV de minigeração nos diferentes estados brasileiros; b) Comparação entre os resultados de uma usina real com os resultados obtidos em uma simulação no PVsyst.

3.1 Caracterização do Sistema de Referência

Para simular um sistema de minigeração distribuída do tipo fotovoltaica em diferentes regiões do Brasil, foi utilizado um sistema fotovoltaico padrão (baseline) de minigeração com potência instalada de 1011 kW_p, idêntico à uma usina real localizada na cidade de São Miguel dos Campos no Estado de Alagoas. O design baseia-se em 2268 módulos de silício monocristalino de alta eficiência (Risen Solar) e 8 inversores *string* (Huawei Technologies), sendo 7 inversores de 100kW e 1 inversor de 60kW (Figura 4), cujas características técnicas (arquivos. PAN e. OND) foram extraídas do banco de dados do *software* PVsyst 8.0.6 (Tabela 1).

Figura 4 – Design Usina São Miguel dos Campos (PVsyst 8.0.6).



Fonte: Autoria própria.

Tabela 1 – Características técnicas da Usina de São Miguel dos Campos/AL utilizada nas simulações.

Descrição	
Módulo FV1	RSM156-6-445-M
Módulo FV2	RSM156-6-450-M
Inversor 1	SUN2000-100KTL-M1-480Vac
Inversor 2	SUN2000-60KTL-M0-480Vac
STRING 1	15 x RSM156-6-445-M
STRING 2	15 x RSM156-6-450-M
STRING 3	12 x RSM156-6-445-M

Fonte: Autoria própria.

Nesse sistema, os módulos foram instalados em uma estrutura fixa com inclinação ajustada em 20° e azimute em 0° (Norte geográfico). As simulações foram executadas de forma sistemática para cada localidade definida, com a configuração dos parâmetros de perdas térmicas, perdas ôhmicas e fator de sujidade (*soiling*) fixo para todas as regiões.

Para aferir a precisão do modelo computacional, realizou-se um estudo comparativo. Foram coletados dados de geração real de uma usina de minigeração em operação, localizada em São Miguel dos Campos/AL sob as coordenadas: Latitude -9,81 °S; Longitude-35,99 °W; Altitude 67m; Fuso horário UTC-3. O sistema real foi replicado no ambiente virtual do PVsyst, respeitando rigorosamente as mesmas características de inclinação, orientação, modelos de equipamentos e eventuais sombreamentos próximos (Figura 5).

Figura 5 – Resumo do sistema global Usina de São Miguel dos Campos/AL utilizado nas simulações do (PVsyst 8.0.6).

Resumo do sistema			
Sistema acoplado à rede	Sem desenho 3D de sombras, sem sombras		
Simulação do ano número 30			
Orientação #1	Sombras próximas	Exigências do consumidor	
Plano fixo	sem sombras	Carga ilimitada (rede)	
Inclinação/Azimute	10 / -15 °		
Informação do sistema			
Grupo FV		Inversores	
Nr. de módulos	2268 unidades	Número de unidades	8 unidades
Pnom total	1011 kWp	Pnom total	760 kWca
		Rácio Pnom	1.330

Fonte: Autoria própria.

3.2 Seleção dos Municípios

A fim de obter maior representatividade espacial, foram selecionadas cidades dos 26 estados brasileiros. A escolha das localidades considerou sua distribuição geográfica em cada estado, incluindo cidades situadas ao Norte, Sul, Leste e Oeste, sendo obrigatoriamente incluída

a capital estadual. Como critério adicional, foram consideradas apenas cidades com registros de temperatura mensal e anual (máxima e mínima) disponíveis no período de 2010 a 2021.

3.3 Base de Dados Meteorológicos

Os dados de temperatura ambiente (médias, máximas e mínimas) foram extraídos de forma integrada dos arquivos TMY do Meteonorm 8.1, garantindo a consistência climática com os índices de irradiância utilizados. Esta escolha justifica-se pela robustez estatística na representação de médias históricas de irradiação global horizontal (GHI), temperatura ambiente e velocidade do vento, minimizando incertezas de anos anômalos.

3.4 Procedimento de Simulação

Devido à natureza dos dados primários disponíveis (médias mensais de irradiação solar e extremos de temperatura), a simulação seguiu um protocolo de modelagem sintética para a composição do ano meteorológico:

a) Geração de Dados Horários Estocásticos:

A partir das médias mensais de Irradiação Global Horizontal (GHI), foi utilizado o modelo de geração sintética de dados integrados ao PVsyst 8.0.6. Este procedimento converte os valores mensais acumulados em séries temporais de passos horários, permitindo a simulação da variação do ângulo solar e da massa de ar ao longo do dia.

b) Perfil Térmico e Temperatura da Célula:

A temperatura ambiente horária foi modelada utilizando-se as temperaturas máximas e mínimas mensais fornecidas. O software aplica uma curva senoidal diurna para estimar a temperatura em cada hora do dia. Para o cálculo da temperatura de operação da célula (T_{cell}), foi adotado o modelo de balanço térmico de energia apresentado na Equação (2):

$$T_{cell} = T_{amb} + \left[\frac{\alpha \cdot G}{U_c + U_v \cdot v} \cdot (1 - \eta) \right]. \quad (2)$$

Onde:

- T_{cell} É a temperatura ambiente sintetizada,
- G é a irradiância incidente no plano do módulo,
- U_c e U_v são os coeficientes de perda térmica (condução e convecção).

c) Transposição de Irradiância:

Para converter a radiação global horizontal em radiação no plano inclinado (GTI - *Global Tilt Irradiance*), foi utilizado o modelo de transposição de Perez, considerado o mais preciso para representar as componentes difusas da radiação em diferentes latitudes brasileiras.

A transposição da irradiância foi realizada através do modelo de Perez et al. (1987), selecionado por sua capacidade superior de modelar a anisotropia do céu. Estudos de validação (GUEYMARD, 2012; PEREZ et al., 1990) apontam que este modelo minimiza as incertezas estatísticas na estimativa de radiação em superfícies inclinadas, sendo, por essa razão, o algoritmo padrão recomendado para simulações de alta fidelidade em softwares de engenharia fotovoltaica como o PVsyst.

d) Processamento de Saída: As simulações foram processadas para um ciclo completo de 8.760 horas (um ano).

3.5 Análise Estatística dos Dados

A primeira etapa consistiu na validação do software PVsyst 8.0.6. Para isso, utiliza-se uma abordagem comparativa direta entre a usina *baseline* real (localizada em São Miguel dos Campos/AL) e os dados gerados na simulação para a mesma coordenada geográfica.

- a) *Análise Temporal*: Apresentação do comportamento do PR durante o período analisado. Comparação da geração de energia é disposta em um gráfico de linhas temporais, confrontando o comportamento mês a mês de ambas as fontes de dados para identificar sazonalidades e tendências de subestimação ou superestimação.
- b) *Análise de Erro Métrica*: É calculada e apresentada a diferença percentual proporcional acumulada anual. O modelo é considerado validado e adequado para o cenário nacional caso o erro residual final se posicione abaixo do limite técnico de 10%.

Seguimos com a apresentação do comportamento do *Performance Ratio* (PR) ao longo do território nacional. Os dados das simulações das 104 cidades foram agrupados por estados e regiões geográficas. A variabilidade e a homogeneidade do PR são demonstradas visualmente por meio de gráficos de dispersão e diagramas de caixa (*boxplots*), desenvolvidos em Python. Essas ferramentas gráficas foram escolhidas para evidenciar as amplitudes máximas, mínimas, medianas e a existência de eventuais *outliers* (valores atípicos) entre as diferentes localidades brasileiras.

A última etapa da descrição dos resultados é dedicada à análise do PR. A fim de justificar as variações encontradas no PR, são apresentados os resultados do modelo de Regressão Linear Múltipla. Foram apresentados os coeficientes de correlação entre o PR e as variáveis independentes de maior impacto, o valor do Coeficiente de Determinação (R^2 e R^2 ajustado), explicitando o percentual de variação do PR que o modelo foi capaz de explicar; os testes de significância estatística (*p-value*), utilizados para validar quais variáveis possuem de fato impacto real e comprovado sobre o desempenho do sistema.

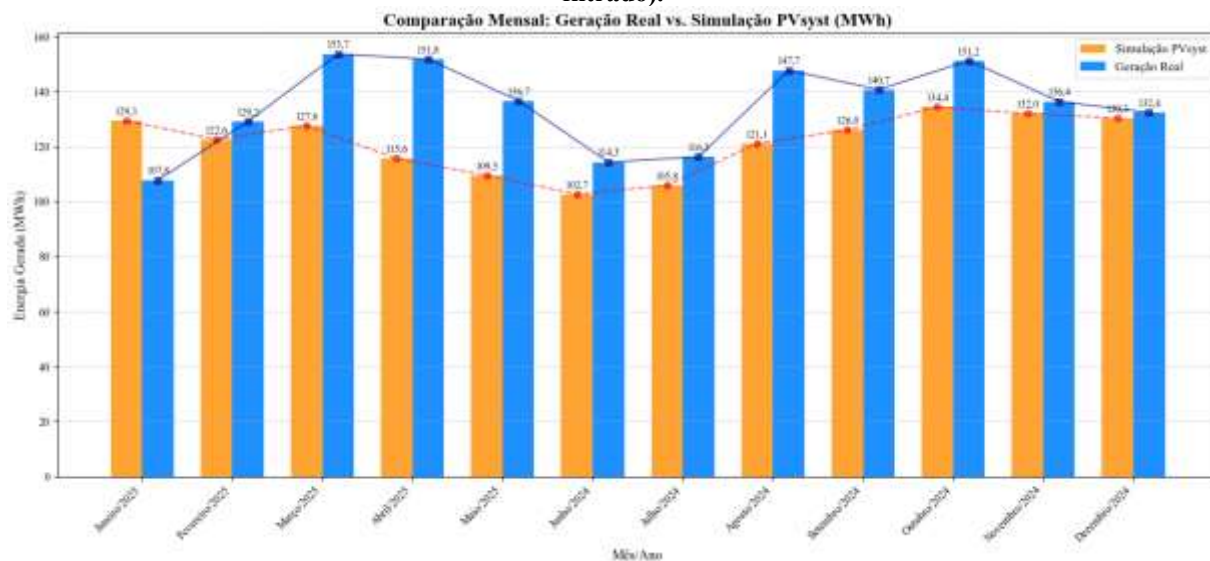
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Este estudo foi dividido em três subseções: análise da eficácia do PVsyst; análise estatística geral e análise do PR.

Análise do PVsyst e da Geração Real

Para aferir a exatidão do *software*, foi realizado estudo comparativo entre os dados de geração real de uma usina localizada no estado de Alagoas e os dados de geração simulados no PVsyst. Para essa etapa, diante das inconsistências encontradas e do curto tempo de operação da usina, foi necessário realizar um recorte temporal na tentativa de obter dados com representação mais fidedigna dos 12 meses do ano, desse modo, foram utilizados dados de junho de 2024 a maio de 2025, totalizando os doze meses. Esses dados foram comparados com a Geração simulada no PVsyst (Figura 6).

Figura 6 – Comparação de Geração Mensal: Real vs PVsyst em uma Usina no Estado de Alagoas (período filtrado).



Fonte: Autoria própria.

Foi calculada a variação percentual para verificar a performance do sistema demonstrando, com exceção ao mês de janeiro, a usina real teve um desempenho superior ao previsto pelo PVsyst (Tabela 2). A geração real anual foi de 1618,04 MWh, enquanto que a geração anual simulada foi de 1456,09 MWh, uma diferença percentual de 9,95%.

Tabela 2 - Diferença percentual da Geração Real e relação ao PVsyst.

Mês/Ano de Referência	Geração Real (MWh)	Geração PVsyst (MWh)	Diferença (%)
Janeiro/2025	107,78	129,3	-16,64
Fevereiro/2025	129,16	122,6	5,35
Março/2025	153,67	127,6	20,43
Abril/2025	151,78	115,6	31,30
Maió/2025	136,66	109,5	24,80
Junho/2024	114,33	102,7	11,32
Julho/2024	116,27	105,8	9,89
Agosto/2024	147,69	121,1	21,96
Setembro/2024	140,74	126,0	11,70
Outubro/2024	151,23	134,4	12,52
Novembro/2024	136,37	132,0	3,31
Dezembro/2024	132,36	130,3	1,58

Fonte: Autoria própria.

De maneira análoga, em um estudo realizado na cidade de Garanhuns/PE, a geração anual real foi de 3872,4 kWh, enquanto a simulação realizada no PVsyst, utilizando a base de dados Meteonorm 8.1, estimou uma geração de 3730,3 kWh, resultando em um erro de 3,67% (COSTA, 2024). Essas diferenças podem estar associadas às diferenças entre as condições de operação e as limitações da simulação, contudo, o erro observado é inferior à incerteza de 10% reportadas na literatura (LORENZO, 2003; THEVENARD; PELLAND, 2013; COSTA, 2024).

Esse resultado é consistente com o fato de que determinados aspectos da instalação real — como variações no posicionamento dos módulos, resistências de contato, condições de sombreamento parcial não mapeadas e perdas por cabeamento não completamente caracterizadas — não são integralmente representados no ambiente de simulação do PVsyst. Tais fatores podem atuar tanto no sentido de reduzir quanto de elevar a geração real em relação à prevista, a depender das condições específicas de cada sistema, o que justifica a existência dessa margem de incerteza e reforça a validade do modelo simulado como ferramenta de estimativa de desempenho.

No mesmo estudo, o sistema real apresentou um PR anual de aproximadamente 81,36%, indicando que cerca de 18,64% da energia irradiada no período analisado não foi convertida. Nesse mesmo estudo, a simulação do PVsyst com dados alcançou um PR anual de 82,61%, apresentando uma diferença de apenas 1,25% (COSTA, 2024). No presente estudo, o PR Real variou de 0,530 a 0,925 (Tabela 3).

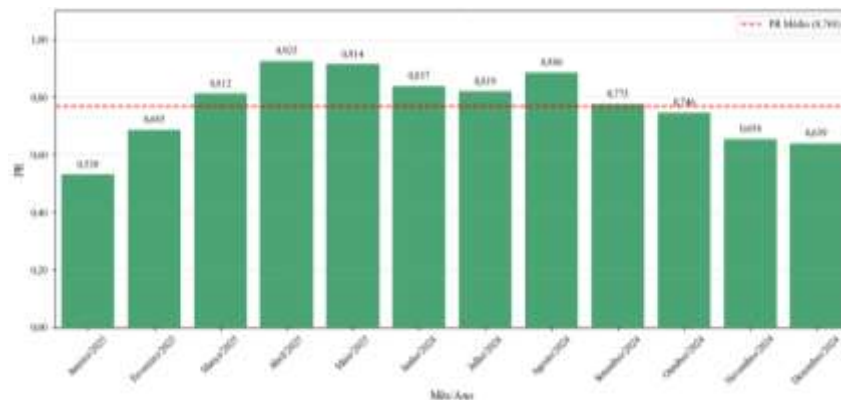
Tabela 3 –PR real mensal.

Mês/Ano de Referência	Geração Real (Mwh)	Irradiação Mensal (Kwh/M ²)	Geração Teórica (MWh)	Pr Real
Janeiro/2025	107,785	201,50	203,366	0,530
Fevereiro/2025	129,161	186,76	188,489	0,685
Março/2025	153,673	187,55	189,287	0,812
Abril/2025	151,778	162,60	164,106	0,925
Mai/2025	136,655	148,18	149,552	0,914
Junho/2024	114,329	135,30	136,553	0,837
Julho/2024	116,267	140,74	142,043	0,819
Agosto/2024	147,694	165,23	166,760	0,886
Setembro/2024	140,745	180,00	181,667	0,775
Outubro/2024	151,231	200,88	202,740	0,746
Novembro/2024	136,369	206,70	208,614	0,654
Dezembro/2024	132,362	205,22	207,120	0,639

Fonte: Autoria própria.

O PR real médio foi de 0,768, enquanto o PR médio simulado foi de 0,673 (Figuras 7 e 8), apresentando uma diferença de 9,6%.

Figura 7 – PR Real Mensal (jun/2024 a mai/2025).



Fonte: Autoria própria.

Foi observada uma regularidade no PR durante o período analisado. Por outro lado, novamente verificamos que o PVsyst subestimou o desempenho da usina analisada quando comparada ao desempenho real (Figura 8).

Figura 8 – PR Simulado Mensal.



Fonte: Autoria própria.

Scarabelot (2020) afirma que a diferença do recurso solar de cada local não é o único fator preditor de produtividade. A autora alerta quanto ao subdimensionamento dos inversores que resultam em maior frequência de sobrepotência, e elevam os níveis de temperatura de operação. Quando associado a temperaturas mais elevadas, a exemplo dos meses mais quentes, o inversor subdimensionado opera em condições mais críticas, com aumento na probabilidade de falhas em decorrência das altas temperaturas, que afetam diretamente na redução da vida útil e confiabilidade dos equipamentos, acarretando prejuízos ainda maiores (SCARABELOT, 2020).

Durante este estudo, identificamos como limitação o número de dados reduzido apresentados para a usina real, visto que iniciou seu funcionamento há 3 anos, além de instabilidades e inconsistências nos dados de monitoramento. A ausência de uma estação meteorológica também limita o acesso a dados que seriam mais precisos para uma análise mais fidedigna, uma vez que o PVsyst faz uso de bases meteorológicas (Meteonorm/NASA) que podem subestimar a irradiação local.

4.1 Análise Geral

Na simulação foram considerados 104 municípios localizados nos 26 estados do Brasil, optando por cidades localizadas ao Norte, Sul, Leste e Oeste de cada estado (Quadro 5).

Quadro 5 – Lista de Municípios selecionados para o Estudo.

Região	Estado	Municípios
Centro Oeste	Goiás	Formosa; Goiânia; Porangatu; Rio Verde
	Mato Grosso	Barra do Garça; Cárceres; Rondonópolis, Sinop
	Mato Grosso do Sul	Corumbá; Coxim; Dourados; Três Lagoas
Norte	Acre	Brasileia; Cruzeiro do Sul; Rio Branco e Tarauacá
	Amapá	Laranjal do Jari; Macapá; Oiapoque; Serra do Navio
	Amazonas	Humaitá; Parintins; São Gabriel da Cachoeira; Tabatinga
	Pará	Belém; Marabá; Redenção; Santarém
	Rondônia	Cacoal; Guajará-Mirim; Porto Velho; Vilhena
	Roraima	Boa Vista; Caracará; Pacaraima; Rorainópolis
	Tocantins	Araguaína; Dianópolis; Gurupi; Marianópolis
Sul	Santa Catarina	Criciúma; Florianópolis; Joinville; Chapecó
	Paraná	Curitiba; Foz do Iguaçu; Londrina; União da Vitória
	Rio Grande do Sul	Uruguaiana; Porto Alegre; Passo Fundo; Pelotas

Sudeste	Espírito Santo	Cachoeira de Itapemirim; Colatina; Linhares; Vitória
	Rio de Janeiro	Volta Redonda; Rio de Janeiro; Campos dos Goytacazes; Angra dos Reis
	Minas Gerais	Governador Valadares; Montes Claros; Pouso Alegre; Uberlândia
	São Paulo	São Paulo; São José dos Campos; Ribeirão Preto; Presidente Prudente
Nordeste	Alagoas	Delmiro Gouveia; Maceió; Maragogi; Penedo
	Bahia	Barreiras; Itabuna/Ilhéus; Juazeiro; Salvador
	Ceará	Aracati; Creteus; Fortaleza; Juazeiro do Norte
	Maranhão	Balsas; Caxias; Imperatriz; São Luiz
	Paraíba	Guarabira; João Pessoa; Monteiro; Sousa
	Pernambuco	Garanhuns; Goiana; Petrolina; Recife
	Piauí	Parnaíba; Picos; São Raimundo Nonato; Teresina
	Rio Grande do Norte	Caicó; Mossoró; Natal; Pau dos Ferros
	Sergipe	Aracajú; Estância; Itabaiana; Propriá

Fonte: Autoria própria.

Ao verificar o PR de cada região foi possível comparar o desempenho energético entre elas (Tabela 4).

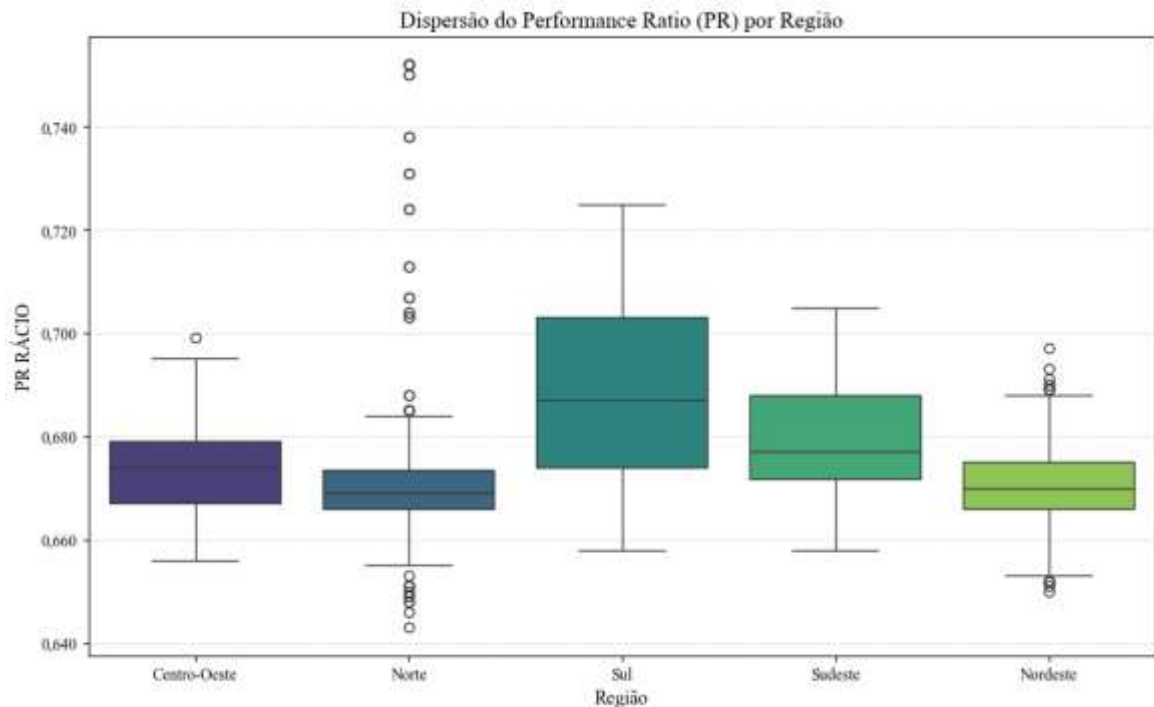
Tabela 4 - PR Médio por região.

Região	Total Municípios	Total Registros	E_Grid Total (kWh)	PR Médio (rácio)
Centro-Oeste	12	156	34946101	0,6735
Nordeste	36	468	101529918	0,6706
Norte	28	364	72817830	0,6721
Sudeste	16	208	43694383	0,6792
Sul	12	156	32053281	0,6883

Fonte: Autoria própria.

Observa-se uma regularidade na performance entre as regiões, entretanto é possível verificar a variabilidade dos dados (boxplot) dentro de cada uma delas (Figura 9).

Figura 9 – Dispersão do PR por Região (2010 a 2021).



Fonte: Autoria própria.

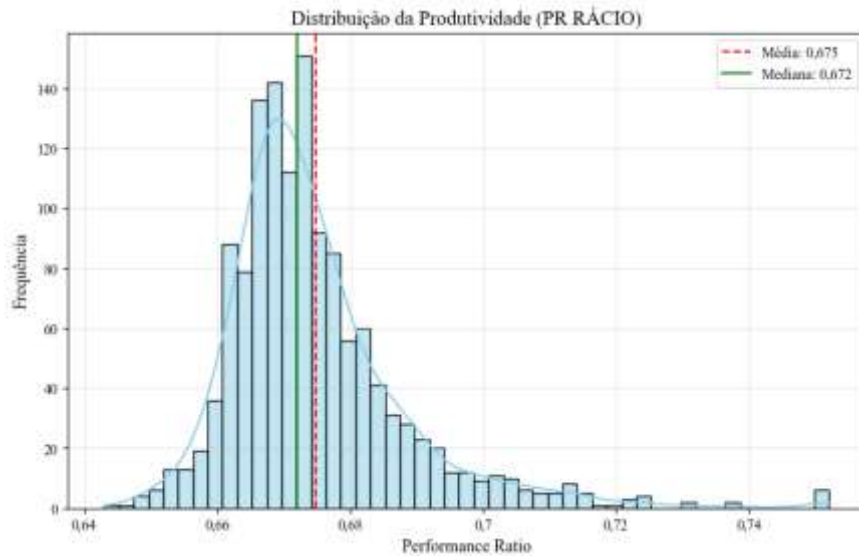
Observou-se uma distribuição estável, com variabilidade moderada e poucos outliers na região Centro-Oeste, configurando uma região sem grandes oscilações. Enquanto na região Norte, há maior quantidade de outliers, com uma variabilidade de performance importante ($< \sim 0,64$ e $> 0,74$), apresentando um comportamento mais irregular.

A região Sul também apresenta uma das maiores dispersões ($\sim 0,725$) com sistemas não tão homogêneo, entretanto apesar da variabilidade mais alta aparenta ter melhor desempenho médio de PR entre as regiões. Em um estudo realizado em Curitiba entre 2018 e 2019, observou a taxa de desempenho anual de 74,33% e taxa de desempenho anual estimada de 72,99% (YANG *et al.*, 2020), corroborando com os dados encontrados no presente estudo.

A região Sudeste demonstrou estabilidade operacional e desempenho consistente, com uma das distribuições mais uniformes, dentre as regiões. O Nordeste apresenta comportamento bastante concentrado, sugerindo certa padronização do desempenho dos sistemas. O PR médio, porém, fica abaixo do Sul e do Sudeste. Em uma revisão de literatura sobre o desempenho da energia solar fotovoltaica no Nordeste, mostrou valores de PR acima dos encontrados neste estudo, que variaram entre 75% e 90%, com média de 82%, mas o autor reconhece que há desafios ambientais como altas temperaturas operacionais e acúmulo de sujeira (VIANA e COELHO, 2025)

Ao verificar a distribuição dessa produtividade, foi verificada uma concentração dos dados entre 0,66 e 0,68, com pico próximo de 0,67. No geral, os dados apresentam baixa dispersão e relativa homogeneidade entre os sistemas analisados (Figura 10).

Figura 10 – Distribuição da Produtividade PR no Brasil (2010 a 2021).



Fonte: Autoria própria.

Pode-se observar uma leve assimetria à direita (*right-skewed*), com forte concentração de dados no centro da distribuição. Observa-se que a maioria dos sistemas possuem desempenho semelhante relativamente homogêneo e estável. A produtividade média ficou em torno de 0,67.

Quando comparamos a média do PR por estado observamos essa mesma similaridade (Tabela 5).

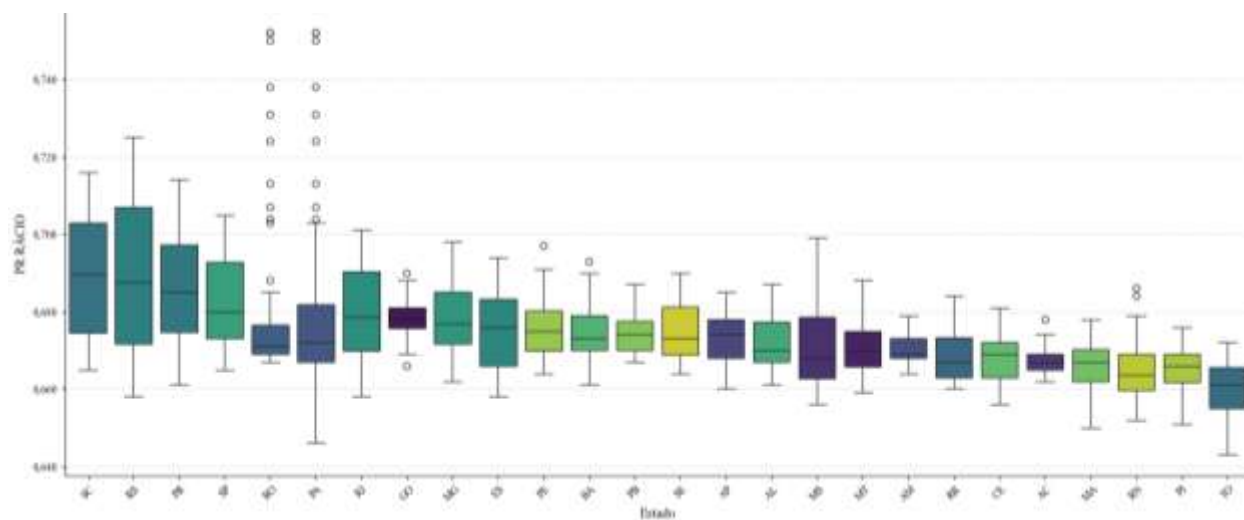
Tabela 5 – Média anual do PR por Estado (2010 a 2021)

Estado	Pr_Rácio	Estado	Pr_Rácio
SC	0,689673	SE	0,674769
RS	0,689538	AP	0,673135
PR	0,685788	AL	0,672212
SP	0,682346	MS	0,671346
RO	0,682000	MT	0,670481
PA	0,680654	AM	0,670038
RJ	0,680192	RR	0,668635
GO	0,678558	CE	0,667712
MG	0,678308	AC	0,667385
ES	0,675827	MA	0,665942
PE	0,675712	RN	0,664750
BA	0,674904	PI	0,664673
PB	0,674865	TO	0,659974

Fonte: Autoria própria.

Dentro do próprio estado também são observadas variabilidades da produtividade dos sistemas. A Figura 11 demonstra essa dispersão da PR nos 26 estados brasileiros.

Figura 11 – Dispersão do PR por Estado (2010 a 2021).



Fonte: Autoria própria.

O boxplot do PR por estado evidencia diferenças moderadas de desempenho entre as unidades federativas. Os estados da região Sul apresentam medianas mais elevadas, sugerindo maior produtividade média dos sistemas analisados. Rondônia e Pará destacam-se pela presença de diversos outliers superiores, indicando ocorrência de sistemas com desempenho excepcional. Em contrapartida, estados como Tocantins, Piauí e Rio Grande do Norte apresentam medianas inferiores. De forma geral, observa-se relativa concentração dos valores entre 0,66 e 0,69, indicando homogeneidade parcial do desempenho nacional por estado, apesar das diferenças climáticas e territoriais.

4.2 Análise do PR

A fim de determinar quais variáveis tiveram maior impacto no PR, foram coletados dados referentes ao período de 2010 a 2021 das variáveis Temperatura, Irradiação Horizontal; Irradiação Difusa; Incidência Global; Incidência Efetiva; Energia Líquida Injetada; Qualidade do Módulo; Perdas por *Mismatch*; Perdas ôhmicas; Perdas no Inversor; Eficiência do Inversor. Essas variáveis foram inseridas em um algoritmo RFE, tendo como variável objetivo o PR, o qual resultou no ranking de importância apresentado na Tabela 6.

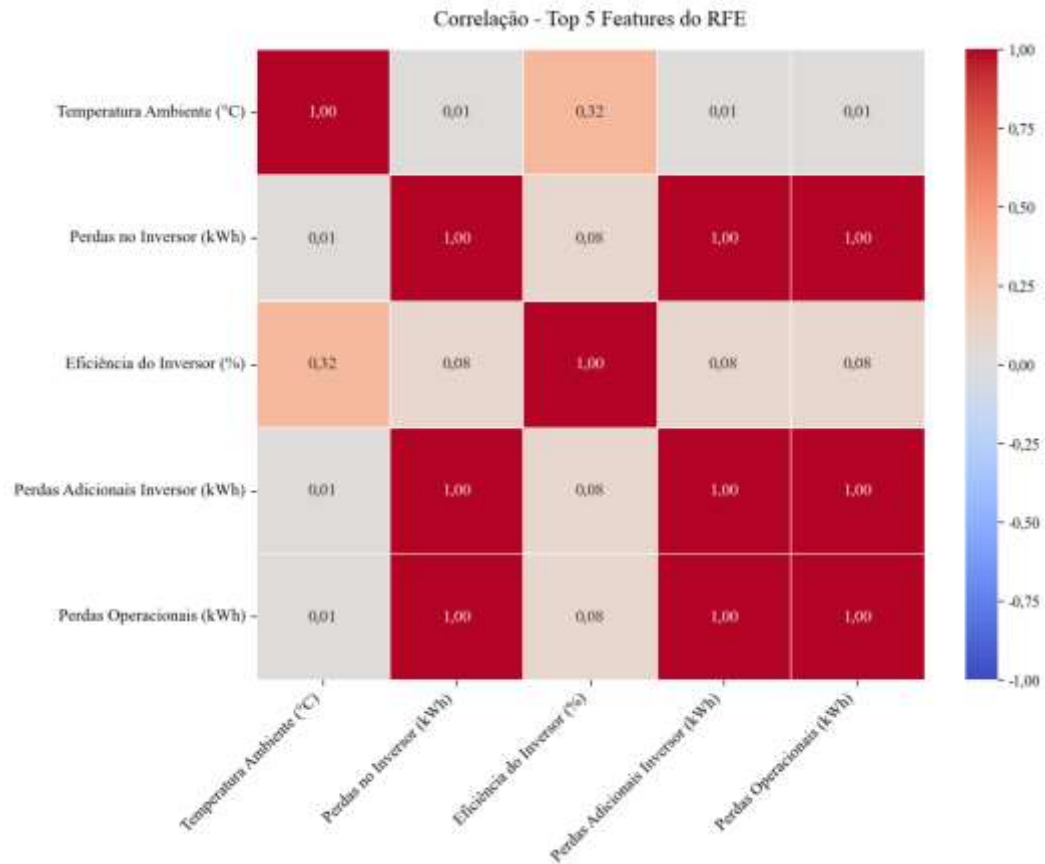
Tabela 6 – Correlação das variáveis com PR e Ranking de importância.

Variável	Importância
Temperatura Ambiente (°C)	1
Perdas no inversor (kWh)	1
Perdas Operacionais (kWh)	1
Perdas Adicionais no Inversor (kWh)	1
Eficiência do Inversor (%)	1
Qualidade do Módulo (kWh)	2
Incidência Global (kWh/m ²)	3
Incidência Efetiva (kWh/m ²)	4
Energia Virtual do grupo (kWh)	5
Energia Líquida Injetada (kWh)	6
Irradiação difusa (kWh/m ²)	7
Energia Disponível à Saída do Inversor (kWh)	8
Energia Efetiva a Saída de Grupo (kWh)	9
Irradiação Horizontal (kWh/m ²)	10
Perdas por Mismatch (kWh)	11
Perdas Ôhmicas (kWh)	12

Fonte: Autoria própria.

A partir da Tabela 6, selecionaram-se as 5 variáveis com maior importância do ranking. Em seguida, utilizou-se a matriz de correlação para observar informações redundantes, conforme é mostrada na Figura 12.

Figura 12 – Matriz de correlação das 5 variáveis selecionadas.



Fonte: Autoria própria.

Ao analisar a Figura 12, observa-se que as variáveis Temperatura, Perdas no Inversor e Eficiência do Inversor apresentaram baixa correlação entre si, indicando potencial complementaridade na representação do banco de dados. Para validar essa hipótese, aplicou-se uma regressão utilizando, inicialmente, todas as variáveis do conjunto de dados e, posteriormente, apenas as variáveis selecionadas.

A regressão utilizando todas as variáveis apresentou coeficiente de determinação igual a 0,90. Ao reduzir a análise para apenas três variáveis — Temperatura, Perdas no Inversor e Eficiência do Inversor — o coeficiente manteve-se em 0,87, valor próximo ao obtido com o conjunto completo de variáveis. Esse resultado indica que o modelo reduzido preservou elevada capacidade de representação da variabilidade observada no PR. Além disso, o RMSE de 0,0046 indica baixo erro médio de predição, sugerindo que a utilização de um número reduzido de variáveis pode fornecer estimativas satisfatórias para o monitoramento de usinas de minigeração fotovoltaica.

Para o cenário brasileiro, o gerenciamento térmico e a escolha de inversores com curvas de eficiência otimizadas são mais determinantes para o sucesso energético do que fatores como a irradiação difusa ou perdas por *mismatch*. Enquanto a eficiência do inversor apresentou

influência positiva sobre o PR, a temperatura e as perdas do inversor exerceram relação negativa, evidenciando os impactos térmicos e das perdas elétricas sobre a eficiência global do sistema fotovoltaico.

5 CONCLUSÃO

Os resultados do estudo mostraram que dentre as 104 cidades dos 26 estados do Brasil, o desempenho por sistema, de forma padronizada, mostrou-se semelhante apesar das especificidades de cada região com PR que variou de 0,6706, na região nordeste, a 0,6883 na região sul do país. Comportamento semelhante foi observado nos 26 Estados com PR menor no Tocantins (0,6599) e maior em SC (0,6896), indicando homogeneidade parcial do desempenho nacional por estado, apesar das diferenças climáticas e territoriais.

Dentre as variáveis analisadas, a Temperatura, as Perdas no Inversor e a Eficiência do Inversor apresentaram maior influência sobre o PR, sendo capazes de representar aproximadamente 87% da variabilidade observada nesse indicador. A Eficiência do Inversor apresentou influência positiva sobre o desempenho dos sistemas, reforçando a importância da escolha adequada dos equipamentos durante a etapa de projeto. A principal contribuição deste estudo reside na análise e seleção de variáveis associadas ao desempenho energético de sistemas fotovoltaicos de minigeração nas cinco regiões e nos 26 Estados do Brasil, indicando que fatores operacionais e térmicos exercem influência significativa sobre o PR. Dessa forma, os resultados sugerem que a mitigação de perdas no inversor pode contribuir para a maximização do aproveitamento energético dos sistemas. Não foram encontrados estudos semelhantes com abrangência territorial tão extensa, considerando dimensões continentais do país.

O PVsyst mostrou-se um programa preciso ao comparar o PR e a geração real e a geração estimada pelo modelo computacional, apresentando uma diferença proporcional inferior a 10%, entretanto a simulação subestimou tanto a geração quanto o desempenho, em média a usina real gerou mais que o PVsyst previu. Uma sugestão para futuros estudos seria a seleção de usina real com dados de monitoramento mais robustos, maior tempo de funcionamento e que possua estação meteorológica com acesso a dados reais de diferentes variáveis, a fim de obter uma compreensão mais detalhada sobre o seu desempenho.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Infográfico energia solar fotovoltaica no Brasil**: atualizado em dezembro/2025, nº 86. São Paulo: ABSOLAR, 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899**: Energia solar fotovoltaica — Terminologia. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16274**: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Rio de Janeiro: ABNT, 2014.

BRACHT, M. et al. O impacto das mudanças climáticas nas perdas por temperatura de módulos fotovoltaicos em três localidades brasileiras. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS**. X Congresso Brasileiro de energia Solar, Natal/RN, **2024**. DOI: 10.59627/cbens.2024.2534

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012**. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2012.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Nota Técnica EPE/DEE/050/2024: Incertezas e perdas na geração fotovoltaica**. Rio de Janeiro: EPE, 2024.

BRASIL. Empresa de Pesquisa Energética. **Balanco Energético Nacional 2025: Ano base 2024**. Rio de Janeiro: EPE, 2025

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022**. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). Brasília, DF: Presidência da República, [2022].

BEZERRA, F.D. Micro e minigeração distribuída e suas perspectivas com a Lei 14.300/2022: v. 7 n. 234 (2022). **Caderno Setorial ETENE**, Fortaleza, v. 7, 2024.

COSTA, I.M.P. **Estudo comparativo entre simulações e o desempenho real de um sistema de geração fotovoltaica**. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) - Instituto Federal de Pernambuco. Pró-Reitoria de Ensino. Diretoria de Ensino. Campus Garanhuns. Coordenação do Curso Superior em Engenharia. Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica, 2024.

DANTAS, T. A. **Análise da geração de energia fotovoltaica em função dos ângulos de inclinação e de orientação dos painéis fotovoltaicos**. 2025. 59 f. Monografia. (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Campina Grande, Centro de Engenharia Elétrica e Informática, Campina Grande, Paraíba, Brasil, 2025.

DECKMANN, S.M; POMILIO, J.A. **Qualidade da energia elétrica: conceituação e processamento digital**. Editora Blucher, 2024.

DUARTE, C.H.C; ARAÚJO, B.P. **Geração de energia solar fotovoltaica no Brasil e o desenvolvimento da cadeia local de fornecedores**. BNDES Setorial, Rio de Janeiro, v. 31, n. 59, p. 57-118, mar. 2025.

FREITAS, B.G.S. et. al. Análise comparativa de metodologias de dimensionamento para sistemas fotovoltaicos. **Revista Produção Online**. Florianópolis, SC, v. 25, n. 4, e-5418, 2025

GINLONG SOLIS. **Influence of Azimuth and Tilt on Yield of PV System**. [S. l.], 2024. Disponível em:

https://www.solisinverters.com/br/documentation/Influence_of_Azimuth_and_Tilt_on_Yield_of_PV_System_11281225.html. Acesso em: 2 abr. 2026.

GONÇALVES, M.S. **A importância da geração distribuída para o Brasil**. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia de Produção) – Faculdade de Engenharias, Universidade Federal de Mato Grosso do Sul, Campo Grande, 2023.

GREENER. **Relatório Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída – 1º Semestre de 2025**. São Paulo: Greener, 2025. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/pt-BR/estudos-guias-e-boletins/estudo-estrategico-2025-geracao-distribuida-semestral>>. Acesso em: 1 abr. 2026.

GUEYMARD, C. A. Review and performance assessment of direct solar irradiance models and databases. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 16, n. 5, p. 2990-3005, 2012.

HONSBURG, C. B.; BOWDEN, S. G. **Air Mass**. Photovoltaics Education Interactive Record (PVEDROM). Disponível em: <https://www.pveducation.org/pvedrom/properties-of-sunlight/air-mass>. Acesso em: 17 jan. 2026.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Total solar capacity**. Our World in Data, Oxford, 2024.

LORENZO, Eduardo. Energy Collected and Delivered by PV Modules. *In*: LUQUE, Antonio; HEGEDUS, Steven (ed.). **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. Chichester: John Wiley & Sons, 2003. p. 905-970

MORI, R.L. A política brasileira para a micro e minigeração fotovoltaica: um panorama sobre desenvolvimentos regulatórios, incentivos fiscais e financiamento público. **Revista DCS**. 2025, v. 22, n. 83, p. 01-17. ISSN: 2224-4131

OLIVEIRA, A. A. C. **Influência da inclinação e azimute de superfície de módulos fotovoltaicos na produção de energia elétrica na cidade de Caraúbas/RN** / Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) Universidade Federal de Campina Grande, Paraíba, 2025.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2. ed. São José dos Campos: INPE, 2017.

PEREZ, R. et. al. Modeling solar irradiance on angled surfaces: Comparison of a geometric model and the Perez model. **Solar Energy**, v. 39, n. 3, p. 235-245, 1987.

PHILIPPS, S. et al. **Photovoltaics report**. Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE with the support of PSE Projects GmbH, 2025.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (Org.). **Engenharia de energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações**. Rio de Janeiro: LTC, 2014.

PORTAL SOLAR. **Tipos de Sistemas Fotovoltaicos**. 2024. Disponível em: <https://www.portalsolar.com.br/tipos-de-sistemas-fotovoltaicos>. Acesso em: 15 jan. 2026.

PVSYST SA. **PVsyst Online Help**. Versão 7. Satigny, Suíça, 2026. Disponível em: https://www.pvsyst.com/help-pvsyst7/index.html?contents_table.htm. Acesso em: 22 mai. 2026.

RAMOS, Leonardo Rodrigo. Influência do ângulo de inclinação e da orientação dos painéis fotovoltaicos na geração de energia. [S.l.]: Universidade Estadual Paulista (Unesp), 22 jun. 2023.

RÜTHER, R. et al. **Guia de boas práticas em sistemas fotovolta**
Soluções Solares – IEES. Florianópolis/SC, 2019.

SADDY, A. **Energia solar e geração distribuída**: microgeração e minigeração. [S. l.]: CEEJ/GDAC, 2022

SHIBUYA, M. K.; LEI, G. H. M. Desenvolvimento de medidor de irradiância e irradiação solar de baixo custo para fins didáticos. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], p. 1–8, 2022. DOI: 10.59627/cbens.2022.1083.

THEVENARD, Didier; PELLAND, Sophie. Estimating the uncertainty in long-term photovoltaic yield predictions. **Solar Energy**, [s. l.], v. 91, p. 432-445, 2013. DOI <https://doi.org/10.1016/j.solener.2011.05.006>.

VIANA, Saul de Meneses Caetano; COELHO, Stênio de Sousa. Desempenho elétrico e viabilidade técnica da energia solar fotovoltaica no Nordeste brasileiro: revisão de literatura. **REASE: Revista de Estudos Acadêmicos Sem Fronteiras**, [S. l.], v. 11, n. 12, p. 2307-2328, dez. 2025.

WEIRICH, Cintia Sabrina *et al.* Análise do potencial brasileiro para a geração de eletricidade a partir das fontes de energia solar fotovoltaica e o biogás no contexto da geração distribuída. **Research, Society and Development**, [S. l.], v. 11, n. 8, e38711831096, jun. 2022. DOI: <https://doi.org/10.33448/rsd-v11i8.31096>.

Yadav, D., Yadav, SK, Varma, V. *et al.* Análise experimental da perda por temperatura elevada e sujidade no desempenho de módulos fotovoltaicos em telhados sob condições climáticas compostas. **Sci Rep** 15 , 42035 (2025). <https://doi.org/10.1038/s41598-025-25846-z>

YANG, L.R et al. Estimativa da taxa de desempenho a partir da potência de saída para um sistema fotovoltaico em curitiba. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2020. DOI: 10.59627/cbens.2020.822.