



INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DO CEARÁ
IFCE *CAMPUS* MARACANAÚ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIAS RENOVÁVEIS

DAVI FREIRE SILVINO

**MÉTODO PARA ANÁLISE DE DESEMPENHO PARA USINA SOLAR
FOTOVOLTAICA**

MARACANAÚ – CE

2025

DAVI FREIRE SILVINO

MÉTODO PARA ANÁLISE DE DESEMPENHO PARA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

Dissertação de Mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE) - *Campus* Maracanaú, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Energias Renováveis. Área de concentração: Energias Renováveis.

Orientador: Prof. Dr. Auzuir Ripardo de Alexandria

Coorientador: Prof. Dr. Josias Guimarães Batista

MARACANAÚ – CE

2025

Ficha catalográfica elaborada pelo SIBI/IFCE, com os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

CDD 620.91

DAVI FREIRE SILVINO

MÉTODO PARA ANÁLISE DE DESEMPENHO PARA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA

Dissertação de Mestrado apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Energias Renováveis do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE) - *Campus* Maracanaú, como requisito parcial para obtenção do Título de Mestre em Energias Renováveis. Área de concentração: Energias Renováveis.

Aprovado (a) em: 08 / 10 / 2025.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Auzuir Ripardo de Alexandria (Orientador)

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE) – *Campus* Fortaleza

Prof. Dr. Josias Guimarães Batista (Coorientador)

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE) - *Campus* Fortaleza

Prof. Dr. Sandro César Silveira Jucá (Membro Interno)

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE) - *Campus* Fortaleza

Prof. Dr. Antônio Carlos da Silva Barros (Membro Externo)

Universidade da Integração Internacional da Lusofonia Afro-Brasileira (UNILAB)

Ao Senhor, meu Deus, que nunca me abandonou.
Aos meus pais, Ailton e Vilanir, por todo amor e sustento.
À minha família, Daniele, Mariana e Luís
Davi, meu filho, que está por vir, por serem
fonte de coragem e motivação.

AGRADECIMENTOS

A Deus que, em seu descanso e cuidado, me permitiu repousar para criar ânimo e fôlego nas batalhas da vida. Em nenhum instante me faltou fé. Em nenhum momento se fez ausente.

Aos meus pais, que nada me deixaram faltar. A estrutura familiar, a educação proporcionada e as dificuldades por eles vencidas me permitiram trilhar o caminho até aqui.

À minha esposa, Daniele, e à minha filhinha, Mariana, o projeto de Cristo Jesus em minha vida, que são as minhas fontes de amor, de força e vitória.

Ao professor Auzuir Ripardo, pela inspiração de humanidade e por ser um grande professor e acadêmico. As suas virtudes são admiráveis, repletas de paciência, discernimento e resiliência.

Ao professor Josias Guimarães, pelo apoio e orientação em todo o processo.

Ao Instituto Federal do Ceará (IFCE), que já me acolheu e me acolhe em mais um ciclo.

*“Construí amigos, enfrentei derrotas, venci
obstáculos, bati na porta da vida e disse-lhe:*

Não tenho medo de vivê-la.”

(Augusto Cury)

RESUMO

O advento da geração de energia por meio de sistemas fotovoltaicos tem representado um marco na evolução da matriz energética no século XXI. As mudanças climáticas, as emissões de carbono e o crescimento da demanda por eletricidade têm impulsionado a expansão da geração a partir de fontes limpas e renováveis. Nesse contexto, a difusão dos sistemas fotovoltaicos no Brasil e no mundo exige dos profissionais técnicos e gestores das unidades geradoras a adoção de boas práticas operacionais e a realização de análises para prevenir falhas e promover melhorias no desempenho e na segurança dos sistemas. Este trabalho apresenta uma análise de desempenho de uma usina fotovoltaica instalada no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE) – *Campus* Fortaleza. A pesquisa inicia-se com uma revisão das resoluções normativas brasileiras sobre energia solar, com foco no modelo de geração distribuída, destacando o crescimento do setor e o papel da regulamentação no desenvolvimento da energia solar fotovoltaica no país. Além disso, abordam-se os fundamentos teóricos dos módulos fotovoltaicos, com uma explanação sobre os princípios físicos e os fatores que influenciam sua eficiência. Na realização dos ensaios e testes, realizou-se a medição da energia gerada pela usina utilizando um analisador de energia, cujos resultados foram comparados com a simulação computacional realizada no software PVsyst. Essa comparação permitiu identificar discrepâncias entre o desempenho real e o simulado, evidenciando a influência de fatores ambientais e operacionais na eficiência da usina. Posteriormente, foi conduzida uma inspeção detalhada dos equipamentos, com o uso de uma câmera termográfica e de um traçador de curva I-V, visando identificar falhas de instalação, pontos quentes (*hot spots*) e outras formas de degradação dos módulos fotovoltaicos. Os resultados obtidos reforçam a importância do monitoramento contínuo e da manutenção adequada para garantir a máxima eficiência e prolongar a vida útil dos sistemas fotovoltaicos, especialmente em regiões que apresentam alta incidência solar, como Fortaleza. Este estudo contribui para a compreensão dos fatores que afetam o desempenho real de usinas fotovoltaicas e sugere práticas de inspeção e manutenção baseadas em medições precisas e na comparação com modelos de simulação.

Palavras-chave: Energias Renováveis. Energia Solar. Geração de energia. Usinas fotovoltaicas.

ABSTRACT

The advent of photovoltaic power generation has been a milestone in the evolution of the energy mix in the 21st century. Climate change, carbon emissions, and the growing demand for electricity have driven the expansion of energy production from clean and renewable sources. The expansion of photovoltaic systems in Brazil and worldwide requires technical staff and managers of generating units to adopt good operating practices and conduct diagnostic analyses to prevent failures and improve performance and safety. This paper presents a performance analysis of a photovoltaic plant located at an IFCE (Fortaleza *campus*), in the state of Ceará. The research begins with a review of Brazilian regulatory resolutions on solar energy, highlighting the growth of distributed generation and the role of regulation in the development of the photovoltaic sector in Brazil. In addition, the theoretical foundations of photovoltaic modules are presented, explaining the physical principles and factors that influence their efficiency. For the practical analysis, the power output of the plant was measured using an energy analyzer, the results of which were compared with a computational simulation performed in the PVsyst software. This comparison allowed us to identify discrepancies between actual and simulated performance, indicating the influence of environmental and operational factors that impact the plant's efficiency. A detailed inspection of the equipment was then conducted with the aid of a thermal imaging camera and an I-V curve tracer, with the aim of identifying installation faults, hot spots, and other forms of degradation in the photovoltaic modules. The results obtained reinforce the importance of continuous monitoring and adequate maintenance to ensure maximum efficiency and extend the service life of photovoltaic systems, especially in regions with a hot climate such as Fortaleza. This study contributes to understanding the factors that affect the real-world performance of photovoltaic plants and suggests inspection and maintenance practices based on accurate measurements and comparison with simulation models.

Keywords: Renewable energy. Solar energy. Power generation. Photovoltaic power plants.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Transformação na matriz elétrica brasileira 2019-2025.....	19
Figura 2 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício (efeito fotovoltaico)	22
Figura 3 - Estrutura em camadas do painel fotovoltaico	23
Figura 4 - Sistema conectado à rede elétrica	24
Figura 5 - Curva característica dos pontos de potência de potência máxima.....	25
Figura 6 -Influência da radiação solar na operação do painel fotovoltaico.....	27
Figura 7 - Influência da temperatura na operação do painel fotovoltaico	28
Figura 8 - Sujidade no painel limitando a geração da string	29
Figura 9 - Sistema ideal sem efeito Mismatch	30
Figura 10 - String sob efeito Mismatch	31
Figura 11 - Células fotovoltaicas com hotspots.....	32
Figura 12 - Identificação de hotspots por termografia e eletroluminescência.....	36
Figura 13 - Degradação da potência dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo.....	37
Figura 14 - Delineamento da pesquisa	42
Figura 15 - Usina solar “Bloco Didático”	43
Figura 16 - Analisador de energia “IMS modelo P600” em ensaio	46
Figura 17 - Traçador de Curva I-V “HT modelo I-V500w SOLAR I-Ve” em ensaio	47
Figura 18 - Termografia e medição de irradiância solar “ Modelo câmera Flir E4”	49
Figura 19 - Modelagem 3D e renderização de sombreamento no SolarEdge Designer.....	51
Figura 20 - Simulação Usina IFCE Bloco Didático Software PVSyst versão 7.4	51
Figura 21 - Diagrama de perdas Usina IFCE Bloco Didático no PVSyst versão 7.4.....	52
Figura 22 - Gráfico Performance Ratio da Simulação PVSyst Versão 7.4	55
Figura 23 - Modelagem da edificação PVSyst Versão 7.4.....	57
Figura 24 - Termografia aplicada conexões e disjuntores.....	58
Figura 25 - Termografia em painéis limpos e sem sombra	59
Figura 26 - Painéis sombreados com pontos quentes	60
Figura 27 - Painel sujo com ponto quente	60
Figura 28 - Desvios comuns em curvas I-V	61
Figura 29 - Curva I-V String 1 e 2.....	62
Figura 30 - Curva I-V String 5 e 6.....	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características elétricas do painel solar JAM72S09-390/PR	26
Tabela 2 - Efeitos provocados pelo aumento da temperatura do ponto quente	35
Tabela 3 - Comparativo de abordagens metodológicas	38
Tabela 4 - Comparação de Métodos de Avaliação	53
Tabela 5 - Energia gerada medida pelo analisador IMS modelo P600	54
Tabela 6 - Geração de Energia da Simulação no PVSyst 7.4.....	55
Tabela 7 - Comparativo Energia e Performance (real e simulado)	56
Tabela 8 - Comparação dos parâmetros elétricos String 1 e 2	62
Tabela 9 - Comparação dos parâmetros elétricos String 5 e 6	63

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN	Balanco Energético Nacional
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
DDP	Diferença de Potencial
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EVA	Etileno Acetato de Vinila
FV	Fotovoltaico
G	Irradiância incidente sobre o módulo
GD	Geração Distribuída
GW	Giga-Watt
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
IFCE	Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará
Imp	Corrente de Máxima Potência
Isc	Corrente de Curto-circuito
KV	Quilovolt
KWh	Quilowatt-hora (Energia Gerada)
MME	Ministério de Minas e Energia
MPP	Ponto de Máxima Potência
NBR	Norma Brasileira
Pmax	Potência Máxima
PR	Performance Ratio
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica

PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
STC	<i>Standart Test Conditions</i>
T(°C)	Temperatura do Pannel
V _{mp}	Tensão de Máxima Potência
V _{oc}	Tensão de Circuito Aberto
W _p	Watt-Pico
Y _R	Produtividade de Referência

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	16
1.1 JUSTIFICATIVA	19
1.2 OBJETIVOS	20
1.2.1 Objetivo Geral	20
1.2.2 Objetivos específicos	21
1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO	21
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	22
2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	22
2.2 ASPECTO CONSTRUTIVO DO PAINEL SOLAR	23
2.3 SISTEMA FV CONECTADO À REDE ELÉTRICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA..	23
2.4 DADOS ELÉTRICOS DO PAINEL SOLAR	25
2.4.1 Efeitos da irradiância solar e corrente elétrica	26
2.4.2 Efeitos da temperatura e tensão elétrica	27
2.4.3 Efeitos da sujidade (<i>soiling</i>) e sombreamento.....	29
2.4.4 Pontos quentes ou <i>hotspots</i>	31
2.5 PERFORMANCE <i>RATIO</i>	32
2.5.1 Cálculo de desempenho.....	33
2.6 ESTADO DA ARTE.....	33
2.6.1 Análise de Métodos e Autores	38
2.6.2 Considerações sobre o Estado da Arte	39
3 METODOLOGIA.....	41
3.1 DESCRIÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO	43
3.2 MEDIÇÕES DE DADOS ELÉTRICOS	44
3.2.1 Analisador de energia	44
3.2.2 Traçador de curvas I-V (corrente-tensão)	46
3.3 TERMOGRAFIA.....	48
3.4 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL	50
3.5 COMPARANDO OS MÉTODOS PROPOSTOS	52
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	54
4.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS	54
4.2 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS	58
5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	66

REFERÊNCIAS.....67

1 INTRODUÇÃO

O desenvolvimento social e econômico está diretamente relacionado ao consumo de energia elétrica. O acesso à eletricidade, bem como a infraestrutura associada à sua geração, transmissão e distribuição, constituem um importante indicador de modernização e progresso de uma nação. O consumo energético tornou-se uma necessidade fundamental para a vida cotidiana, o que implica que toda a sociedade depende intrinsecamente do fornecimento de energia elétrica. O crescimento da demanda energética está associado à melhoria da qualidade de vida, refletida em aspectos como conforto, qualidade ambiental, climatização, mobilidade elétrica, produção industrial e atividades recreativas. Contudo, o aumento contínuo da demanda de energia impõe desafios significativos relacionados à exploração de recursos naturais, com impactos ambientais e climáticos decorrentes dos processos convencionais de produção de energia (Ribeiro, 2018).

Devido às crises energéticas ocasionadas por limitações no atendimento à demanda durante períodos prolongados de estiagem e pela insuficiência de investimentos nos setores de geração e de transmissão, o Brasil enfrentou sérias dificuldades no abastecimento energético, evidenciando a vulnerabilidade da matriz elétrica nacional. Em resposta, foram implementados programas governamentais com o objetivo de promover a diversificação da matriz energética e a expansão da capacidade instalada por meio de fontes renováveis. Dentre essas iniciativas, destacam-se o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), instituído pela Lei nº 10.438/2002 e gerenciado pela ELETROBRAS, e o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída (ProGD), criado em 2015 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Tais programas foram fundamentais para ampliar a oferta energética do país, reduzir a dependência de fontes hídricas e térmicas, com o objetivo principal de fortalecer a segurança do sistema elétrico nacional (MME, 2019).

O Brasil continua se destacando como um dos países líderes mundiais na produção de energia renovável, ocupando uma posição de protagonismo na transição energética global. Historicamente, a matriz elétrica brasileira era fortemente dependente da geração hidrelétrica, responsável por suprir quase a totalidade da demanda nacional. Contudo, o crescimento exponencial do consumo de energia, aliado às incertezas associadas aos regimes hidrológicos e à maior ocorrência de períodos de estiagem, impulsionou a necessidade de diversificação das fontes de geração. Nesse contexto, observa-se uma expansão significativa das energias renováveis, em especial as fontes eólica e solar fotovoltaica, que vêm desempenhando papel cada vez mais relevante no sistema elétrico nacional (EPE, 2023).

De acordo com o Balanço Energético Nacional (BEN, 2025), o Brasil alcançou, em 2024, um expressivo índice de 88,2% de participação de fontes renováveis em sua matriz elétrica, consolidando-se como referência internacional em sustentabilidade energética. Entre as fontes, a energia solar fotovoltaica apresentou a maior taxa de crescimento percentual em relação ao ano anterior, evidenciando sua rápida ascensão no cenário energético. É importante ressaltar que esse aumento expressivo inclui não apenas grandes usinas centralizadas, mas também a expansão das usinas de microgeração e minigeração distribuída, instaladas principalmente em residências, estabelecimentos comerciais, indústrias e unidades de serviços públicos. Esse movimento reforça a relevância da geração descentralizada no Brasil, que contribui de forma significativa para a mudança do perfil de geração elétrica, promovendo maior segurança energética, redução das perdas na transmissão e democratização do acesso às fontes renováveis (BEN, 2023).

O advento da geração solar fotovoltaica configura-se como um dos principais vetores de transformação da matriz energética global no século XXI, sendo particularmente determinante no contexto brasileiro. Fatores como a intensificação das mudanças climáticas, a necessidade de mitigação das emissões de gases de efeito estufa, o crescimento exponencial da demanda por eletricidade e o aumento dos custos associados à geração convencional têm impulsionado a transição para fontes limpas e renováveis, como a energia solar fotovoltaica, que combina viabilidade técnica, atratividade econômica e sustentabilidade ambiental (Ribeiro, 2018).

No âmbito econômico-financeiro, a energia solar fotovoltaica desempenha um papel estratégico na redução dos custos relacionados ao consumo de energia elétrica, representando uma alternativa cada vez mais acessível para diversos setores da sociedade. O consumo de eletricidade é intrínseco à manutenção das atividades humanas, abarcando desde rotinas domésticas e urbanas, passando pelas atividades industriais e comerciais, até setores essenciais como o agronegócio. A Resolução Normativa nº 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), representa um marco regulatório fundamental ao estabelecer as diretrizes para a inserção da microgeração e da minigeração distribuída no sistema elétrico brasileiro. Esse normativo institucionalizou a possibilidade de conexão de sistemas de geração a partir de fontes renováveis, como a energia solar fotovoltaica, diretamente à rede elétrica, permitindo que os consumidores passem a atuar também como produtores de energia, os chamados “prosumidores”, e se beneficiem do sistema de compensação de energia elétrica, conhecido como *net metering*. Esse modelo fomenta a popularização do acesso às fontes renováveis, estimula a descentralização da geração e promove ganhos sistêmicos, como o alívio na carga

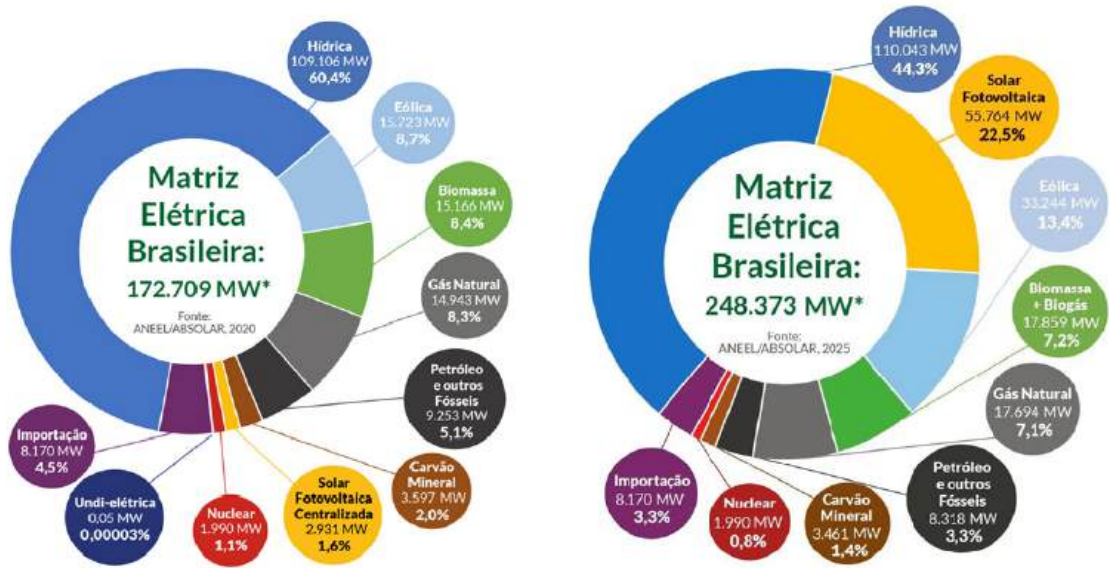
das redes de transmissão e a diversificação do suprimento energético (Cavalcante; Lima Neto, 2022).

O marco regulatório da microgeração e da minigeração distribuída impulsionou significativamente a expansão das usinas fotovoltaicas no Brasil, motivada pela perspectiva de redução dos custos da conta de energia elétrica. A geração própria de energia foi amplamente adotada, fomentando o crescimento do mercado solar, atraindo investimentos e estimulando a qualificação técnica no setor. Em 2024, o país atingiu 40 GW de capacidade instalada e contabilizou mais de 2,4 milhões de sistemas fotovoltaicos distribuídos em 5.547 dos 5.570 municípios brasileiros, evidenciando a ampla disseminação da tecnologia no território nacional. Esse crescimento acelerado exige alta capacitação técnica e a adoção de boas práticas nos processos de instalação e manutenção. Profissionais especializados devem ser capazes de avaliar o desempenho e a segurança operacional dos sistemas, identificar falhas e atuar na mitigação de riscos, garantindo a eficiência, confiabilidade e longevidade das usinas fotovoltaicas. A qualificação técnica e o rigor na implementação são fundamentais para assegurar o funcionamento adequado e otimizar os resultados dos sistemas instalados (Canal Solar, 2024).

Entre 2019 e 2025, o Brasil viveu uma transformação expressiva na matriz elétrica, com destaque para o crescimento da energia solar fotovoltaica, conforme a Figura 1. Em 2019, a energia solar representava aproximadamente 1,6% da matriz elétrica, com cerca de 2,6 GW instalados em usinas centralizadas. Já em 2025, de acordo com dados atualizados da ANEEL e da ABSOLAR, a energia solar atingiu mais de 55,7 GW somando usinas centralizadas, microgeração e minigeração distribuída, o que equivale a 22,5% da capacidade instalada do país, um crescimento exponencial em apenas 6 anos.

O avanço da energia solar no Brasil entre 2019 e 2025 não só revolucionou a matriz elétrica, como também dinamizou o mercado de trabalho e exigiu uma evolução técnica no controle de qualidade e de desempenho das usinas. Nesse cenário, procedimentos de análise bem definidos são essenciais para garantir a longevidade dos sistemas, o cumprimento das projeções energéticas e o amadurecimento do setor fotovoltaico como uma fonte confiável e estratégica para o país.

Figura 1 – Transformação na matriz elétrica brasileira 2019-2025



Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2025).

Conforme os relatórios da EPE (2023) e do Canal Solar (2024), a energia solar fotovoltaica emerge como um dos principais vetores dessa transição; torna-se imperativo que os sistemas fotovoltaicos (SFVs) adotem protocolos rigorosos de análise e monitoramento, alinhados a padrões técnicos consolidados, para assegurar a confiabilidade, a segurança e a longevidade das instalações (NBR 16690, 2019). A complexidade dos sistemas, associada à diversidade dos ambientes de instalação e à variabilidade das condições operacionais, requer o desenvolvimento e a aplicação de metodologias robustas capazes de diagnosticar falhas, avaliar o desempenho e orientar ações corretivas com eficiência e precisão. Neste contexto, o projeto desenvolvido propõe uma abordagem integrada para a análise de desempenho e a identificação de falhas em usinas solares fotovoltaicas, fundamentada na combinação sinérgica de medições em campo, simulações computacionais avançadas e técnicas de termografia infravermelha. Tal metodologia possibilita a detecção precoce de anomalias que podem comprometer a eficiência energética e a segurança operacional, permitindo intervenções direcionadas que minimizam perdas e prolongam a vida útil dos equipamentos.

1.1 JUSTIFICATIVA

Embora os módulos fotovoltaicos e inversores apresentem alto grau de confiabilidade, falhas podem ocorrer desde a fabricação até o transporte e o manuseio durante a instalação. A

forma como os equipamentos são manuseados e instalados influencia diretamente o desempenho da usina, tornando indispensável a adoção de métodos precisos de avaliação técnica. Neste contexto, este trabalho propõe uma análise detalhada do desempenho de uma usina fotovoltaica por meio da aplicação de diversas ferramentas de diagnóstico (Pereira, 2018).

Nesse cenário, torna-se essencial desenvolver estudos que combinem métodos analíticos capazes de diagnosticar, quantificar e explicar essas perdas com base em dados reais. Este trabalho surge da necessidade de aplicar uma abordagem metodológica integrada, que una simulação computacional, medições de campo e inspeções técnicas para avaliar com precisão o desempenho de uma usina fotovoltaica em operação, fornecendo subsídios técnicos para a melhoria contínua da eficiência e confiabilidade desses sistemas. A simulação computacional realizada no *software PVsyst* permite estimar a geração teórica do sistema com base em parâmetros climáticos e perdas técnicas. Os dados reais de geração foram obtidos por meio do uso de um analisador de energia, possibilitando a comparação com os valores simulados (Evangelista, 2018).

Para investigar discrepâncias entre o desempenho esperado e o observado, foram utilizadas duas metodologias complementares de inspeção em campo. A termografia infravermelha foi empregada para identificar anomalias térmicas nos módulos, como os pontos quentes, que podem indicar falhas de instalação, sombreamento parcial ou defeitos de fabricação. Além disso, o traçador de curvas I-V foi utilizado para analisar as curvas características de *strings* específicas, permitindo a detecção de perdas por sujeira, descasamento de características elétricas, sombreamento ou falhas internas nos módulos (Lima *et al.*, 2020).

Dessa forma, este estudo justifica-se pela necessidade de aplicar metodologias integradas de avaliação que não apenas quantificam o desempenho da usina, mas também identificam as causas técnicas que impactam a geração de energia, os resultados financeiros e a longevidade dos equipamentos. A adoção de procedimentos, como os utilizados neste trabalho, é fundamental para garantir a eficiência, segurança e confiabilidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo Geral

Propor estratégias de avaliação de desempenho para usinas solares fotovoltaicas, tendo como estudo de caso a planta de geração do IFCE *Campus* Fortaleza, utilizando métricas de

comparação entre os dados reais de geração, obtidos com um analisador de energia, e os resultados simulados no *software* PVsyst.

1.2.2 Objetivos específicos

- Medir a geração real de energia produzida pela usina fotovoltaica, utilizando um analisador de energia instalado no ponto de conexão.
- Realizar a simulação da usina no software PVsyst com base em dados técnicos do sistema, condições climáticas locais e parâmetros de operação.
- Utilizar ferramentas complementares, como câmera termográfica e traçador de curvas I-V, para embasar tecnicamente a análise das discrepâncias encontradas.
- Comparar os resultados de geração real com os valores simulados, a fim de identificar e quantificar eventuais desvios de desempenho.
- Estabelecer e formalizar a metodologia por meio da utilização de equipamentos para a análise da produção e técnicas de medição em usinas fotovoltaicas.
- Investigar e identificar os fatores limitantes presentes na topologia das usinas por meio da metodologia proposta.

1.3 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

O trabalho é estruturado de forma a apresentar o avanço das energias renováveis no Brasil, destacando a energia solar fotovoltaica nos aspectos normativos, de capacitação profissional e de práticas de operação e manutenção. Apresenta-se a fundamentação teórica sobre o funcionamento de módulos fotovoltaicos e de inversores do tipo *string*. No estado da arte, revisam-se métodos de análise de desempenho de usinas solares e de avaliação do funcionamento dos equipamentos. A metodologia envolve simulação computacional e medições com um analisador de energia, um traçador de curvas I-V e uma câmera termográfica. Por fim, os resultados são discutidos, seguidos pela análise dos dados e pela conclusão, com recomendações para a otimização do desempenho dos sistemas fotovoltaicos.

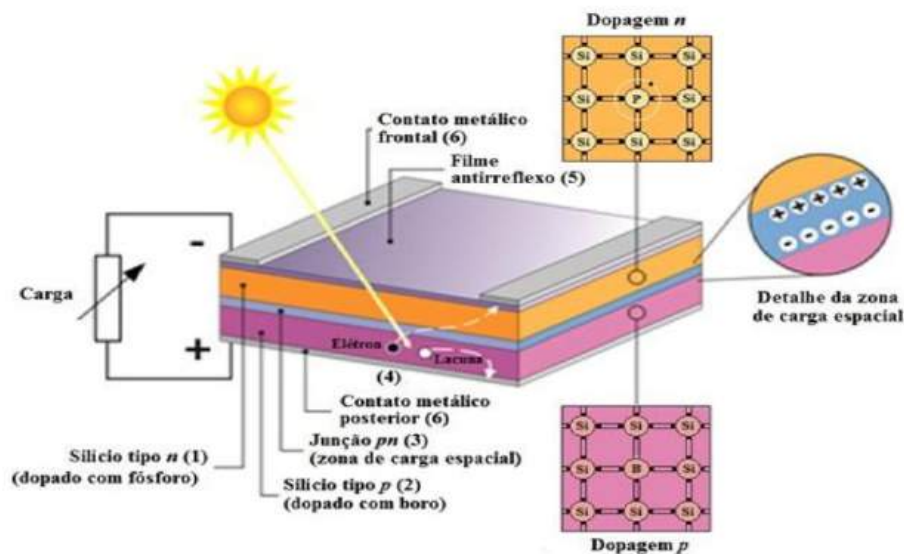
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Esta seção aborda o conhecimento teórico para o desenvolvimento de um estudo prático de análise de usinas fotovoltaicas e seus componentes. Serão apresentados o princípio da geração solar fotovoltaica e os fatores que podem afetar a produção de energia. Por fim, é realizada uma revisão bibliográfica sobre a medição da produção de SFVs e métodos utilizados para avaliar o comportamento e o desempenho dos equipamentos que compõem um sistema FV.

2.1 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

O efeito fotovoltaico foi observado pela primeira vez por Henri Becquerel em 1839, e corresponde à transformação da radiação eletromagnética (luz solar) em energia elétrica. Ele consiste na geração de uma diferença de potencial elétrico (ddp) quando camadas de materiais semicondutores do tipo *n* e do tipo *p* são expostas à incidência de radiação eletromagnética, alterando suas propriedades elétricas, e gerando tensões e correntes elétricas (Goetzberger; Hoffmann, 2005). O efeito fotovoltaico é ilustrado na Figura 2, em que mostra uma célula solar de silício com junção *p-n*, camadas dopadas (tipo *n/p*), filme antirreflexo e contatos metálicos— tudo típico do efeito fotovoltaico (geração de ddp e corrente pela separação de pares elétron-lacuna no interior do semicondutor).

Figura 2 – Estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício (efeito fotovoltaico)



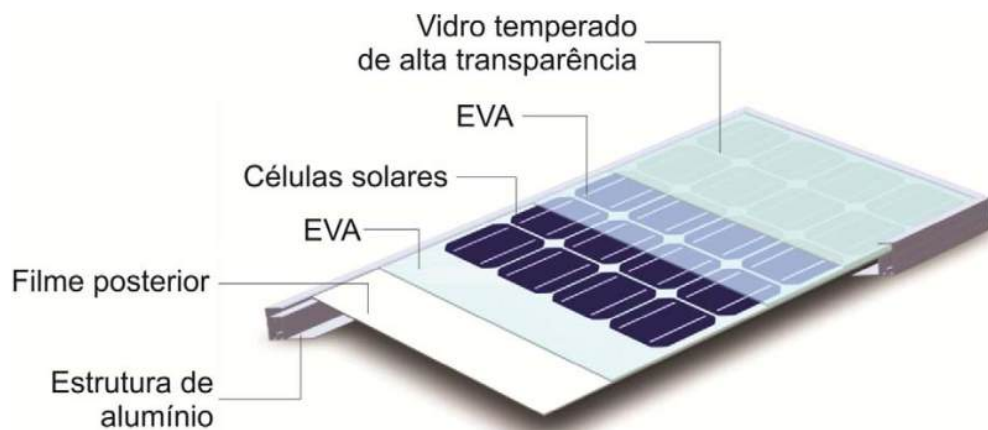
Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

2.2 ASPECTO CONSTRUTIVO DO PAINEL SOLAR

O painel fotovoltaico é o agrupamento de células associadas eletricamente em série e paralelo. O módulo (ou painel) é composto por 36 a 216 células fotovoltaicas, agrupadas com parâmetros elétricos específicos (tensão, corrente e potência), a depender da aplicação a que o módulo se destina. Essas células são unificadas por meio de soldagem a laser e encapsuladas para se protegerem das intempéries, conferir resistência e evitar danos físicos e mecânicos.

O encapsulamento é composto por camadas de proteção. A face superior do painel é composta por uma camada de vidro temperado de alta transparência, que confere proteção ao módulo contra impactos, resistência à água e à sujeira, e permite a passagem da luz com baixos índices de reflexão. A segunda camada é composta por um polímero termoplástico, EVA (etileno-vinil acetato). Quando aquecido, o material forma um filme isolante e selante ao redor das células solares, prevenindo a entrada de ar e a formação de umidade. Esse material permite a passagem da luz solar e, ao mesmo tempo, é resistente à degradação provocada pela exposição prolongada à luz. A Figura 3 ilustra o encapsulamento do painel, com vidro temperado, camadas de EVA e moldura de alumínio anodizado, a fim de garantir proteção e robustez às células fotovoltaicas (Pinho; Galdino, 2014).

Figura 3 - Estrutura em camadas do painel fotovoltaico



Fonte: Adaptado de Pinho e Galdino (2014).

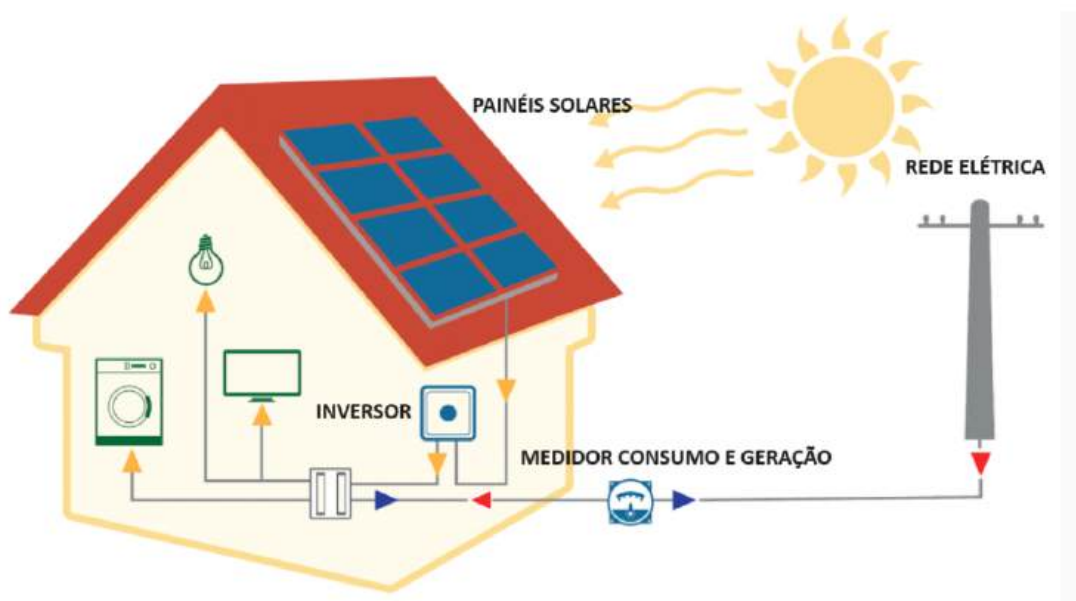
2.3 SISTEMA FV CONECTADO À REDE ELÉTRICA E GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

As usinas fotovoltaicas conectadas à rede elétrica são sistemas de geração distribuída que convertem a radiação solar em energia elétrica por meio de módulos fotovoltaicos. Essa

energia é inicialmente gerada em corrente contínua, não adequada ao uso direto na maioria das aplicações convencionais. Para a integração com a rede elétrica, a energia passa por inversores, equipamentos eletrônicos que realizam a conversão de corrente contínua em corrente alternada, tornando-a compatível com os padrões da rede de distribuição. Essa configuração permite que os consumidores não apenas utilizem energia da rede elétrica, mas também atuem como microgeradores e minigeradores, injetando excedentes de energia e acumulando créditos junto à distribuidora (Villalva; Gazoli, 2012).

No Brasil, a regulamentação da geração distribuída foi estabelecida em 17 de abril de 2012, por meio da Resolução Normativa nº 482 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essa resolução instituiu o sistema de compensação de energia elétrica, viabilizando que unidades consumidoras gerem sua própria energia a partir de fontes renováveis (solar, eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas) ou de cogeração qualificada (Castro, 2015). O modelo ilustrado na Figura 4, permite o abatimento da energia gerada sobre o consumo faturado, promovendo não apenas a redução de custos, mas também a inserção de práticas sustentáveis no setor elétrico. Dessa forma, consolida-se um novo perfil de consumidor: o prosumidor, que simultaneamente consome e gera energia elétrica, contribuindo para a modernização e a descentralização do sistema elétrico convencional (Castro, 2007).

Figura 4 - Sistema conectado à rede elétrica



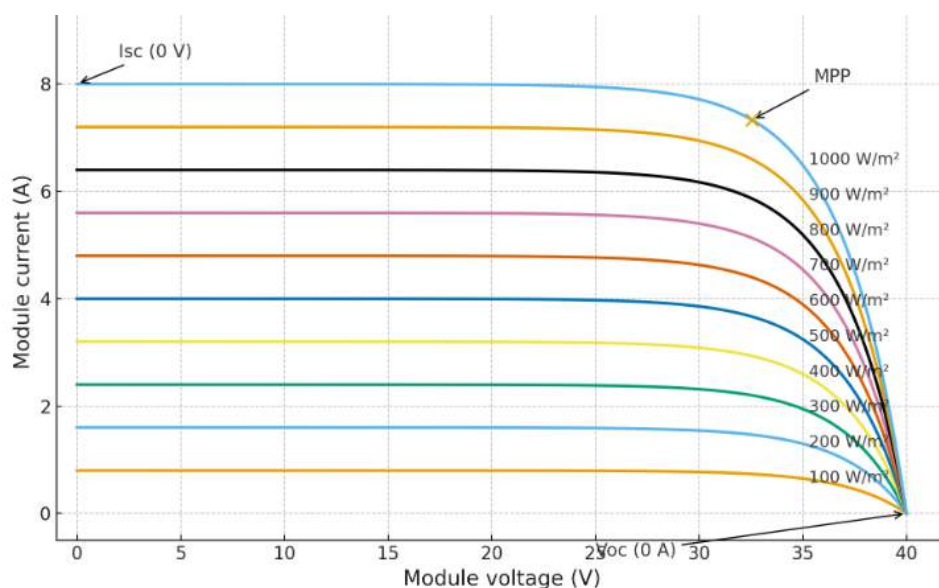
Fonte: Adaptado de ABSOLAR (2024).

2.4 DADOS ELÉTRICOS DO PAINEL SOLAR

O módulo fotovoltaico é caracterizado pelo valor da sua potência elétrica em Watt-pico (Wp). A potência de pico do painel é definida sob condições padrão de irradiância e temperatura, para se obter as características nominais do módulo. A condição padrão de ensaio, *Standard Test Conditions* (STC), considera irradiância solar 1000 W/m^2 e temperatura de operação de 25° C . O módulo, exposto ao sol, produz tensão entre seus polos positivo e negativo; a tensão medida sem a produção de corrente elétrica (painel desconectado em circuito aberto) corresponde à tensão de circuito aberto (V_{oc}), com potência e corrente próximas de zero. Ao conectar os polos positivo e negativo do módulo com o auxílio de um amperímetro de corrente contínua, mede-se a corrente de curto-circuito (I_{sc}); nessa condição, a tensão e a potência são próximas de zero (Salas *et al.*, 2006).

O ponto de potência máxima (MPP), no qual a tensão de operação é V_{mp} e a corrente é I_{mp} (ver Figura 5), corresponde ao instante em que a produção do módulo é maior; o ideal é que a operação do painel se mantenha próxima desse ponto. Com o traçador de curvas I-V, obtém-se a curva característica do painel (ou da *string*) e realiza-se uma varredura, na qual cada ponto da curva corresponde a uma potência gerada. Com esse ensaio, é possível calcular a eficiência do módulo (η), utilizando a irradiância $G = 1000 \text{ W/m}^2$ (condição ideal), a área do painel (A_m) e ponto de máxima potência (MPP) (Pinho; Galdino, 2014).

Figura 5 - Curva característica dos pontos de potência de potência máxima



Fonte: Próprio Autor.

Em valores comerciais, o ponto de potência máxima se refere ao valor de pico do painel fotovoltaico. No estudo em questão, o painel utilizado na usina fotovoltaica do Bloco Didático IFCE – Campus Fortaleza é da marca e do modelo JA Solar JAM72S09-390/PR (390 Wp). Utilizando a Equação (2.1) e as dimensões do painel em estudo, obtém-se o valor de eficiência de 19,7%, o mesmo informado no *datasheet* do fabricante (Tabela 1).

$$\eta = \frac{MPP}{G.Am} \quad (2.1)$$

Tabela 1 - Características elétricas do painel solar JAM72S09-390/PR

Parâmetros Elétricos	STC - JA 390 Wp	Irradiância	Temperatura
Potência Máxima - Pmax (W)	390	1000W/m ²	25°C
Tensão de circuito aberto - Voc (V)	48,61		
Tensão de Máxima Potência - Vmp (V)	40,34		
Corrente de curto circuito - Isc (A)	10,21		
Corrente de Máxima Potência - Imp (A)	9,67		
Eficiência do Módulo (%)	19,7		
Coeficiente de Temperatura de Voc (%/°C)	-0,289		
Coeficiente de Temperatura de Pmax (%/°C)	-0,36		

Fonte: Adaptado de *Datasheet* JA Solar Technology.

2.4.1 Efeitos da irradiância solar e corrente elétrica

A relação da irradiância solar com a energia elétrica gerada, bem como os efeitos da temperatura no painel, são fundamentais para a discussão do desempenho e da eficiência em sistemas fotovoltaicos. A irradiância incidente no módulo solar é a potência radiante recebida por unidade de área no espaço de tempo, medida em W/m². A irradiância incidente na superfície da placa solar impacta diretamente a energia elétrica produzida. Quanto maior a irradiância, maior a produção de energia. A corrente elétrica gerada pelo painel é proporcional à luz solar que o atinge, ou seja, quanto mais luz significa, maior a corrente elétrica. A relação entre irradiância e corrente elétrica é linear (Villalva; Gazoli, 2012). A Equação 2.2 apresenta o cálculo da corrente elétrica produzida pelo painel a partir da irradiância instantânea incidente. A Figura 6 mostra a variação da corrente com o aumento da irradiância no painel JA Solar JAM72S09-390/PR (390 Wp) da usina solar em estudo.

$$I_{sc} = I_{sc_{STC}} \times \frac{G}{1000} \quad (2.2)$$

STC - *Standard Test Conditions* (Condições Padrão de Ensaio);

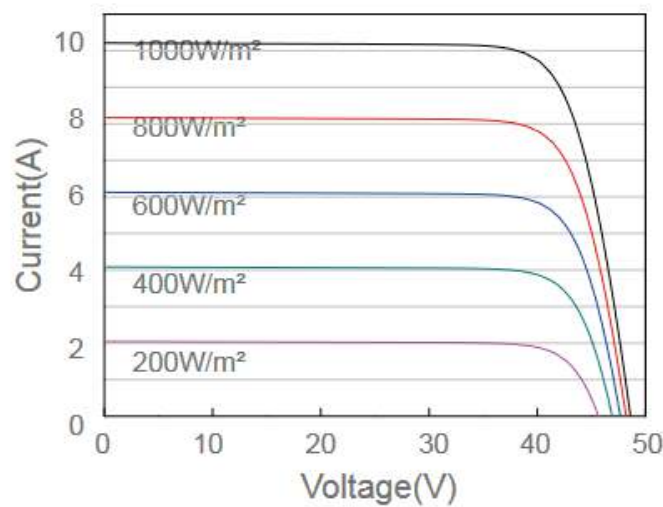
I_{sc} (A) – Corrente de curto-circuito do módulo, para a irradiância G e temperatura de 25° C;

I_{sc-stc} (A) – Corrente de curto-circuito do módulo nas STC;

G (W/m²) – Irradiância incidente sobre o módulo;

1000 (W/m²) – Irradiância nas STC;

Figura 6 - Influência da radiação solar na operação do painel fotovoltaico



Fonte: Adaptado de *Datasheet* JA Solar Technology.

2.4.2 Efeitos da temperatura e tensão elétrica

O desempenho dos painéis fotovoltaicos depende da temperatura de operação do módulo, que é um aspecto importante no resultado da eficiência da usina solar. Temperaturas mais elevadas ou mais baixas do que as condições de teste padrão (STC) afetam os valores de tensão elétrica dos painéis. A tensão de circuito aberto (Voc) e a mesma a tensão de máxima potência (Vmp) do módulo reduzem-se à medida que a temperatura se eleva e aumentam à medida que a temperatura diminui. O coeficiente de temperatura do módulo fotovoltaico é especificado pelo fabricante.

Esse coeficiente indica, em porcentagem, a variação de tensão por grau Celsius na elevação da temperatura (Goetzberger; Hoffmann, 2005). O módulo em estudo apresenta redução de 0,289 V a cada grau Celsius acima da temperatura de teste padrão (25° C). A Figura 7 traça as curvas de tensão em cinco temperaturas diferentes, demonstrando a influência da

temperatura na tensão do painel. A tensão do módulo solar deve ser corrigida em relação à temperatura padrão de ensaio (STC). A Equação 2.3 calcula a nova tensão de operação do painel (Pinho; Galdino, 2014).

$$V_{(T)} = V_{Tref} + K.(T - T_{ref}) \quad (2.3)$$

$V_{(T)}$ - Tensão do módulo na temperatura T;

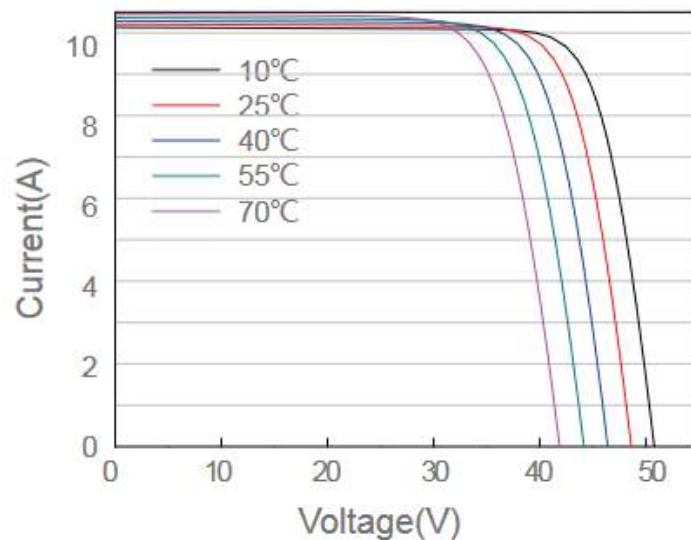
V_{Tref} - Tensão do módulo na temperatura de referência do fabricante (25° C);

$K(V/^{\circ}C)$ - Coeficiente de temperatura do painel;

$T(^{\circ}C)$ - Temperatura do painel;

$T_{ref}(^{\circ}C)$ – Temperatura de referência do fabricante (25° C).

Figura 7 - Influência da temperatura na operação do painel fotovoltaico



Fonte: Adaptado de *Datasheet JA Solar Technology*.

É importante considerar a temperatura ambiente local e as condições de operação, principalmente a temperatura da superfície do painel, ao projetar um sistema fotovoltaico. Isso garante que o sistema seja dimensionado corretamente para maximizar a eficiência da geração de energia. Em síntese, a temperatura tem um impacto negativo na tensão de saída dos painéis, podendo afetar a eficiência global do sistema fotovoltaico. A instalação dos módulos deve seguir as orientações do fabricante, atendendo às distâncias mínimas em relação ao solo, galpões, lajes ou telhados com o objetivo de assegurar a troca de calor e as condições de temperatura permitidas para a operação da usina.

2.4.3 Efeitos da sujidade (*soiling*) e sombreamento

A sujidade em painéis fotovoltaicos impacta diretamente a produção de energia e a eficiência do SFCR. A sujeira sedimentada nos módulos tem relação direta com a captação da radiação solar e contribui para o surgimento de pontos quentes nos painéis solares. Uma célula fotovoltaica sombreada ou com sujeira pontual e não homogênea comporta-se como uma carga, dissipando calor. As células são conectadas internamente no painel; a corrente elétrica gerada por uma célula passa por todas as outras células do circuito. Se uma célula estiver sombreada ou suja, ela produzirá uma corrente menor que as outras, impedindo o fluxo de corrente elétrica das células não sombreadas. Em vez de contribuir para a geração, a célula se comporta como um resistor, dissipando energia em forma de calor, criando um ponto quente, tecnicamente conhecido como *hotspot* (Sakô *et al.*, 2019).

Os módulos fotovoltaicos são formados por pequenas células FV interligadas em série ou em paralelo, conforme os parâmetros elétricos de projeto. Em associação em série, as tensões se somam, enquanto a corrente mantém-se constante. No entanto, o desempenho do módulo pode ser comprometido por sombreamentos, sujeira ou danos em uma única célula, afetando significativamente a geração, conforme a Figura 8. Esse efeito é ainda mais crítico em sistemas com inversores do tipo *string*, nos quais o comprometimento de um único módulo impacta negativamente toda a *string* associada (Pinho; Galdino, 2014).

$$V_{(T)} = V_{(1)} + V_{(1)} + \dots V_{(n)} \quad (2.4)$$

$$I_{(T)} = I_{(1)} = I_{(2)} = \dots I_{(n)} \quad (2.5)$$

Figura 8 - Sujidade no painel limitando a geração da string



Fonte: Adaptado de Academia do Sol (2023).

2.4.3.1 Perdas por Mismatch

Mismatch define-se como o descasamento de características elétricas entre painéis, envolvendo tensão, corrente e potência elétrica. Os painéis fotovoltaicos conectados entre si, no âmbito do SFCR, fazem com que a eficiência do sistema seja limitada pelo componente menos eficiente, conduzindo todo o arranjo ao ponto de menor valor. As principais causas do efeito *Mismatch* englobam fatores externos, variações de fabricação ou erros de projeto. No processo de fabricação, é comum encontrar diferenças elétricas entre produtos tidos como iguais; tais diferenças ocorrem devido às células fotovoltaicas não serem perfeitamente homogêneas. Assim, painéis solares, mesmo do mesmo fabricante, podem apresentar potências distintas, ocasionando perdas de geração (Sakô *et al.*, 2019).

Os fatores externos podem ser observados por meio de inspeções preventivas; alguns são detectados visualmente, como sujeira e sombreamento, e outros apenas por meio de medições de parâmetros elétricos, como degradação do painel e efeitos de temperatura. Em casos de sombreamento, há redução da área de captação de radiação, tornando-se causa direta de queda na geração, pois as células afetadas produzem menos corrente que as não sombreadas. Sujeira e detritos comportam-se de maneira semelhante a sombreamentos pontuais e também levam à produção desigual de corrente elétrica, afetando a potência global do sistema, como ilustrado na Figura 9 (Meyer *et al.*, 2016).

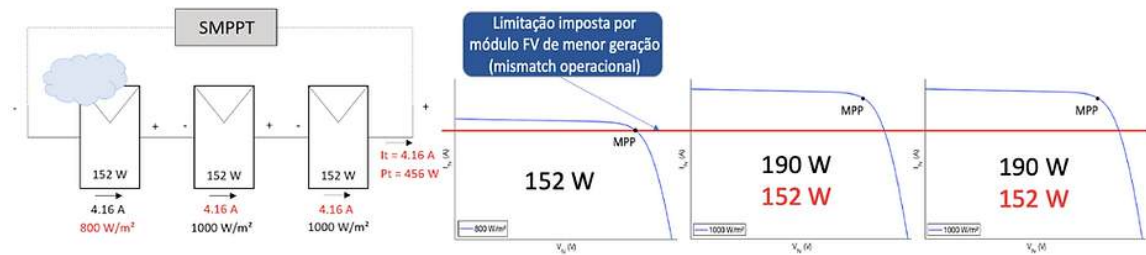
Figura 9 - Sistema ideal sem efeito Mismatch



Fonte: Adaptado de Canal Solar (2020).

Essa diferença de produção, no sistema fotovoltaico decorrente do efeito mismatch, pode ser percebida na medição com o traçador de curvas I-V, que representa a relação entre corrente e tensão no conjunto de painéis. Essa medição é utilizada para comparação com a curva no ponto de potência máxima (MPP), uma vez que os painéis afetados em inversores do tipo string limitam o desempenho dos não afetados, conforme a Figura 10.

Figura 10 - String sob efeito Mismatch



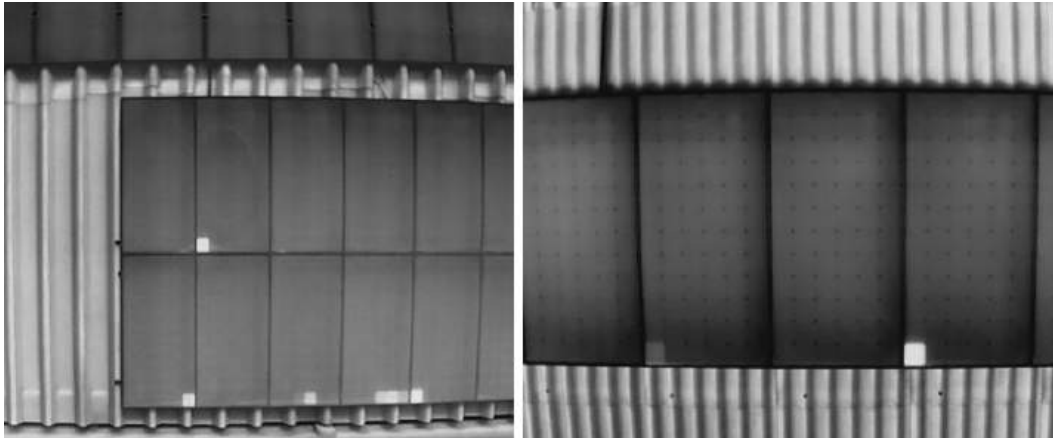
Fonte: Adaptado de Canal Solar (2020).

2.4.4 Pontos quentes ou *hotspots*

Os efeitos de *mismatch* podem ocasionar perdas secundárias mais significativas do que a causa original; além da redução da eficiência do sistema, células sombreadas, sujas ou defeituosas podem desencadear pontos quentes (*hotspots*), gerando calor excessivo e danificando permanentemente os módulos fotovoltaicos. O ponto quente surge quando a célula fotovoltaica se comporta de forma anormal, elevando a temperatura de sua superfície acima das condições normais de operação. A célula afetada passa a se comportar como uma carga resistiva, emitindo calor, que pode alcançar valores críticos, provocando danos ou mesmo incêndio do painel. Nesse sentido, este trabalho apresenta uma contribuição técnica para investigar avarias e anomalias no comportamento do SFCR, ressaltando a importância do conhecimento técnico para sanar problemas em instalações fotovoltaicas.

A identificação do *hotspot* é imperceptível à observação visual, pois é necessário o uso de equipamentos de medição para detectar anomalias térmicas. A termografia é um método eficaz no comissionamento e em manutenções preventivas de usinas fotovoltaicas. Por meio de imagens infravermelhas, obtidas com o auxílio de uma câmera termográfica, é possível constatar os pontos de calor. A Figura 11 apresenta pontos de emissão de calor captados por câmera termográfica e, com o auxílio dessas imagens, ficam muito evidentes os *hotspots* nos painéis FV. A câmera termográfica permite identificar avarias que escapam à percepção visual e às medições elétricas. Microfissuras, células trincadas, células com defeito de fabricação e pontos específicos de sujeira são irregularidades que originam pontos quentes e podem ser corrigidas ou substituídas antes de ocasionar danos permanentes (Vieira, 2024).

Figura 11 - Células fotovoltaicas com hotspots



Fonte: Adaptado de Aquino (2023).

2.5 PERFORMANCE *RATIO*

É importante, na implementação de usinas fotovoltaicas, avaliar o desempenho e alcançar índices que possam qualificar e quantificar o grau de entrega da instalação. O desempenho da usina é medido pelo *Performance Ratio* (PR). Esse indicador é muito importante e simples de calcular, por isso é tão utilizado para medir a eficiência das instalações fotovoltaicas. Basicamente, o PR define-se pela razão entre a energia útil produzida, ou seja, a energia real que o sistema entrega, e a energia solar incidente. Como o cálculo envolve a energia capturada pelos painéis, independe da topologia, da localização e da orientação em que os módulos foram implementados. Isso é mais interessante porque individualiza o estudo de cada usina. Assim, o cálculo do PR leva em consideração a particularidade de cada instalação, independentemente de onde ela esteja instalada, podendo ser um local de mais ou menos sol (Yang *et al.*, 2020).

PR é uma grandeza adimensional, expressa em porcentagem, que compara a energia gerada com o cálculo teórico previsto em condições ideais de operação. O PR considera alguns fatores que interferem na geração e afetam o resultado produtivo da usina:

1. Perdas de irradiância: sombreamento, reflexão e ângulo de incidência do sol;
2. Perdas elétricas: resistência dos condutores, perdas na conversão de energia CC/CA, perdas por *mismatch*;
3. Perdas por aquecimento: a eficiência dos painéis reduz-se com o aumento da temperatura, aquecimento dos condutores e do inversor;
4. Perdas na operação do sistema: degradação e redução da vida útil dos equipamentos, ausência de manutenção.

2.5.1 Cálculo de desempenho

O cálculo da PR é a razão entre a produção final da usina em um dado intervalo de tempo (Y_f) e a produtividade de referência (Y_R). A produção de referência pode ser calculada a partir da incidência solar local (H), medida em [kWh/M².dia], valor obtido no Centro de Referência para as Energias Solar e Eólica Sérgio S. Brito (CRESESB), pelo produto da área dos painéis (A) com a eficiência dos módulos (η) (Yang *et al.*, 2020).

$$Y_R = H.A.\eta \quad (2.6)$$

$$PR = \frac{Y_f}{Y_R} \quad (2.7)$$

2.6 ESTADO DA ARTE

A análise de desempenho dos sistemas fotovoltaicos é um procedimento essencial para maximizar a produção de energia, garantir o retorno do investimento aplicado e manter a qualidade operacional dos equipamentos. A avaliação da eficiência no processo de geração da usina FV abrange a identificação de perdas energéticas, a avaliação do comportamento dos componentes e a constatação de falhas potenciais que possam comprometer a produção de energia. Técnicas e métodos foram desenvolvidos com o auxílio de equipamentos de medição para mensurar o desempenho e a eficiência dos dispositivos. Medições de parâmetros elétricos, identificação de pontos quentes (*hotspots*) e de zonas de sombreamento são meios de avaliar o desempenho da geração de uma usina fotovoltaica (Tonolo, 2019).

O ponto de partida para a avaliação da pesquisa é o levantamento da energia gerada, abordagem metodológica proposta por Arshad e Ahmad (2021), que apresenta o projeto e a implementação de um sistema fotovoltaico conectado à rede. Esse método permite que a energia excedente gerada durante o dia seja injetada na rede elétrica, gerando créditos para o consumidor. A avaliação do desempenho de Arshad e Ahmad (2021) foi realizada com base em dados coletados diariamente e mensalmente ao longo de um ano, possibilitando a análise da geração da usina FV. Observa-se que a metodologia apresentada por Arshad e Ahmad (2021) restringe-se ao monitoramento da produção e ao modelo teórico de dimensionamento, não incorporando etapas experimentais, como ensaios elétricos, tampouco critérios comparativos com simulações computacionais.

A abordagem de métodos para estudos de eficiência e desempenho de instalações fotovoltaicas pode ser encontrada em Lima *et al.* (2020), em que se utiliza o *PVSyst*, *software* consolidado em projetos de energia solar. É possível definir preliminarmente diversas perdas, simular ambientes em 3D com sombreamentos detalhados e replicar condições climáticas do local da instalação. O trabalho proposto por Lima *et al.* (2020) compara os dados obtidos pelo sistema de monitoramento do inversor, *Sunny Portal*, interface web da fabricante SMA, com os dados de geração obtidos no *PVSyst*. Esse confronto de informações ajuda a avaliar as condições nas quais a usina está operando, se está normal, acima ou abaixo do esperado.

O método para medir e quantificar a energia elétrica útil produzida na usina fotovoltaica do Bloco Didático do IFCE *Campus* Fortaleza foi baseado no trabalho “Análise de Eficiência Energética do Instituto Federal *Campus* Fortaleza”, de Evangelista (2018). Nesse estudo, o autor utilizou um analisador de energia, equipamento adequado às medições de parâmetros elétricos, importante para a quantificação do consumo da edificação e, posteriormente, para a varredura das oscilações de potência dos equipamentos. O objetivo do estudo de Evangelista (2018) foi aplicar conceitos de eficiência energética para a otimização do consumo de eletricidade, considerando a substituição de aparelhos de ar-condicionado e sistemas de iluminação.

Aplicando o conceito da metodologia de Evangelista (2018) ao trabalho em desenvolvimento, conseguimos comparar os dados adquiridos por meio do analisador de energia, especialmente a energia gerada, com o relatório de geração obtido na simulação no *software PVSyst*. Esse confronto de informações, ao avaliar o desempenho dos dados reais em relação aos simulados, é relevante para iniciar estudos de qualidade envolvendo outras medições no processo de identificação de perdas e na operação dos equipamentos (Lima *et al.*, 2020).

Apenas a quantificação da energia produzida e o levantamento de dados, como foi proposto por Arshad e Ahmad (2021), não expõem as anomalias e possíveis falhas técnicas na instalação fotovoltaica. Outros métodos precisam complementá-la para permitir visualizar e relatar o que pode estar por trás de painéis e inversores em operação. Uma análise mais consistente requer que os métodos identifiquem peculiaridades na implementação da usina e sejam eficientes na eliminação dos riscos e redução das perdas.

A termografia é um método amplamente utilizado em instalações elétricas, visto que ela permite visualizar pontos de calor com maior precisão. O trabalho de Glavaš *et al.* (2017) aplica um método de análise termográfica e propõe eliminar reflexos nos painéis por meio da modificação da angulação da câmera, o que deve ocorrer simultaneamente à medição da

irradiância incidente mínima. A termografia deve ser realizada com irradiância mínima de 650W/m^2 ; o método relatado no artigo corrobora os resultados e as conclusões de que sombreamentos e sujeira originam pontos de calor nos painéis, algo perceptível somente com o auxílio de uma câmera termográfica (Glavaš *et al.*, 2017).

A termografia pode ir além da análise de pontos de calor por sedimentação de sujeira e sombreamento dos módulos. Também é útil na inspeção de inversores do tipo *string*, pois há cadeias de conexões entre os painéis e o inversor que precisam ser avaliadas; essa análise permite observar aspectos não perceptíveis em inspeções visuais: defeitos e falhas nos condutores, disjuntores, aquecimento anormal do inversor e outras possíveis anomalias. A câmera termográfica oferece um olhar técnico e pericial sobre o sistema fotovoltaico e, segundo Vieira (2024), a termografia é utilizada como instrumento de medição e inspeção de defeitos e da degradação dos módulos. A degradação, os danos e o desgaste dos painéis podem ser percebidos na inspeção termográfica, e esse método de análise deve ser realizado de forma periódica e recorrente a fim de identificar e substituir módulos que apresentam riscos operacionais. Ainda segundo Vieira (2024), é possível observar a classificação das escalas de temperatura dos *hotspots* e as consequências que esses pontos provocam no painel (Tabela 2).

Tabela 2 - Efeitos provocados pelo aumento da temperatura do ponto quente

TEMPERATURA	EFEITOS PROVOCADOS NA CÉLULA FV EM PONTO QUENTE	CONSEQUÊNCIAS PARA O MÓDULO FV
<150°	Sem defeitos visuais	Desempenho normal
≥150°	Fusão do material de encapsulamento (EVA)	Delaminação e redução do material condutor térmico
≥170°	Descoloração da Backsheet	Mitigação do efeito de isolamento elétrico do módulo FV
≥200°	Destruição permanente da junção P-N	Perda de desempenho do módulo FV quando está em normais condições de funcionamento sem

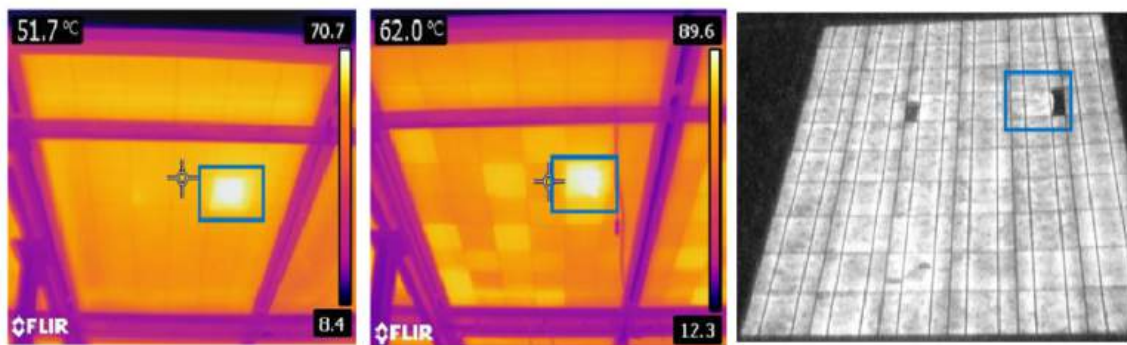
Fonte: Adaptado de Vieira (2024).

Para identificar desajustes térmicos em módulos fotovoltaicos e confirmá-los por meio de comparação com imagens de eletroluminescência (EL), utilizou-se o método proposto por Chattopadhyay *et al.* (2016). A abordagem permite observar diferenças térmicas entre as células, revelando a presença de células quentes associadas a defeitos tais como rachaduras e

delaminações. Por meio da criação de um índice de desajuste térmico, calculado a partir da diferença entre a temperatura da célula mais quente e a temperatura média do módulo, foi possível, em Chattopadhyay *et al.* (2016), estabelecer uma correlação direta entre anormalidades térmicas e degradação elétrica dos painéis.

A relevância do método reside em sua capacidade de realizar diagnóstico não destrutivo, rápido e confiável, permitindo detectar falhas críticas que afetam significativamente a geração de energia, mesmo na ausência de evidências visíveis. Além disso, a análise comparativa com imagens de eletroluminescência (EL) fortalece a precisão do método, tornando-o uma ferramenta estratégica para a manutenção preditiva e o aumento da confiabilidade de usinas solares. A Figura 12 mostra o mesmo painel sob ensaios de termografia e eletroluminescência (Chattopadhyay *et al.*, 2016).

Figura 12 - Identificação de hotspots por termografia e eletroluminescência



Fonte: Adaptado de Chattopadhyay (2016).

Um dos principais atrativos dos sistemas fotovoltaicos, tanto em grandes quanto em pequenos sistemas FV, é a elevada vida útil dos módulos. Os materiais que compõem os painéis fotovoltaicos, tais como vidro temperado, encapsulantes e células de silício, apresentam alta durabilidade e resistência às intempéries, o que torna o investimento nessa matriz energética ainda mais vantajoso. Além disso, os baixos custos operacionais e de manutenção, que se limitam, em grande parte, à limpeza periódica e à verificação de conexões elétricas, contribuem para o prolongamento da vida útil dos sistemas por várias décadas. No entanto, para que essa longevidade se traduza em desempenho contínuo e eficiente, é indispensável o monitoramento regular do funcionamento dos módulos fotovoltaicos (Cavalcante *et al.*, 2023).

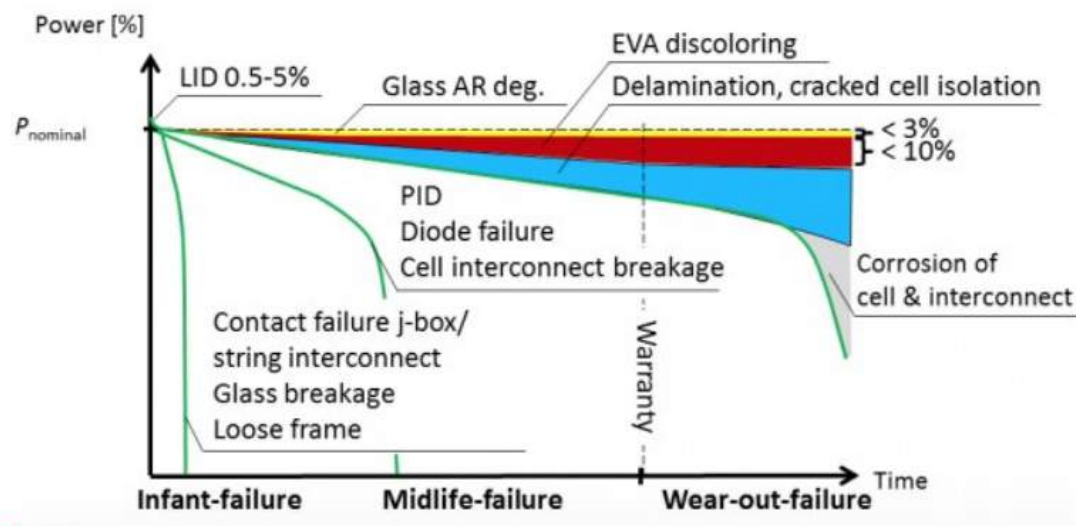
Nesse contexto, o estudo de Cavalcante *et al.* (2023) destaca a utilização do traçador de curvas I-V como um método eficaz de avaliação de desempenho de módulos individuais ou arranjos (*strings*). A análise da curva corrente-tensão (I-V) fornece diagnósticos precisos sobre

falhas imediatas, defeitos de fabricação, sombreamento, *mismatch* e, principalmente, sinais de degradação ao longo do tempo. Essa abordagem elimina a dependência de métodos estimativos de eficiência, como simulações computacionais ou medições indiretas de potência. Ao identificar anomalias pontuais no comportamento elétrico, o método permite intervenções corretivas localizadas, o que otimiza os custos de manutenção e aumenta a confiabilidade operacional da usina fotovoltaica (Cavalcante *et al.*, 2023).

O trabalho Lasch *et al.* (2023) complementa a funcionalidade do traçador de curvas I-V. O equipamento permite avaliar a curva de operação do painel ou da *string*, possibilitando determinar o ponto de potência máxima (MPP), a tensão e a corrente máximas produzidas. Com esses dados, é possível identificar incompatibilidade entre os módulos, seja por diferenças de potências no mesmo arranjo, sujeira ou sombreamento pontual no arranjo analisado, ou mesmo, como já citado, degradação, falhas ou defeitos do módulo. No geral, o traçador de curvas I-V identifica perdas por *mismatch* por meio da análise e medição de parâmetros elétricos (Lasch *et al.*, 2023).

A Figura 13 ilustra os perfis de curvas mais comuns observados nos painéis ao longo do tempo. O traçador de curvas I-V é o equipamento mais apropriado para caracterizar curvas obtidas de painéis ou *strings*, pois mostra a degradação da potência dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo, ilustrando as principais falhas que podem ocorrer em diferentes fases da vida útil de um sistema fotovoltaico. O gráfico está dividido em três estágios: falhas iniciais (*Infant-failure*), falhas em meia-vida (*Midlife-failure*) e falhas por desgaste (*Wear-out-failure*). (Canal Solar, 2021).

Figura 13 - Degradação da potência dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo



Fonte: Adaptado de Canal Solar (2021).

2.6.1 Análise de Métodos e Autores

A Tabela 3 apresenta e organiza os principais trabalhos relacionados à avaliação de desempenho de sistemas fotovoltaicos, destacando autor/ano, método/técnica, equipamento utilizado, objetivo, vantagens e limitações. O propósito é fornecer uma visão consolidada das abordagens metodológicas aplicadas na literatura e identificar lacunas que podem ser exploradas em estudos futuros.

Tabela 3 - Comparativo de abordagens metodológicas

Autor / Ano	Método / Técnica	Equipamento / Ferramenta	Objetivo	Vantagens	Limitações
Tonolo (2019)	Avaliação de desempenho de sistemas FV	Medição de parâmetros elétricos, identificação de pontos de calor e zonas de sombreamento	Avaliar perdas energéticas e falhas potenciais nos componentes	Permite identificar pontos de falha e perdas energéticas	Não detalha quantificação exata da energia gerada
Mohammad (2021)	Monitoramento da geração de energia em sistema FV conectado à rede	Sistema de monitoramento diário/mensal	Avaliar a geração de energia e créditos na rede	Permite análise temporal detalhada da geração	Restrito ao modelo teórico, não realiza ensaios experimentais nem comparação com simulação
Lima <i>et al</i> (2020)	Comparação entre dados medidos e simulação	PVSyst e Sunny Portal	Avaliar condições reais de operação versus simulação	Simulação detalhada em 3D, análise de sombreamento, comparação com dados reais	Pode não detectar falhas físicas nos equipamentos
Evangelista (2018)	Quantificação de energia útil produzida	Analizador de Energia	Medir energia gerada e variação da potência	Permite comparar dados reais com simulação e iniciar estudos de perdas	Não identifica anomalias visuais ou térmicas nos módulos
Glavaš <i>et al.</i> (2017)	Termografia de módulos FV	Câmera termográfica	Detectar hotspots e falhas de sombreamento/sujeira	Diagnóstico rápido e não destrutivo de pontos de calor	Requer radiação mínima e ajuste da angulação da câmera
Vieira (2024)	Inspeção de falhas e degradação de módulos	Câmera termográfica	Identificar defeitos, degradação e falhas nos condutores/inversores	Permite inspeção detalhada não perceptível visualmente, método periódico	Não mede diretamente parâmetros elétricos
Chattopadhyay <i>et al.</i> (2016)	Desajustes térmicos e comparação com eletroluminescência	Termografia + imagens EL	Detectar células quentes, delaminação e falhas críticas	Diagnóstico não destrutivo, rápido e confiável	Requer equipamento especializado e análise comparativa
Cavalcante <i>et al.</i> (2023)	Avaliação de desempenho de módulos/strings	Traçador de curva I-V	Detectar falhas, sombreamento, mismatch e degradação	Diagnóstico preciso do comportamento elétrico, permite intervenção corretiva	Necessita manuseio do equipamento para cada módulo/string
Lasch <i>et al.</i> (2023)	Análise de curvas I-V ao longo do tempo	Traçador de curva I-V	Identificar falhas iniciais, meia-vida e desgaste	Permite caracterizar degradação de potência e identificar incompatibilidades	Aplicação pontual, requer acompanhamento contínuo

Fonte: Próprio Autor 2025.

Apresentam-se, a seguir, os principais conceitos e métodos identificados na literatura e suas aplicações práticas.

- a) *Medição de parâmetros elétricos*: utilizada para quantificar perdas energéticas e monitorar a geração (Tonolo, 2019; Evangelista, 2018). É um método direto que permite comparar dados reais com simulações.
- b) *Monitoramento da geração conectada à rede*: avalia a produção de energia e os créditos na rede ao longo do tempo (Arshad; Ahmad, 2021). Destaca-se por seu acompanhamento diário e mensal, porém carece de análises experimentais detalhadas.
- c) *Simulação computacional (PVsyst) e comparação com dados reais*: ferramenta consolidada para prever o desempenho e avaliar as condições reais de operação (Lima *et al.*, 2020).
- d) *Termografia e eletroluminescência (EL)*: detectam falhas térmicas e degradação elétrica de módulos sem danificar os equipamentos (Glavaš *et al.*, 2017; Chattopadhyay *et al.*, 2016; Vieira, 2024).
- e) *Traçador de curvas I-V*: permite a análise detalhada de falhas elétricas, sombreamento e degradação ao longo do tempo (Cavalcante *et al.*, 2023; Lasch *et al.*, 2023).

2.6.2 Considerações sobre o Estado da Arte

Diante dos diversos métodos analisados para avaliação do desempenho de sistemas fotovoltaicos, observa-se uma evolução significativa nos métodos de análise de perdas, falhas e processos de degradação dos módulos. Abordagens que vão desde o monitoramento da geração até análises avançadas com traçadores de curvas I-V, termografia infravermelha e eletroluminescência revelam um esforço contínuo para aumentar a precisão e reduzir os riscos operacionais. Cada técnica apresenta particularidades e se mostra mais ou menos adequada conforme a complexidade da instalação, o tipo de falha a ser identificada e os recursos disponíveis. Enquanto métodos como simulações no *PVsyst* oferecem estimativas iniciais valiosas, ferramentas experimentais como a termografia e o traçador de curvas I-V proporcionam dados mais robustos para decisões técnicas fundamentadas.

Todavia, as lacunas evidenciadas em algumas abordagens, como a limitação de dados reais ou a ausência de validação cruzada entre simulação e medição, indicam a necessidade de metodologias integradas. A tendência atual aponta para a combinação de múltiplas técnicas como a estratégia mais eficaz na manutenção preditiva e no aumento da confiabilidade das usinas fotovoltaicas. A integração de dados simulados, medidos e de termografia, associada ao

uso de traçadores de curvas I-V e análises de eletroluminescência (EL), forma um conjunto complementar de ferramentas para diagnósticos completos.

Essa abordagem multidimensional é essencial para garantir a longevidade, a segurança e a eficiência dos sistemas, assegurando que os investimentos em energia solar mantenham um retorno sustentável ao longo do tempo.

3 METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho baseia-se na realização de um estudo de caso (Yin, 2015) aplicado à usina solar fotovoltaica do Instituto Federal do Ceará – *Campus Fortaleza*, com o objetivo de investigar fatores que impactam diretamente a produção de energia elétrica. A proposta consiste em avaliar, de forma sistemática, os parâmetros internos e externos do ambiente de instalação, buscando compreender como variáveis ambientais, estruturais e operacionais podem influenciar o desempenho dos módulos fotovoltaicos e do inversor. Para isso, todo o entorno da usina será analisado, considerando aspectos como sombreamento, acúmulo de sujeira, temperatura ambiente, orientação dos módulos, entre outros. Esse processo investigativo visa coletar o máximo de informações técnicas e contextuais que possam justificar eventuais desvios de desempenho e, assim, contribuir para a melhoria da eficiência do sistema e para o desenvolvimento de práticas de avaliação mais precisas em usinas FV.

Os problemas que identificados no estudo da usina podem revelar possíveis limitações no desempenho dos equipamentos ou mau uso deles e, de todo modo, implicam diretamente na produção de quilowatt-hora (kWh) e podem provocar avarias irreversíveis nos aparatos eletroeletrônicos ou nos painéis.

Uma das formas de se aproximar-se da realidade, compreender a produção e as perdas e identificar os elementos que influenciam a análise da usina é por meio da simulação computacional. Por meio da simulação, é possível observar os pontos de sombreamento, estimar o desempenho e obter uma estimativa muito próxima da geração real.

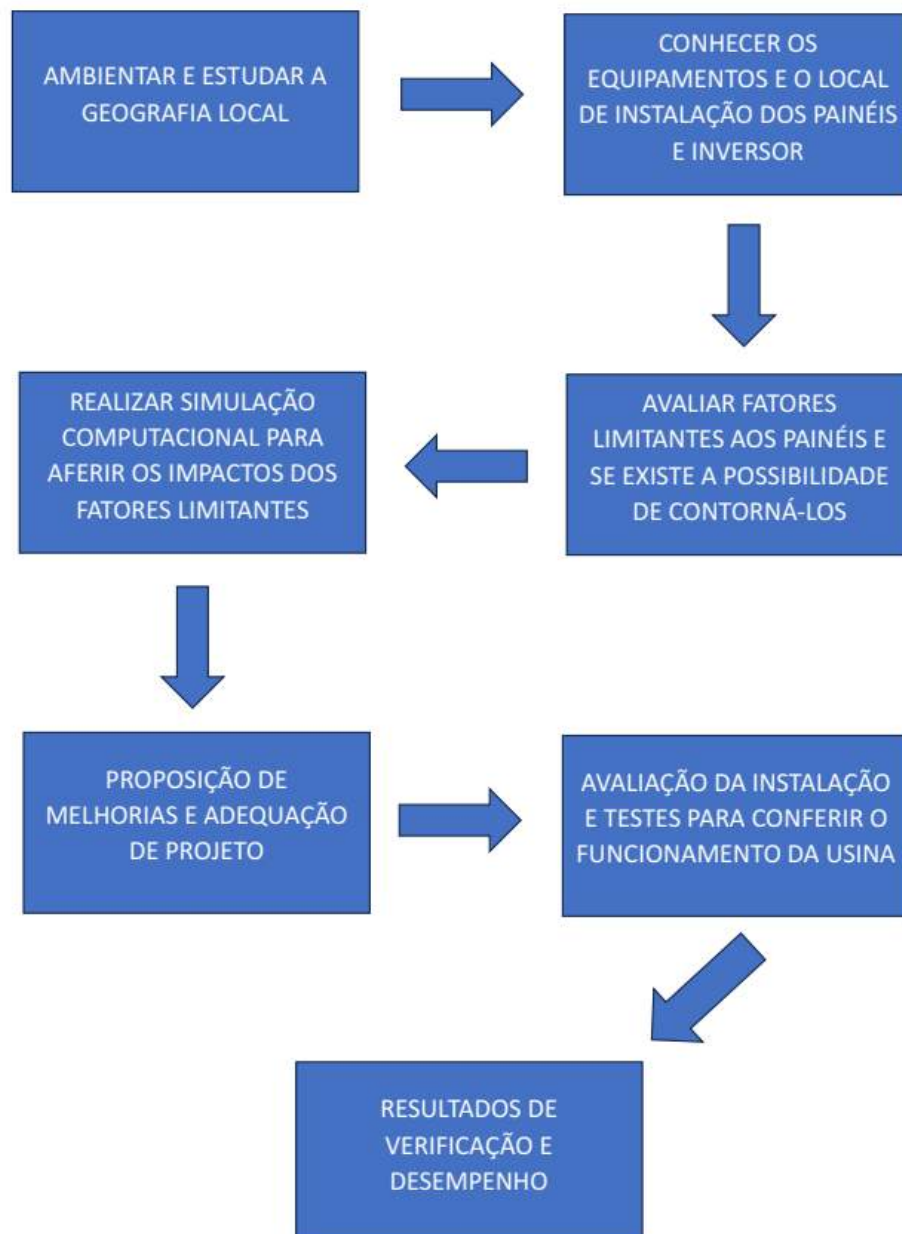
Para a simulação dos parâmetros e a avaliação do sistema solar do Instituto Federal, foram utilizados dois *softwares*: o *SolarEdge Designer*, um programa com renderização mais precisa, que apresenta melhor análise gráfica e permite destacar, em porcentagem, as zonas de sombreamento. O segundo *software* utilizado para a simulação é o *PVsyst*, que detalha os resultados de forma mais analítica e é mais preciso na estimativa das perdas e do rendimento dos equipamentos. Ao combinar os programas no estudo da usina, é possível obter mais informações sobre a topologia da instalação e aprimorar os resultados.

A análise técnica da usina fotovoltaica foi realizada com o apoio de simulações computacionais e testes práticos, utilizando equipamentos de medição especializados, como o analisador de energia, o traçador de curvas I-V (corrente- tensão) e a câmera termográfica. Esses recursos permitem identificar falhas, anomalias e comportamentos fora do padrão no funcionamento do sistema, além de fornecer dados para avaliar a interação da usina com o entorno. Por meio dessa abordagem, é possível apontar irregularidades e propor correções que,

se implementadas, contribuem para a melhoria do desempenho do sistema fotovoltaico, especialmente quanto à eficiência de geração. Toda a análise está alinhada aos critérios estabelecidos na norma ABNT NBR 16274:2014, que orienta a avaliação do desempenho energético de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

Com o auxílio da ABNT NBR 16274:2014, que orienta métodos de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho em usinas fotovoltaicas, o delineamento da pesquisa segue o formato de guia prático, por meio de um fluxograma para verificação e análise de usinas, conforme a Figura 14.

Figura 14 - Delineamento da pesquisa



Fonte: Elaboração do Autor (2024).

3.1 DESCRIÇÃO DO LOCAL DE INSTALAÇÃO

O estudo foi conduzido na unidade fotovoltaica localizada no Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE) – *Campus Fortaleza*, instituição de ensino federal que conta com diversas usinas solares distribuídas estrategicamente em diferentes blocos do *campus*. Essas usinas operam sob o regime de geração distribuída, atuando na compensação energética, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução Normativa nº 482/2012.

A unidade consumidora do IFCE está enquadrada na modalidade tarifária horossazonal verde, pertencente ao Grupo A4, com fornecimento em média tensão (13,8 kV). O sistema conta com medição de demanda contratada e consumo de energia elétrica, classificada como órgão público federal. A usina analisada neste trabalho está instalada no Bloco Didático, localizado no lado sul da edificação principal do *campus*. Essa usina destaca-se por abrigar o maior inversor fotovoltaico instalado na instituição. O sistema é composto por 10 *strings*, totalizando 157 módulos fotovoltaicos da fabricante JA Solar, com potência unitária de 390 Wp, conforme ilustrado na Figura 15.

Figura 15 - Usina solar “Bloco Didático”



Fonte: Adaptado de Aquino (2023).

A potência total instalada é de 61,23 kWp, conectada a um inversor trifásico da marca *GoodWe*, com potência nominal de saída de 60 kW (corrente alternada). A escolha desse local para a pesquisa deveu-se não apenas à representatividade da usina dentro do sistema fotovoltaico do IFCE, mas também à sua relevância técnica, à estrutura acessível para inspeção e à disponibilidade de dados operacionais para análise de desempenho.

A imagem aérea apresentada na Figura 15 mostra a disposição das placas solares instaladas no Bloco Didático IFCE – *Campus Fortaleza*.

3.2 MEDIÇÕES DE DADOS ELÉTRICOS

As medições elétricas em sistemas fotovoltaicos desempenham um papel fundamental na avaliação precisa do desempenho da usina. Quando associadas à simulação computacional, essas medições permitem a validação das previsões de projeto, fornecendo subsídios técnicos para identificar desvios operacionais, perdas de eficiência e possíveis falhas nos componentes do sistema. A utilização de instrumentos como analisadores de energia, traçadores de curvas I-V e câmeras termográficas possibilita uma abordagem completa e confiável, permitindo a visualização de anomalias térmicas e o diagnóstico de falhas ocultas. Dessa forma, a integração entre os dados simulados e medidos consolida a metodologia adotada, garantindo a robustez das análises e a precisão das conclusões. Esta seção tem por objetivo apresentar os procedimentos técnicos empregados na coleta e na interpretação dos dados, que fundamentam o método de inspeção proposto.

3.2.1 Analisador de energia

Por meio de um analisador de energia, equipamento amplamente utilizado na medição de grandezas elétricas, é possível medir e analisar o consumo de energia, identificar padrões e detectar problemas na instalação. O equipamento utilizado na análise da usina do IFCE (Figura 15), pode medir várias grandezas simultaneamente, incluindo corrente, tensão, potência, fator de potência, frequência e outras. Esses dispositivos geralmente oferecem recursos avançados, como armazenamento de dados, exibição de gráficos e tendências, e comunicação remota para análise e controle. Equipamentos de medição dessa natureza são essenciais para que empresas e indivíduos compreendam e gerenciem seu consumo de energia, o que pode levar a economias significativas de custos e a uma utilização mais eficiente dos recursos energéticos. Em sistemas

de energia solar, um analisador de energia pode desempenhar um papel fundamental de várias formas:

- a. *Supervisão da Geração Solar*: O analisador de energia conectado ao sistema solar possibilita o acompanhamento contínuo da energia produzida pelos painéis solares. Isso permite que os usuários acompanhem o desempenho do sistema ao longo do tempo e detectem problemas, como sombreamento parcial dos painéis ou falhas em componentes.
- b. *Balanço de Desempenho*: Com os dados fornecidos pelo analisador de energia, os operadores podem calcular a eficiência do sistema solar ou realizar simulações em *softwares* de energia fotovoltaica, comparando as estimativas com a energia elétrica gerada. Essa análise ajuda a identificar áreas de ineficiência, como sujeira nos painéis solares, degradação dos componentes, sombreamento ou falhas na instalação.
- c. *Interação da usina solar com a rede elétrica*: O analisador pode controlar o consumo de energia elétrica enquanto monitora a geração. O equipamento permite medir os fluxos de potência, incluindo a energia consumida na instalação (autoconsumo), a energia exportada para a rede elétrica e a energia importada da rede.
- d. *Operação e manutenção*: Com a informação adquirida pela medição, os operadores de sistemas solares podem tomar decisões importantes, elaborar um plano de manutenção preventiva e corretiva, agendar limpezas programadas e, conseqüentemente, preservar os equipamentos de geração.

Em síntese, o analisador de energia desempenha um papel estratégico na inspeção, avaliação e otimização do desempenho de sistemas fotovoltaicos. Como equipamento de medição de grandezas elétricas, esse equipamento permite não apenas o monitoramento preciso da energia gerada, consumida ou exportada, mas também a identificação de falhas e ineficiências operacionais. Ao fornecer dados em tempo real e históricos sobre parâmetros como potência, tensão, corrente e fator de potência, o analisador oferece subsídios fundamentais para análises comparativas com simulações computacionais e projeções de desempenho. Dessa forma, capacita operadores e gestores a tomar decisões técnicas mais assertivas, seja na correção de desvios, no planejamento de manutenção preventiva ou na validação do funcionamento adequado dos equipamentos. Essa abordagem resulta em maior confiabilidade do sistema, aumento da eficiência energética e, conseqüentemente, redução dos custos operacionais associados à geração solar.

Figura 16 - Analisador de energia “IMS modelo P600” em ensaio



Fonte: Registro do autor (2023).

3.2.2 Traçador de curvas I-V (corrente-tensão)

O traçador de curvas I-V é um equipamento fundamental no processo de comissionamento e avaliação do desempenho dos componentes que integram uma usina solar fotovoltaica, especialmente os módulos solares e seus conjuntos conectados em série, denominados *strings*. Por meio da medição precisa da relação entre a tensão (V) e a corrente elétrica (I), o equipamento gera a curva característica do módulo ou da *string*, permitindo uma análise detalhada do comportamento elétrico sob condições reais de operação.

Este ensaio é essencial para diagnosticar a condição operacional dos módulos fotovoltaicos, possibilitando a identificação de eventuais falhas ou degradações que possam comprometer o rendimento do sistema. Durante a realização do ensaio, são obtidos parâmetros elétricos críticos, tais como: a potência máxima (P_{max}), a tensão de circuito aberto (V_{oc}), a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e o ponto de máxima potência (MPP). Esses dados não só facilitam o monitoramento do desempenho, como também servem de base para comparações técnicas com as especificações fornecidas pelos fabricantes, que normalmente são determinadas em ambiente de laboratório controlado.

O confronto entre os valores medidos em campo e aqueles disponibilizados nas fichas técnicas dos fabricantes revela o funcionamento real do sistema fotovoltaico, permitindo que operadores e técnicos identifiquem desvios e adotem as medidas corretivas necessárias para otimizar a geração de energia. Assim, além da análise quantitativa do nível de produção, a condição qualitativa dos equipamentos e das instalações mostra-se crucial para garantir a eficiência e a confiabilidade da usina.

A metodologia proposta neste trabalho fundamenta-se na integração entre as análises quantitativa e qualitativa, com o objetivo de aplicar um conjunto estruturado de procedimentos para:

1. Investigar possíveis problemas de instalação;
2. Identificar equipamentos com defeitos ou desempenho inferior ao esperado;
3. Detectar pontos de sombreamento que impactam a geração;
4. Diagnosticar a presença de sujeira e outras condições que comprometam o rendimento dos módulos.

Dessa forma, o uso do traçador de curvas I-V torna-se uma ferramenta indispensável para assegurar a operação eficiente e sustentável das usinas fotovoltaicas. Em especial, a Figura 16 ilustra o ensaio realizado nas *strings* do sistema no Bloco Didático, colaborando para o aumento da confiabilidade e da vida útil das usinas FV.

Figura 17 - Traçador de Curva I-V “HT modelo I-V500w SOLAR I-Ve” em ensaio



Fonte: O autor (2024).

3.3 TERMOGRAFIA

A utilização da câmera termográfica em sistemas fotovoltaicos constitui uma técnica essencial para a inspeção e monitoramento das instalações, permitindo a detecção de variações de temperatura que podem indicar anomalias no funcionamento dos equipamentos. Os ensaios termográficos são especialmente importantes para a identificação precoce de falhas, defeitos de fabricação ou problemas operacionais, contribuindo para a manutenção preventiva e corretiva das usinas solares.

A termografia consiste no registro de imagens térmicas que revelam pontos quentes (*hotspots*) em diversos componentes do sistema, incluindo módulos fotovoltaicos, inversores, conexões elétricas e cabos condutores. Esses pontos de calor indicam desequilíbrios térmicos, que podem ser causados por sombreamento, sujeira acumulada, conexões frouxas, falhas internas nas células fotovoltaicas ou mesmo a degradação dos materiais, impactando diretamente a eficiência e a vida útil do sistema.

Além do diagnóstico de falhas, a inspeção termográfica oferece vantagens significativas para a segurança operacional, pois permite identificar riscos potenciais, como o início de curtos-circuitos ou superaquecimentos, que poderiam culminar em incêndios. Realizar inspeções periódicas com câmeras térmicas proporciona uma abordagem preventiva, possibilitando a detecção antecipada de problemas e a implementação de ações corretivas antes que ocorram danos maiores e prejuízos financeiros ocorram.

Dessa forma, o ensaio termográfico funciona como um “exame clínico” da usina fotovoltaica, fornecendo informações precisas sobre a condição térmica dos componentes e permitindo que gestores e técnicos mantenham o sistema operando com a máxima eficiência e segurança. Quando realizado sob irradiância adequada ($\geq 650 \text{ W/m}^2$), com registro simultâneo da irradiância local e com o posicionamento da câmera para minimizar reflexos, o procedimento distingue aquecimentos localizados (sujeira/sombreamento), padrões lineares associados a trilhas ou soldas e anomalias em conectores, cabos e inversores. Na Figura 18, ilustram-se duas etapas essenciais do processo: a medição da irradiância e a aquisição da imagem térmica do módulo com evidência de hotspot.

Para garantir rastreabilidade, recomenda-se registrar fotos no espectro visível, identificar *string*/módulo inspecionado, anotar horário e condições ambientais (temperatura e vento) e descrever o padrão térmico observado, por exemplo, diferença de temperatura em relação às células adjacentes. Esses achados orientam ações corretivas como limpeza, reaperto de conexões, substituição de conectores ou módulos, poda de sombreamentos e eventual

reconfiguração de strings. A aplicação sistemática da termografia (Figura 18) contribui significativamente para reduzir perdas de geração e preservar a integridade dos equipamentos ao longo do tempo, além de apoiar a manutenção preditiva e elevar a confiabilidade operacional da usina.

Figura 18 - Termografia e medição de irradiância solar “ Modelo câmera Flir E4”



Fonte: Registro do autor (2024).

A ABNT NBR 16274:2014, que trata dos ensaios e comissionamento de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, estabelece critérios específicos para a realização de inspeções termográficas. Entre eles, destaca-se a exigência de uma irradiância mínima de 600 W/m², sob condições operacionais normais do sistema e em ambiente com condições climáticas estáveis. Essas condições são essenciais para assegurar que a potência gerada seja suficiente para evidenciar diferenças térmicas nos componentes do sistema. Caso contrário, eventuais falhas ou defeitos podem não se manifestar de forma clara, dificultando a detecção.

A aplicação desse método termográfico, baseada na detecção de anomalias térmicas, permite identificar de forma eficiente as principais falhas que comprometem o desempenho e a segurança das instalações fotovoltaicas. Entre os problemas comumente detectados estão: painéis solares defeituosos ou desconectados do sistema; acúmulo de sujeira ou presença de objetos sobre os módulos; pontos de sombreamento que causam desequilíbrio térmico; umidade

interna que pode gerar corrosão e falhas; delaminação das camadas do módulo ou defeitos internos nas células; além de conexões elétricas desgastadas que aumentam a resistência e causam aquecimento localizado.

A precisão e a eficácia da inspeção termográfica, pautadas pelas diretrizes da ABNT NBR 16274:2014, são fundamentais para a manutenção preventiva e corretiva, contribuindo para a maximização da eficiência energética, da segurança operacional e da longevidade dos sistemas fotovoltaicos.

3.4 SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL

A simulação computacional por meio de softwares especializados na geração fotovoltaica é uma ferramenta indispensável para prever a produção de energia elétrica e avaliar as condições limitantes que podem impactar o desempenho das usinas solares. Esses programas consideram uma ampla gama de parâmetros, incluindo aspectos geográficos e climáticos, características técnicas dos equipamentos e particularidades da instalação, como a inclinação dos painéis, o tipo de estrutura de suporte e as zonas de sombreamento do local. A parametrização adequada do sistema virtual permite uma representação realista da operação da usina, resultando em previsões mais confiáveis e precisas.

A modelagem computacional é particularmente relevante tanto para projetos novos, em fase de planejamento, quanto para usinas já instaladas que ainda não passaram por uma análise detalhada de desempenho. Dispor de valores de referência, provenientes da simulação, é fundamental para a realização de estudos comparativos que permitem quantificar o potencial energético da usina e identificar eventuais discrepâncias entre a geração estimada e a produção efetiva.

No caso da usina analisada neste trabalho, diferentes *softwares* foram utilizados para atender a objetivos específicos. Destaca-se o uso do *SolarEdge Designer*, cuja capacidade avançada de plotagem e visualização de imagens oferece uma visão detalhada dos pontos de sombreamento. O programa utiliza imagens de satélite sobrepostas à planta virtual, conforme a Figura 19, possibilitando a identificação de influências externas que possam afetar o desempenho do sistema, como obstáculos no entorno da instalação. Essa abordagem integrada favorece uma avaliação mais completa e precisa, facilitando a tomada de decisões para a otimização da usina.

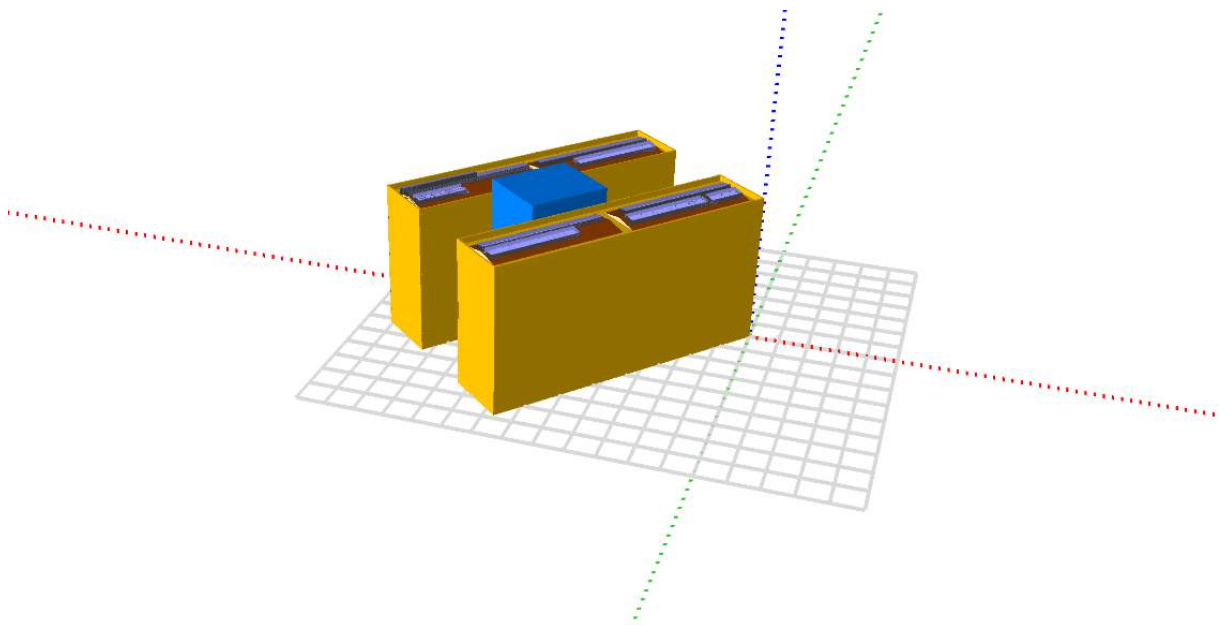
Figura 19 - Modelagem 3D e renderização de sombreamento no SolarEdge Designer



Fonte: Registro do autor (2023).

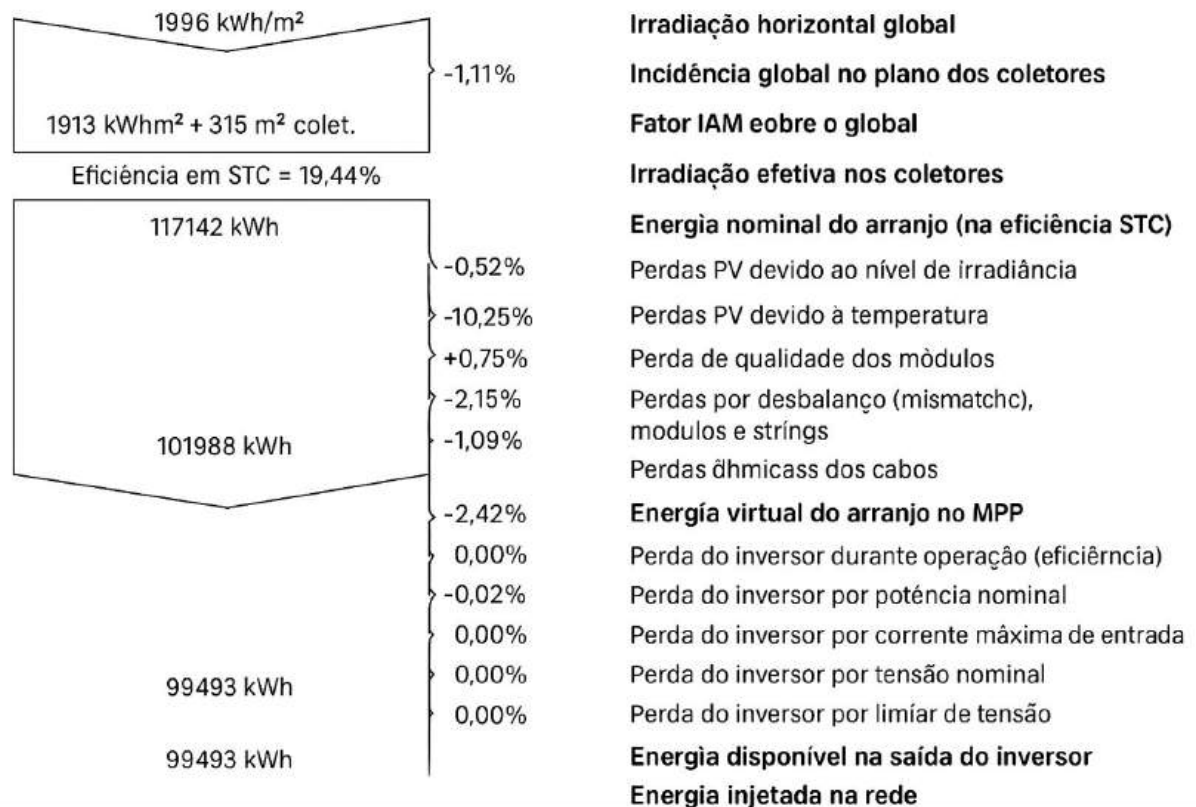
O *software PVSyst* é um programa amplamente utilizado em simulações de sistemas fotovoltaicos devido ao seu grau de confiabilidade e à precisão nos resultados. O simulador destaca-se pela credibilidade e possui modelos matemáticos que tornam possível estimar preliminarmente diferentes perdas e analisar o desempenho da usina, considerando principalmente fatores técnicos: perdas nos cabos, perdas na conversão de energia, descasamento entre módulos (*mismatch*), qualidade dos módulos, modelos dos inversores e a entrega de energia dos painéis relacionada à variação de temperatura. A Figura 20 apresenta a modelagem 3D, e a Figura 21 mostra o relatório de perdas emitido pelo *PVSyst*.

Figura 20 - Simulação Usina IFCE Bloco Didático Software PVSyst versão 7.4



Fonte: Registro do autor (2024).

Figura 21 - Diagrama de perdas Usina IFCE Bloco Didático no PVSyst versão 7.4



Fonte: Registro do autor (2024).

3.5 COMPARANDO OS MÉTODOS PROPOSTOS

A Tabela 4, que compara os métodos de avaliação de desempenho aplicados ao sistema fotovoltaico do IFCE, permite observar de forma clara e objetiva as potencialidades e limitações de cada abordagem empregada. A termografia infravermelha destaca-se como método não destrutivo e ágil, capaz de identificar pontos quentes, falhas de conexão e delaminações nos módulos. No entanto, sua dependência de condições climáticas favoráveis e a limitação em fornecer dados elétricos precisos exigem que seja utilizada em conjunto com outros métodos.

A simulação computacional, como a realizada no *software PVSyst*, permite estimar a produção energética ideal com base em variáveis técnicas e ambientais. Embora essencial no planejamento e na avaliação do desempenho teórico, seus resultados estão condicionados à qualidade dos dados inseridos e podem não refletir fielmente as condições reais da usina instalada.

O traçador de curvas I-V agrega valor ao possibilitar uma análise quantitativa direta, fornecendo curvas elétricas que ajudam a identificar falhas internas, sombreamentos e degradação dos módulos. Entretanto, a necessidade de interromper momentaneamente a

operação do sistema e o custo do equipamento restringem esse método a aplicações técnicas e pontuais.

Por fim, a análise de dados elétricos, por meio do analisador de energia, mostrou-se indispensável para monitorar a geração real de energia ao longo do tempo. Embora não indique diretamente a origem de eventuais falhas, esse método fornece uma base sólida para a comparação com os dados simulados e serve como ponto de partida para diagnósticos mais aprofundados. Portanto, a combinação desses métodos, cada um com suas vantagens e limitações, constitui uma abordagem metodológica robusta, permitindo uma avaliação abrangente e precisa do desempenho da usina fotovoltaica. Essa integração possibilita não apenas identificar falhas operacionais, mas também propor melhorias técnicas que aumentem a eficiência e a confiabilidade do sistema.

Tabela 4 - Comparação de Métodos de Avaliação

Método	Vantagens	Desvantagens
Termografia Infravermelha	- Técnica de diagnóstico não destrutiva e de rápida aplicação. - Permite a detecção de pontos quentes, falhas de conexão, delaminação e sombreamento. - Aplicável a grandes áreas com inspeção visual remota.	- Resultados influenciados por variáveis climáticas (vento, irradiância). - Não fornece parâmetros elétricos quantitativos. - Pode identificar falhas sem mensurá-las precisamente.
Simulação Computacional (ex: <i>PVSyst</i>)	- Estima a produção energética teórica do sistema. - Considera variáveis técnicas e climáticas. - Auxilia no dimensionamento e planejamento do sistema.	- Baseia-se em dados de entrada que podem não refletir a operação real. - Não representa diretamente as falhas presentes no sistema instalado.
Traçador de Curvas I-V	- Permite a medição da curva característica de módulos ou <i>strings</i>. - Detecta degradação, sombreamento e falhas internas. - Fornece avaliação quantitativa precisa.	- Requer interrupção temporária do funcionamento ou acesso físico ao arranjo. - Equipamento de custo elevado e aplicação pontual. - Análise local (não avalia todo o sistema simultaneamente).
Análise de Dados Elétricos (Analisador de energia)	- Monitora em tempo real variáveis como energia, corrente, tensão e fator de potência. - Identifica anomalias de produção de forma contínua.	- Não identifica diretamente a causa da falha. - Pode demandar correlação com outros métodos para diagnóstico conclusivo.

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Após a inspeção visual da instalação da usina fotovoltaica do IFCE – *Campus Fortaleza*, foi proposta uma programação para a execução das medições com os equipamentos e métodos descritos na metodologia. A leitura da energia gerada pelo sistema, por meio do analisador de energia, é importante para realizar comparações com o projeto de referência simulado nos softwares *PVSyst* e *SolarEdge*. Esses valores auxiliam na discussão de pontos relevantes da instalação. Primeiramente, é necessário validar o funcionamento da unidade de geração: as medições reais devem convergir para os dados simulados. Outro fator importante é o confronto dos dados, que ajuda na identificação de oportunidades de otimização e nos ajustes de desempenho da usina.

Cabe salientar que os dados medidos podem apresentar divergências mais acentuadas em relação à simulação, exigindo análises complementares além da leitura de energia e da simulação computacional.

4.1 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Entre os dias 8 e 13 de novembro de 2023, realizou-se a medição da geração de energia da usina fotovoltaica do Bloco Didático do IFCE – *Campus Fortaleza*, com potência instalada de 61,23 kWp. A campanha de medição registrou a energia ativa diária e as principais grandezas elétricas por meio do analisador IMS P600, cujos resultados estão sintetizados na Tabela 5 e serviram de base para a comparação com a simulação no *PVSyst* e para o cálculo de indicadores de desempenho, como o *Performance Ratio* (PR), permitindo a identificação de eventuais desvios entre o comportamento real e o esperado.

Tabela 5 - Energia gerada medida pelo analisador IMS modelo P600

DIA	08/11/2023	09/11/2023	10/11/2023	11/11/2023	12/11/2023	13/11/2023
ENERGIA (kWh)	302	304	291	301	307	289
MÉDIA (kWh)	299					

Fonte: Elaborado pelo autor (2024).

A topologia da usina fotovoltaica foi replicada com fidelidade no *software PVSyst*, de modo que a simulação servisse como ponto de partida e referência na análise de eficiência (Tabela 5). O programa estima as perdas naturais do sistema fotovoltaico e mensura perdas nos

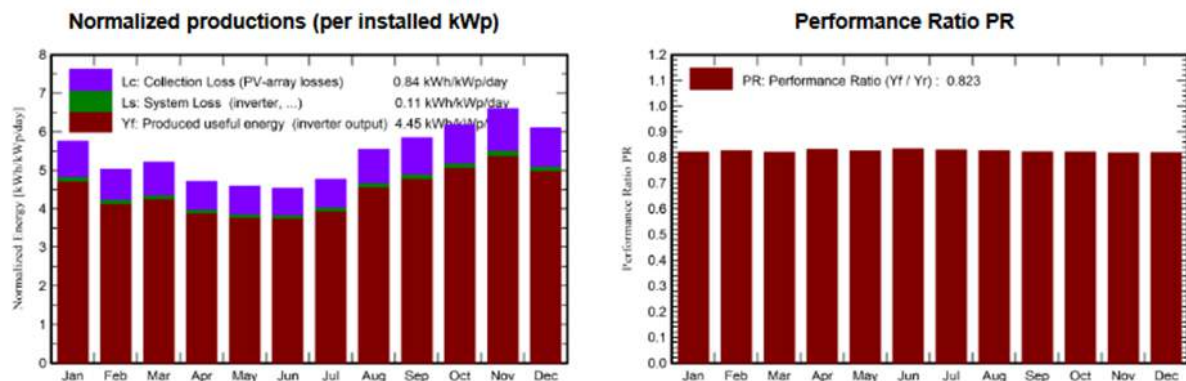
cabos, por aquecimento, na conversão de energia, entre outros fatores. Essa análise é particularmente relevante para a discussão metodológica, pois, quando há discrepância expressiva entre os dados medidos e simulados, fica explícito que as perdas não decorrem do processo normal de geração ou da operação do sistema.

Tabela 6 - Geração de Energia da Simulação no PVSyst 7.4

	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 ratio
January	171.8	82.28	27.51	178.4	173.4	9190	8964	0.821
February	139.2	77.06	27.35	140.6	136.6	7288	7111	0.826
March	163.0	74.75	27.29	161.3	156.5	8305	8101	0.820
April	145.4	77.64	26.68	141.2	136.6	7355	7181	0.830
May	151.0	62.96	27.19	142.2	136.9	7362	7188	0.825
June	145.3	67.86	26.40	135.8	130.3	7084	6924	0.833
July	157.8	64.51	26.58	147.9	142.1	7681	7503	0.828
August	179.3	71.79	26.83	171.7	166.1	8903	8690	0.826
September	177.8	70.65	26.65	175.2	170.4	9039	8815	0.822
October	189.8	85.26	27.39	191.8	186.9	9885	9639	0.821
November	193.0	72.31	27.24	198.0	193.1	10152	9895	0.816
December	182.2	79.75	27.80	189.2	184.0	9725	9484	0.819
Year	1995.7	886.84	27.08	1973.5	1912.8	101969	99493	0.823

Fonte: Registro do autor (2024).

Figura 22 - Gráfico Performance Ratio da Simulação PVSyst Versão 7.4



Fonte: Registro do autor (2024).

A simulação da usina no *PVSyst* registrou, no mês de novembro, 9.895 kWh, valor apresentado na Tabela 6. Esse montante corresponde à energia líquida gerada pelo sistema, indicada na coluna “E_GRID”, isto é, a energia efetivamente injetada na rede. Para fins comparativos, a média diária da simulação é de 329,8 kWh, resultando em uma diferença acentuada de 30,8 kWh na média diária.

Tabela 7 - Comparativo Energia e Performance (real e simulado)

MÉDIA DIÁRIA ANALISADOR DE ENERGIA (kWh)	MÉDIA DIÁRIA PVSYST (kWh)	PERFORMANCE RATIO ANALISADOR DE ENERGIA	PERFORMANCE RATIO PVSYST	DIFERENÇA PERCENTUAL DE GERAÇÃO (REAL X SIMULADO)
299	329,8	0,751	0,816	10,30%

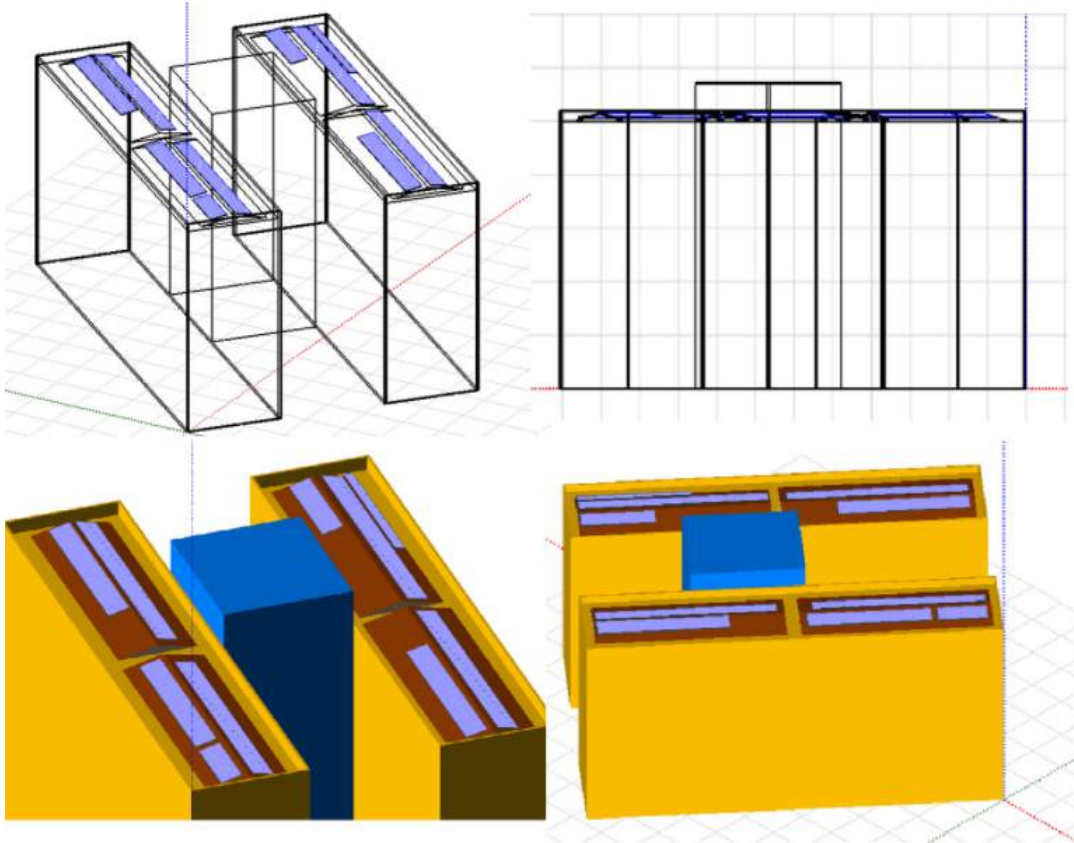
Fonte: Registro do autor (2024).

A geração efetiva do SFCR apresentou diferença expressiva em relação aos valores obtidos na simulação. A comparação, utilizando o método de Evangelista (2018), de medição com analisador de energia, possibilitou calcular o PR do sistema para o mês de novembro, o qual apresentou distanciamento em relação ao *Performance Ratio* estimado pelo *PVSyst*, como ilustrado na Figura 19. Conforme apontado por Yang *et al.* (2020), comparar o PR real e o simulado é importante para o estudo dos fatores que influenciam diretamente o desempenho da usina fotovoltaica.

A *Performance Ratio* (PR) consideravelmente menor, quando comparada à PR simulada, indica a existência de perdas adicionais no SFCR que não são plenamente capturadas pelo modelo computacional. Embora o *PVSyst* considere perdas elétricas e térmicas típicas, fatores como sujeira intermitente, sombreamentos sazonais, desbalanceamento entre módulos (*mismatch*), conexões frouxas, degradação acelerada, indisponibilidade do inversor ou redução/cortes forçados de energia (*curtailment*) podem reduzir a produção real e não aparecer com a mesma magnitude na simulação.

Na Figura 23, observa-se que a edificação foi modelada em 3D com alto nível de detalhamento, buscando reproduzir geometrias e obstáculos para aproximar-se do cenário real. Ainda assim, a modelagem não representa variações de curto prazo (por exemplo, nuvens passageiras), reflexos, acúmulo não uniforme de poeira ou diferenças de desempenho entre módulos, o que ajuda a explicar a discrepância entre a PR real e a simulada.

Figura 23 - Modelagem da edificação PVSyst Versão 7.4



Fonte: Registro do autor (2024).

Diante disso, avaliar usinas FV exclusivamente pela quantificação de energia é insuficiente. A análise deve ser integrada, combinando a leitura contínua do analisador de energia com a simulação, ensaios com traçador de curvas I-V, termografia infravermelha e inspeções elétricas, além do registro das condições ambientais locais (irradiância, temperatura e vento). Essa abordagem permite localizar perdas pontuais e orientar ações corretivas (limpeza, reaperto, substituição de módulos, reconfiguração de strings), elevando a confiabilidade e a eficiência do sistema.

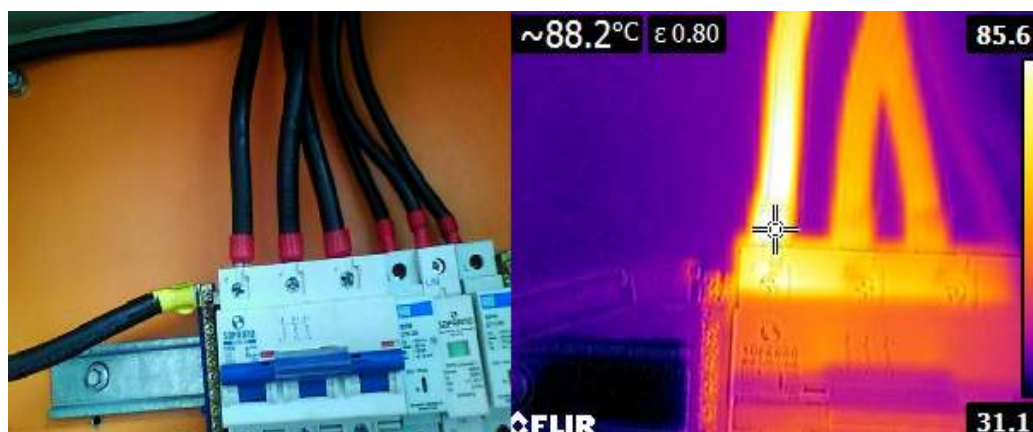
A metodologia propõe procedimentos que corroborem os resultados obtidos na medição de energia. A quantidade de energia gerada não detalha a eficiência da unidade FV, tornando necessária uma abordagem de desempenho mais robusta. A utilização da câmera termográfica e do traçador de curvas I-V permite investigar falhas de desempenho ou processos de degradação que a simulação no *PVSyst* não capta plenamente, além de orientar ações corretivas e aumentar a confiabilidade operacional da usina.

4.2 DISCUSSÃO DOS RESULTADOS

Após o confronto entre a energia medida pelo analisador e a simulação computacional no *PVSyst*, verificou-se que os valores reais da usina FV foram consideravelmente menores do que os estimados. Essa discrepância motivou uma análise detalhada dos módulos e dos demais componentes do sistema, visando identificar as causas e justificar a variação observada. O analisador de energia foi utilizado como instrumento principal para quantificar a energia efetivamente gerada. Diante de uma diferença de aproximadamente 10% em relação à simulação, que já considera uma cadeia de perdas, tornou-se necessário investigar em profundidade os fatores responsáveis por esse desvio.

A inspeção termográfica desempenhou papel essencial na identificação de falhas que reduzem a eficiência na geração de energia. A termografia capturou imagens que revelaram áreas de aquecimento anômalo e pontos quentes nos módulos e nas conexões da usina. Na Figura 24, apresentam-se duas imagens: o disjuntor CA do inversor em imagem no espectro visível e, à direita, o mesmo disjuntor em imagem térmica; sem o auxílio da câmera termográfica, não seria possível detectar o ponto quente em uma das fases do disjuntor. O ponto quente é claramente identificado pela câmera termográfica, cuja leitura de temperatura atingiu 88°C. Essa anomalia é exemplo clássico de perdas por aquecimento (efeito Joule), com a conversão de energia elétrica em calor. Trata-se de um risco à operação da usina, pois o calor excessivo pode ocasionar danos aos equipamentos e focos de incêndio. Detecções como essa são comuns em instalações elétricas e podem ser corrigidas com reaperto, substituição de conexões ou troca de disjuntores. Em casos específicos, pode haver erro de projeto por subdimensionamento de condutores.

Figura 24 - Termografia aplicada conexões e disjuntores



Fonte: Registro do autor (2024).

Quando sombreadas ou com sujeira localizada, as células fotovoltaicas aquecem na região que deixa de captar luz solar. Esse comportamento ocorre porque as células não sombreadas, que continuam produzindo corrente, forçam as células afetadas a operar como um resistor, dissipando calor (*hotspot*). As células aquecidas apresentam comportamento anormal: há redução de tensão e corrente em todo o módulo e, em sistemas com inversores do tipo *string*, o problema afeta todos os painéis do arranjo. Esse tipo de anomalia, seja em alguns módulos, seja em um único módulo que limita toda a *string*, pode ser constatado com o auxílio do traçador de curvas I-V; contudo, a identificação pontual do painel causador é mais bem realizada por meio de imagens térmicas. Na Figura 25, apresentam-se as imagens no espectro visível e térmico de painéis da usina do IFCE, limpos e sem sombreamento; as temperaturas registradas nos módulos oscilaram entre 40 °C e 50 °C.

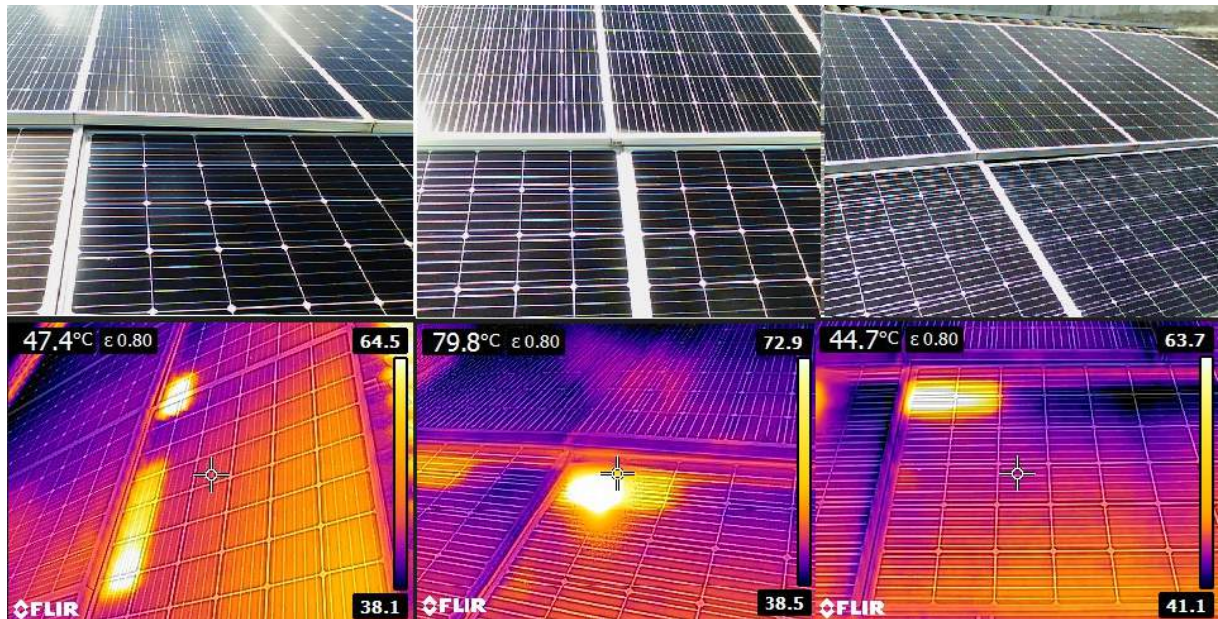
Figura 25 - Termografia em painéis limpos e sem sombra



Fonte: Registro do autor (2024).

A termografia foi realizada nos 157 módulos da usina fotovoltaica; em duas strings foram encontradas anomalias, validadas com o traçador de curvas I-V e confirmadas pela inspeção termográfica. A Figura 26 mostra o desnível dos módulos da fileira superior, que projeta sombreamento sobre a fileira inferior de painéis; são perceptíveis, por meio da câmera termográfica, os pontos de calor gerados.

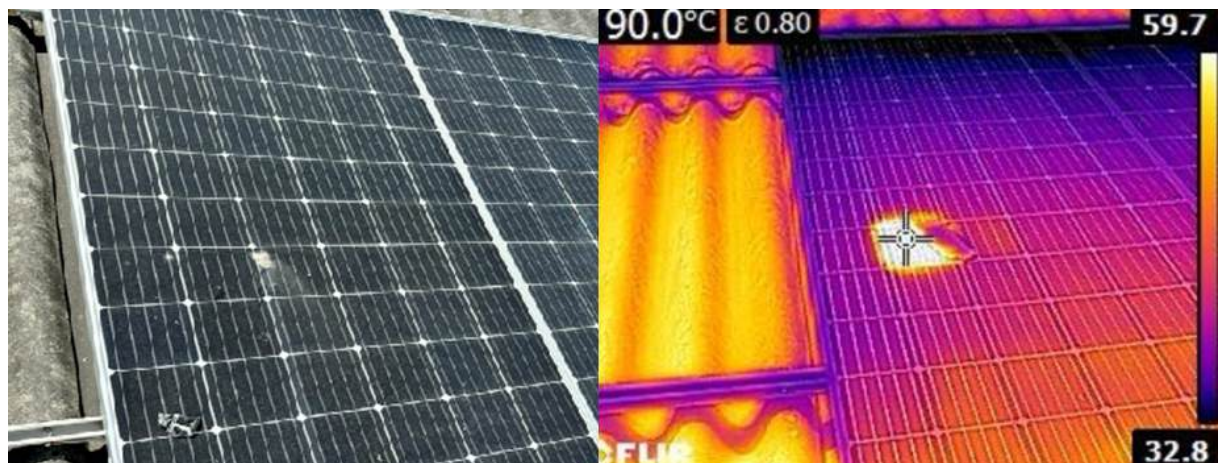
Figura 26 - Painéis sombreados com pontos quentes



Fonte: Registro do autor (2024).

Na Figura 27, o painel FV apresenta uma mancha de cimento, e essa sujeira pontual elevou a temperatura da célula para 90 °C. Esse aumento significativo de temperatura pode provocar danos ao funcionamento do painel e deformar a curva I-V do próprio módulo e de toda a *string*, ampliando as perdas de geração.

Figura 27 - Painel sujo com ponto quente

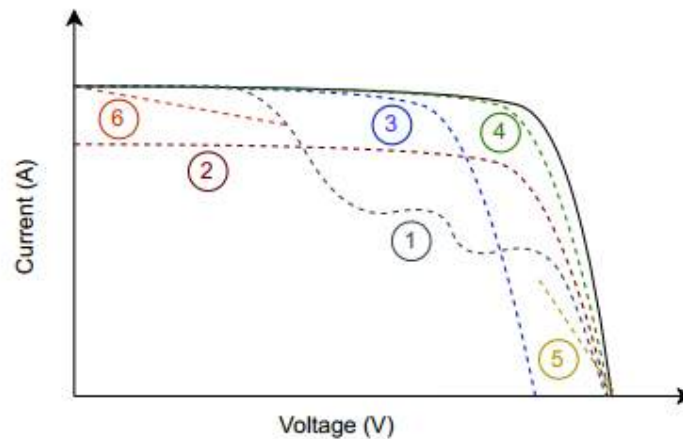


Fonte: Registro do autor (2024).

O traçador de curvas I-V é o equipamento utilizado para detectar defeitos que alterem o formato da curva I-V; tais alterações podem reduzir a corrente e a potência gerada na *string*.

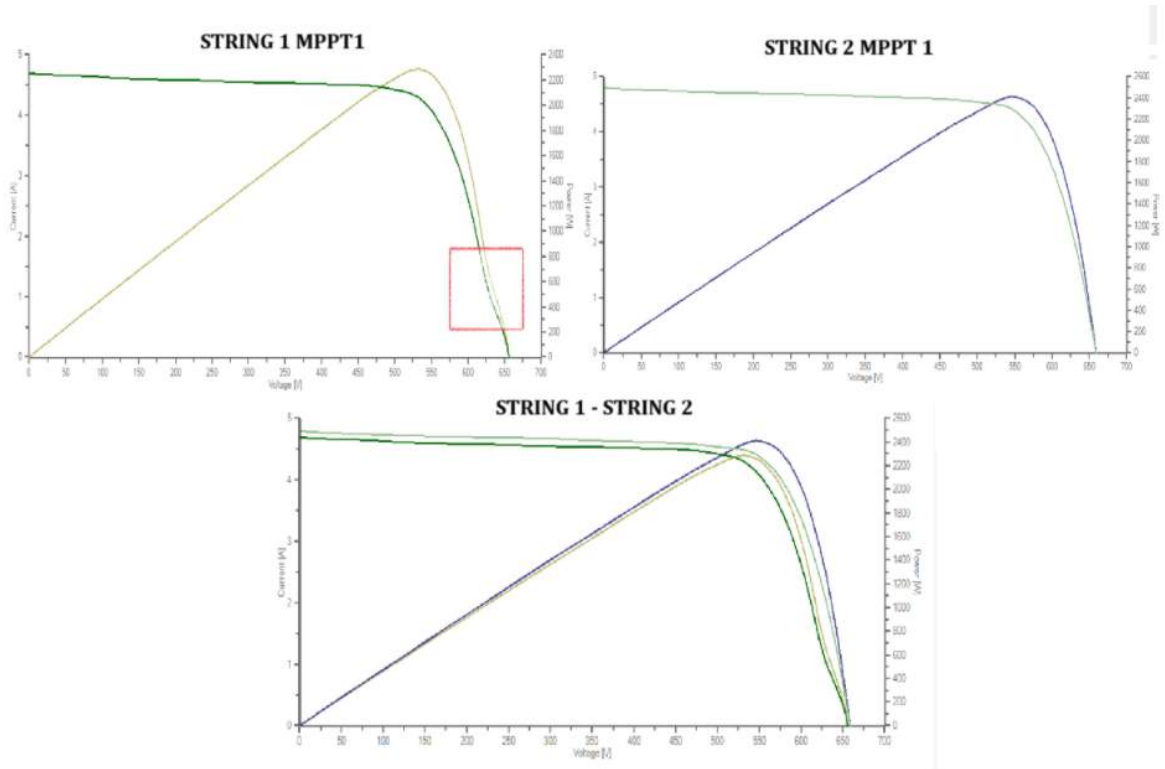
Sombreamento parcial e sujeiras pontuais provocam, nas curvas traçadas pelo equipamento, depressões, “joelhos” e reduções de amplitude que dificultam a operação no ponto de máxima potência (MPP) do arranjo de módulos, comprometendo o desempenho da geração. O trabalho de Cavalcante *et al.* (2023) apresenta, na Figura 28, desvios comuns encontrados em *strings* com redução de eficiência. A linha preta contínua é a curva de referência. A curva 1 indica padrões compatíveis com módulos danificados ou delaminados; as curvas 2, 3 e 4 evidenciam perdas de amplitude, tensão e corrente decorrentes de *mismatch* (descasamento de potência entre módulos). Sujeira, excesso de calor e sombreamentos contribuem para essa limitação da magnitude da curva I-V.

Figura 28 - Desvios comuns em curvas I-V



Fonte: Adaptado de Cavalcante *et al.* (2023).

Na Figura 29, apresenta-se a *String* 1 do MPPT1 do inversor; foram realizadas a termografia e o traçado da curva I-V no arranjo de módulos. Para fins comparativos, o mesmo teste foi realizado na *String* 2 do MPPT1, idêntica à *String* 1: mesmo telhado, mesma orientação e igual número de módulos. Ainda na Figura 29, apresentam-se as curvas da *String* 1 e da *String* 2 e a respectiva sobreposição, evidenciando as diferenças nas grandezas elétricas entre as *strings*; na imagem da *String* 1, está sinalizado em vermelho o desvio da curva. Na Tabela 8, apresenta-se uma breve síntese das diferenças das grandezas elétricas.

Figura 29 - Curva I-V *String* 1 e 2

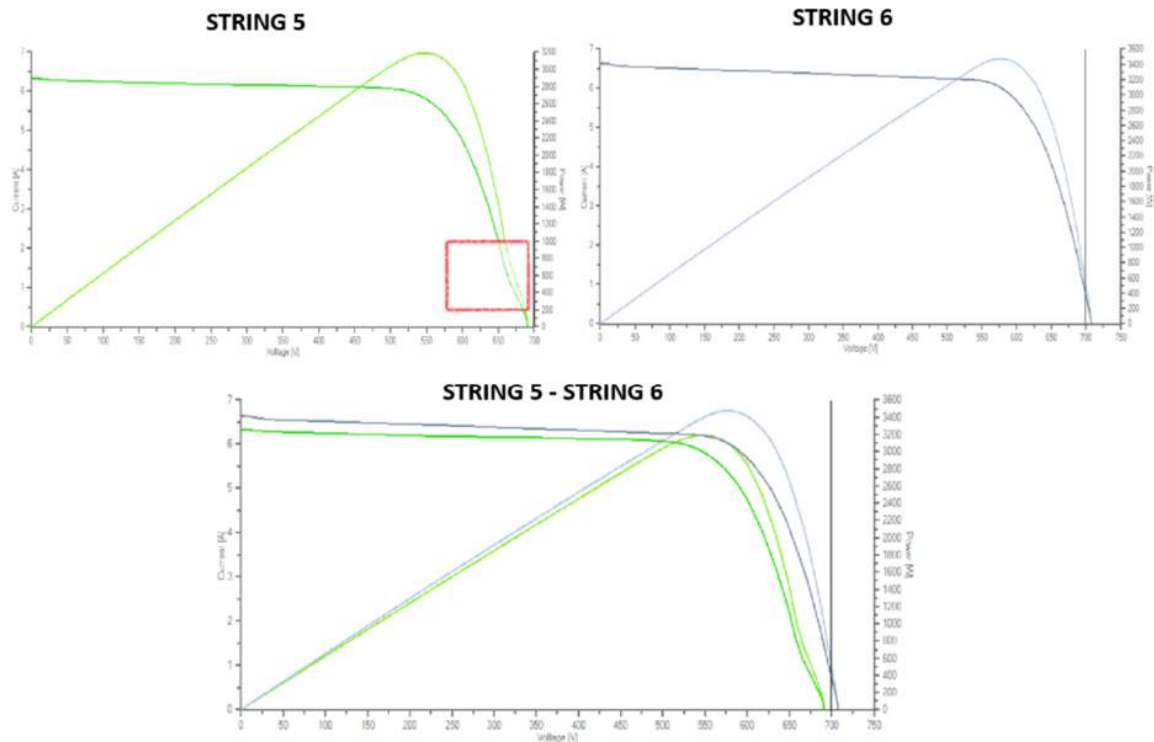
Fonte: Registro do autor (2024).

Tabela 8 - Comparação dos parâmetros elétricos *String* 1 e 2

STRING	VMPP (V)	IMPP (A)	PMAX (W)
1	531,8	4,3	2286,74
2	546,3	4,42	2411,91

Fonte: Registro do autor (2024).

Na Figura 30, apresenta-se a *String* 5 do MPPT3 do inversor; foram realizadas a termografia e o traçado da curva I-V no arranjo de módulos. Para fins comparativos, o mesmo teste foi realizado na *String* 6 do MPPT3, idêntica à *String* 5: mesmo telhado, mesma orientação e igual número de módulos. Ainda na Figura 30, apresentam-se as curvas da *String* 5 e da *String* 6 e a sobreposição das duas curvas, ilustrando as diferenças nas grandezas elétricas entre as *strings*; na imagem da *String* 5, está destacado em vermelho o desvio da curva. Na Tabela 9, apresenta-se uma breve síntese das diferenças das grandezas elétricas.

Figura 30 - Curva I-V *String* 5 e 6

Fonte: Registro do autor (2024).

Tabela 9 - Comparação dos parâmetros elétricos *String* 5 e 6

STRING	VMPP (V)	IMPP (A)	PMAX (W)
5	548,6	5,81	3187,91
6	575,4	6,04	3477,72

Fonte: Registro do autor (2024).

A análise comparativa entre o estado da arte e os resultados obtidos na usina do IFCE evidencia, inicialmente, as limitações inerentes às simulações computacionais. Embora ferramentas como o *PVSyst* sejam amplamente utilizadas na literatura para estimar o desempenho esperado dos sistemas fotovoltaicos, como demonstrado por Lima *et al.* (2020) e Arshad e Ahmad (2021), os resultados de campo revelaram no mês de novembro uma discrepância média de aproximadamente 10%, com diferença média diária de 30,8 kWh/dia entre o estimado e o medido. Esse desvio confirma que a simulação, ainda que metodologicamente robusta, não captura adequadamente falhas locais, como sombreamento, sujeira acumulada e conexões elétricas imperfeitas, reforçando a necessidade de métodos complementares de campo para diagnosticar perdas não modeladas.

Nesse contexto, o uso do analisador de energia no IFCE validou a geração efetiva e evidenciou o afastamento da *Performance Ratio* (PR) em relação à prevista pelo modelo, em consonância com Evangelista (2018). Entretanto, como apontado na literatura, o equipamento apenas quantifica o desempenho do sistema, sem diagnosticar as causas subjacentes. A integração com métodos de diagnóstico fino, como a termografia e a análise de curvas I-V, mostrou-se fundamental para aprofundar a compreensão dos desvios. A termografia confirmou pontos críticos, como disjuntores operando a 88 °C e módulos com manchas de cimento atingindo 90 °C, corroborando Glavaš *et al.* (2017) e Vieira (2024), além de vincular anomalias térmicas diretamente às perdas elétricas observadas.

Por fim, o traçador de curvas I-V evidenciou deformações típicas de *mismatch*, sujeira e sombreamento, conforme as imagens das curvas nas Figuras 28 e 29, compatíveis com as tipologias descritas por Cavalcante *et al.* (2023) e Lasch *et al.* (2023). Essa etapa consolidou o vínculo causal entre falhas térmicas, elétricas e energéticas, permitindo interpretar o desvio global de desempenho de forma integrada. Assim, o trabalho no IFCE se destaca no estado da arte por propor um fluxo metodológico completo de diagnóstico: (i) simulação e monitoramento para definir e formalizar a produção energética; (ii) termografia para localizar as anomalias; e (iii) ensaios I-V para quantificar o impacto elétrico, resultando em um protocolo replicável de análise de eficiência em usinas FV.

A análise de desempenho da usina fotovoltaica revelou limitações inerentes aos métodos convencionais de avaliação baseados exclusivamente no analisador de energia e na simulação computacional. Embora essas ferramentas sejam fundamentais para quantificar a geração total e estimar o desempenho esperado, elas não capturam integralmente os fenômenos locais e as condições específicas que afetam cada módulo individualmente.

A discrepância observada entre a geração real e os dados simulados indicou a necessidade de um diagnóstico mais detalhado, conduzido por meio da termografia e do traçador de curvas I-V. As imagens térmicas possibilitaram a identificação precisa de pontos quentes (*hotspots*) e áreas de sombreamento, que impactam diretamente a operação dos módulos, causando perdas significativas na eficiência energética.

O ensaio com o traçador de curvas I-V reforçou essas observações, evidenciando deformações nas curvas elétricas das *strings* afetadas, que se traduzem em redução da tensão e da corrente máximas entregues pelo sistema. Esses resultados confirmam que fatores externos, como sujeira acumulada e sombreamento parcial, comprometem o desempenho dos sistemas fotovoltaicos de maneira expressiva. Portanto, a integração dessas metodologias permitiu uma

avaliação mais detalhada, essencial para a identificação e correção dos problemas que limitam o desempenho da usina, promovendo assim melhorias na operação e manutenção do sistema.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

A análise de desempenho do sistema solar fotovoltaico instalado no IFCE – *Campus Fortaleza* permitiu identificar fatores específicos que influenciaram negativamente a geração de energia, explicando parte das diferenças observadas entre os dados medidos e os valores simulados.

A modelagem do sistema fotovoltaico no *software PV Syst* foi essencial para estabelecer uma referência teórica de desempenho esperado, possibilitando uma avaliação quantitativa das perdas e orientando a investigação para as possíveis causas dessas discrepâncias. A medição realizada com o analisador de energia forneceu dados precisos e confiáveis do comportamento do sistema de geração, permitindo confrontar os resultados práticos com a simulação computacional. Essa comparação revelou desvios significativos, que motivaram uma análise mais detalhada do sistema. A aplicação da termografia em todos os módulos fotovoltaicos foi determinante para a identificação de pontos quentes, que indicam a necessidade de correção de condições como sombreamento, acúmulo de sujeira e detritos. Essas condições comprometem não apenas a eficiência, mas também a durabilidade dos painéis. Os pontos quentes identificados impactam toda a string à qual pertencem, reduzindo seu desempenho global.

Complementando essa análise, o ensaio com o traçador de curvas I-V destacou deformações nas curvas elétricas das *strings* afetadas pelos pontos quentes. Foi possível identificar que uma *string* apresentava perdas associadas à sujeira, enquanto outra sofria a influência do sombreamento, ambos passíveis de correção. Essas condições resultaram na redução do ponto de máxima potência (Pmp), refletindo diretamente na diminuição da geração total de energia. Assim, a integração dos métodos adotados mostrou-se essencial para subsidiar ações de operação e manutenção capazes de restituir o desempenho do sistema.

REFERÊNCIAS

ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica). **Mercado de energia solar FV**. São Paulo, 2024. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/energia-solar-fv/>. Acesso em: 15 set. 2025.

ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica). **Infográfico**. São Paulo, 2025. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>. Acesso em: 15 set. 2025.

ACADEMIA DO SOL. **Tudo sobre microinversores**. 2023. Disponível em: <https://academiadosol.com.br/blog/tudo-sobre-microinversores/>. Acesso em: 28 ago. 2023.

AQUINO, E. A. **Usina solar “Bloco Didático”**. 2023. [Fotografia]. Material fornecido pelo autor ao pesquisador.

AQUINO, E. A. **Células fotovoltaicas com hotspots**. 2023. [Fotografia]. Material fornecido pelo autor ao pesquisador.

ARSHAD, H. M.; AHMAD, M. Design and Performance Analysis of a Net Metering Rooftop Solar PV System. In: INTERNATIONAL CONFERENCE FOR EMERGING TECHNOLOGY, 2., 2021, Belgaum. **Proceedings...** Belgaum, India: IEEE, 2021. p. 1-6. DOI: 10.1109/INCET51464.2021.9456397.

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

CANAL SOLAR. **Minimização de perdas por mismatch com otimizadores de potência**. [S. l.], 2020. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/minimizacao-de-perdas-por-mismatch-com-otimizadores-de-potencia/>. Acesso em: 20 jul. 2024.

CASTRO, M. A. L. Regulatory scenarios for microgeneration in brazil and its impacts in the next decade. In: Electrical Power and Energy Conference (EPEC), 2015. **Proceedings [...]**. [S.l.]: IEEE, 2015. p. 463–467.

CASTRO, R. M. G. **Introdução à energia fotovoltaica**. 2. ed. Lisboa: Universidade Técnica de Lisboa, Instituto Superior Técnico, Secção de Energia, 2007. 62 p. (Energias renováveis e produção descentralizada).

CAVALCANTE, E. B.; LIMA NETO, R. M. de. Análise de desempenho de uma usina fotovoltaica de 12 kWp na cidade de Sanharó Pernambuco. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Fortaleza. **Anais [...]** Fortaleza: [s. n.], 2020.

CAVALCANTE JÚNIOR, V. M. *et al.* I-V Curve Tracer Development For The Performance Analysis Of A Photovoltaic Module. In: WORKSHOP ON COMMUNICATION NETWORKS AND POWER SYSTEMS, 8., 2023. **Proceedings...** [S. l.]: IEEE, 2023. p. 1-7. DOI: 10.1109/WCNPS60622.2023.10344918.

CHATTOPADHYAY, S. *et al.* Correlating Infrared Thermography With Electrical Degradation of PV Modules Inspected in All-India Survey of Photovoltaic Module Reliability 2016. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 8, n. 6, p. 1800-1808, nov. 2018. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2018.2859780.

ELETROBRAS. **PROINFA**. Disponível em: <https://q.eletronbras.com/pt/Paginas/Proinfa.aspx>. Acesso em: 20 nov. 2023.

EPE. **Balanco Energético Nacional 2022**. 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2022>. Acesso em: 26 jan. 2024.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Balanco Energético Nacional 2023**. Rio de Janeiro, 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-748/topico-687/BEN2023.pdf>. Acesso em: 15 set. 2025.

EPE (Empresa de Pesquisa Energética). **Balanco Energético Nacional 2025**. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/balanco-energetico-nacional/ben-2025/relatorio-sintese/Sintese_BEN2025. Acesso em: 15 out. 2025.

EVANGELISTA, A. de A. **Análise de eficiência energética do Instituto Federal do Ceará - Campus Fortaleza**. 2018. 80 p. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará, Fortaleza, 2018.

GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V. U. **Photovoltaic solar energy generation**. New York: Springer Science & Business Media, 2005. v. 112.

GLAVAŠ, H. *et al.* Infrared thermography in inspection of photovoltaic panels. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON SMART SYSTEMS AND TECHNOLOGIES, 2017, Osijek. **Anais [...]**. Osijek: IEEE, 2017. p. 63-68. DOI: <https://doi.org/10.1109/SST.2017.8188671>

HICKEL, B. M. *et al.* Análise da influência do acúmulo de sujeira sobre diferentes tecnologias de módulos FV: revisão e medições de campo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., 2016, Belo Horizonte. **Anais [...]** Belo Horizonte: [s. n.], 2016. p. 1-8.

LASCH, D. DE S. *et al.* Desenvolvimento de traçador de curva IV para análise de degradação em módulos fotovoltaicos. In: SEMINAR ON POWER ELECTRONICS AND CONTROL, 15., 2023, Ijuí. **Anais [...]**. Ijuí: [s.n.], 2023. Disponível em: <https://www.publicacoeseventos.unijui.edu.br/index.php/salaoconhecimento/article/view/24448>. Acesso em: 24 abr. 2024.

LIMA, G. *et al.* Avaliação de desempenho para usina fotovoltaica de 1 MWp em Santa Rita do Sapucaí - MG. **Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS**, [S. l.], 2020. DOI: <https://doi.org/10.59627/cbens.2020.844>

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **ProGD: Confira o relatório final do Grupo de Trabalho**. 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/progd-confira-o-relatorio-final-do-grupo-de-trabalho>. Acesso em: 4 mar. 2024.

PEREIRA, M. de L. **Desenvolvimento de um sistema de monitoramento e detecção de falhas para microgeração fotovoltaica**. 2018. 129 p. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará, Maracanaú, 2018.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014. 530 p.

RIBEIRO, I. **Viabilidade financeira de sistemas de geração distribuída do Estado do Ceará**. 2018. 73 p. Dissertação (Mestrado em Energias Renováveis) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará, Maracanaú, 2018.

SAKÔ, E. Y. *et al.* Concepts and Case Study of Mismatch Losses in Photovoltaic Modules. In: IEEE BRAZILIAN POWER ELECTRONICS CONFERENCE AND 5TH IEEE SOUTHERN POWER ELECTRONICS CONFERENCE, 15., 2019, Santos. **Anais [...]**. Santos: IEEE, 2019. p. 1-6.

SALAS, V. *et al.* Review of the maximum power point tracking algorithms for stand-alone photovoltaic systems. **Solar energy materials and solar cells**, v. 90, n. 11, p. 1555–1578, 2006. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2005.10.023>

TONOLO, E. A. **Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR Campus Curitiba**. 2019. 140 p. Dissertação (Mestrado) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2019.

VIEIRA, R. G. Investigação de Defeitos e Degradação em Sistemas Fotovoltaicos Através de Termografia e Inspeção Visual. **Revista de Engenharia e Tecnologia**, [S. l.], v. 16, n. 1, p. 1-12, 2024. Disponível em: <https://revistas.uepg.br/index.php/ret/article/view/23562>. Acesso em: 14 set. 2025.

VILLALVA, M.; GAZOLI, J. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações**. 2. ed. São Paulo: Erica, 2012.

YANG, 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: <https://doi.org/10.59627/cbens.2020.822>

YIN, R. K. **Estudo de caso: planejamento e métodos**. 5. ed. Porto Alegre: Bookman, 2015.