REVISTA OWL (*OWL Journal*)
www.revistaowl.com.br – ISSN: 2965-2634

ESTUDO DE CASO DA PERDA DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA EM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS DANIFICADOS POR IMPACTO MECÂNICO

CASE STUDY ON ENERGY EFFICIENCY LOSS IN PHOTOVOLTAIC MODULES DAMAGED BY MECHANICAL IMPACT

DOI: 10.5281/zenodo.23350972

Huesdra Nogueira de Campos[1]
Alana Magalhães da Silva[2]
Lidiaine Maria dos Santos[3]
Kelias de Oliveira[4]
João Batista José Pereira[5]
Arquimedes Lopes da Silva[6]
Júnio Santos Bulhões[7]
Cleuber Marques Siqueira[8]

1 Especialista em Telecomunicações: Prédios Inteligentes. Programa de Pós-Graduação em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade (PPGTGS), Instituto Federal de Goiás (IFG), Câmpus Goiânia, Brasil. E-mail: huesdra.campos@estudantes.ifg.edu.br.

2 Doutora em Engenharia Elétrica. Programa de Pós-Graduação em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade (PPGTGS), Instituto Federal de Goiás (IFG), Câmpus Goiânia, Brasil. E-mail: alana.magalhaes@ifg.edu.br.

3 Doutora em Química. Programa de Pós-Graduação em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade (PPGTGS), Instituto Federal de Goiás (IFG), Câmpus Goiânia, Brasil. E-mail: lidiaine.santos@ifg.edu.br.

4 Doutor em Engenharia Elétrica. Departamento IV – Engenharia Elétrica, Instituto Federal de Goiás (IFG), Goiânia, Brasil. E-mail: kelias.oliveira@ifg.edu.br.

5 Doutor em Engenharia Elétrica. Departamento IV – Engenharia Elétrica, Instituto Federal de Goiás (IFG), Goiânia, Brasil. E-mail: joao.pereira@ifg.edu.br.

6 Doutor em Engenharia Elétrica. Departamento IV – Engenharia Elétrica, Instituto Federal de Goiás (IFG), Goiânia, Brasil. E-mail: arquimedes.silva@ifg.edu.br.

7 Doutor em Engenharia Elétrica. Instituto Federal de Mato Grosso (IFMT), Brasil. E-mail: junio.bulhoes@pdl.ifmt.edu.br.

8 Especialista em Computação forense e Perícia Digital. Programa de Pós-Graduação em Tecnologia, Gestão e Sustentabilidade (PPGTGS), Instituto Federal de Goiás (IFG), Câmpus Goiânia, Brasil. E-mail: cleuber.m@academico.ifg.edu.br.

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

RESUMO

A energia solar fotovoltaica é um pilar da transição energética global, mas sua eficiência a longo prazo é condicionada pela degradação dos módulos devido a estresses operacionais. Rachaduras e microfissuras, muitas vezes invisíveis, representam um desafio crítico que pode comprometer significativamente a geração de energia. Neste contexto, este trabalho quantifica a perda de desempenho em módulos fotovoltaicos com danos mecânicos, utilizando uma metodologia integrada. O estudo correlaciona a análise de curvas elétricas I-V e P-V com a inspeção por termografia infravermelha para diagnosticar e mensurar o impacto dos defeitos. Todas as medições de campo foram normalizadas para a irradiância de referência de 1.000 W/m² segundo o procedimento da IEC 60891 antes de qualquer comparação. Como resultado principal, foi identificada uma perda de eficiência global de 43,4 % no arranjo testado, decomposta de forma multiplicativa em três mecanismos: 2,00 % de descasamento elétrico intrínseco à associação em série de módulos de potências distintas, 10,10 % de estresse térmico e 35,74 % de degradação física. Esta última parcela decompõe-se, por sua vez, em quedas de 10,35 % na corrente de curto-circuito, 8,41 % na tensão de circuito aberto e 21,75 % no fator de forma, o que caracteriza um aumento da resistência em série da ordem de 2,1 Ω. A eficiência de conversão do arranjo cai de 18,72 % para 10,60 %. A termografia validou o diagnóstico ao localizar os pontos quentes na região do dano mecânico, com pico de 84,2 °C.

Palavras-chave: painéis fotovoltaicos; rachaduras e microfissuras; eficiência energética; termografia infravermelha; curvas I-V e P-V.

ABSTRACT

Photovoltaic solar energy is a pillar of the global energy transition, but its long-term efficiency is conditioned by module degradation caused by operational stresses. Cracks and microcracks, often invisible, represent a critical challenge that can significantly compromise energy generation. This work quantifies the performance loss of photovoltaic modules with mechanical damage using an integrated methodology that correlates I-V and P-V curve analysis with infrared thermographic inspection. All field measurements were normalised to the 1,000 W/m² reference irradiance according to the IEC 60891 procedure prior to any comparison. The main result is a global efficiency loss of 43.4 % in the tested array, multiplicatively decomposed into three mechanisms: 2.00 % of electrical mismatch intrinsic to the series association of modules of different rated power, 10.10 % of thermal stress and 35.74 % of physical degradation. The latter further decomposes into losses of 10.35 % in short-circuit current, 8.41 % in open-circuit voltage and 21.75 % in fill factor, characterising a series resistance increase of about 2.1 Ω. The array conversion efficiency falls from 18.72 % to 10.60 %. Thermography validated the diagnosis by locating the hot spots in the region of visible mechanical damage, with a peak of 84.2 °C.

Keywords: photovoltaic modules; cracks and microcracks; energy efficiency; infrared thermography; I-V and P-V curves.

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica é considerada uma das principais alternativas para a geração de eletricidade sustentável e tem se expandido globalmente devido ao seu baixo impacto ambiental e competitividade econômica. No Brasil, a fonte solar fotovoltaica responde por 22,7 % da capacidade instalada da matriz elétrica (ABSOLAR, 2025). Já o módulo fotovoltaico de silício cristalino (c-Si) continua sendo a principal tecnologia solar fotovoltaica, destacando-se por sua predominância no mercado fotovoltaico, com uma participação superior a 80 % (DU et al., 2025). Entretanto, a durabilidade dos módulos fotovoltaicos é um desafio crítico, uma vez que sua exposição prolongada a fatores ambientais e mecânicos compromete a eficiência energética e reduz a vida útil. Entre esses fatores, as rachaduras e microfissuras geradas por impactos mecânicos representam uma das principais causas de degradação estrutural e elétrica dos módulos (SILVERMAN et al., 2021). As rachaduras em células solares podem ser formadas durante o transporte, instalação ou mesmo ao longo da operação dos módulos, devido a variações térmicas e estresses mecânicos. Estudos mostram que essas fissuras podem reduzir a condutividade elétrica das células, afetando a conversão de energia e levando a perdas significativas de desempenho. Além disso, a eficiência dos painéis pode ser impactada de maneira diferente dependendo das condições operacionais, como irradiância e temperatura ambiente, tornando a previsão da degradação um desafio complexo (GABOR et al., 2020; KHAN et al., 2024).

A PID (*Potential Induced Degradation* — Degradação Induzida por Potencial) tem sido identificada como um fator agravante em células fotovoltaicas rachadas. Esse fenômeno leva à migração de íons dentro das camadas do módulo, reduzindo ainda mais a eficiência elétrica e acelerando o surgimento de *hotspots* (regiões de alta temperatura dentro do módulo fotovoltaico), que podem comprometer permanentemente a funcionalidade do painel (DHIMISH; KETTLE, 2022; KHAN et al., 2024). Ressalta-se, contudo, que a PID depende de tensões de sistema elevadas em relação ao terra, condição que não ocorre no arranjo de dois módulos aqui ensaiado ($V_{oc} \approx 82$ V); o fenômeno é, portanto, mencionado apenas como contexto de degradação e está fora do escopo deste trabalho. A falha das trilhas condutoras

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

gridlines (contatos metálicos frontais da célula fotovoltaica) nas células rachadas também tem sido amplamente estudada. O desgaste dessas trilhas segue um comportamento descrito por leis de potência, segundo as quais a resistência elétrica aumenta progressivamente até que o circuito seja interrompido, levando à perda total da capacidade de geração do módulo (RABADE; SILVERMAN; BOSCO, 2024). Esse mecanismo de degradação é particularmente relevante em regiões sujeitas a ventos fortes e vibrações mecânicas constantes, que aceleram a deterioração estrutural das células.

Para detectar falhas precocemente e minimizar as perdas de eficiência, diversas técnicas de inspeção não destrutivas têm sido aplicadas. A termografia infravermelha é amplamente utilizada para mapear a distribuição de temperatura nos módulos fotovoltaicos, permitindo a identificação de *hotspots* e regiões com falhas estruturais antes que ocorra uma degradação significativa (CHATTOPADHYAY et al., 2018; CHENG et al., 2019; CHRAIGA et al., 2024). O procedimento de inspeção termográfica de sistemas fotovoltaicos em operação é normalizado pela IEC 62446-3 (2017), que estabelece as classes de anomalia térmica e os requisitos mínimos de aquisição. Essa técnica é essencial para o monitoramento em campo, pois permite avaliações rápidas e sem a necessidade de desmontagem dos módulos. Outra técnica amplamente empregada para a detecção de microfissuras é a eletroluminescência, que revela descontinuidades na estrutura das células através da emissão de luz sob uma corrente elétrica aplicada (ABDELHAMID; SINGH; OMAR, 2014; CHRAIGA et al., 2024).

Métodos baseados em leis de potência, análise estatística, modelagem por elementos finitos, *Deep Learning* e *Machine Learning* permitem estimar a degradação elétrica ao longo do tempo, fornecendo informações valiosas para a otimização da fabricação e encapsulamento das células solares (KHAN et al., 2024; DU et al., 2025). Além dos impactos das microfissuras e rachaduras em células fotovoltaicas convencionais, pesquisas recentes têm analisado os desafios mecânicos associados ao uso de células ultrafinas de silício cristalino em módulos fotovoltaicos com tecnologia SMBB (*Super Multi-Busbar* — Barramentos Múltiplos). Os resultados indicam que a redução da espessura das células aumenta significativamente sua fragilidade mecânica, tornando-as mais suscetíveis a fraturas durante

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

os processos de soldagem e laminação (DU et al., 2025). Essas abordagens são fundamentais para o desenvolvimento de materiais e estruturas mais resistentes aos impactos mecânicos, o que reduz o custo de geração de energia e diminui os resíduos gerados pela substituição precoce de painéis defeituosos. O diagnóstico de falhas por meio da análise de curvas I-V/P-V e termografia infravermelha, associado às técnicas de inspeção e manutenção preventiva, evita perdas na eficiência energética dos painéis fotovoltaicos (SADEGHI et al., 2026).

Neste contexto, o objetivo principal deste trabalho é quantificar a perda de eficiência energética em módulos fotovoltaicos com danos mecânicos visíveis e latentes, por meio de três métodos que correlacionam a análise de curvas elétricas I-V/P-V, a inspeção por termografia infravermelha e a validação estatística de dados coletados em campo. Para atingir este objetivo, o artigo foi estruturado da seguinte forma: a Seção 2 apresenta a fundamentação teórica sobre os parâmetros de desempenho e os mecanismos de falha em módulos fotovoltaicos. A Seção 3 detalha a metodologia experimental, descrevendo cada uma das nove etapas do ensaio. A Seção 4 apresenta e discute a correlação obtida entre as falhas elétricas e as físicas, além de consolidar as limitações do estudo. Finalmente, a Seção 5 consolida as discussões e conclusões do estudo e sugere direções para trabalhos futuros.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Painéis fotovoltaicos

Uma célula fotovoltaica de silício cristalino produz aproximadamente 0,6 V, sendo normalmente conectada em série para aumentar a tensão de saída. A corrente gerada é proporcional à irradiância recebida pelo módulo, de forma que maiores áreas de captação resultam em maior geração de energia. As múltiplas células interligadas são encapsuladas entre camadas de vidro, polímero e estrutura metálica para proteção e durabilidade, conforme Figura 1. Os módulos possuem barramentos metálicos (*busbars*) e trilhas condutoras (*gridlines*) que coletam a energia gerada. Além disso, camadas de encapsulamento protegem contra impactos mecânicos, umidade e degradação ambiental, sendo fundamentais para a longevidade dos painéis (PINHO; GALDINO, 2014; KHAN et al., 2024).

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

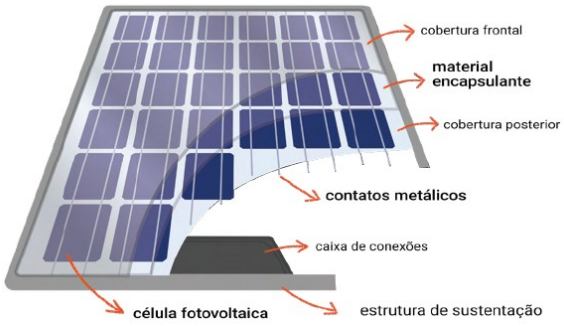

Figura 1 – Composição do módulo fotovoltaico
Adaptado de: Pinho e Galdino (2014).

2.2 Curvas características

O módulo é identificado pela sua W_p (potência elétrica de pico), considerando os valores de STC (*Standard Test Conditions* — Condições de Teste Padrão), irradiância solar de 1.000 W/m², temperatura da célula de 25 °C e AM 1.5 (*Air Mass* — Massa de Ar). A tensão de circuito aberto V_{oc} é obtida quando o módulo não está conectado à carga, e quando os terminais estão curto-circuitados obtém-se I_{sc}. As curvas I-V e P-V ilustram a relação entre tensão, corrente e potência em diferentes condições operacionais, conforme Figura 2 (a). A variação da irradiância sobre os módulos influencia diretamente a corrente, Figura 2 (b). Já a temperatura da célula impacta negativamente a tensão, Figura 2 (c); esse efeito é quantificado pelos coeficientes de temperatura do módulo, que indicam redução de V_{oc} e de P_{max} e leve elevação de I_{sc} com o aumento da temperatura de célula (PINHO; GALDINO, 2014; DU et al., 2025).

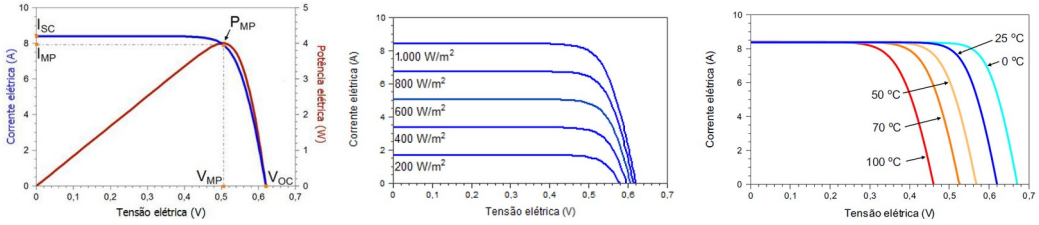

Figura 2 – Curvas características: (a) I-V e P-V; (b) efeito da irradiância; (c) efeito da temperatura
Adaptado de: Pinho e Galdino (2014).

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

2.3 Tipos de células fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são fabricadas a partir de diferentes tecnologias, sendo o silício cristalino o material mais utilizado. As células de silício cristalino dominam a indústria fotovoltaica, representando mais de 80 % das instalações globais devido à sua confiabilidade e eficiência (DU et al., 2025). O silício cristalino c-Si (Crystalline Silicon) engloba as variantes monocristalina (mono-Si ou sc-Si) e multicristalina (mc-Si).

A variante monocristalina atinge eficiências de célula em laboratório de até 27,6 %, sendo favorecida por sua maior pureza e menor recombinação de elétrons. Já o silício multicristalino mc-Si (Multicrystalline Silicon), apesar de mais econômico, apresenta eficiência inferior (NREL, 2025).

Avanços recentes incluem tecnologias como TOPCon (*Tunnel Oxide Passivated Contact* — Contato Passivado com Óxido Túnel) e HJT (Heterojunction Technology — Tecnologia de Heterojunção), que melhoram a passivação de superfície e elevam a conversão de energia. Além disso, as células tandem silício-perovskita atingiram um recorde de 36,1 % em laboratório, demonstrando grande potencial para o futuro da energia solar (NREL, 2025).

A eficiência das células de silício é influenciada por fatores como temperatura, qualidade do material e arquitetura da célula. O aumento da temperatura reduz o desempenho em 0,3 % a 0,5 % por °C (PINHO; GALDINO, 2014), enquanto o ARC (*Anti-Reflective Coating* — Revestimento Antirreflexo) e novos processos de engenharia minimizam perdas ópticas e elétricas.

Veja na Tabela 1 os principais tipos de células disponíveis comercialmente.

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

Tabela 1 – Tecnologias de células fotovoltaicas: eficiência comercial e recorde de laboratório

Tipo de célula	Eficiência comercial (%)	Recorde de laboratório (%)	Vantagem	Desvantagem
mono-Si	20 – 23	27,6	Alta eficiência	Custo alto
mc-Si	17 – 19	24,4	Baixo custo	Menor eficiência
HJT	22 – 24	26,8	Alta eficiência	Fabricação complexa
TOPCon	22 – 23,5	26,6	Estável termicamente	Tecnologia emergente
Tandem Si-perovskita	não comercial	36,1	Maior eficiência	Baixa estabilidade

Fonte: NREL (2025). Os valores de recorde referem-se a células de laboratório e não são comparáveis às eficiências de módulos comerciais.

2.4 Modelo matemático da célula fotovoltaica e parâmetros elétricos

A célula fotovoltaica pode ser representada por modelos matemáticos que ajudam na compreensão do seu comportamento elétrico. O modelo completo de uma célula fotovoltaica considera I_L (corrente fotogerada), que depende diretamente da irradiação solar; I_0 (corrente reversa de saturação do diodo), influenciada pela temperatura da célula; R_s (resistência série), que representa perdas nos contatos elétricos e nos diodos; e R_{sh} (resistência paralela), que modela as perdas por fuga entre os terminais, conforme Figura 3.

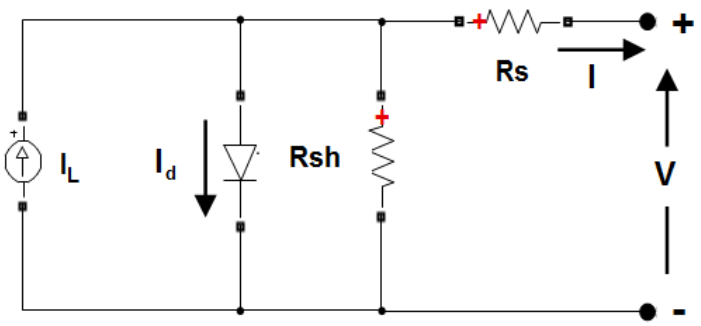

Figura 3 – Modelo completo da célula solar

Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

A corrente gerada por uma célula fotovoltaica pode ser representada pela Equação 1, na qual I = corrente de saída da célula, I_L = corrente fotogerada, I_0 = corrente de saturação

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

reversa do diodo, V = tensão nos terminais da célula, R_s = resistência em série, R_{sh} = resistência paralela, q = carga do elétron (1,602 × 10^{-19} C), k = constante de Boltzmann (1,381 × 10^{-23} J/K), T = temperatura da célula em Kelvin e n = fator de idealidade do diodo (PINHO; GALDINO, 2014).

$$I = I_L - I_0\left[\exp\left(\frac{q\left(V + I\,R_s\right)}{n\,k\,T}\right) - 1\right] - \frac{V + I\,R_s}{R_{sh}} \quad (1)$$

A corrente fotogerada cresce linearmente com o aumento da irradiância solar e é modelada pela Equação 2. Nela, $I_{sc,STC}$ = corrente de curto-circuito em STC, α = coeficiente de temperatura da corrente, expresso em A/°C, G = irradiância incidente, G_{ref} = irradiância de referência (1.000 W/m²), T = temperatura da célula (K) e T_{ref} = temperatura de referência (298,15 K) (PINHO; GALDINO, 2014).

$$I_L = \left[I_{sc,STC} + \alpha\left(T - T_{ref}\right)\right] \cdot \frac{G}{G_{ref}} \quad (2)$$

Já o efeito da temperatura sobre a corrente de saturação inversa é modelado pela Equação 3, na qual I_0 aumenta exponencialmente com a temperatura, reduzindo a tensão de circuito aberto V_{oc}. Aqui E_g = energia da banda proibida do semicondutor (1,12 eV para o silício) e n = fator de idealidade do diodo. Como E_g é expresso em elétron-volts, a carga elementar q deve figurar explicitamente no expoente para que o argumento da exponencial seja adimensional (PINHO; GALDINO, 2014).

$$I_0(T) = I_0\left(\frac{T}{T_{ref}}\right)^3 \exp\left(\frac{q\,E_g}{n\,k}\left(\frac{1}{T_{ref}} - \frac{1}{T}\right)\right) \quad (3)$$

A tensão de circuito aberto V_{oc} é a tensão máxima que uma célula fotovoltaica gera quando não há corrente circulando, e cresce logaritmicamente com a corrente fotogerada. Ela é influenciada por I_0, por I_L e pela temperatura, conforme a Equação 4, na qual o fator de idealidade n deve estar presente, por coerência com a Equação 1. O valor de V_{oc} depende da tecnologia utilizada nas células: c-Si (0,5 V – 0,7 V), CdTe (0,857 V), a-Si (0,886 V), DSSC

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

(0,744 V), InGaP/GaAs/InGaAs (3,014 V), e está relacionado com a recombinação dos portadores minoritários de carga (PINHO; GALDINO, 2014).

$$V_{oc} = \frac{n k T}{q} \ln\left(\frac{I_L}{I_0} + 1\right) \tag{4}$$

O MPP (*Maximum Power Point* — Ponto de Máxima Potência) é o ponto em que o painel fotovoltaico entrega a maior potência possível, apresentado na Equação 5. O MPP é um conceito fundamental em sistemas fotovoltaicos e está diretamente relacionado à eficiência de geração da célula, Equação 6. Já o FF (*Fill Factor* — Fator de Forma), Equação 7, é a razão entre a potência máxima e o produto da corrente de curto-circuito I_{sc} pela tensão de circuito aberto V_{oc}. Ele indica a eficiência com que a célula converte luz em eletricidade, sendo influenciado pelas resistências em série e paralelo.

$$P_{MPP} = V_{MP} \cdot I_{MP} \tag{5}$$

$$\eta = \frac{P_{módulo}}{G \cdot A} \times 100\ \% \tag{6}$$

$$FF = \frac{V_{MP} \cdot I_{MP}}{V_{OC} \cdot I_{SC}} \tag{7}$$

Para comparar medições realizadas fora das condições padrão, a IEC 60891 estabelece o procedimento de translação de curvas I-V. Neste trabalho adota-se o Procedimento 1 na sua forma simplificada, aplicável quando a diferença de irradiância é moderada e a temperatura de célula é conhecida, dado pela Equação 8, na qual P_{STC} é a potência traduzida para 1.000 W/m² e 25 °C, P_{medido} é a potência medida sob irradiância G e temperatura T_{cell}, e γ é o coeficiente de temperatura de potência do arranjo, expresso em p.u./°C (−0,003636 para o arranjo aqui ensaiado, equivalente a −0,3636 %/°C). A ausência desta correção é a principal fonte de erro sistemático em ensaios de campo, pois compara desempenhos obtidos sob irradiâncias distintas.

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

$$P_{STC} = \frac{P_{medido} \cdot G_{ref}}{G \cdot \left[1 + \gamma \left(T_{cell} - 25\ ^\circ C\right)\right]} \tag{8}$$

A perda por descasamento elétrico (mismatch) de uma associação em série é definida pela Equação 9, na qual $P_{mpp,i}$ é a potência máxima de cada módulo operando isoladamente e $P_{mpp,série}$ é a potência máxima da associação. Numa conexão em série a corrente é comum a todos os elementos, de modo que o ponto de operação do conjunto é limitado pelo módulo de menor corrente de máxima potência; módulos de potências nominais distintas, portanto, nunca operam simultaneamente no respectivo MPP.

$$Perda_{mismatch} = \frac{\sum_i P_{mpp,i} - P_{mpp,série}}{\sum_i P_{mpp,i}} \times 100\ \% \tag{9}$$

Por fim, a curva característica pode ser reproduzida analiticamente pelo modelo exponencial de dois coeficientes da Equação 10, no qual C_1 e C_2 são coeficientes de ajuste adimensionais determinados pelas Equações 11 e 12 a partir dos pontos característicos (I_{sc}, V_{oc}, I_{MP}, V_{MP}). Registra-se que este modelo não contém R_s nem R_{sh} e, portanto, não permite inferir essas resistências a partir da forma da curva reconstruída.

$$I = I_{SC}\left\{1 - C_1\left[\exp\left(\frac{V}{C_2 V_{OC}}\right) - 1\right]\right\} \tag{10}$$

$$C_2 = \frac{\frac{V_{MP}}{V_{OC}} - 1}{\ln\left(1 - \frac{I_{MP}}{I_{SC}}\right)} \tag{11}$$

$$C_1 = \left(1 - \frac{I_{MP}}{I_{SC}}\right)\exp\left(-\frac{V_{MP}}{C_2 V_{OC}}\right) \tag{12}$$

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

2.5 Microfissuras em painéis fotovoltaicos

Rachaduras e microfissuras podem surgir durante o transporte, a instalação ou a operação dos módulos e se intensificam devido a fatores ambientais, como variações térmicas e cargas mecânicas. Os efeitos sobre a eficiência dos painéis fotovoltaicos dependem do tipo e da localização da fissura. Rachaduras horizontais e diagonais perpendiculares aos barramentos podem interromper parcialmente a geração de corrente, enquanto rachaduras paralelas aos barramentos tendem a reduzir a eficiência geral do módulo devido à separação elétrica entre elementos. O impacto dessas rachaduras pode ser medido experimentalmente por meio de curvas I-V e P-V, que indicam a perda de potência associada a diferentes tipos de falhas estruturais nas células solares (CHENG et al., 2019; CHRAIGA et al., 2024).

Entre as principais técnicas utilizadas para detecção estão a eletroluminescência e a termografia infravermelha, sendo a última adequada para inspeções em campo por permitir diagnósticos rápidos e não invasivos. As microfissuras interrompem a continuidade elétrica das células, causando aumento na resistência local e *hotspots*, que podem ser detectados por câmeras termográficas. A eficácia da termografia depende de fatores como a irradiância solar e o ângulo de captação das imagens. Para garantir medições confiáveis, a irradiância deve ser superior a 600 W/m² e a câmera deve ser posicionada de maneira a minimizar reflexões da superfície de vidro do painel (PINHO; GALDINO, 2014; CHENG et al., 2019; CHRAIGA et al., 2024).

2.6 Histerese térmica

A histerese térmica, no contexto de painéis fotovoltaicos, refere-se a um efeito no qual o desempenho de células solares trincadas ou com microfissuras pode variar de forma complexa: o contato elétrico da metalização através das trincas não é uma simples função da temperatura, mas sim um fenômeno histerético. Este fenômeno implica que caracterizações eletro-ópticas, como imagens de eletroluminescência e curvas I-V realizadas em uma única temperatura, podem subestimar os efeitos das rachaduras em temperaturas mais elevadas (SILVERMAN et al., 2021). A caracterização desse efeito exige varredura térmica cíclica com

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

aquisição de curvas I-V nas rampas de aquecimento e de resfriamento, protocolo não contemplado neste trabalho.

3. METODOLOGIA APLICADA

O procedimento experimental deste trabalho foi segmentado em nove etapas sequenciais, das quais as oito primeiras estão representadas no fluxograma da Figura 4, sendo a nona a etapa de análise de incerteza. Esta abordagem estruturada foi concebida para garantir a replicabilidade do ensaio e a clareza na correlação entre as diferentes técnicas de análise. A seguir, cada etapa é detalhada.

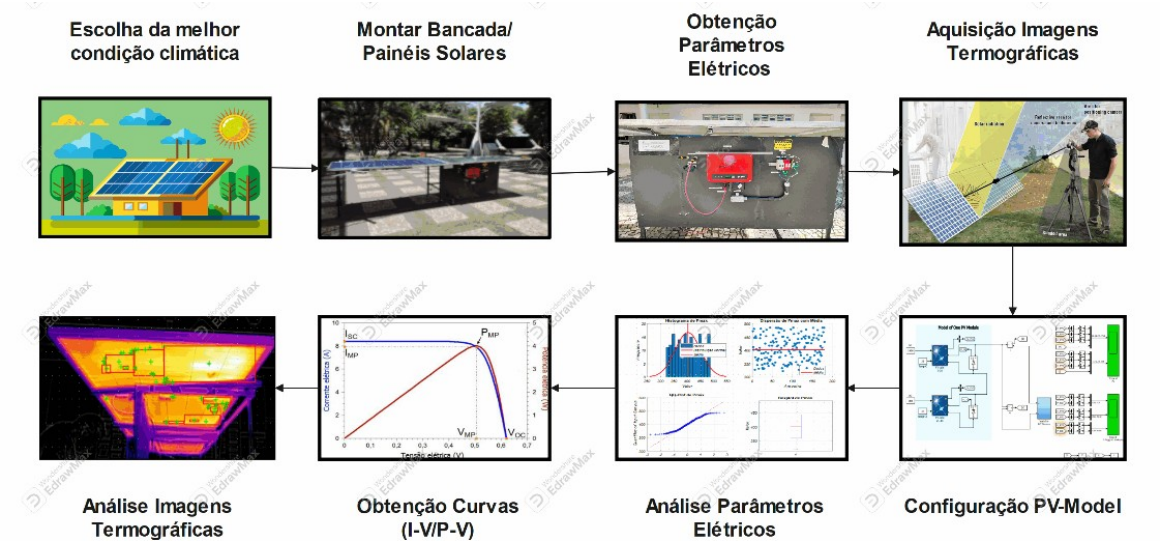

Figura 4 – Fluxograma da metodologia
Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

3.1 Escolha da melhor condição climática

A confiabilidade das medições em campo depende das condições atmosféricas. Portanto, a seleção de um dia apropriado para o ensaio foi precedida pelo monitoramento de previsões meteorológicas para Goiânia-GO, utilizando a ferramenta TuTiempo (TUTIEMPO, 2025). O critério de seleção foi um prognóstico de céu claro e baixa nebulosidade, visando

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

garantir níveis de irradiância próximos de 1.000 W/m². O ensaio foi realizado em dia de céu claro do segundo semestre de 2025, condição confirmada pelo prognóstico consultado e pela estabilidade da irradiância registrada ao longo da janela de medição. A janela de teste foi definida entre 10:00 e 14:00, período que abrange o pico solar e, consequentemente, maximiza tanto a geração fotovoltaica quanto o estresse térmico sobre os módulos, condição ideal para a manifestação de anomalias como *hotspots*.

3.2 Montagem da bancada e dos painéis solares

O arranjo experimental foi estruturado sobre a bancada móvel do IFG para estabelecer o cenário do estudo de caso, conforme Figura 5. Foram utilizados dois painéis fotovoltaicos do fabricante Jinko, sendo um modelo JKM405M (405 W_p), monocristalino PERC, visualmente bom, e um modelo JKM335PP (335 W_p), policristalino, que apresentava dano mecânico visível (trinca/furo) em sua superfície. Os módulos foram conectados em série para que a soma de suas tensões se adequasse aos requisitos de tensão de entrada do inversor PHB 780 W. O conjunto foi posicionado em área aberta, para que os ângulos zenital (Θ_z) e de incidência (Θ) permitissem incidência solar direta sobre os painéis, com orientação e inclinação ajustadas para evitar sombreamento e maximizar a incidência perpendicular dos raios solares durante o período de ensaio. Os parâmetros nominais dos dois módulos, extraídos dos respectivos datasheets, são apresentados na Tabela 2.

Figura 5 – Bancada móvel e arranjo de painéis
Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

Tabela 2 – Parâmetros de datasheet dos módulos ensaiados

Parâmetro	JKM405M-72H-V	JKM335PP-72-V	Arranjo em série
Tecnologia	mono-Si PERC, 144 meias-células de 158,75 mm	mc-Si (poli), 72 células de 157 mm	heterogêneo
P_{max} (W_p)	405	335	725,2 (MPP da associação)
V_{oc} (V)	50,1	47,2	97,30 (soma)
I_{sc} (A)	10,48	9,18	9,18 (módulo limitante)
V_{mp} (V)	42,0	38,0	82,41
I_{mp} (A)	9,65	8,82	8,799
FF	0,7714	0,7731	0,8119
γ_{Pmax} (%/°C)	−0,35	−0,38	−0,3636
β_{Voc} (%/°C)	−0,29	−0,31	−0,2997
α_{Isc} (%/°C)	+0,048	+0,060	+0,060
NOCT (°C)	45 ± 2	45 ± 2	45 ± 2
Dimensões (mm)	2008 × 1002 × 40	1956 × 992 × 40	—
Área (m²)	2,0120	1,9404	3,9524
Eficiência STC (%)	20,13	17,26	18,35

Fonte: Elaborado pelos autores (2026), a partir dos datasheets JKM390-410M-72H-(V)-A3-EN e JKM320-340PP-V-72-A3.1-EN (JINKOSOLAR, 2019a, 2019b). O fator de forma de cada módulo é calculado como $P_{max}/(V_{oc}\cdot I_{sc})$. O coeficiente γ_{Pmax} do arranjo é a média ponderada pela potência nominal, $\gamma_{arranjo} = (405\cdot\gamma_{405} + 335\cdot\gamma_{335})/740$; β_{Voc} é ponderado pelas tensões de circuito aberto, que são as grandezas que se somam na associação em série; e α_{Isc} é o do módulo limitante de corrente. Os parâmetros do arranjo em série resultam do máximo de $P(I) = I\cdot[V_1(I) + V_2(I)]$, com $V_i(I)$ obtido pela inversão da Equação 10 para cada módulo.

3.2.1 Limitações do arranjo experimental

A associação em série de módulos de potências nominais e tecnologias distintas impõe, por si só, uma perda por descasamento de corrente, independentemente de qualquer dano mecânico. Como a corrente é comum aos elementos de uma série, o ponto de operação do conjunto é limitado pelo módulo de menor corrente de máxima potência, de modo que o módulo de 405 W_p é forçado a operar fora do seu próprio MPP. O cálculo do ponto de máxima potência da associação a partir dos parâmetros de datasheet (Tabela 2) quantifica essa perda em 2,00 %: em STC, a associação entrega 725,2 W, e não os 740 W da soma aritmética das potências nominais. No MPP da série, a corrente comum é de 8,799 A, valor imposto pelo

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

módulo de 335 W_p; o módulo de 405 W_p é então empurrado para 44,25 V e entrega 389,4 W, contra os 405 W de que seria capaz operando isoladamente.

Reconhece-se, portanto, que o arranjo adotado não permite isolar completamente o efeito do dano mecânico do efeito do descasamento de potência nominal e de tecnologia. As duas contribuições são separadas neste trabalho pela via da simulação, e não pela via da medição individual dos módulos; esta última é indicada como o aprimoramento experimental prioritário (Seção 4.4).

3.3 Obtenção dos parâmetros elétricos do sistema

Os parâmetros de operação em máxima potência, especificamente a potência de pico (P_{max}), a tensão (V_{mp}) e a corrente (I_{mp}), foram obtidos diretamente da interface do inversor, que operava o rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) do arranjo. Registra-se que a telemetria de um inversor não constitui instrumento de medição rastreável: a exatidão típica de leitura de entrada CC é da ordem de ±3 % a ±5 % e o valor exibido resulta de uma média interna do algoritmo de MPPT, cuja janela não é declarada pelo fabricante. Verificou-se ainda que a faixa de tensão registrada durante o ensaio, de 68 V a 78 V, permaneceu integralmente dentro da janela de rastreamento do inversor PHB 780 W, de modo que não houve limitação de tensão imposta pelo equipamento ao ponto de operação do arranjo. Os valores de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto-circuito (I_{sc}) foram aferidos com o uso de um multímetro e de um alicate amperímetro em cada painel e também na associação em série. O medidor de irradiância foi instalado de forma coplanar aos módulos, sobre a estrutura de borda, para não gerar área de sombra; a temperatura de superfície foi coletada com sensor de contato aplicado à face posterior dos módulos.

Para avaliar os dados estatísticos, este procedimento de medição coletou 30 amostras ao longo da janela de teste, obtidas em intervalos de 5 minutos. Das 48 janelas de amostragem disponíveis no intervalo de 10:00 às 14:00, 30 medições foram validadas e 18 descartadas, sob o critério objetivo de irradiância inferior a 900 W/m² ou de variação superior a 5 % entre leituras consecutivas, indicativa de passagem de nuvem. Ressalta-se que o arranjo foi

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

posicionado de modo a evitar sombreamento por obstáculos fixos; os descartes decorrem exclusivamente de nebulosidade transitória.

Tabela 3 – Instrumentação utilizada

Instrumento	Grandeza	Faixa de uso	Resolução	Exatidão adotada
Multímetro digital, CAT III	V_{oc}	0 – 600 V CC	0,1 V	± (0,5 % da leitura + 2 díg.)
Alicate amperímetro CC, efeito Hall	I_{sc}	0 – 200 A CC	0,01 A	± (2,0 % da leitura + 5 díg.)
Medidor de irradiância, célula de referência de Si	G	0 – 2.000 W/m²	1 W/m²	± 5 % da leitura
Sensor de contato, termopar tipo K	$T_{superfície}$	−40 – 200 °C	0,1 °C	± 1,5 °C
Câmera termográfica de ondas longas (LWIR)	$T_{superfície}$	−20 – 250 °C	NETD < 60 mK	± 2 °C ou ± 2 % da leitura
Inversor PHB 780 W (telemetria CC)	P, V, I	0 – 780 W	1 W / 0,1 V / 0,01 A	± 3 a ± 5 % da leitura

Fonte: Elaborado pelos autores (2026). Os valores de exatidão correspondem às especificações típicas da classe de cada instrumento, adotadas como limites conservadores para a análise de incerteza da Seção 3.9; a telemetria do inversor não constitui instrumento de medição rastreável.

3.4 Aquisição das imagens termográficas

Para capturar o perfil térmico dos módulos em operação e identificar anomalias, foi empregada termografia infravermelha, conforme os requisitos da IEC 62446-3. Uma câmera térmica foi montada sobre um tripé para garantir a estabilidade e o enquadramento do arranjo. Os parâmetros de aquisição foram fixados nos valores únicos da Tabela 4. A câmera foi posicionada de modo a formar com a superfície dos painéis um ângulo suficiente para minimizar a reflexão da radiação solar direta na lente, e a emissividade foi ajustada para o valor correspondente ao vidro solar temperado.

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

Tabela 4 – Parâmetros de aquisição termográfica

Parâmetro	Valor adotado
Emissividade (ε)	0,85 (vidro solar temperado)
Distância ao alvo	3,0 m
Ângulo de incidência	45°
Temperatura aparente refletida (T_{refl})	30 °C
Temperatura ambiente	32 °C
Umidade relativa	45 %
Resolução do detector	320 × 240 px
NETD	< 60 mK
Irradiância no instante da captura	> 1.000 W/m² (mínimo exigido: 600 W/m²)

Fonte: Elaborado pelos autores (2026). A distância e o ângulo correspondem ao ponto médio do posicionamento adotado; a temperatura aparente refletida e as condições ambientais são os valores representativos das condições de céu claro registradas na janela de ensaio.

3.5 Configuração do PV Model (Matlab)

Para estabelecer uma base de comparação de desempenho, foi desenvolvido um modelo de simulação do arranjo no ambiente Simulink® do Matlab®. Utilizando o bloco *PV Array*, dois módulos foram configurados em série. Cada bloco foi parametrizado individualmente, inserindo-se os valores de datasheet de P_{max}, V_{oc}, I_{sc}, V_{mp} e I_{mp} e os coeficientes de temperatura de P_{max}, V_{oc} e I_{sc} dos módulos JKM405M-72H-V e JKM335PP-72-V, a partir dos quais o bloco estima internamente a corrente fotogerada I_L, a corrente de saturação I_0, o fator de idealidade do diodo e as resistências R_s e R_{sh}, grandezas definidas pelo modelo matemático da célula fotovoltaica e representadas nas Equações 1 a 4. O diagrama do modelo é apresentado na Figura 6. Este modelo foi utilizado para simular dois cenários de referência: o STC teórico, com entradas de 1.000 W/m² e 25 °C, e o STC estimado, que utilizou as mesmas condições de irradiância, mas com a temperatura média real aferida em campo.

O desempenho da associação em STC é de 725,2 W, com V_{oc} = 97,30 V, I_{sc} = 9,18 A, V_{mp} = 82,41 V, I_{mp} = 8,799 A e FF = 0,8119. Este é o valor de referência adotado neste trabalho para o desempenho ideal do arranjo, em substituição à soma aritmética das potências nominais (740 W); a diferença entre os dois valores é precisamente a perda por descasamento definida na Equação 9. A simulação no ambiente Simulink® produziu resultado consistente

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

com esse valor, com desvio inferior a 1,2 %, atribuível ao fato de o bloco PV Array empregar o modelo de diodo único com R_s e R_{sh}, enquanto a Tabela 2 resulta do modelo exponencial de dois coeficientes.

Registra-se que a soma aritmética 405 + 335 = 740 W, associada a V_{oc} = 97,30 V e I_{sc} = 9,18 A, implicaria um fator de forma de 0,8285, superior ao FF de 0,8119 efetivamente alcançável pela associação. Como o fator de forma do conjunto é limitado pelo máximo de $P(I) = I \cdot [V_1(I) + V_2(I)]$, nenhum ponto da curva da série entrega 740 W: a referência de 740 W é, portanto, inatingível por construção, e não apenas otimista.

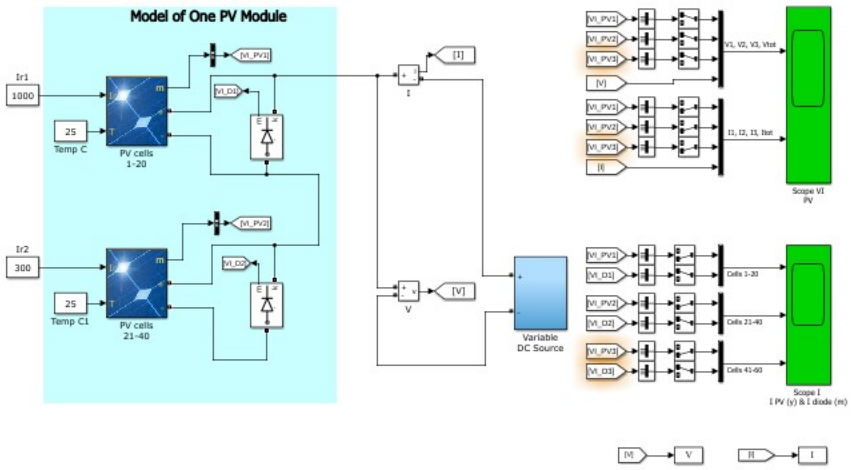

Figura 6 – Modelo configurável de painéis fotovoltaicos

Fonte: Elaborado pelos autores (2026), a partir do bloco PV Array do Simscape Electrical (THE MATHWORKS, 2017).

3.6 Análise dos parâmetros elétricos

Esta etapa teve como finalidade validar estatisticamente a amostragem de dados obtidos em campo e consolidá-la em valores médios representativos para os cálculos de perda de eficiência. O conjunto de 30 amostras de cada parâmetro foi submetido a uma análise estatística descritiva no Matlab® para o cálculo de métricas como média, mediana e desvio-padrão. Adicionalmente, foi aplicado o teste de normalidade de Shapiro-Wilk para verificar se

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

a distribuição dos dados de potência e temperatura se adequava a uma curva normal. Com n = 30, o teste possui poder estatístico moderado; a não rejeição da hipótese nula deve ser interpretada como ausência de evidência de desvio da normalidade, e não como comprovação de normalidade. O resultado do teste, para cada grandeza, é reportado na Tabela 5, juntamente com a dispersão amostral.

Registra-se uma limitação metodológica relevante da consolidação por médias: as grandezas I_{sc}, V_{oc}, V_{mp} e I_{mp} são correlacionadas ao longo do ensaio, de modo que a média independente de cada uma delas não constitui, necessariamente, um ponto de operação fisicamente consistente. Verificou-se que o conjunto de médias (I_{sc} = 9,00 A; V_{oc} = 81,7 V; V_{mp} = 73,0 V; I_{mp} = 6,17 A) não satisfaz a condição de máximo da curva característica: a curva que passa por I_{sc} e V_{oc} e pelo ponto (73,0 V; 6,17 A) tem o seu máximo em 521,6 W a 64,7 V, e não em 450,59 W a 73,0 V. Adota-se, por isso, o procedimento de calcular o fator de forma amostra a amostra e consolidar a média do FF, reconstruindo em seguida o ponto de máxima potência de modo autoconsistente com a potência média medida.

3.7 Obtenção das curvas I-V/P-V

As curvas características I-V e P-V foram geradas no ambiente Matlab® para permitir uma comparação visual entre o desempenho ideal e o real do sistema. Ressalta-se que a curva rotulada como “Campo” não é um traçado experimental ponto a ponto: trata-se de uma reconstrução analítica obtida pelo modelo exponencial da Equação 10, ajustado pelas Equações 11 e 12 aos pontos característicos medidos. Consequentemente, a forma da curva é imposta pelos quatro parâmetros de entrada e não constitui observação independente do fenômeno; nenhuma inferência sobre R_s ou R_{sh} é extraída da inclinação da curva reconstruída. A obtenção da curva real exigiria um traçador I-V dedicado, por varredura resistiva ou capacitiva, equipamento não disponível para este ensaio.

Os coeficientes obtidos foram $C_1 = 9{,}33 \times 10^{-10}$ e $C_2 = 0{,}0481$ para o cenário STC, e $C_1 = 1{,}12 \times 10^{-3}$ e $C_2 = 0{,}1471$ para a reconstrução de campo autoconsistente.

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

3.8 Análise das imagens termográficas

O processamento das imagens térmicas foi realizado no software Matlab® com o objetivo de automatizar e objetivar a identificação de *hotspots*. Inicialmente, as imagens foram visualizadas no software FLIR Thermal Studio® para uma inspeção qualitativa.

A segmentação por limiarização sobre a imagem convertida em escala de cinza normalizada, procedimento de uso corrente, apresenta duas limitações que devem ser explicitadas: descarta o dado radiométrico da câmera, tornando o limiar dependente do mínimo e do máximo de cada cena e, portanto, não comparável entre imagens; e não corresponde diretamente a um critério em graus Celsius. Com o pico de 84,2 °C e o mínimo de cena da ordem de 50 °C, um limiar normalizado de 0,8 equivale a aproximadamente 77 °C, isto é, $\Delta T \approx +25$ °C acima da média da superfície, e não os +15 °C que a norma toma como referência.

A análise quantitativa adotada neste trabalho — contagem e caracterização das anomalias — exporta, por isso, a matriz radiométrica de temperatura por pixel do FLIR Thermal Studio® e aplica a limiarização diretamente em graus Celsius, tomando como critério de anomalia $\Delta T > 15$ °C em relação à temperatura média da superfície do módulo, em conformidade com as classes da IEC 62446-3. Regiões conexas com área inferior à de meia célula são descartadas como ruído, uma vez que o mecanismo físico de interesse se manifesta na escala da célula. Um algoritmo de processamento de imagem identifica, então, os centroides de cada região segmentada e os marca sobre a imagem original. A representação tridimensional da Figura 11 (c) é gerada à parte, em intensidade normalizada, e destina-se exclusivamente à visualização da topografia térmica do módulo, não sendo empregada na contagem de anomalias.

3.9 Análise de incerteza

A incerteza combinada da perda percentual é propagada a partir das incertezas declaradas na Tabela 3. Para uma potência obtida pelo produto de leituras independentes de tensão e corrente, a incerteza relativa combinada é dada pela Equação 13; no presente ensaio,

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

contudo, a potência é lida diretamente da telemetria do inversor, de modo que se adota a exatidão declarada desse canal, mais conservadora. Para a razão de potências que define a perda, as incertezas relativas da medição de campo e da referência compõem-se de modo análogo. A incerteza da irradiância propaga-se integralmente para a potência corrigida pela Equação 8, sendo, na prática, a componente dominante: medidores de irradiância baseados em célula de silício apresentam exatidão típica entre ±5 % e ±10 % e erro espectral significativo.

Aplicando as exatidões da Tabela 3, a incerteza relativa da potência de campo é de 5,0 %, dominada pela telemetria do inversor, e a da irradiância é de 5,0 %. A potência normalizada pela Equação 8 acumula as duas componentes, resultando em 7,1 %. A potência de referência do arranjo herda a tolerância de medição de potência declarada pelo fabricante, de 3,0 %. A incerteza-padrão combinada da perda global é, portanto:

$$u(L) = (P_n / P_{ref}) \cdot \sqrt{[\, u_r(P_n)^2 + u_r(P_{ref})^2 \,]} = 0{,}5661 \cdot \sqrt{(0{,}071^2 + 0{,}030^2)} = 0{,}044$$

ou seja, 4,4 pontos percentuais, o que situa a perda global em 43,4 % ± 4,4 p.p. para k = 1, e no intervalo de 34,7 % a 52,1 % para k = 2, correspondente a aproximadamente 95 % de confiança. A incerteza da parcela térmica, dominada pela exatidão de ± 1,5 °C do sensor de contato, é de 0,55 ponto percentual sobre os 10,10 % estimados. A incerteza do fator de forma, composta pelas exatidões de potência, tensão e corrente, é de 5,4 %, o que situa o valor de campo em 0,613 ± 0,033.

Registra-se que a irradiância média aferida, de 1.075,7 W/m², com picos de 1.175 W/m², situa-se acima do valor de referência STC. Embora fisicamente possível em Goiânia ao meio-dia solar sob céu limpo com realce de borda de nuvem, um viés sistemático dessa ordem no instrumento está contido na incerteza declarada de 5,0 %, e a verificação cruzada contra dados de estação meteorológica é indicada como validação complementar.

$$u_r(P) = \sqrt{u_r(V)^2 + u_r(I)^2} \tag{13}$$

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

4. RESULTADOS

4.1 Caracterização das condições de ensaio e validação dos dados de campo

O experimento foi conduzido em um cenário de teste em torno de 1.000 W/m², condição adequada para a ativação de mecanismos de falha sensíveis à temperatura. A irradiância solar oscilou predominantemente entre 1.000 W/m² e 1.175 W/m², com média de 1.075,7 W/m². A potência máxima (P_{max}) de saída do arranjo flutuou entre 400 W e 520 W, com média de 450,59 W. O regime térmico de operação da associação oscilou com a temperatura de superfície variando entre 50 °C e 58 °C, com média de 52,79 °C, o que corresponde a um sobreaquecimento médio de $\Delta T = +27,8$ °C em relação à condição STC de 25 °C; esse sobreaquecimento reduz V_{oc} e P_{max} e eleva ligeiramente I_{sc}, por meio dos respectivos coeficientes de temperatura do módulo. A corrente de operação variou de 5,5 A a 8,2 A e a tensão na faixa de 68 V a 78 V, com média de 73 V.

A grandeza efetivamente medida é a temperatura da face posterior do módulo, e não a temperatura de junção da célula. Para módulos em estrutura aberta, a relação usual é $T_{cell} = T_{back} + (G/G_{ref})\cdot\Delta T$, com ΔT entre 2 °C e 3 °C, o que situaria a temperatura de célula real em torno de 55,8 °C. Os cálculos deste trabalho adotam conservadoramente o valor medido de 52,79 °C; a adoção da temperatura de célula corrigida elevaria a parcela térmica de 10,10 % para aproximadamente 11,2 %, transferindo cerca de um ponto percentual da parcela atribuída à degradação física para a parcela térmica.

A Figura 7 apresenta a validação estatística dos dados de potência medidos em campo, em que cada um dos quatro gráficos oferece uma perspectiva complementar sobre a consistência do conjunto de dados. O histograma, Figura 7 (a), revela a distribuição de frequência, mostrando a tendência central das medições em torno da média. O gráfico de dispersão, Figura 7 (b), complementa esta visão ao plotar cada uma das 30 amostras, confirmando a ausência de valores atípicos e a consistência das medições. A normalidade da distribuição é avaliada pelo QQ-Plot, Figura 7 (c), e o boxplot, Figura 7 (d), fornece um resumo estatístico da mediana, dos quartis e da faixa de variação.

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

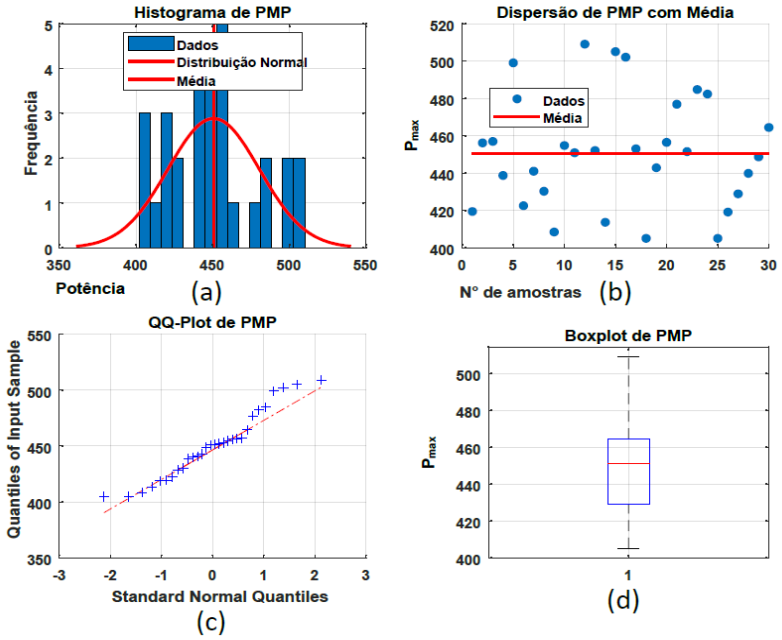

Figura 7 – Validação estatística de P_{max} medido em campo: (a) histograma de frequência, (b) gráfico de dispersão das 30 amostras, (c) QQ-Plot e (d) boxplot

Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

De forma análoga, a Figura 8 apresenta a validação estatística para os dados de temperatura de superfície coletados em campo. O histograma, Figura 8 (a), revela que as medições se concentram em torno de uma média de 52,79 °C.

Esta consistência é reforçada pelo gráfico de dispersão, Figura 8 (b), que exibe baixa variabilidade entre as 30 amostras, indicando condições térmicas estáveis durante o ensaio. O QQ-Plot, Figura 8 (c), e o boxplot, Figura 8 (d), completam a caracterização da distribuição.

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

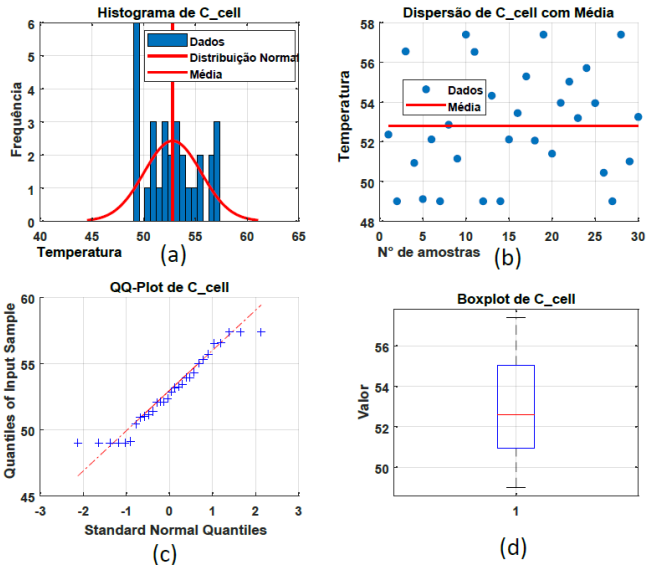

Figura 8 – Validação estatística dos dados de $T_{superfície}$: (a) histograma de frequência, (b) gráfico de dispersão das 30 amostras, (c) QQ-Plot e (d) boxplot. Nos rótulos internos dos gráficos, C_{cell} denota a temperatura de superfície do módulo

Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

Tabela 5 – Estatística descritiva e teste de normalidade das 30 amostras

Grandeza	n	Média	Amplitude observada	σ estimado	CV (%)	Normalidade (α = 0,05)
G (W/m²)	30	1.075,7	1.000 – 1.175	42,8	3,98	não rejeitada
P_{max} (W)	30	450,59	400 – 520	29,4	6,52	não rejeitada
$T_{superfície}$ (°C)	30	52,79	50,0 – 58,0	1,96	3,71	não rejeitada
V (V)	30	73,0	68,0 – 78,0	2,45	3,35	não rejeitada
I (A)	30	6,17	5,50 – 8,20	0,66	10,71	não rejeitada

Fonte: Elaborado pelos autores (2026). O desvio-padrão é estimado pela amplitude amostral, $\hat{\sigma} = R/d_2$, com $d_2 = 4{,}086$ para n = 30, procedimento adotado por consistência com o registro em faixa das medições de campo. A coluna de normalidade reporta o resultado do teste de Shapiro-Wilk ao nível de significância de 5 %, corroborado pela inspeção gráfica dos histogramas e QQ-Plots das Figuras 7 e 8.

4.2 Análise quantitativa e elétrica da degradação de desempenho

A magnitude da perda de eficiência foi quantificada através da comparação entre os dados de campo e os modelos de referência obtidos a partir do PV Model do Matlab®, com os resultados consolidados nas Tabelas 6 e 7.

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

A Tabela 6 organiza a comparação em cinco cenários. O primeiro é a soma nominal das potências dos módulos, referência puramente aritmética. O segundo é o ponto de máxima potência do arranjo em série em STC, que já incorpora a perda por descasamento e constitui o desempenho ideal efetivamente alcançável pela topologia adotada. O terceiro aplica os coeficientes de temperatura ponderados sobre o segundo cenário, respondendo à pergunta "qual seria o desempenho do arranjo se a única perda adicional fosse a alta temperatura do dia do ensaio?". O quarto apresenta os dados brutos efetivamente medidos. O quinto normaliza a medição de campo para a irradiância de referência de 1.000 W/m² pela Equação 8, mantendo-a à temperatura de ensaio de 52,79 °C, de modo a torná-la diretamente comparável ao terceiro cenário.

Tabela 6 – Resultados da associação de painéis fotovoltaicos

Parâmetro	Soma nominal	STC do arranjo	STC estimado (52,79 °C)	Campo (medido)	Campo (normalizado p/ 1.000 W/m²)
G (W/m²)	1.000	1.000	1.000	1.075,7	1.000
$T_{superfície}$ (°C)	25	25	52,79	52,79	52,79
P_{max} (W)	740,0	725,2	651,9	450,59	418,88
V_{oc} (V)	—	97,30	89,20	81,70	—
I_{sc} (A)	—	9,18	9,333	9,00	8,367
V_{mp} (V)	—	82,41	—	60,13	—
I_{mp} (A)	—	8,799	—	7,494	—
FF	—	0,8119	0,7831	0,6128	0,6128
V_{mp} / V_{oc}	—	0,847	—	0,736	—
I_{mp} / I_{sc}	—	0,959	—	0,833	—
η do arranjo (%)	18,72	18,35	16,49	10,60	10,60

Fonte: Elaborado pelos autores (2026). Os valores de V_{mp}, I_{mp} e FF de campo derivam da reconstrução autoconsistente descrita na Seção 3.6. A coluna normalizada corrige apenas o efeito da irradiância; a temperatura permanece a de ensaio, de modo que a comparação pertinente se dá com a coluna "STC estimado (52,79 °C)".

Na análise dos dados, o indicador mais importante é a P_{max}. A potência ideal do arranjo em STC, de 725,2 W, decai para 651,9 W apenas pelo efeito da temperatura; no entanto, o valor real medido, normalizado para 1.000 W/m² e mantido à temperatura de ensaio de 52,79 °C, foi de apenas 418,88 W, mostrando uma queda muito mais acentuada. Em relação à V_{oc}, a tensão é altamente sensível à temperatura e observa-se a queda de 97,30 V para 89,20 V

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

devido ao calor, e uma queda adicional para 81,7 V no campo, influenciada também pelos danos físicos. Já a I_{sc}, embora sofra menor impacto da temperatura, é fortemente afetada pelos danos: o valor de campo normalizado para 1.000 W/m² (8,367 A) é 10,35 % inferior ao valor esperado a 52,79 °C (9,333 A), o que caracteriza perda direta de área ativa de conversão. Note-se que a leitura bruta de campo (9,00 A) parecia próxima do valor de referência apenas porque foi obtida sob irradiância 7,57 % superior à de STC — exatamente o efeito que a correção da Equação 8 elimina.

Tabela 7 – Decomposição multiplicativa das perdas

Estágio	Referência	Resultado	Perda relativa	Perda acumulada (p.p. do nominal)
1. Descasamento elétrico (série 405 + 335 W_p)	740,0 W	725,2 W	−2,00 %	2,00 p.p.
2. Estresse térmico (ΔT = +27,79 °C; γ = −0,3636 %/°C)	725,2 W	651,9 W	−10,10 %	11,90 p.p.
3. Degradação física (perda de área ativa e ↑R_s)	651,9 W	418,88 W	−35,74 %	43,39 p.p.
Global (após normalização da irradiância)	740,0 W	418,88 W	−43,39 %	43,39 p.p.

Fonte: Elaborado pelos autores (2026). Verificação de coerência: (1 − 0,0200) × (1 − 0,1010) × (1 − 0,3574) = 0,5661, equivalente a uma perda global de 43,39 %. Cada percentual é reproduzível a partir dos valores impressos na Tabela 6, e a convenção de sinais é uniforme em toda a tabela.

Registra-se que a composição de perdas em cascata é multiplicativa, e não aditiva. A subtração direta de percentuais referidos a bases distintas é incorreta em dois sentidos: confunde ponto percentual com percentual e refere a perda de cada estágio à base nominal, em vez de à base já degradada pelo estágio anterior. A Tabela 7 apresenta simultaneamente as duas leituras: a perda relativa a cada estágio e a contribuição acumulada em pontos percentuais do desempenho nominal.

A parcela de 35,74 % atribuída à degradação física decompõe-se, por sua vez, nos três fatores do produto $P = V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF$, conforme a Tabela 8. Essa decomposição fecha exatamente e identifica o fator de forma como o mecanismo dominante.

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

Tabela 8 – Decomposição da degradação física nos fatores de $P = V_{oc} \cdot I_{sc} \cdot FF$, ambos os cenários a 52,79 °C

Fator	Arranjo a 52,79 °C	Campo normalizado	Razão	Perda
V_{oc} (V)	89,20	81,70	0,9159	−8,41 %
I_{sc} (A)	9,333	8,367	0,8965	−10,35 %
FF	0,7831	0,6128	0,7825	−21,75 %
Produto	651,9 W	418,88 W	0,6426	−35,74 %

Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

O fator de forma cai de 0,8119, valor da associação em STC, para 0,6128 em campo — uma degradação relativa de 24,5 % em relação ao arranjo a 25 °C e de 21,75 % em relação ao arranjo já aquecido. Módulos de silício cristalino em bom estado operam com FF entre 0,72 e 0,80, e os dois módulos deste ensaio apresentam FF de datasheet de 0,7714 e 0,7731; um FF de 0,61 constitui, portanto, evidência quantitativa direta de degradação resistiva severa. As razões características confirmam o diagnóstico: V_{mp}/V_{oc} cai de 0,847 para 0,736 e I_{mp}/I_{sc} cai de 0,959 para 0,833, ambas abaixo das faixas típicas de 0,80–0,83 e 0,93–0,95, respectivamente. A depressão simultânea das duas razões é a assinatura clássica do aumento da resistência em série.

Registra-se, porém, uma ressalva decisiva sobre estas duas razões: V_{mp} = 60,13 V e I_{mp} = 7,494 A são saída do ajuste autoconsistente da Seção 3.6, e não grandezas medidas. O valor de 60,13 V situa-se cerca de 8 V abaixo da menor tensão registrada pela telemetria do inversor, de 68 V, o que significa que ou o MPPT não operava no ponto de máxima potência real do arranjo, ou o conjunto de médias não descreve um ponto de operação fisicamente realizável. Utilizando a tensão média efetivamente registrada, de 73 V, obter-se-ia V_{mp}/V_{oc} = 0,894, acima da faixa típica, e a assinatura descrita no parágrafo anterior desapareceria. A leitura das razões características deve, portanto, ser tomada como indicativa e condicionada ao levantamento da curva I-V real. O fator de forma, por depender apenas do produto $P_{max}/(V_{oc} \cdot I_{sc})$, não é afetado por esta ressalva e permanece o indicador mais robusto da degradação.

A partir da perda de fator de forma é possível estimar a ordem de grandeza da resistência série adicional. A parcela de potência atribuível exclusivamente à queda do FF é de

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

aproximadamente 116,4 W, o que, para a corrente de máxima potência de 7,49 A, corresponde a $\Delta R_s \approx 116{,}4 / 7{,}49^2 \approx 2{,}1\ \Omega$, ou, se atribuído integralmente ao módulo danificado, cerca de 29 mΩ por célula ao longo das suas 72 células. Este valor é compatível com a interrupção parcial de trilhas condutoras em células trincadas descrita por Rabade, Silverman e Bosco (2024).

Aplicando a Equação 6 com a área total dos dois módulos, de 3,9524 m², obtém-se a eficiência de conversão do arranjo em cada cenário. Em condições nominais o conjunto converteria 18,72 % da radiação incidente; a associação em série reduz esse valor para 18,35 %, o aquecimento para 16,49 %, e o desempenho efetivamente medido em campo corresponde a 10,60 %. A queda relativa de eficiência, de 43,39 %, coincide numericamente com a queda de potência normalizada, uma vez que a razão entre as eficiências é a razão entre as potências ponderada pelo inverso das irradiâncias, e a área se cancela.

A Figura 9 apresenta a quantificação das perdas em cascata.

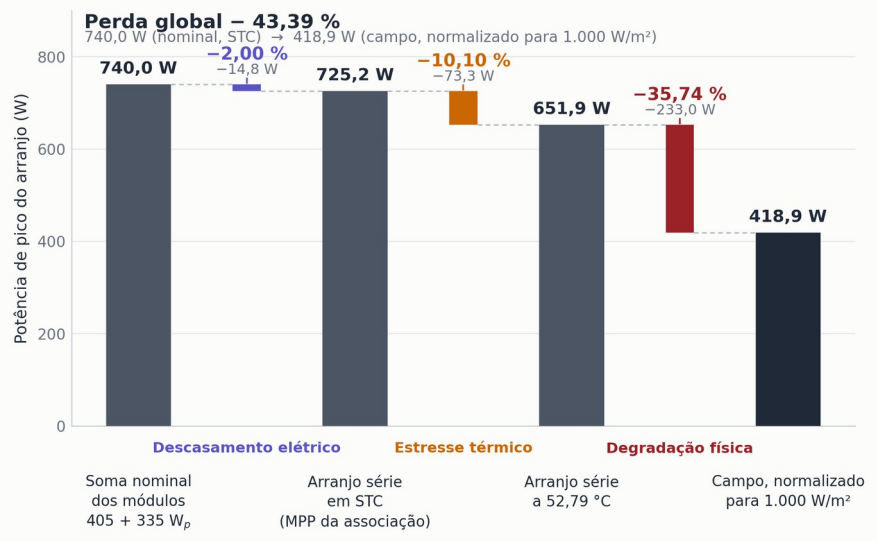

Figura 9 – Decomposição em cascata da perda de desempenho do arranjo

Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

A manifestação elétrica desta degradação é registrada nas curvas características. A curva reconstruída para as condições de campo (vermelho) exibe uma redução conjunta de

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

tensão, corrente e fator de forma quando comparada à curva simulada do arranjo em STC (azul), conforme a Figura 10. Pouco mais da metade da redução de V_{oc} é de origem térmica: dos 15,6 V de queda total, 8,1 V decorrem da temperatura e 7,5 V da degradação física. O achatamento da curva na região próxima à V_{oc}, cuja derivada dV/dI tende a $-R_s$, é a assinatura do aumento da resistência em série, compatível com a interrupção parcial das trilhas condutoras em células trincadas. Reitera-se, contudo, que estas leituras de forma são indicativas e não conclusivas, uma vez que a curva de campo é uma reconstrução analítica pela Equação 10, que não modela explicitamente R_s nem R_{sh} (Seção 3.7). Na curva P-V observa-se o efeito combinado da queda de tensão, da limitação de corrente e, principalmente, do baixo fator de forma, culminando na redução da potência de saída.

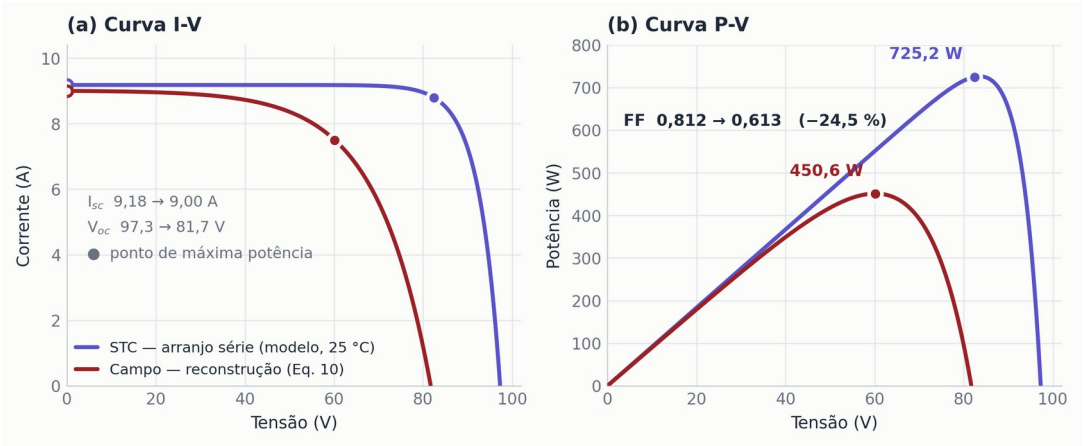

Figura 10 – Curvas características do arranjo: (a) curva I-V e (b) curva P-V, comparando o cenário STC simulado (azul) com a reconstrução analítica da medição de campo (vermelho)

Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

4.3 Diagnóstico termográfico

A análise termográfica, processada no Matlab®, foi fundamental para visualizar a manifestação física das perdas elétricas. A Figura 11 detalha o processo de diagnóstico: em (a), a vista do painel danificado no espectro visível; em (b), a imagem termográfica com

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

marcação dos *hotspots*; e em (c), a representação tridimensional da distribuição de temperatura sobre o módulo. O critério para identificar um *hotspot* foi uma anomalia térmica superior a 15 °C em relação à temperatura média da superfície do módulo, aplicado sobre a matriz radiométrica conforme a Seção 3.8.

Conforme esperado, múltiplos *hotspots* concentraram-se na região do dano mecânico visível, onde a temperatura atingiu um pico de 84,2 °C, isto é, ΔT = +31,4 °C acima da temperatura média da superfície.

Estes pontos de aquecimento intenso são a manifestação direta do efeito Joule, ocorrendo em locais onde microfissuras aumentam a resistência em série. Este aumento de R_s é a causa física direta da degradação observada na forma das curvas I-V e P-V, explicando a redução do fator de forma e, consequentemente, da potência máxima. A caracterização quantitativa das anomalias térmicas identificadas é apresentada na Tabela 9. Registra-se que a contagem de anomalias é sensível ao limiar adotado, razão pela qual o critério em graus Celsius da IEC 62446-3 é preferível a um limiar sobre intensidade normalizada, cujo valor equivalente varia de cena para cena.

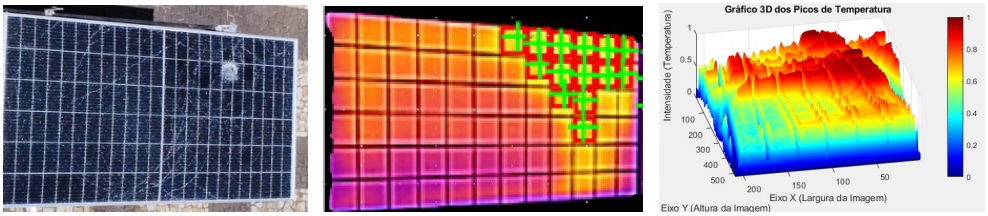

Figura 11 – Análise das imagens termográficas: (a) imagem no espectro visível, (b) imagem infravermelha com hotspots marcados e (c) representação 3D da distribuição térmica sobre o módulo, em intensidade normalizada de 0 a 1

Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

Tabela 9 – Contagem e caracterização dos hotspots por módulo

Grandeza	Valor
Módulo inspecionado	JKM335PP-72-V (danificado)
N.º de anomalias térmicas identificadas	16
$T_{máx}$ (°C)	84,2
$T_{média}$ da superfície (°C)	52,79
$\Delta T_{máx}$ (°C)	31,4
Critério de anomalia	$\Delta T > 15$ °C (IEC 62446-3)
Localização predominante	região do dano mecânico visível

Fonte: Elaborado pelos autores (2026). A contagem por detecção automática de centroides recupera entre 14 e 16 regiões distintas, conforme o grau de fusão admitido entre regiões adjacentes; adota-se o limite superior. A sobreposição dos marcadores na Figura 11 (b) dificulta a conferência visual, motivo pelo qual a contagem é reportada em tabela.

É possível verificar a coerência entre o diagnóstico térmico e o balanço elétrico por uma estimativa de ordem de grandeza. A potência dissipada em uma região quente relaciona-se ao sobreaquecimento por $P_{dissipada} \approx h \cdot A \cdot \Delta T$, na qual h é o coeficiente combinado de troca térmica por convecção e radiação e A é a área da região. Adotando $h \approx 15$ W/m²·K, típico de módulo em estrutura aberta com vento moderado, e A igual à área de uma célula policristalina de 157 mm × 157 mm do módulo inspecionado, cada região quente com $\Delta T = 31,4$ °C dissipa aproximadamente 11,6 W. Para a contagem de 14 a 16 pontos quentes da Tabela 9, a dissipação total situa-se entre 163 W e 186 W. Trata-se de um limite superior, uma vez que se aplica a todas as regiões o sobreaquecimento máximo de 31,4 °C, e não o sobreaquecimento médio de cada uma.

Este valor deve ser confrontado não com os 233,0 W do estágio 3 da Tabela 7, detalhados na Figura 9 — que incluem a queda de I_{sc}, correspondente a área ativa que deixa de converter e não a calor concentrado — mas com a parcela de aproximadamente 116 W atribuível exclusivamente à queda do fator de forma, única componente de dissipação resistiva localizada. A estimativa térmica excede a elétrica por um fator de 1,4 a 1,6. A discrepância é fisicamente esperada: células parcialmente isoladas por trincas são levadas à polarização reversa pelas demais células da série e dissipam potência gerada por elas, mecanismo não contabilizado no termo $I^2 \cdot \Delta R_s$. Trata-se, portanto, de convergência de ordem

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

de grandeza entre dois métodos independentes, e não de fechamento quantitativo; as incertezas dominantes são o coeficiente h, arbitrado, a área efetiva de cada região quente e a adoção do sobreaquecimento máximo como representativo de todas elas.

A Figura 12 sintetiza graficamente o encadeamento entre o dano físico, o aumento de R_s e o surgimento do hotspot.

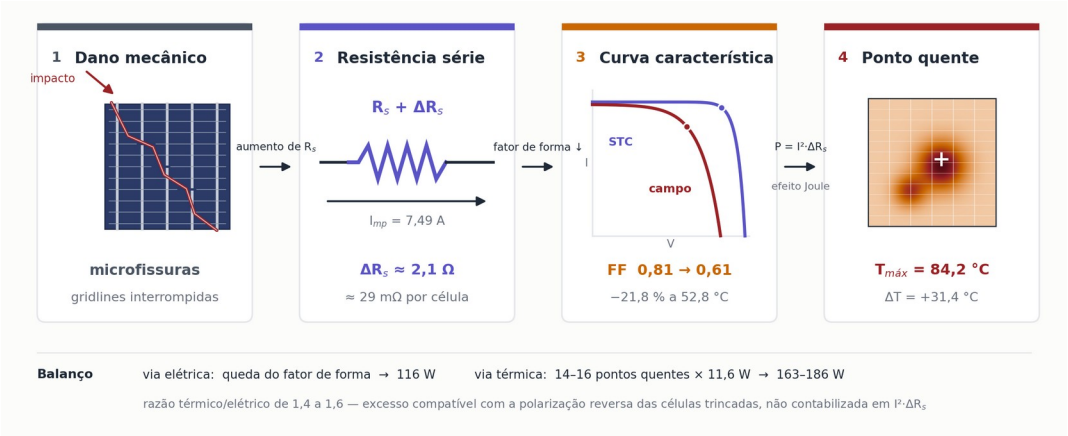

Figura 12 – Encadeamento causal entre o dano mecânico, o aumento da resistência em série, a degradação do fator de forma e a formação do ponto quente, com o balanço entre as estimativas elétrica e térmica da dissipação
Fonte: Elaborado pelos autores (2026).

5. CONCLUSÕES

A análise dos resultados quantificou uma perda de eficiência global de 43,39 % no arranjo, obtida após a normalização das medições de campo para a irradiância de referência de 1.000 W/m² conforme a IEC 60891. A decomposição multiplicativa das causas atribui 2,00 % ao descasamento elétrico intrínseco à associação em série de módulos de potências e tecnologias distintas, 10,10 % ao estresse térmico e 35,74 % à degradação física. Esta última parcela, por sua vez, decompõe-se em quedas de 10,35 % na corrente de curto-circuito, 8,41 % na tensão de circuito aberto e 21,75 % no fator de forma, o que caracteriza um aumento estimado da resistência em série de aproximadamente 2,1 Ω. Em termos de eficiência de conversão, o arranjo cai de 18,72 % em condições nominais para 10,60 % em campo. A

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

estimativa térmica da dissipação nos pontos quentes, entre 163 W e 186 W, e a parcela de 116 W atribuída pela via elétrica à queda do fator de forma convergem em ordem de grandeza, dentro de um fator de 1,6, o que corrobora o diagnóstico por dois caminhos independentes.

Os resultados obtidos permitiram avaliar o impacto das microfissuras e rachaduras na eficiência energética dos painéis fotovoltaicos. A influência das condições climáticas, como irradiância solar e temperatura ambiente, também teve impacto no desempenho dos painéis, afetando I_{sc}, V_{oc} e P_{max} por meio dos respectivos coeficientes de temperatura. O teste externo permitiu avaliar as condições reais de funcionamento da associação e mensurar a perda de eficiência em painéis danificados.

Esses resultados reforçam a importância da manutenção preventiva e dos cuidados no transporte e na instalação para mitigar defeitos, garantindo a longevidade e o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. Embora este estudo de caso não permita extrapolação estatística para plantas de grande porte, a magnitude da perda observada em um único módulo danificado sugere que a inspeção termográfica periódica pode apresentar retorno econômico relevante em usinas, hipótese que demanda verificação em amostra representativa.

O protocolo experimental adotado, conduzido sob temperatura de módulo aproximadamente estável ao longo da janela de ensaio, não contempla a varredura térmica cíclica necessária para caracterizar a histerese térmica descrita por Silverman et al. (2021). A avaliação desse fenômeno permanece, portanto, fora do escopo deste estudo de caso.

Como trabalhos futuros, recomenda-se: o levantamento das curvas I-V individuais de cada módulo com traçador dedicado, de modo a converter a decomposição por cálculo em decomposição por medição; a caracterização da histerese térmica por meio de varredura cíclica de temperatura com aquisição de curvas I-V nas rampas de aquecimento e resfriamento, conforme o protocolo de Silverman et al. (2021); a realização de estudos de longo prazo para avaliar a evolução da degradação em diferentes condições climáticas; e a implementação de técnicas de *Machine Learning* e *Deep Learning* para automatizar a análise de imagens termográficas de usinas fotovoltaicas.

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

REFERÊNCIAS

ABDELHAMID, M.; SINGH, R.; OMAR, M. Review of microcrack detection techniques for silicon solar cells. **IEEE Journal of Photovoltaics**, v. 4, n. 1, p. 514-524, jan. 2014. DOI: 10.1109/JPHOTOV.2013.2285622.

ABSOLAR — ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. **Infográfico ABSOLAR**: energia solar fotovoltaica no Brasil. São Paulo: ABSOLAR, 2025. Disponível em: https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/. Acesso em: 10 fev. 2025.

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.

CHENG, Y. et al. Experimental study of PV strings affected by cracks. **The Journal of Engineering**, v. 2019, n. 16, p. 2093-2096, 2019. DOI: 10.1049/joe.2018.9320.

CHRAIGA, H. et al. Experimental study to assess the impact of cracks on the performance of photovoltaic modules. In: INTERNATIONAL CONFERENCE ON ENGINEERING SCIENCE, 2024, Sfax. **Anais** [...]. Sfax: [s. n.], 2024.

DHIMISH, M.; KETTLE, J. Impact of solar cell cracks caused during potential-induced degradation (PID) tests. **IEEE Transactions on Electron Devices**, v. 69, n. 2, p. 604-612, fev. 2022. DOI: 10.1109/TED.2021.3135365.

DU, H. et al. Thermo-mechanical stress modelling and fracture analysis on ultra-thin silicon solar cell based on super multi-busbar PV modules. **Engineering Failure Analysis**, v. 169, art. 109153, 2025. DOI: 10.1016/j.engfailanal.2024.109153.

GABOR, A. M. et al. The impact of cracked solar cells on solar panel energy delivery. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 47., 2020, Calgary. **Proceedings** [...]. Calgary: IEEE, 2020. p. 810-813. DOI: 10.1109/PVSC45281.2020.9300743.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 60891**: photovoltaic devices — procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics. 3. ed. Genebra: IEC, 2021.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC 62446-3**: photovoltaic (PV) systems — requirements for testing, documentation and maintenance — Part 3:

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)

photovoltaic modules and plants — outdoor infrared thermography. Genebra: IEC, 2017.

JINKOSOLAR. **Cheetah HC 72M 390-410 Watt**: mono PERC half cell module — datasheet JKM390-410M-72H-(V)-A3-EN. Xangai: JinkoSolar Holding, 2019a.

JINKOSOLAR. **Eagle 72P 320-340 Watt**: poly crystalline module — datasheet JKM320-340PP-V-72-A3.1-EN. Xangai: JinkoSolar Holding, 2019b.

KHAN, F. et al. A review of degradation and reliability analysis of a solar PV module. **IEEE Access**, v. 12, p. 185036-185056, 2024. DOI: 10.1109/ACCESS.2024.3432394.

NREL — NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. **Best research-cell efficiency chart**. Golden: NREL, 2025. Disponível em: https://www.nrel.gov/pv/cell-efficiency.html. Acesso em: 15 mar. 2025.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. (org.). **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014.

RABADE, R.; SILVERMAN, T. J.; BOSCO, N. Cracked gridline wear out follows a power law. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALIST CONFERENCE (PVSC), 52., 2024, Seattle. **Proceedings** [...]. Seattle: IEEE, 2024. p. 955-957. DOI: 10.1109/PVSC57443.2024.10748810.

SADEGHI, R. et al. Infrared thermography in photovoltaic systems: a review for maximizing energy yield and long-term reliability. **Energies**, v. 19, n. 6, art. 1570, 2026. DOI: 10.3390/en19061570.

SILVERMAN, T. J. et al. Cracked solar cell performance depends on module temperature. In: IEEE PHOTOVOLTAIC SPECIALISTS CONFERENCE (PVSC), 48., 2021, Fort Lauderdale. **Proceedings** [...]. Fort Lauderdale: IEEE, 2021. p. 1691-1692. DOI: 10.1109/PVSC43889.2021.9518951.

THE MATHWORKS, INC. **PV Array**: Simscape Electrical reference. Natick: The MathWorks, 2017. Disponível em: https://www.mathworks.com/help/sps/powersys/ref/pvarray.html. Acesso em: 20 jun. 2025.

TUTIEMPO NETWORK. **Radiação solar em Goiânia**. [S. l.]: Tutiempo, 2025. Disponível em: https://pt.tutiempo.net/radiacao-solar/goiania.html. Acesso em: 8 ago. 2025.

Recebido em: 10/09/2026
Aprovado em: 24/09/2026
Publicado em: 13/10/2026

A Revista OWL Journal está licenciada com uma Licença Creative Commons Atribuição (CC BY)