

DESENVOLVIMENTO DE UMA METODOLOGIA DE MONITORAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NUMA USINA SOLAR POR IMAGENS CAPTADAS POR DRONE

João Roberto dos Santos Neto – jrbsneto@yahoo.com

Douglas Bressan Riffel

Universidade Federal de Sergipe, Departamento de Engenharia Elétrica

Resumo. As instalações de usinas fotovoltaicas têm crescido significativamente em todo o mundo nos últimos anos. Os avanços tecnológicos e a competitividade econômica da energia solar fotovoltaica no Brasil também podem ser destacados como fatores decisivos para sua inclusão na matriz energética nacional. A termografia infravermelha ganhou atenção significativa devido à sua facilidade de uso e aplicabilidade em sistemas fotovoltaicos de grande porte. O método de inspeção de módulos fotovoltaicos é principalmente manual. Mas, em usinas fotovoltaicas de grande porte a baixa eficiência temporal da inspeção manual dificulta sua realização. Nos últimos anos, as comunidades acadêmicas e industriais tornaram-se interessadas em métodos de termografia infravermelha baseados em drones, eficientes em termos de tempo. Nesses métodos, um drone equipado com uma câmera termográfica geralmente é operado sem fio por um técnico, e as imagens são captadas e salvas durante o voo e depois processadas para detecção de módulos defeituosos. Este artigo propõe uma metodologia para monitoramento da temperatura de módulos fotovoltaicos em uma usina solar a partir de imagens captadas por drone através de termografia infravermelha, com o objetivo de facilitar a manutenção, identificação de módulos defeituosos e evitar verificações manuais mais demoradas em sistemas de grande porte. Técnicas de processamento de imagens e de visão computacional são utilizadas para identificar os módulos. Para processar as imagens, foi utilizado o software Octave para desenvolver algoritmos e uma interface gráfica.

Palavras-chave: Drone, Módulos Fotovoltaicos, Termografia Infravermelha

1. INTRODUÇÃO

A eficiência de um módulo fotovoltaico depende da temperatura de operação das células fotovoltaicas que o compõem. Nesse contexto, o aumento da temperatura dos módulos fotovoltaicos, quando em operação, prejudica a produção de energia solar fotovoltaica (Haerberle *et al.*, 2022). Portanto, o monitoramento da temperatura de módulos fotovoltaicos é de grande importância.

Os métodos para inspeção por infravermelho são ferramentas válidas para obter informações sobre o estado de saúde dos módulos fotovoltaicos já que geralmente os defeitos e falhas neles manifestam-se por excesso de temperatura (Aghaei *et al.*, 2015; Kong *et al.*, 2019). Além disso, são métodos que não necessitam que os módulos sejam desligados já que podem ser executados durante sua operação normal (Aghaei *et al.*, 2015).

A monitoração da temperatura dos módulos de usinas fotovoltaicas com uso de drone facilita a manutenção, identificação dos módulos defeituosos, melhora o desempenho do sistema e elimina o tempo com verificações manuais improdutivas, ineficientes e com altas taxas de erros. Portanto, a captação de imagens térmicas através de um drone aplicada a sistemas de grande porte é um método ágil e eficiente.

Este artigo propõe uma metodologia para monitoramento da temperatura de módulos fotovoltaicos em uma usina solar a partir de imagens captadas por drone através de termografia infravermelha.

2. METODOLOGIA

A metodologia proposta consiste nas seguintes etapas: (1) captação das imagens; (2) detecção de bordas nas imagens termográficas para localizar o limite da superfície dos módulos fotovoltaicos; (3) eliminação de bordas de curto comprimento para remover aquelas indesejáveis que podem surgir, por exemplo, de grama e de não uniformidade do solo em volta dos painéis fotovoltaicos; (4) detecção de linhas retas cujo cruzamento identifica os vértices dos módulos nas imagens de bordas; (5) localização dos vértices dos módulos nas imagens termográficas; (6) correção de perspectiva dos módulos nas imagens termográficas utilizando-se dos vértices localizados para recuperação de sua visão frontal e, finalmente, (7) estimativa da temperatura de cada módulo.

Para o processamento das imagens adotou-se o software Octave para o desenvolvimento de algoritmos e de uma interface gráfica.

2.1 Captação das imagens

Para a captação das imagens foi utilizado o drone de modelo DJI Mavic 3T da série DJI Mavic 3 Enterprise fabricado pela DJI, um drone comercial de pequeno porte. Equipado com uma câmera térmica de resposta espectral na faixa de 8–14 μm , resolução de 640×512 pixels, lente com campo de visão diagonal (DFOV, do inglês *Diagonal Field Of View*): 61°, de distância focal equivalente a 40 mm, suportando zoom digital máximo de até 28×, medição de temperatura pontual e de área, alertas de alta temperatura, paletas de cores e isotermia, o DJI Mavic 3T é uma versão térmica da série, que está disponível para combate a incêndios, busca e resgate, inspeções e operações noturnas.

As imagens foram captadas de uma usina solar fotovoltaica de 1 MW, ver Fig. 1, em Carmópolis, município brasileiro situado no leste do Estado de Sergipe. Ela consiste em 2.344 módulos de modelo JKM400M-72H-V da série Cheetah HC 72M fabricados pela JinKO Solar Co. Ltd., Companhia (Co., do inglês *Company*) JinKO Solar, ou simplesmente JinKO Solar. A composição de cada um deles conta com 144 meias células fotovoltaicas monocristalinas.



Figura 1 – Usina solar fotovoltaica de 1 MW de onde foram captadas as imagens.

O procedimento de inspeção foi determinado seguindo as recomendações da especificação técnica 62446-3 da *International Electrotechnical Commission* (IEC) (2017). De acordo com ela, todos os módulos fotovoltaicos, incluindo aqueles observados no ângulo mais desfavorável de 30°, devem ser fotografados com resolução mínima de 5×5 pixels por célula. A altitude em relação ao centro de cada painel fotovoltaico foi definida em 15,9 m para cobrir com o campo de visão vinte e oito módulos ao mesmo tempo. A rota do voo foi definida por meio das coordenadas GPS, para que o voo fosse estável a uma velocidade constante.

Resolução geométrica. Para atender à resolução geométrica deve-se calcular o tamanho relativo a pixels da imagem. Um modelo é estabelecido na Fig. 2 para esse propósito, onde pode-se observar um drone captando por termografia infravermelha a imagem de um módulo fotovoltaico.

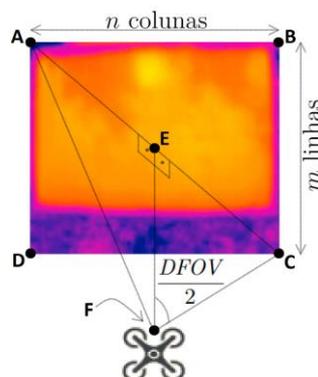


Figura 2 – Modelo para cálculo do tamanho relativo a pixels da imagem.

Conforme apresentado na Fig. 2, o *DFOV* da combinação câmera–lente de infravermelho do drone é o ângulo \widehat{AFC} , a distância dessa lente ao módulo é do ponto **F** ao **E** (d_{FE}) e a resolução dessa câmera é de $n \times m$ pixels. Como $d_{EC}/d_{FC} = \sin(DFOV/2)$ e $d_{FE}/d_{FC} = \cos(DFOV/2)$, então $d_{FC} = d_{EC}/\sin(DFOV/2) = d_{FE}/\cos(DFOV/2)$. Portanto, sendo o tamanho da diagonal do campo de visão a distância do ponto **A** ao **C** (d_{AC}), pode-se calculá-la como:

$$d_{AC} = 2 \times d_{FE} \times \tan\left(\frac{DFOV}{2}\right). \quad (1)$$

A quantidade de pixels em qualquer diagonal do campo de visão, isto é, no segmento de reta \overline{AC} ou no \overline{BD} , pode ser calculada como:

$$n_{\text{pixels em } \overline{AC}} = n_{\text{pixels em } \overline{BD}} = \sqrt{\frac{n^2 + m^2}{2}}. \quad (2)$$

O tamanho relativo à diagonal de pixels da imagem pode então ser calculado como:

$$\begin{aligned} \text{Tamanho relativo à diagonal} \\ \text{de pixels da imagem} &= \frac{d_{AC}}{n_{\text{pixels em } \overline{AC}}} \\ \therefore \text{Tamanho relativo à diagonal} \\ \text{de pixels da imagem} &= \frac{2 \times d_{FE} \times \tan\left(\frac{DFOV}{2}\right)}{\sqrt{\frac{n^2 + m^2}{2}}}. \end{aligned} \quad (3)$$

O tamanho relativo à borda de pixels da imagem pode, portanto, ser calculado também como:

$$\begin{aligned} \text{Tamanho relativo à borda} \\ \text{de pixels da imagem} &= \frac{\text{Tamanho relativo à diagonal} \\ \text{de pixels da imagem}}{\sqrt{2}} \\ \therefore \text{Tamanho relativo à borda} \\ \text{de pixels da imagem} &= \frac{2 \times d_{FE} \times \tan\left(\frac{DFOV}{2}\right)}{\sqrt{n^2 + m^2}}. \end{aligned} \quad (4)$$

Portanto, para garantir que todos os módulos fotovoltaicos sejam fotografados com resolução mínima de 5×5 pixels por célula, deve-se satisfazer a inequação:

$$\begin{aligned} \frac{\text{Tamanho da borda de} \\ \text{células dos módulos}}{\text{Tamanho relativo à borda} \\ \text{de pixels da imagem}} &\geq 5 \\ \therefore \frac{\text{Tamanho da borda de} \\ \text{células dos módulos}}{2 \times d_{FE} \times \tan\left(\frac{DFOV}{2}\right)} &\geq 5 \\ \therefore d_{FE} &\leq \frac{\text{Tamanho da borda de} \\ \text{células dos módulos} \times \sqrt{n^2 + m^2}}{10 \times \tan\left(\frac{DFOV}{2}\right)}. \end{aligned} \quad (5)$$

Ângulo de visão. O ângulo de visão é o ângulo formado entre a superfície do módulo fotovoltaico e a lente da câmera de infravermelho, medido a partir da superfície do módulo. Ele se altera conforme a posição na superfície. Na Fig. 3 são indicados os ângulos de visão $90^\circ - \theta_1$, $90^\circ - \theta_2$, $90^\circ - \theta_3$, $90^\circ - \theta_4$ e $90^\circ - \theta_5$. O ideal é que seja 90° (IEC, 2017), isto é, $90^\circ = 90^\circ - \theta$, e portanto, $\theta = 0^\circ$.

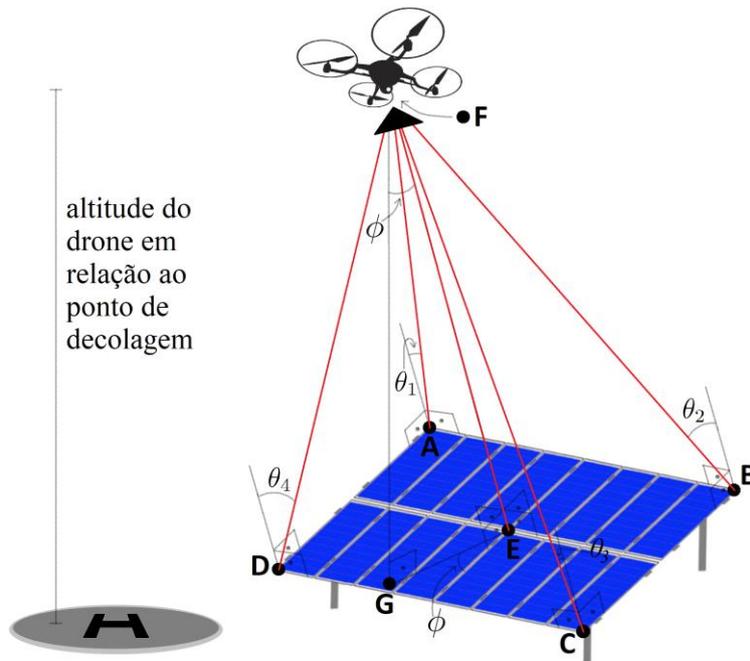


Figura 3 – Modelo para interpretação do ângulo de visão.

De acordo com a especificação técnica 62446-3 da IEC (2017), o ângulo mínimo de visão de 30° deve ser respeitado para minimizar os efeitos do fundo refletido, já que a emissividade do vidro decai fortemente abaixo desse ângulo, ver Fig. 4.

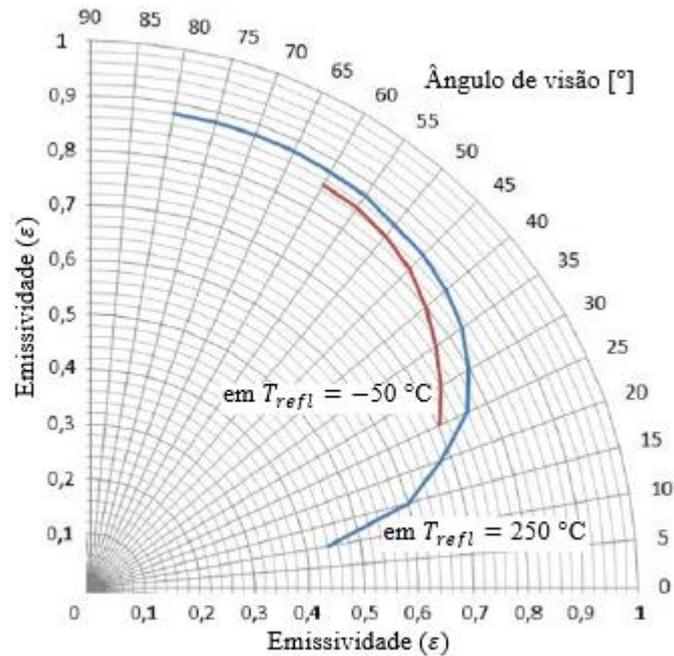


Figura 4 – Dependência do ângulo de visão na emissividade do vidro.

Ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos. Com o ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos (ϕ) e a distância deles à lente de infravermelho do drone pode-se determinar a altura dele em relação aos módulos, conforme:

$$d_{FG} = d_{FE} \times \cos(\phi). \quad (6)$$

A distância horizontal pode-se calcular conforme:

$$d_{EG} = d_{FE} \times \text{sen}(\phi). \quad (7)$$

2.2 Detecção de bordas nas imagens termográficas

Para detectar as bordas nas imagens, como proposto por Zhang *et al.* (2017), adotou-se o conhecido detector de bordas de Canny (1986) por ser preciso na detecção.

2.3 Eliminação de bordas de curto comprimento

Como proposto por Ochoa *et al.* (2023) decidiu-se eliminar as bordas menores nas imagens resultantes da etapa de detecção de bordas. Mas, optou-se por eliminar bordas por não atingirem determinado comprimento que por não atingirem determinada área. Para isso, adotou-se as seguintes etapas: (1) segmentação de imagem preta e branca, isto é, binária, característica das imagens de bordas; (2) determinação do comprimento das regiões; (3) eliminação de regiões de curto comprimento e, finalmente, (4) conversão para que a imagem seja novamente preta e branca.

Segmentação de imagem preta e branca. Essa é uma etapa necessária para dividir em regiões nas imagens de bordas os grupos de pixels de valor 1 vizinhos, isto é, grupos de pixels de bordas, sendo estas na cor branca.

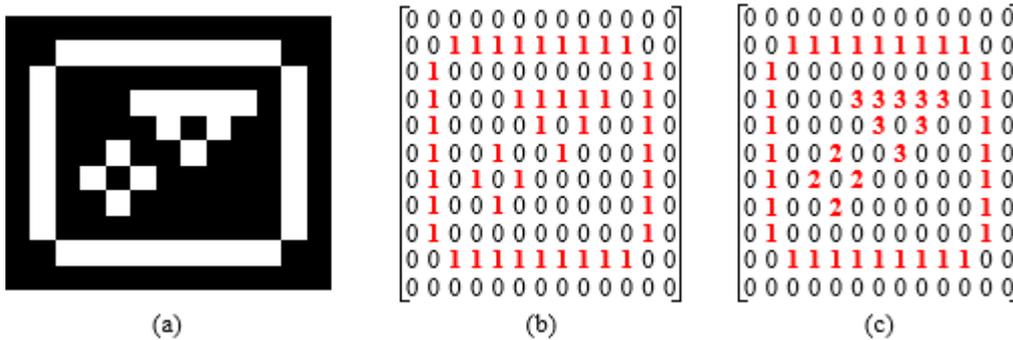


Figura 5 – Exemplo de imagem de bordas (a), a matriz que a representa (b) e a que representa sua segmentação (c).

Determinação do comprimento das regiões. Nessa etapa determina-se o comprimento em pixels das regiões.

Eliminação de regiões de curto comprimento. Para eliminar as regiões de curto comprimento escolhe-se um valor limiar e todos os pixels de regiões de comprimento de valor menor são substituídos por 0, valor que representa a cor preta, a cor de fundo nas imagens de bordas. Por exemplo, para eliminar apenas a região 2 na Fig. 5, pode-se escolher como limiar qualquer valor maior que dois e menor ou igual a quatro, que são os comprimentos das regiões 2 e 3, respectivamente.

Conversão para imagem preta e branca. Essa é uma etapa necessária para que a imagem resultante tenha apenas pixels de valor 0 ou 1, esse último o valor que representa o branco, a cor das bordas, isto é, para que a imagem resultante seja preta e branca, e não tons de cinza. Para isso, todos os pixels de valor maior que 1 são substituídos por 1.

2.4 Detecção de linhas retas nas imagens de bordas

Por ser um procedimento computacionalmente eficiente para detectar linhas retas em imagens digitais, a transformada de Hough pode ser utilizada nas imagens de bordas para detectar as retas cujo cruzamento identificam os vértices dos módulos fotovoltaicos.

A transformada de Hough. A transformada de Hough é um procedimento interessante e computacionalmente eficiente para detectar formas geométricas que são facilmente parametrizadas, tais como linhas retas, círculos, elipses etc., em imagens digitais. Foi desenvolvida por Hough (1962) para detectar linhas retas em imagens, e foi patenteada pela *International Business Machines (IBM) Corporation*. Posteriormente, é que foi estendida para possibilitar a detecção de outras formas geométricas parametrizáveis, como círculos, elipses etc., que são linhas curvas. A versão da transformada utilizada majoritariamente hoje em dia, Eq. (8), pode ser atribuída a Duda e Hart (1972).

$$\rho = x \times \cos(\theta) + y \times \text{sen}(\theta). \quad (8)$$

2.5 Localização dos vértices dos módulos fotovoltaicos nas imagens termográficas

Como proposto por Zhang *et al.* (2017) decidiu-se localizar os vértices dos módulos identificando-se as coordenadas onde ocorrem interseções entre retas. Para isso, da Eq. (8), tem-se que:

$$y = \frac{\rho - x \times \cos(\theta)}{\text{sen}(\theta)}. \quad (9)$$

Portanto, duas retas i e j podem ser descritas pelas equações $y = (\rho_i - x \times \cos(\theta_i))/\text{sen}(\theta_i)$ e $y = (\rho_j - x \times \cos(\theta_j))/\text{sen}(\theta_j)$, respectivamente. Tendo a incógnita y isolada nas duas equações, pode-se igualá-las para que se possa determinar a incógnita x da interseção entre essas retas:

$$\begin{aligned} \frac{\rho_i - x \times \cos(\theta_i)}{\text{sen}(\theta_i)} &= \frac{\rho_j - x \times \cos(\theta_j)}{\text{sen}(\theta_j)} \\ \therefore x &= \frac{\rho_j \times \text{sen}(\theta_i) - \rho_i \times \text{sen}(\theta_j)}{\text{sen}(\theta_i - \theta_j)}. \end{aligned} \quad (10)$$

Para determinar a incógnita y da interseção pode-se substituir na Eq. (9) a coordenada x determinada pela Eq. (10).

2.6 Correção de perspectiva dos módulos fotovoltaicos nas imagens termográficas

A recuperação da visão frontal dos módulos foi realizada removendo-se a distorção projetiva para corrigir a perspectiva deles nas imagens, como proposto por Henry *et al.* (2020), Menéndez *et al.* (2018) e Yahya *et al.* (2022).

Determinação do homógrafo. O homógrafo é a matriz de transformação das coordenadas (x, y) em (x', y') (Hartley; Zisserman, 2004). Ele pode ser determinado pela equação:

$$\begin{pmatrix} h_{1,1}/h_{3,3} \\ h_{1,2}/h_{3,3} \\ h_{1,3}/h_{3,3} \\ h_{2,1}/h_{3,3} \\ h_{2,2}/h_{3,3} \\ h_{2,3}/h_{3,3} \\ h_{3,1}/h_{3,3} \\ h_{3,2}/h_{3,3} \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} x_{v_1} & y_{v_1} & 1 & 0 & 0 & 0 & -x_{v_1} \cdot x_{v_1}' & -y_{v_1} \cdot x_{v_1}' \\ 0 & 0 & 0 & x_{v_1} & y_{v_1} & 1 & -x_{v_1} \cdot x_{v_1}' & -y_{v_1} \cdot x_{v_1}' \\ x_{v_2} & y_{v_2} & 1 & 0 & 0 & 0 & -x_{v_2} \cdot x_{v_2}' & -y_{v_2} \cdot x_{v_2}' \\ 0 & 0 & 0 & x_{v_2} & y_{v_2} & 1 & -x_{v_2} \cdot x_{v_2}' & -y_{v_2} \cdot x_{v_2}' \\ x_{v_3} & y_{v_3} & 1 & 0 & 0 & 0 & -x_{v_3} \cdot x_{v_3}' & -y_{v_3} \cdot x_{v_3}' \\ 0 & 0 & 0 & x_{v_3} & y_{v_3} & 1 & -x_{v_3} \cdot x_{v_3}' & -y_{v_3} \cdot x_{v_3}' \\ x_{v_4} & y_{v_4} & 1 & 0 & 0 & 0 & -x_{v_4} \cdot x_{v_4}' & -y_{v_4} \cdot x_{v_4}' \\ 0 & 0 & 0 & x_{v_4} & y_{v_4} & 1 & -x_{v_4} \cdot x_{v_4}' & -y_{v_4} \cdot x_{v_4}' \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} x_{v_1}' \\ y_{v_1}' \\ x_{v_2}' \\ y_{v_2}' \\ x_{v_3}' \\ y_{v_3}' \\ x_{v_4}' \\ y_{v_4}' \end{pmatrix}, \quad (11)$$

em que (x_{v_1}', y_{v_1}') , (x_{v_2}', y_{v_2}') , (x_{v_3}', y_{v_3}') e (x_{v_4}', y_{v_4}') são os vértices dos módulos na imagem original, e (x_{v_1}, y_{v_1}) , (x_{v_2}, y_{v_2}) , (x_{v_3}, y_{v_3}) e (x_{v_4}, y_{v_4}) seus vértices na imagem desejada.

Obtenção das coordenadas para correção de perspectiva. As coordenadas (x, y) para correção de perspectiva de uma imagem com distorção projetiva podem ser obtidas das coordenadas (x', y') através do produto da inversa do homógrafo, pelas coordenadas homogêneas $(x', y', 1)$:

$$\begin{pmatrix} x \cdot w \\ y \cdot w \\ w \end{pmatrix} = \begin{bmatrix} h_{1,1} & h_{1,2} & h_{1,3} \\ h_{3,3} & h_{3,3} & h_{3,3} \\ h_{2,1} & h_{2,2} & h_{2,3} \\ h_{3,3} & h_{3,3} & h_{3,3} \\ h_{3,1} & h_{3,2} & 1 \\ h_{3,3} & h_{3,3} & 1 \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} x' \\ y' \\ 1 \end{pmatrix}. \quad (12)$$

2.7 Estimativa da temperatura de cada módulo fotovoltaico

A temperatura de cada módulo fotovoltaico pode ser estimada conforme os algoritmos apresentados no trabalho de Irshad, Jaffery e Haque (2018). A emissividade de alguns dos módulos foi calculada seguindo as recomendações da FLIR (2016). O arranjo experimental adotado para esse cálculo pode ser observado na Fig. 6.

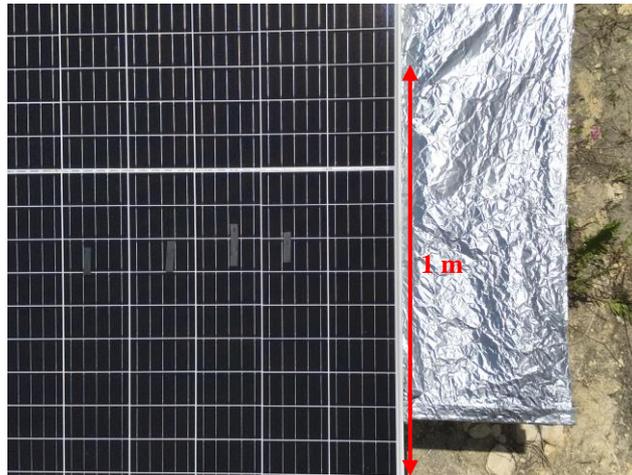


Figura 6 – Arranjo experimental adotado para o cálculo da emissividade. Imagem captada pelo drone a uma altitude de cerca de 2,15 m em relação ao módulo fotovoltaico.

3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Na Fig. 7 apresenta-se a imagem captada de um dos painéis, tendo-se a câmera de infravermelho com o foco apontado para o centro do painel central da imagem. Foram cobertos os vinte e oito módulos fotovoltaicos, todos eles fotografados com resolução maior que 5×5 pixels por célula.

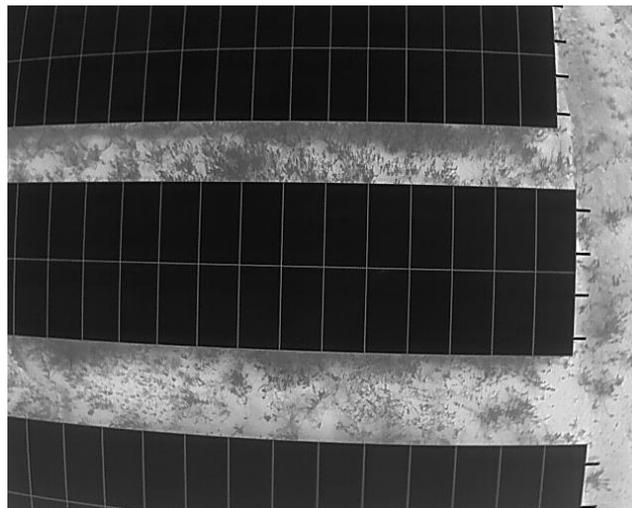


Figura 7 – Imagem captada.

Na Fig. 8 apresenta-se as bordas detectadas, muitas delas indesejáveis que surgiram devido a grama e a não uniformidade do solo em volta do painel, sendo necessária a remoção delas para identificar com clareza as bordas dos módulos.

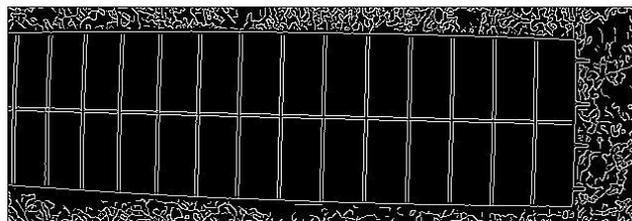


Figura 8 – Bordas detectadas nos arredores do painel central.

Como apresentado na Fig. 9, a eliminação de bordas de curto comprimento é eficaz para permitir identificar com clareza quase que apenas as bordas dos módulos.

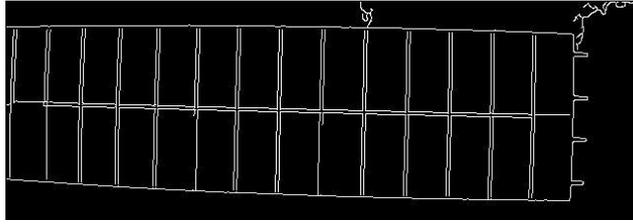


Figura 9 – Bordas resultantes após eliminação das menores.

Na Fig. 10 apresenta-se a imagem de um dos módulos fotovoltaicos da imagem captada segmentado do restante dela pela recuperação de sua visão frontal. Apresenta resolução pouco maior que 7×7 pixels por célula.

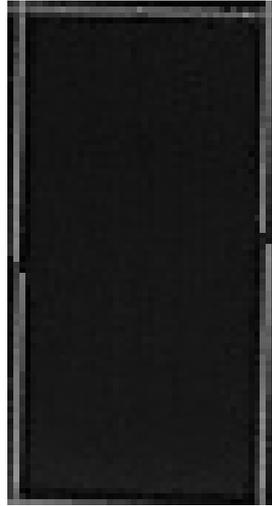


Figura 10 – Módulo fotovoltaico segmentado.

O histograma de temperatura do módulo fotovoltaico apresentado na Fig. 10 pode ser observado na Fig. 11. Conforme observado, a medição da temperatura do módulo tem um valor médio de cerca de 48°C .

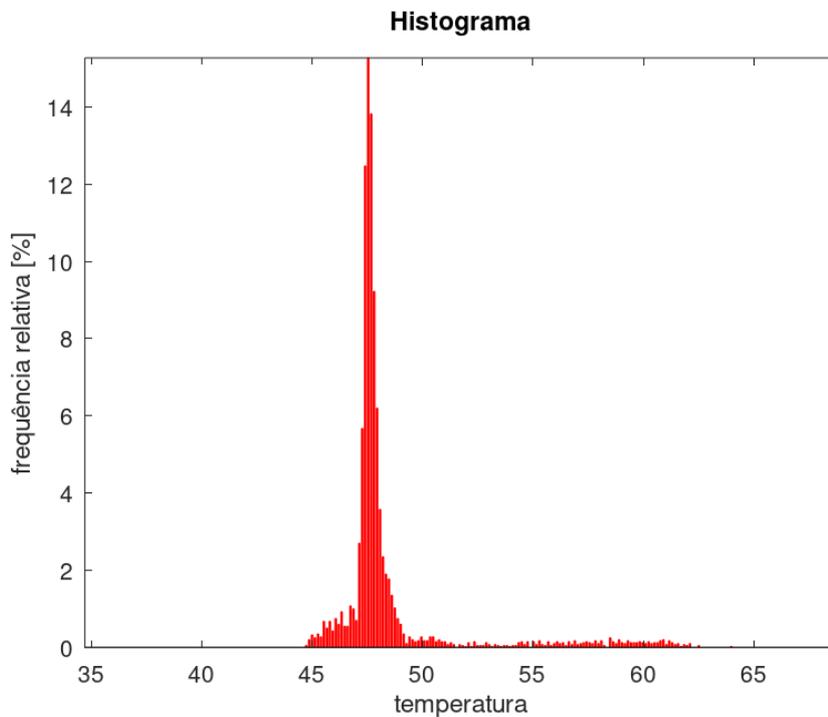


Figura 11 – Histograma de temperatura do módulo fotovoltaico apresentado na Fig. 10.

4. CONCLUSÕES

Este artigo estuda metodologias para monitoramento da temperatura de módulos fotovoltaicos em usinas solares a partir de imagens captadas por drone através de termografia infravermelha, visando facilitar a manutenção, identificação de módulos defeituosos e evitar verificações manuais mais demoradas em sistemas de grande porte. Foram utilizadas técnicas de processamento de imagens e de visão computacional para identificar os módulos. A metodologia aplicada foi de grande importância por permitir o monitoramento da temperatura de cada módulo isoladamente. O experimento permitiu criar um banco de dados com imagens termográficas de cada módulo captadas em horários diferentes que servirão de base para o monitoramento de seu estado de saúde ao longo do tempo.

Agradecimentos

Agradeço à Douglas Bressan Riffel pela orientação na redação do artigo, à minha família, e acima de tudo a Deus.

REFERÊNCIAS

- Aghaei, M. *et al.*, 2015. Innovative automated control system for PV fields inspection and remote control, IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 62, n. 11, p. 7287–7296.
- Canny, J., 1986. A computational approach to edge detection, IEEE Transactions on PAMI – Pattern Analysis and Machine Intelligence, vol. PAMI-8, n. 6, p. 679–698.
- Duda, R. O., Hart, P. E., 1972. Use of the Hough transformation to detect lines and curves in pictures, Communications of the ACM – Association for Computing Machinery, vol. 15, n. 1, p. 11–15.
- FLIR, 2016. User’s manual FLIR T4xx series, publ. n. T559879, 266 p.
- Haerberle, F. *et al.*, 2022. Estimativa da temperatura do módulo FV a partir de um modelo de balanço de energia, IX CBENS – IX Congresso Brasileiro de Energia Solar, Florianópolis.
- Hartley, R., Zisserman, A., 2004. Multiple View Geometry in Computer Vision, 2^a. ed., Cambridge University Press, ISBN 0521540518.
- Henry, C. *et al.*, 2020. Automatic detection system of deteriorated PV modules using drone with thermal camera, Applied Sciences, vol. 10, n. 11.
- Hough, P. V. C., 1962. Method and means for recognizing complex patterns, US Patent 3.069.654.
- International Electrotechnical Commission, 2017. IEC TS 62446-3: Photovoltaic systems – Requirements for testing, documentation and maintenance – Part 3: Photovoltaic modules and plants – Outdoor infrared thermography, 37 p., Geneva.
- Irshad, Jaffery, Z. A., Haque, A., 2018. Temperature measurement of solar module in outdoor operating conditions using thermal imaging, Infrared Physics and Technology, vol. 92, p. 134–138.
- Kong, X. *et al.*, 2019. Infrared vision based automatic navigation and inspection strategy for photovoltaic power plant using UAVs, Proceedings of the CCDC 2019 – 31st Chinese Control and Decision Conference, p. 347–352, IEEE.
- Menéndez, O. *et al.*, 2018. Photovoltaic modules diagnosis using artificial vision techniques for artifact minimization, Energies, vol. 11, n. 7.
- Ochoa, J. *et al.*, 2023. Redundant fault diagnosis for photovoltaic systems based on an IRT low-cost sensor, Sensors, vol. 23, n. 3, p. 1314.
- Yahya, Z. *et al.*, 2022. Applied imagery pattern recognition for photovoltaic modules’ inspection: A review on methods, challenges and future development, Sustainable Energy Technologies and Assessments, vol. 52.
- Zhang, P. *et al.*, 2017. Detection and location of fouling on photovoltaic panels using a drone-mounted infrared thermography system, Journal of Applied Remote Sensing, vol. 11, n. 1.

DEVELOPMENT OF A METHODOLOGY FOR MONITORING PHOTOVOLTAIC MODULES IN A SOLAR PLANT USING IMAGES CAPTURED BY DRONE

Abstract. *Installations of photovoltaic plants have grown significantly around the world in recent years. The technological advances and economic competitiveness of photovoltaic solar energy in Brazil can also be highlighted as decisive factors for its inclusion in the national energy matrix. Infrared thermography has gained significant attention due to its ease of use and applicability in large-scale photovoltaic systems. The method of inspecting photovoltaic modules is mainly manual. But in large-scale photovoltaic plants, the low time efficiency of manual inspection makes it difficult to carry out. In recent years, the academic and industrial communities have become interested in time-efficient drone-based infrared thermography methods. In these methods, a drone equipped with a thermal camera is usually operated wirelessly by a technician, and images are captured and saved during flight and then processed to detect faulty modules. This paper proposes a methodology for monitoring the temperature of photovoltaic modules in a solar plant based on images captured by a drone using infrared thermography, with the aim of facilitating maintenance, identifying faulty modules and avoiding more time-consuming manual checks in large-scale systems. Image processing*

and computer vision techniques are used to identify the modules. To process the images, Octave software was used to develop algorithms and a graphical interface.

Keywords: *Drone, Photovoltaic Modules, Infrared Thermography*