

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE MINAS GERAIS

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

Felipe Resende de Souza

**DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO COMPUTACIONAL CAPAZ DE
DETECTAR MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM PONTOS QUENTES ATRAVÉS
DE IMAGEAMENTO TERMOGRÁFICO**

Belo Horizonte

2019

Felipe Resende de Souza

**DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO COMPUTACIONAL CAPAZ DE
DETECTAR MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM PONTOS QUENTES ATRAVÉS
DE IMAGEAMENTO TERMOGRÁFICO**

Trabalho apresentado como requisito para a
Conclusão do Curso de Mestrado em Engenharia
Mecânica da Pontifícia Universidade Católica –
Minas Gerais.

Orientadora: Prof. Dr^a. Antônia Sônia Alves Cardoso
Diniz

Belo Horizonte

2019

FICHA CATALOGRÁFICA

Elaborada pela Biblioteca da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais

S729d Souza, Felipe Resende de
Desenvolvimento de um método computacional capaz de detectar módulos fotovoltaicos com pontos quentes através de imageamento termográfico / Felipe Resende de Souza. Belo Horizonte, 2019.

87 f. : il.

Orientadora: Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz
Dissertação (Mestrado) – Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica

1. Energia solar. 2. Geração de energia fotovoltaica. 3. Células fotovoltaicas. 4. Radiação solar - Medição - Programas de computador. 5. Radiação solar - Modelos matemáticos. 6. Localização de falhas (Engenharia). 7. Processamento de imagens - Métodos termográficos. 8. MATLAB (Programa de computador). I. Diniz, Antônia Sônia Alves Cardoso. II. Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica. III. Título.

CDU: 620.91

Ficha catalográfica elaborada por Fabiana Marques de Souza e Silva - CRB 6/2086

Felipe Resende de Souza

**DESENVOLVIMENTO DE UM MÉTODO COMPUTACIONAL CAPAZ DE
DETECTAR MÓDULOS FOTOVOLTAICOS COM PONTOS QUENTES ATRAVÉS
DE IMAGEAMENTO TERMOGRÁFICO**

Trabalho apresentado como requisito para a
Conclusão do Curso de Mestrado em Engenharia
Mecânica da Pontifícia Universidade Católica –
Minas Gerais.

Prof. Dra. Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz – PUC Minas (Orientadora)

Prof. Dr. Alexei Manso Corrêa Machado – PUC Minas (Banca examinadora)

Prof. Dra. Cristiana Brasil Maia – PUC Minas (Banca examinadora)

Prof. Dr. Pedro Américo Almeida Magalhães Júnior – PUC Minas (Banca examinadora)

Prof. Dr. Lawrence Lee Kazmerski – University of Colorado (Banca examinadora)

Belo Horizonte, 13 de dezembro de 2019

Aos meus pais, irmão, familiares e amigos,

Pelo incentivo e carinho.

AGRADECIMENTOS

Aos envolvidos no Grupo de Estudo em Energia (Green), em especial ao Vinícius, Isabella, Elvis, Dênio e Bernardo, que me acompanharam nos testes realizados até então, por toda orientação, acolhimento e qualidade técnica prestigiável.

À Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas) por oferecer toda uma estrutura física e profissionais qualificados para nortear meu progresso no desenvolvimento deste trabalho.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica (PPGEM) por auxiliar minha formação ao ofertar matérias importantes na minha área de conhecimento e por possuir funcionários dispostos a ajudar sempre que necessário.

Aos meus familiares por todo apoio e crença em meu potencial, aos quais espero prestigiar com muitas conquistas e muito orgulho, em especial meus pais, Roberto e Rosa, e meu irmão, Guilherme.

À minha professora e também orientadora professora Dra. Antônia Sônia por todo o seu empenho em tornar-me um excelente profissional através de valiosos conselhos, pela oportunidade de realizar mais esta etapa em minha vida e pela amizade construída ao longo de todos estes meses.

À Mariana, que compartilhou comigo parte desta trajetória, compreendeu minhas ausências e me auxiliou e motivou na conclusão deste trabalho, passando noites acordadas ao meu lado.

A Deus que sempre me deu forças para continuar e já me proporcionou diversas maravilhas e conquistas em minha curta existência, me guiando para o caminho certo sempre.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) – Código de Financiamento 001.

E a todos os demais envolvidos na minha vida que mesmo nas menores e mais simples ações, contribuíram para a minha caminhada até aqui.

RESUMO

A geração de energia limpa detém inúmeros adeptos no meio político, científico e industrial devido à crescente preocupação e pressão social para o combate aos danos ambientais que se perpetuaram ao longo dos séculos. Considerada uma das principais fontes de energia renovável, a energia solar se destaca por ser praticamente uma forma inesgotável de energia. A abundância de recursos para a fabricação dos módulos fotovoltaicos de silício – os mais utilizados – é outro fator que favorece a sua utilização. Um dos principais desafios enfrentados em relação à utilização dos módulos fotovoltaicos é o efeito das degradações que ocorrem durante seu período de operação e que podem acarretar em perda de desempenho e confiabilidade, chegando até mesmo a inviabilizar a sua operação. Corrigir as falhas já existentes e evitar que novas disformidades possam ocorrer é de crucial importância para evitar a ocorrência de prejuízos, perdas e danos que possam comprometer o desenvolvimento do setor fotovoltaico. Atualmente, muitas usinas fotovoltaicas ainda utilizam o reconhecimento do local destas falhas através de inspeção visual, método demorado e com custos elevados, criando um desafio para a área de O&M de usinas fotovoltaicas. Este trabalho, portanto, tem como objetivo desenvolver um método de detecção de módulos fotovoltaicos em operação potencialmente defeituosos (módulos com pontos quentes) através do processamento de imagens termográficas, possibilitando a realocação ou substituição dos mesmos. Este processo pretende automatizar o reconhecimento de falhas, substituindo o modelo de inspeção visual, tornando-o mais rápido, eficaz e economicamente viável. Os pontos quentes podem ser causados por microfissuras em células; diodo by-pass em curto-circuito; sombreamento parcial dos módulos; célula em curto-circuito, escurecimento e delaminação do encapsulante, entre outros fatores. O código criado foi capaz de detectar todos os módulos fotovoltaicos com pontos quentes, embora algumas imagens apresentaram falsos positivos próximos aos módulos desejados, o que não comprometeu o objetivo proposto. Logo, o código desenvolvido já demonstra uma capacidade poderosa de detecção de falhas com alto potencial de aprimoramento, que pode vir a ser uma ferramenta de qualidade muito útil na indústria fotovoltaica, e tem grande potencial de aplicabilidade em sistemas fotovoltaicos de grande extensão, em que a inspeção visual se torna inviável e dispendioso.

Palavras chave: Detecção de pontos quentes. Módulos fotovoltaicos. Imageamento termográfico. Processamento de imagens.

ABSTRACT

The clean energy generation has numerous supporters in the political, scientific and industrial environment due to the growing concern and social pressure to combat the environmental damage that has perpetuated over the centuries. Considered one of the main sources of renewable energy, solar energy stands out for being practically an inexhaustible form of energy. The abundance of resources for the manufacture of silicon photovoltaic modules – the most used – is another factor that favors their use. One of the main challenges faced regarding the use of photovoltaic modules is the effect of the degradations that occur during their operation period which can cause performance and reliability losses, even making its operation unfeasible. Correcting existing failures and preventing further deformities from occurring is of crucial importance in order to prevent damage, loss and injuries from compromising the development of the photovoltaic sector. Currently, many photovoltaic plants still use the location recognition of these faults through visual inspection, what is a time consuming and costly method, creating a challenge for the photovoltaic O&M area. This work, therefore, aims to develop a method for detecting potentially defective photovoltaic modules in operation (modules with hot spots) through the processing of thermographic images, enabling their reallocation or replacement. This process aims to automate fault recognition, replacing the visual inspection model, making it faster, more efficient and economically viable. Hot spots can be used by microcracks in cells; short –circuit by pass diode; partial shading of the modules; short-circuit cell; browning and delamination of the encapsulante, among other factors. The code created was able to detect all photovoltaic modules with hot spots, although some images showed false positives close to the desired modules, which did not compromise the proposed objective. Therefore, the developed code already demonstrates a powerful fault detection capacity with a high potential for improvement, which can become a very useful quality tool in the photovoltaic industry, and has great potential for applicability in large-scale photovoltaic systems, in which visual inspection becomes impractical and expensive.

Key-words: Fault detection. Photovoltaic modules. Infrared thermography. Image processing.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Expressão de cada fonte no consumo energético mundial.....	14
Figura 2 – Geração de Energia Solar Fotovoltaica.....	15
Figura 3 – Produção mundial de energia solar fotovoltaica de por região (TWh)	16
Figura 4 – Produção Mundial de Módulos Fotovoltaicos (2017): 105,817 MW.....	16
Figura 5 – Participação de renováveis na matriz elétrica.	17
Figura 6 – Matriz Elétrica Brasileira (BEN 2017)	18
Figura 7 – a) Área danificada por aquecimento localizado e b) perfil de temperatura da célula solar.	23
Figura 8 – Componentes da Radiação Solar.....	30
Figura 9 – Espectro eletromagnético e suas faixas.....	31
Figura 10 – Esquematização do efeito fotovoltaico.	33
Figura 11 – Circuito equivalente de uma célula solar.	35
Figura 12 – Curva I-V característica de uma célula solar.	36
Figura 13 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V.....	38
Figura 14 – Delaminação entre o encapsulante e o vidro.....	40
Figura15 – Módulo fotovoltaico com a) descoloração e b) delaminação.....	41
Figura 16 – Sombreamento sobre módulos em uma residência.	42
Figura17 – Efeitos de mismatch em um modulo fotovoltaico defeituoso.....	43
Figura 18 – Diferença entre sinal digital e analógico.....	44
Figura 19 – Exemplo de uma convolução.	46
Figura 20 – Kernel de detecção de bordas.....	47
Figura 21 – Resultado da convolução de imagens com Kernel de detecção de bordas.	47
Figura 22 – Fatores de limiarização (t) entre 0 a 255 e seus resultados.	48

Figura 23 – Cada módulo fotovoltaico é extraído e salvo como uma nova imagem para análise individual.	49
Figura 24- a) Imagem térmica coletada b) Região de interesse c) Enumeração dos módulos fotovoltaicos.	50
Figura 25 – Defeito conhecido como escurecimento (“brownie”) e o efeito gerado em forma de superaquecimento.	51
Figura 26 – Câmera utilizada na fase inicial do projeto.	52
Figura 27 – Drone utilizado para a captação de imagens termográficas.	53
Figura 28 – Distribuição mensal de temperatura dos módulos/células fotovoltaicas monitoradas pelo Laboratório GREEN	56
Figura 29 – Antes e depois da seleção de área dos objetos.	60
Figura 30 - Simulação de um imageamento termográfico, sem ruídos, em um gerador fotovoltaico com 5 focos de pontos quentes.....	62
Figura 31 – Etapa 1: Leitura da imagem modelo em RGB.	64
Figura 32 – Etapa 2: Conversão para escala de cinzas.	64
Figura 33 – Conversão para Imagem Binária.....	65
Figura 34 – Numeração dos objetos detectados.	65
Figura 35 – Matriz composta por cada módulo extraído da imagem.	66
Figura 36 – Resultado final do software.....	67
Figura 37 – Imageamento termográfico da empresa Martifer.....	68
Figura 38 – Imageamento termográfico do Estádio Mineirão.....	69
Figura 39 – Imageamento termográfico da empresa Kitawa.....	70
Figura 40 - Imageamento termográfico da empresa Solar Industry Mag.....	71
Figura 41 – Imageamento termográfico nº 1 obtido experimentalmente.....	73
Figura 42 – Interferência do fundo quente no imageamento termográfico.	74
Figura 43 - Interferência do fundo quente no imageamento termográfico.....	75

Figura 44 – Necessidade de aplicação de um processamento de imagens auxiliar para a correta funcionalidade do software.....	76
Figura 45 – Resultado obtido após a correção da luminosidade do fundo.....	77
Figura 46 - Resultado obtido após a correção da luminosidade do fundo.....	78
Figura 47 – Guia Prático para Inspeção em Geradores Fotovoltaicos	87

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Capacidade instalada no Brasil (MW)	17
Tabela 2 - Principais causas e efeitos em células/módulos fotovoltaicos.	25
Tabela 3 – Classificação de falhas em termos de imagens infravermelhas.	26
Tabela 4 – Detecção de falhas em módulos a partir de um padrão.	28
Tabela 5 – Modos de falhas e degradação em módulos fotovoltaicos.	39
Tabela 6 – Irradiância média para Belo Horizonte (Ano padrão).	55
Tabela 7 – Temperatura ambiente média de Belo Horizonte nos últimos 5 anos.	55
Tabela 8 – Temperatura de operação de uma célula solar em Belo Horizonte.	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BEN:	Balanço Energético Nacional
EVA:	Encapsulante de Acetato de Vinilo Etileno (Ethylene Vinyl Acetate encapsulante)
GREEN:	Grupo de Estudos em Energia
IEA:	International Energy Agency
NREL:	National Renewable Energy Laboratory
OCDE:	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
O&M:	Operação e Manutenção
PID:	Degradação Induzida Potencial
ROI:	Região de Interesse (Region of Interest)
Si	Silício
toe	Tonelada equivalente de petróleo (tep)
WRC	Centro Mundial de Radiação (World Radiation Center)

LISTA DE SÍMBOLOS

A	Área da superfície (m^2)
e	Carga do elétron (C)
FF	Fator de forma
G	Radiação solar (W/m^2)
G_{sc}	Constante solar (W/m^2)
I	Corrente líquida (A)
I_0	Corrente de saturação reversa do diodo no escuro (A)
I_D	Corrente de diodo (A)
I_L	Foto corrente (A)
I_{MP}	Corrente de máxima potência (A)
I_{sc}	Corrente de curto-circuito (A)
k	Constante de Boltzmann (J/K)
m	Fator de idealidade do diodo
$NOCT$	Constante referente ao tipo de material da célula fotovoltaica ($^{\circ}C$)
$P_{m\acute{a}x}$	Potência máxima (W)
P_{MP}	Ponto de máxima potência (W)
R_S	Resistência em série (Ω)
R_p	Resistência em paralelo (Ω)
T	Temperatura equivalente de operação da célula solar (K)
T_{amb}	Temperatura ambiente ($^{\circ}C$)
T_c	Temperatura de operação da célula solar ($^{\circ}C$)
V	Tensão aplicada nos terminais do diodo (V)
V_{MP}	Tensão de máxima potência (V)
V_{oc}	Tensão de circuito aberto (V)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	14
1.1 Objetivo	18
<i>1.1.1 Objetivos Específicos</i>	<i>18</i>
1.2 Justificativa	19
1.3 Descrição dos Capítulos	19
2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	30
3.1 Radiação Solar	30
3.2 Efeito Fotovoltaico.....	32
3.3 Propriedades elétricas e térmicas das células solares	33
<i>3.3.1 Efeito da Temperatura no Desempenho de Módulos Fotovoltaicos.....</i>	<i>37</i>
<i>3.3.2 Formação de pontos quentes e termografia infravermelha</i>	<i>38</i>
3.4 Degradação em módulos fotovoltaicos	38
3.5 Processamento de imagens aplicado em imageamento termográfico.....	44
<i>3.5.1 Detecção de bordas por convolução (tratamento de ruídos).....</i>	<i>45</i>
<i>3.5.2 Detecção de bordas.....</i>	<i>47</i>
<i>3.5.3 Operação de limiarização (tratamento de ruídos)</i>	<i>48</i>
<i>3.5.4 Detecção de objetos (tratamento de ruídos)</i>	<i>49</i>
<i>3.5.5 Extração das características individuais dos módulos (Desenvolvimento do Código)..</i>	<i>49</i>
<i>3.5.6 Análise Crítica dos módulos detectados (Desenvolvimento do Código)</i>	<i>50</i>
4 METODOLOGIA.....	52
4.1 Listagem dos materiais necessários para o desenvolvimento do projeto	52
<i>4.1.1 Câmera termográfica.....</i>	<i>52</i>
<i>4.1.2 Software</i>	<i>53</i>
4.2 Métodos de processamento de imagens aplicáveis ao método matemático.....	57
<i>4.2.1 Escolha do Software.....</i>	<i>57</i>
<i>4.2.2 <u>Escolha do Método</u>.....</i>	<i>57</i>
4.3 Escolha de um sistema fotovoltaico ideal (fase inicial)	61

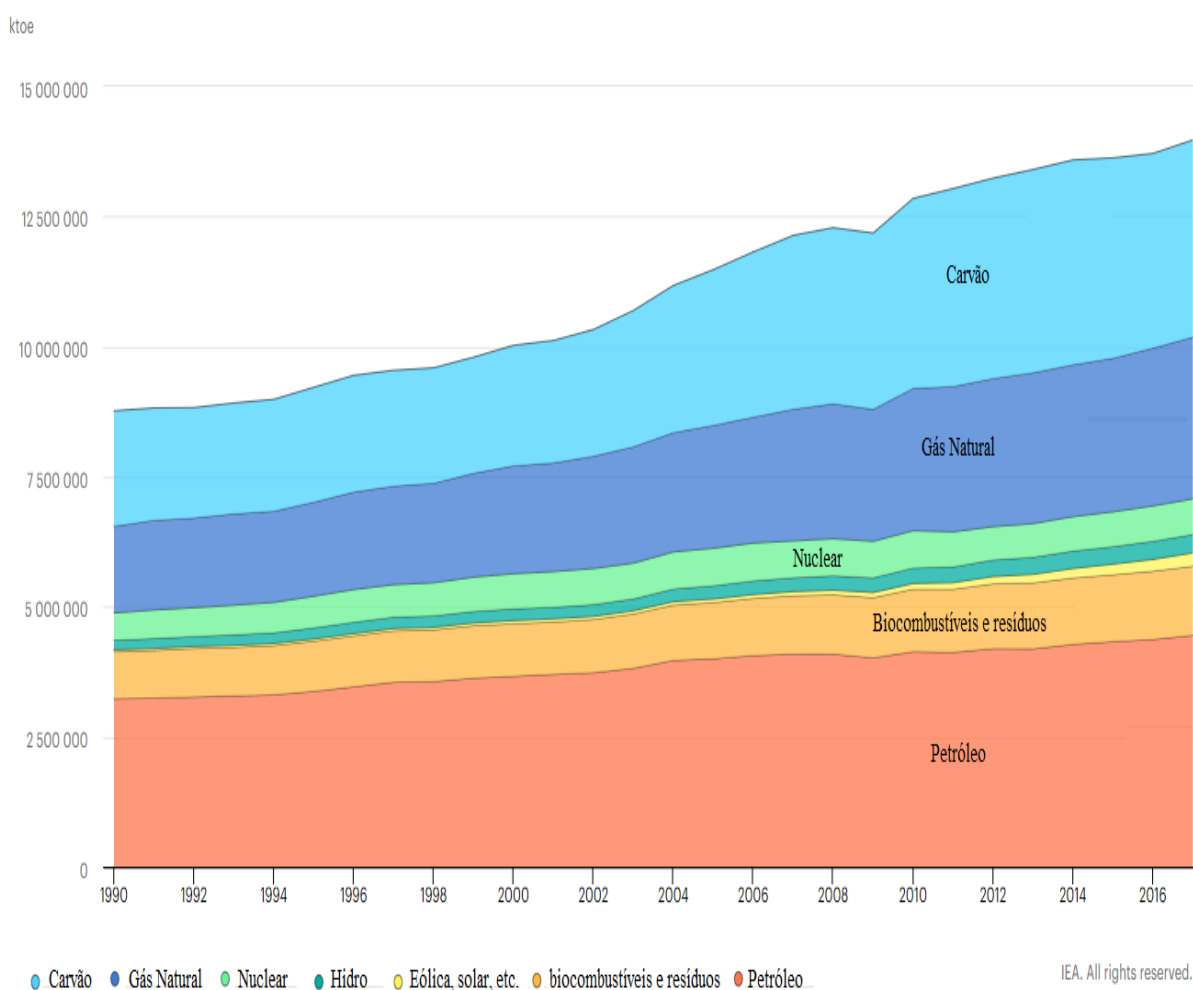
4.4	Aquisição de imagens termográficas de sistemas fotovoltaicos instalados	62
4.5	Testes e modificações do código (tratamento de ruídos).....	63
4.6	Validação do código (teste de performance)	63
5	ANÁLISE DE RESULTADOS	64
5.1	Processamento da Imagem Modelo	64
5.2	Processamento de Imagens de sistemas instalados.....	68
<i>5.2.1</i>	<i>Validação do código contra imagens de sistemas fotovoltaicos fora da Universidade. 68</i>	
<i>5.2.2</i>	<i>Validação do código contra imagens de sistemas fotovoltaicos dentro da Universidade.....</i>	<i>72</i>
6	CONCLUSÕES.....	80
	ANEXO A.....	87

1 INTRODUÇÃO

Durante a corrida espacial, a energia solar fotovoltaica ganhou notoriedade e foi uma das fontes de energia renováveis de maior relevância. As células solares eram empregadas em satélites que também utilizavam baterias como fonte de alimentação, sendo capazes de os manter em funcionamento mesmo após a descarga destas baterias. O resultado do experimento foi um sucesso para a construção e desenvolvimento do setor fotovoltaico, proporcionando avanços na exploração espacial.

Entretanto, nas aplicações terrestres, os avanços não seguiram proporções tão satisfatórias. A maior facilidade e baixo custo de outros meios de produção de energia resultam em uma limitada aplicação da energia fotovoltaica no cenário mundial, como mostra o estudo realizado pela Agência Internacional de Energia (International Energy Agency, IEA) no período de 1990 a 2015 ilustrado pela Fig. 1.

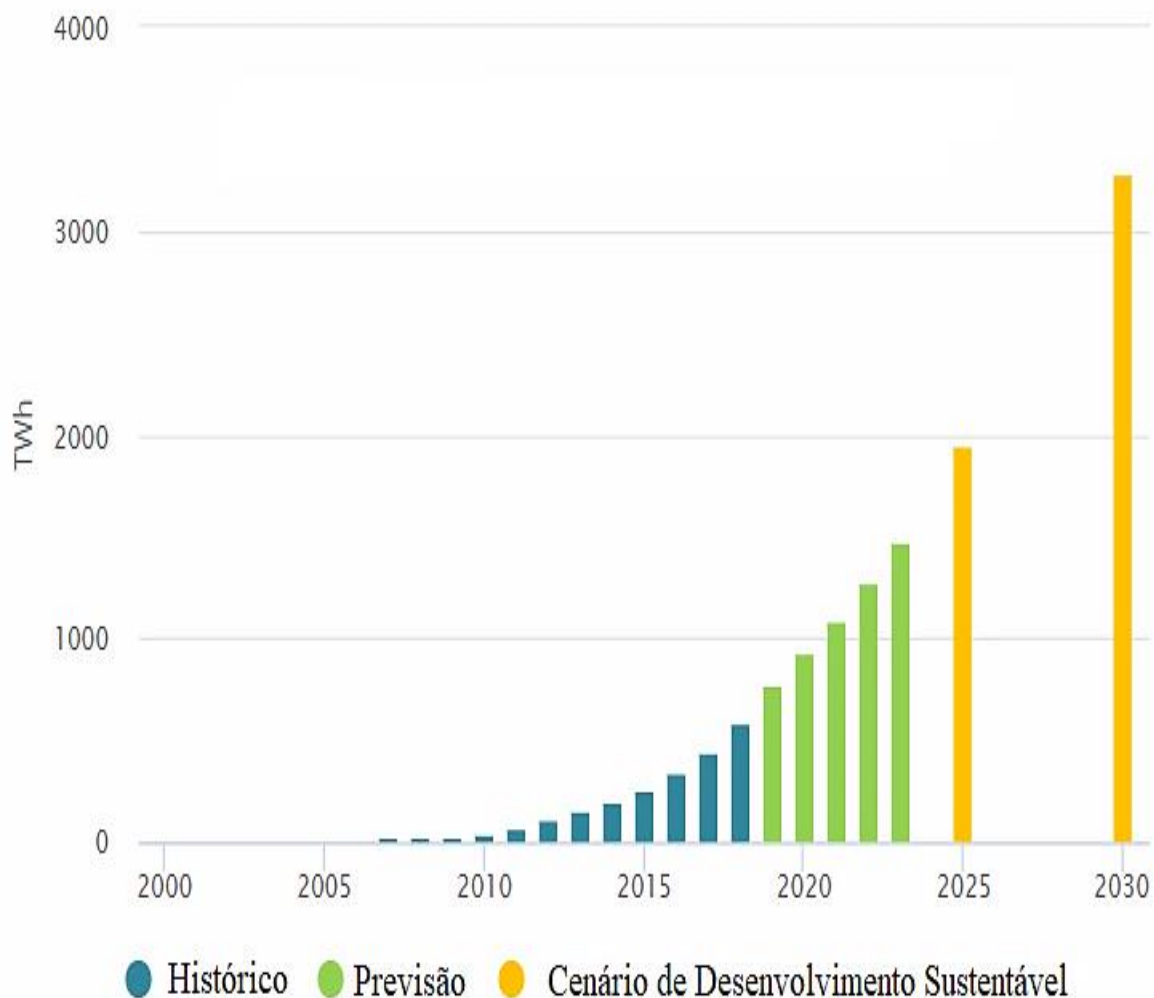
Figura 1 – Expressão de cada fonte no consumo energético mundial.



Fonte: IEA 2017

No entanto, a geração de energia fotovoltaica está em constante evolução, sendo prevista aproximadamente uma geração de aproximadamente 3 200 TWh de energia até 2030 como relata a Fig. 2.

Figura 2 – Geração de Energia Solar Fotovoltaica.

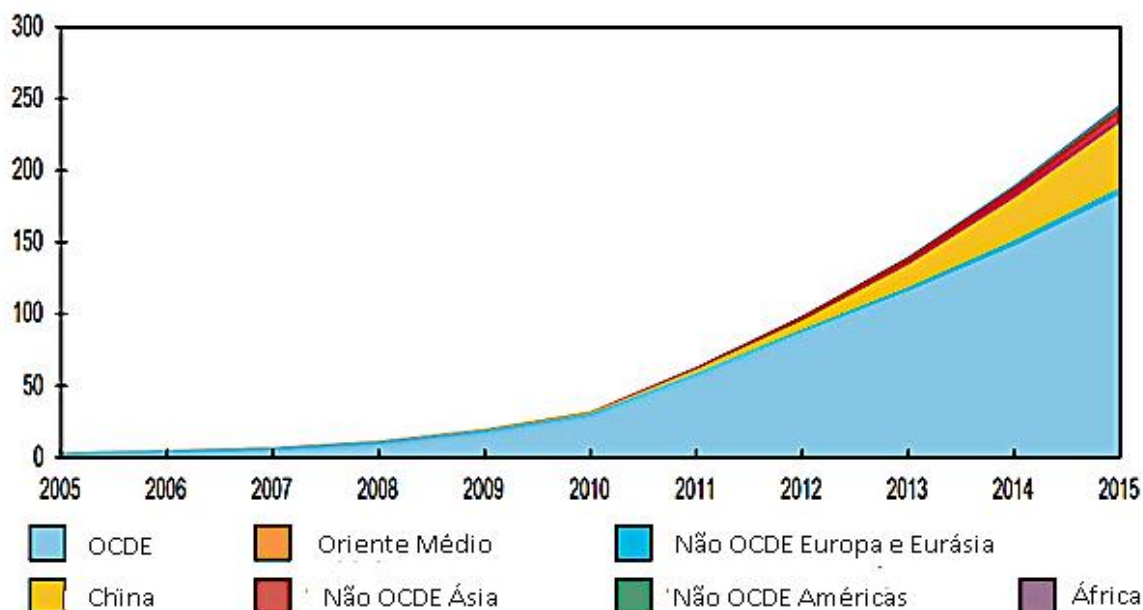


Fonte: IEA 2019

Com base nesses dados, muitos cientistas e pesquisadores vêm encontrando várias alternativas de aprimoramento do setor fotovoltaico, a fim de torná-lo cada vez mais competitivo já que o potencial de escalabilidade é bem elevado conforme previsto por Martin Green: “A participação da energia solar na matriz energética mundial pode aumentar para 25% nos próximos 20 anos se a ciência e a tecnologia relevantes puderem ser adequadamente cultivadas, embora a energia solar fotovoltaica atualmente represente apenas 0.02% do total mundial”. (Green, 2009).

Dados do IEA provam que a China e os países da OCDE se destacam na produção de energia solar fotovoltaica, como mostra a Fig. 3.

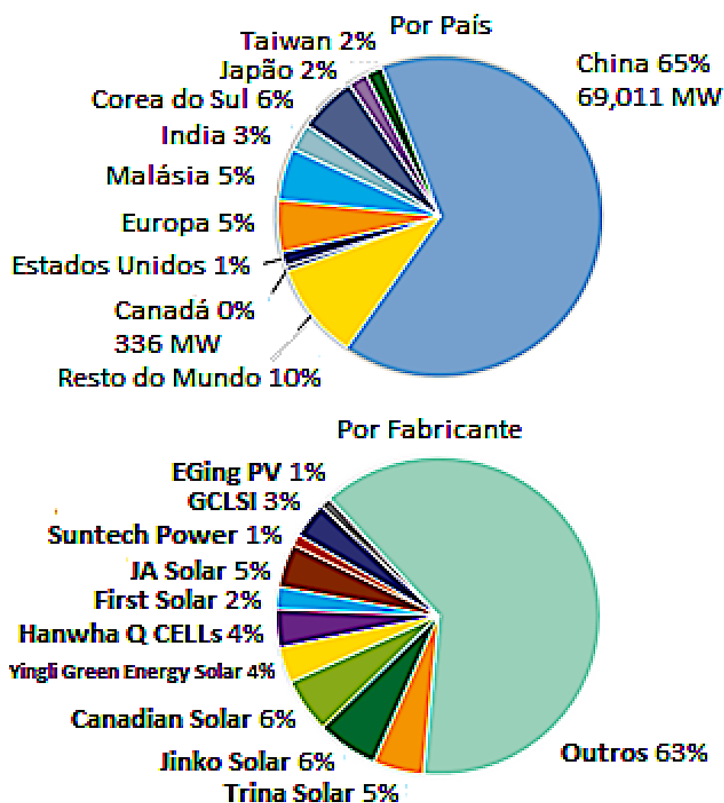
Figura 3 – Produção mundial de energia solar fotovoltaica de por região (TWh)



Fonte: IEA 2017

Além de ser o país que mais investe na produção de energia solar fotovoltaica, a China também é o país que mais fabrica módulos fotovoltaicos no mundo, sendo detentora da maioria das empresas do setor como mostra a Fig. 4.

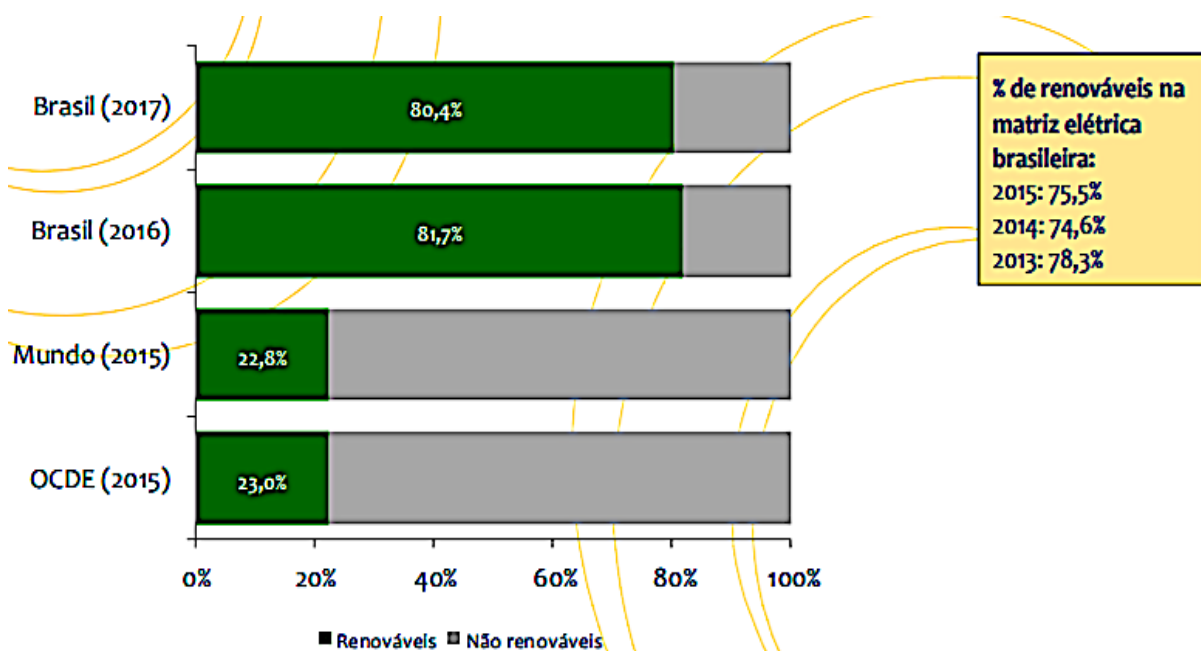
Figura 4 – Produção Mundial de Módulos Fotovoltaicos (2017): 105,817 MW.



Fonte: Adaptado de, 2017.

No Brasil, o sistema elétrico se concentra basicamente na hidroeletricidade (68% da produção nacional), seguida de outras fontes renováveis como gás natural, energia eólica e biomassa, sendo uma referência mundial na participação de renováveis na matriz elétrica como mostra a Fig. 5.

Figura 5 – Participação de renováveis na matriz elétrica.



Fonte: BEN 2018.

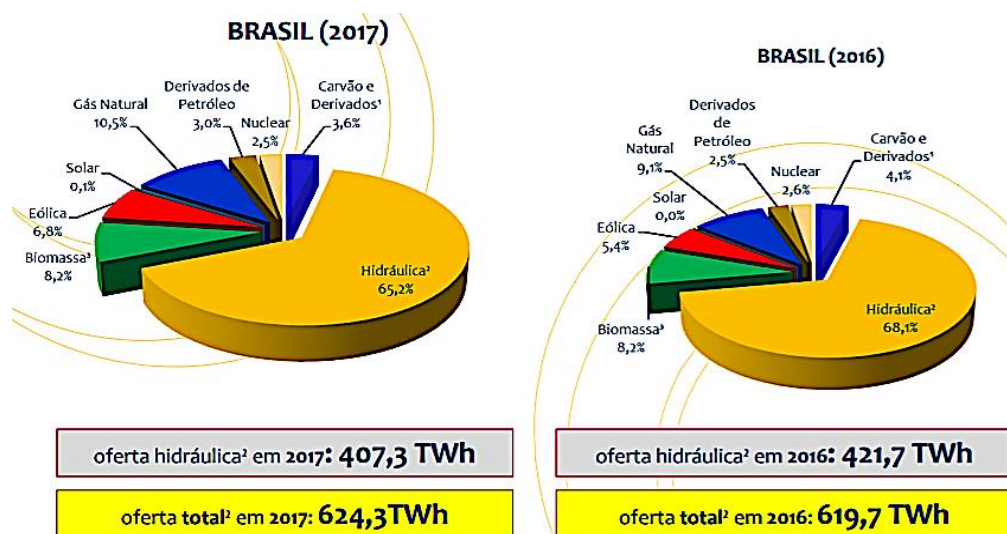
Apesar destes números e do crescimento elevado do setor fotovoltaico a partir de 2017 (mais de 3836% em relação a 2016), este ainda não possui uma parcela expressiva de atuação no mercado, passando de 0,0 para 0,1% da matriz energética brasileira, conforme indicado nas Tab. 1 e Fig. 6.

Tabela 1 – Capacidade instalada no Brasil (MW)

Fonte	2016	2017	Δ 17/16
Hidrelétrica	96.925	100.275	3,5%
Térmica ²	41.275	41.628	0,9%
Nuclear	1.990	1.990	0,0%
Eólica	10.124	12.283	21,3%
Solar	24	935	3836%
Capacidade disponível	150.338	157.112	4,5%

Fonte: BEN 2018.

Figura 6 – Matriz Elétrica Brasileira (BEN 2017)



Fonte: BEN 2018

A durabilidade dos módulos já compensa o investimento necessário na maioria das aplicações, porém, o capital inicial exigido é alto para o consumidor brasileiro, prejudicando o número de sistemas instalados. Geralmente, os fabricantes oferecem uma garantia de 20 anos de funcionamento para 80% de produção de energia, porém, caso um dos módulos fotovoltaicos de um arranjo se degrade antes dos demais, o módulo degradado reduzirá a vida útil dos outros módulos em operação, podendo trazer prejuízos inesperados ao investidor, já que estas degradações tendem a aumentar com o passar do tempo. Em outras palavras, módulos fotovoltaicos que operariam em torno de 30 anos, teriam uma rápida degradação após os 20 anos estrategicamente garantidos pelos fabricantes já prevendo tais degradações.

Uma das alternativas encontradas para se combater tal problema é a detecção automática de pontos quentes (efeito natural que evidencia possibilidade de falhas em módulos fotovoltaicos). Quanto mais rápido estes pontos quentes são encontrados, menores são os efeitos negativos no sistema fotovoltaico, reduzindo o tempo de retorno dos investimentos realizados.

1.1 Objetivo

O presente estudo tem como objetivo desenvolver um método de detecção automática de módulos fotovoltaicos em operação com possibilidade de falhas, baseado em imageamento termográfico e processamento de imagens.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Desenvolver um código no software MATLAB para detecção automática de módulos fotovoltaicos com pontos quentes em uma imagem sem ruídos;

- b) Aprimorar técnicas de remoção de ruídos e extração de objetos para o reconhecimento de módulos fotovoltaicos em imagens com ruídos;
- c) Validar a eficácia do modelo ao testar seu desempenho em imagens termográficas de sistemas fotovoltaicos instalados dentro e fora da universidade.

Partindo deste princípio, este trabalho visa o desenvolvimento de uma técnica para a otimização do processo de detecção de módulos fotovoltaicos com falhas por meio de termografia, dispensando assim, o trabalho manual de inspeção visual e medições aleatórias até hoje predominante nos sistemas fotovoltaicos de pequeno, médio e grande porte.

1.2 Justificativa

A evolução da indústria fotovoltaica tem exigido sistemas capazes de funcionar com confiabilidade, durabilidade e desempenho, garantindo o retorno esperado dos investimentos aplicados. O reconhecimento computacional de módulos potencialmente em falha pode detectar, em frações de segundos, uma quantidade relevante de células com elevada temperatura, e consequentemente reduzir as despesas relacionadas à manutenção, possibilitando investimentos em outras áreas do setor.

Espera-se que o desenvolvimento deste estudo possa acelerar a detecção de módulos fotovoltaicos que, devido a uma ou mais falhas, reduzam o potencial de geração de energia, facilitando sua substituição ou realocação apropriada e otimizando o desempenho de todo o sistema fotovoltaico.

1.3 Descrição dos Capítulos

O capítulo 1 aborda o cenário energético mundial, a matriz elétrica brasileira e a produção mundial de energia solar fotovoltaica por regiões, a justificativa e os objetivos desta dissertação.

O capítulo 2, revisão bibliográfica, aborda o estado da arte da tecnologia, através de trabalhos relevantes ao tema que se pretende aprimorar neste estudo.

O capítulo 3 é formado pela fundamentação teórica onde, inicialmente, são apresentadas as características ligadas à radiação solar (principal fonte de energia de módulos fotovoltaicos). Em seguida, é descrito o efeito fotovoltaico, responsável pela conversão da radiação solar em eletricidade, assim como o funcionamento das células solares e seu comportamento elétrico e térmico. Também são expostos os tipos de degradações mais comuns em módulos fotovoltaicos e sua conexão com os pontos quentes. Finalmente, são explicadas as técnicas de pré-processamento e de processamento de imagens.

No capítulo 4, são abordados os materiais e métodos, descrevendo assim, todos os procedimentos adotados para a realização do trabalho.

No capítulo 5 são apresentados os resultados obtidos e a validação do código através de imagens termográficas de sistemas fotovoltaicos reais com presença de pontos quentes.

No capítulo 6 são apresentados as conclusões sobre os resultados obtidos e os possíveis aprimoramentos para os trabalhos futuros.

As referências bibliográficas e os apêndices com informações relevantes ao trabalho são disponibilizados ao final da dissertação.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Em várias regiões do mundo, a instalação de módulos fotovoltaicos já é mais economicamente viável quando comparada com as tarifas cobradas pelas concessionárias de energia elétrica convencional. No entanto, devido ao alto investimento inicial, é de fundamental importância a avaliação constante de seu desempenho, durabilidade e confiabilidade.

TamizhMani e Kuitche (2013) sugeriram a necessidade de desenvolvimento de um sistema de avaliação da vida útil de módulos fotovoltaicos baseando-se nos agentes responsáveis pela degradação em módulos fotovoltaicos que ocasionam perdas de potência, reduzindo a confiabilidade e o tempo de vida de todo o sistema em que estão instalados. Com base nisso, identificar os tipos de degradação de módulos fotovoltaicos em operação se tornou um tema necessário na avaliação dos sistemas.

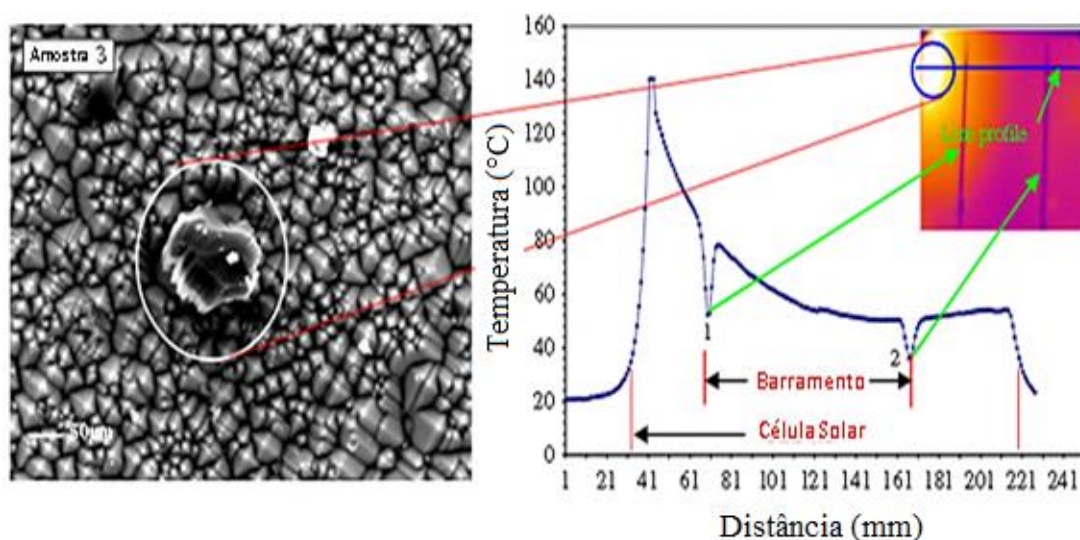
Kumar et al (2017) descreveram vários tipos de degradação em módulos fotovoltaicos, separando-os em duas categorias: degradação de estrutura e degradação elétrica. A primeira ocorre devido a degradações estruturais e óticas como delaminação, descoloração e rupturas de vidro; e a segunda devido à incompatibilidade de parâmetros elétricos geralmente causados por sombreamento, falhas de solda ou trincas de células solares.

Wheeler et al (2015) apresentaram um caso real nos Estados Unidos da década de 90, onde uma usina fotovoltaica perdeu 40% do seu rendimento em apenas 4 anos, ressaltando assim, a importância de estudos de monitoramento do rendimento de sistemas fotovoltaicos em operação para a descoberta de técnicas paliativas e preventivas contra os diversos tipos de degradações. Os autores listaram exemplos de planos de ações que podem ser utilizados em outras usinas fotovoltaicas usando-se minimódulos em laboratórios.

Apesar das diversas classificações de defeitos em módulos fotovoltaicos, a grande maioria deles pode ter origem em um fenômeno conhecido como ponto quente (hot spot) que ocasiona o superaquecimento das células solares. Em vista disso, vários autores buscam desenvolver técnicas de mapeamento de falhas, estudos de perdas e melhoria de desempenho baseando-se nas degradações indicadas por imageamento termográfico. Muitas fotografias são coletadas com o auxílio de drones com câmeras de longo alcance, torres móveis de grande porte e outros métodos.

Simon e Meyer (2010) propuseram a utilização da termografia infravermelha para mapear a distribuição de temperatura na superfície de células solares quando expostas a polarização reversa, simulando diversos fatores como sombreamento parcial de módulos ou defeitos de fabricação na estrutura dos mesmos. Uma vez detectadas as células defeituosas, os

autores utilizaram microscopia eletrônica de varredura para uma inspeção mais detalhada das imperfeições. Deste modo, constatou-se que em muitas células, os pontos quentes ocorrem devido à presença de impurezas metálicas e oxigênio em seus pontos de conexão (proveniente do processo de fabricação). Logo, a termografia se mostrou bastante eficaz para a localização de defeitos irreversíveis em diversos módulos instalados e em operação como mostra a Fig. 7: Figura 7 – a) Área danificada por aquecimento localizado e b) perfil de temperatura da célula solar.



Fonte: Simon e Meyer, 2010

Tsanakas, Ha e Shakarchi (2017) compararam dois métodos de mapeamento termográfico de geradores fotovoltaicos em usinas, sendo um aéreo e outro terrestre. O mapeamento aéreo é obtido com um drone contendo uma câmera infravermelha. Já o mapeamento terrestre é composto por um veículo similar a um guindaste que permite uma boa elevação da câmera infravermelha. Após a comparação dos resultados, os autores concluem que ambos os métodos possuem um bom rastreamento GPS sincronizado às imagens infravermelhas, entretanto, o mapeamento aéreo ganha na velocidade de aquisição de dados enquanto o mapeamento terrestre possui maior precisão.

Kumar et al (2017) desenvolveram uma modelagem elétrica e eletrotérmica para a inspeção termográfica de módulos fotovoltaicos, aplicando o método de detecção de falhas de forma não destrutiva (Non Destructive – NDT) e sem comprometer o funcionamento da usina fotovoltaica em teste. Deste modo, os autores comprovaram que a produção de energia elétrica não precisa ser afetada para o monitoramento das usinas, diferentemente dos métodos que não utilizam o imageamento térmico como referência.

Grimaccia et al (2015) utilizaram um veículo aéreo não tripulado – acoplado a uma câmera infravermelha – para analisar uma planta fotovoltaica, conectando os pontos quentes das imagens coletadas com defeitos do tipo: trilhas de caracol, delaminação, bolhas, rachaduras etc. Com isso, os autores concluíram que este método é capaz de manter usinas fotovoltaicas operando sempre em máxima produção, pois pontos quentes são facilmente detectados em larga escala, isolando os módulos potencialmente defeituosos dos demais.

O imageamento térmico nem sempre é utilizado em campo com módulos em operação, podendo ser aplicado em ambientes fechados em laboratórios para cálculos de desempenho e outros estudos variados como degradação acelerada de módulos fotovoltaicos.

Kasemann, Benjamin e Warta (2009) propuseram um método rápido, confiável e quantitativo para a classificação de pontos quentes em células solares de Si, detectando pontos quentes em menos de 10 milissegundos. Os testes foram realizados em ambientes escuros (módulo por módulo), aplicando-se, em seguida, o processamento de imagens para a detecção de pixels que se sobressaíam a distribuição padrão de intensidades.

As técnicas de imageamento termográfico, além de facilitarem o reconhecimento manual dos defeitos em módulos fotovoltaicos, podem ser automatizadas via processamento de imagens para que um software substitua o tratamento manual destas imagens. Isto pode garantir um ganho considerável de tempo e também de precisão no monitoramento de usinas fotovoltaicas, tornando a automatização significativamente atrativa para o imageamento termográfico em campo.

Kaplani (2012) analisou os efeitos da descoloração em módulos fotovoltaicos com faixa de operação entre 18 e 22 anos através de imagens termográficas e análise de curvas I-V, desenvolvendo um algoritmo para a detecção automática de defeitos baseando-se na percepção humana de cores.

Mellit, Tina e Kalogirou (2018) revisaram o estado atual da detecção e diagnóstico de falhas (Fault Detection and Diagnosis - FDD), por meio de imageamento termográfico, voltados a sistemas fotovoltaicos, detalhando várias causas de falhas e os métodos aplicados recentemente em trabalhos acadêmicos ao redor do mundo. Os pontos quentes são classificados como alerta de defeitos que afetam os módulos fotovoltaicos e que podem causar danos às células, reduzindo sua eficiência e confiabilidade. A Tabela 2 correlaciona as principais causas externas e internas dos pontos quentes.


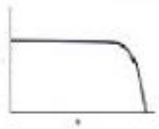
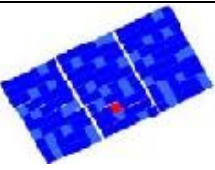
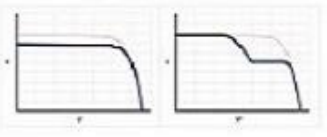

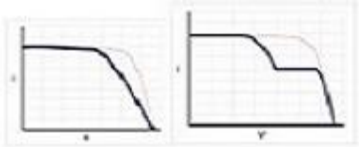

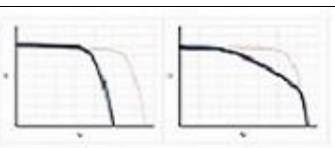

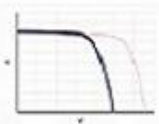

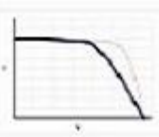

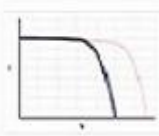


Tabela 2 - Principais causas e efeitos em células/módulos fotovoltaicos.

CAUSAS EXTERNAS	CAUSAS INTERNAS
Sujidade	Células fragmentadas
Neve	Incompatibilidade elétrica
Sombreamento	Resistência elevada ou pontos de solda “frios”
	Envelhecimento e degradação de células
Módulos Deficientes: classes ou tecnologia	Sombreamento parcial de células
	Superaquecimento
	Corrosão
	Oxidação

Fonte: Adaptado de Mellit, Tina e Kalogirou, 2018

Tsanakas, Há e Buerhop (2016) resumiram diversas publicações relacionadas à detecção de falhas em módulos fotovoltaicos de Si através do diagnóstico de imagens termográficas infravermelhas, garantindo assim, uma grande gama de conhecimento sobre o tema em apenas um artigo. Assim, os autores, ao final da publicação, elaboraram uma tabela correlacionando os pontos quentes com sua respectiva degradação, como mostra a Tab. 3.

Tabela 3 – Classificação de falhas em termos de imagens infravermelhas.

TIPO DE DEFEITO	PADRÃO INFRAVERMELHO	PADRÃO I-V
Degradação Ótica		
Fraturas na Célula Microfissuras Trilhas de caracol		
Quebra da célula Material ausente na matriz da célula		
PID Degradação induzida por potencial		
Curto Circuito Sombreamento		
Fitas de Interconexão quebradas Solda defeituosa		
<i>Substring</i> em circuito aberto Curto-circuito interno.		
Curto Circuito em todos os diodos by-pass Conexões erradas		Não aplicável
Módulo em circuito aberto Falha na conexão do sistema		Não aplicável

Fonte: Tsanakas, Há e Buerhop, 2018

Moretón, Lorenzo e Narvarte (2015) desenvolveram um método matemático que compara a temperatura de imagens termográficas para a detecção de pontos quentes em 200 módulos instalados na cidade de Cuenca (Espanha). O trabalho também contém testes visuais e eletroluminescência para comparação com os resultados obtidos, mapeando os módulos fotovoltaicos em três categorias: módulo não defeituoso; potencialmente defeituoso; e defeituoso.

Zhang et al (2017) utilizaram técnicas de processamento de imagens (K neighbor mean filter) para a extração de módulos fotovoltaicos contidos em imagens termográficas obtidas através de uma câmera infravermelha com GPS acoplada a um drone. O código desenvolvido foi capaz de detectar depósitos de sujeira em módulos fotovoltaicos de larga escala, uma vez que, onde havia sujeira, havia também um aumento considerável de temperatura. Portanto, como cada módulo foi separado e enumerado, os dados contidos no GPS permitiram a localização geográfica de todos os módulos fotovoltaicos que sofriam maior impacto com a deposição de sujeira em sua superfície frontal.

Uma das primeiras etapas do processamento de imagens consiste em ajustar o código para que ele possa identificar o que é ou não um objeto de interesse (módulo fotovoltaico). Não é possível encontrar pontos quentes sem que antes o código seja capaz de identificar o que é um módulo fotovoltaico. Vários autores, listados neste trabalho, descobriram técnicas de processamento que delimitam regiões de interesse, e extraíram assim, as bordas dos objetos para que os mesmos pudessem ser enumerados e processados individualmente.

Tsanakas et al (2015) utilizaram processamento de imagens, a fim de se detectar bordas em células fotovoltaicas pelo método de detecção de bordas Canny. Esta técnica foi aprimorada e permitiu que o código delimitasse a região perimetral dos objetos, preparando a imagem para a extração dos mesmos com formatos bem próximos ao desejado.



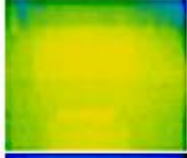
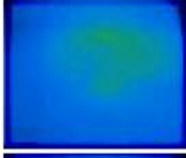

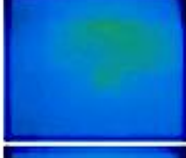
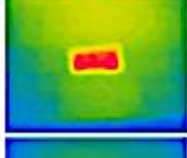
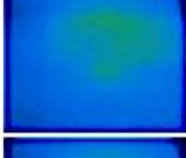
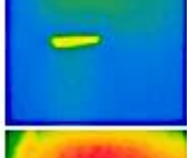
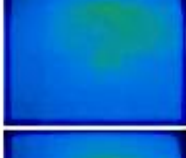
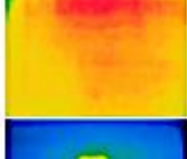
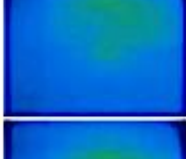
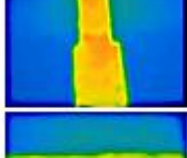
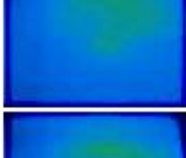


Vetter, Hepp e Brabec (2016) desenvolveram um algoritmo de segmentação de imagens capaz de identificar módulos fotovoltaicos em imagens termográficas que apresentaram uma quantidade excessiva de ruídos, reduzindo-os e gerando resultados satisfatórios na detecção de imperfeições em módulos fotovoltaicos. Assim, imagens que normalmente seriam descartadas podem ser analisadas, o que aumenta a quantidade de dados coletados em variados estudos do gênero.

Após a extração das regiões de interesse (módulos fotovoltaicos), deve-se definir métodos de comparação que identifiquem quais módulos estão mais próximos do ideal ou potencialmente danificados.

Jaffery, Dubey e Haque (2017) propõem um método preventivo de detecção de defeitos em módulos fotovoltaicos através de imageamento termográfico utilizando lógica Fuzzy. Isto consiste em um método computacional inteligente e capaz de comparar uma imagem de um módulo ideal com diversas imagens de módulos fotovoltaicos extraídos de imagens infravermelhas. A Tabela 4 mostra que quanto maior o índice de correspondência pixel por pixel entre as duas imagens, melhor é a condição do módulo fotovoltaico em análise.

Tabela 4 – Detecção de falhas em módulos a partir de um padrão.

Resultados: Tabela de processamento de imagem e de análise de falhas

Painel defeituoso	Temperatura	Painel padrão	Correspon- dência	Tipo de defeito	Ação requerida	Causa provável
	302		1000	NF	Nenhuma ação requerida	Painel saudável
	367		52	MD	Manutenção a ser agendada (sem urgência)	Sujeira no painel
	552		754	MD	Manutenção a ser agendada (sem urgência)	Diodo by-pass com defeito
	556		221	MU	Manutenção a ser agendada a curta duração	Danos físicos e sujeira
	328		852	MI	Manutenção a ser necessária no horário agendado	Sujidade pesada
	581		002	CF	Ação urgente necessária	Danos físicos e sombreamento
	552		689	MF	Manutenção a ser agendada (não urgente)	Interconexões defeituosas
	356		740	SF	Manutenção a ser necessária no horário agendado	Interconexões defeituosas

Fonte: Jaffery, Dubey e Haque, 2017

Na primeira coluna são adquiridas as regiões de interesse; na segunda coluna as respectivas temperaturas em uma escala desconhecida; na terceira coluna a imagem padrão repetida diversas vezes; na quarta coluna a pontuação da comparação pixel/pixel variando de 0 a 1000 pontos; na quinta e sexta coluna estão os tipos de defeito e ações a serem tomadas; e a última coluna com as causas prováveis dos defeitos.

Zou e Huang (2015) desenvolveram um método computacional para a detecção de falhas em módulos fotovoltaicos através de imagens termográficas sem escala de temperatura, utilizando-se de técnicas matemáticas para reconstruir esta escala e segmentar os defeitos nos módulos fotovoltaicos.

Kim, Youn e Kim (2017) testaram o reconhecimento de módulos com defeitos através de um código ao analisar três imagens térmicas diferentes, obtendo uma precisão de 97% em tais imagens. O código criado gera uma imagem com todos os módulos fotovoltaicos numerados e uma lista dos números a serem verificados como possíveis módulos danificados.

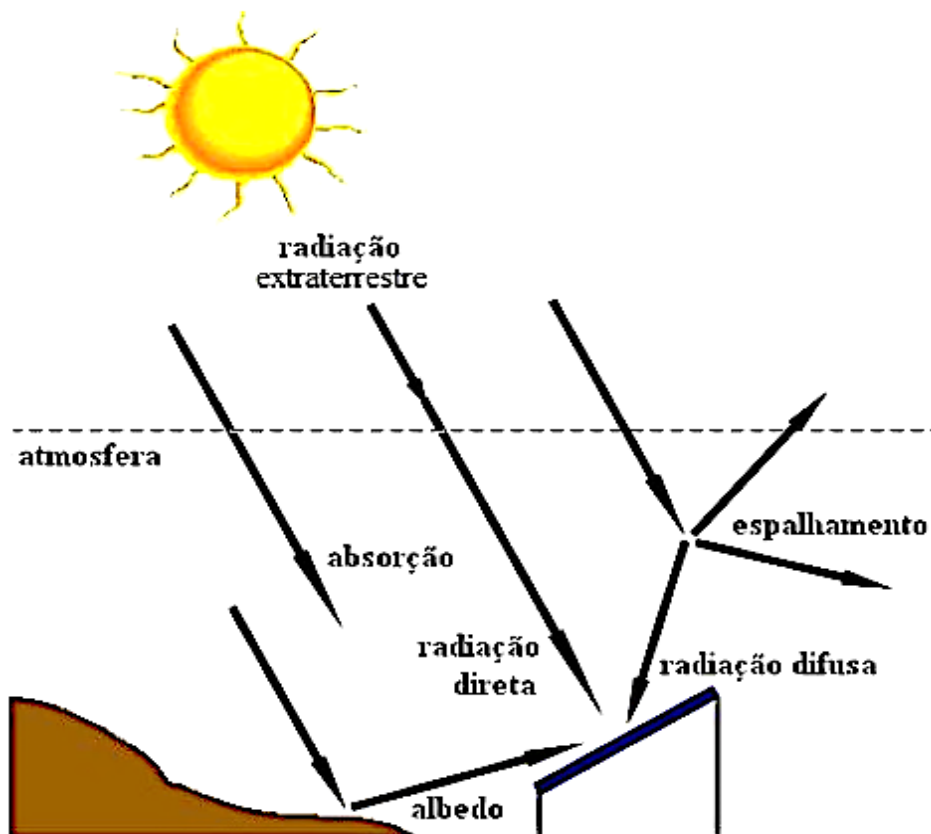
3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Antes de se iniciar o processamento de imagens termográficas aplicado à detecção de pontos quentes em módulos fotovoltaicos, é necessário entender os princípios gerais que compõem os mesmos. Os tópicos a seguir visam tratar de forma sintética os conceitos envolvidos no trabalho, começando pela radiação solar, seguida das propriedades elétricas e térmicas das células solares; o efeito fotovoltaico; os principais tipos de degradação e a formação de pontos quentes, finalizando com o processamento de imagens.

3.1 Radiação Solar

A radiação solar é a fonte primária de energia para o funcionamento dos módulos fotovoltaicos. O Sol irradia enormes quantidades de energia em direção ao planeta Terra na forma de fótons (pacotes de energia). Assim, ao atingir a atmosfera terrestre, boa parte desta energia é absorvida pelo planeta, pelos animais e plantas, tornando a Terra um local habitável. A Figura 8 exemplifica como um módulo fotovoltaico absorve radiação de forma direta, difusa e por reflexão do solo (albedo).

Figura 8 – Componentes da Radiação Solar.



Fonte: Pinho e Galdino, 2014

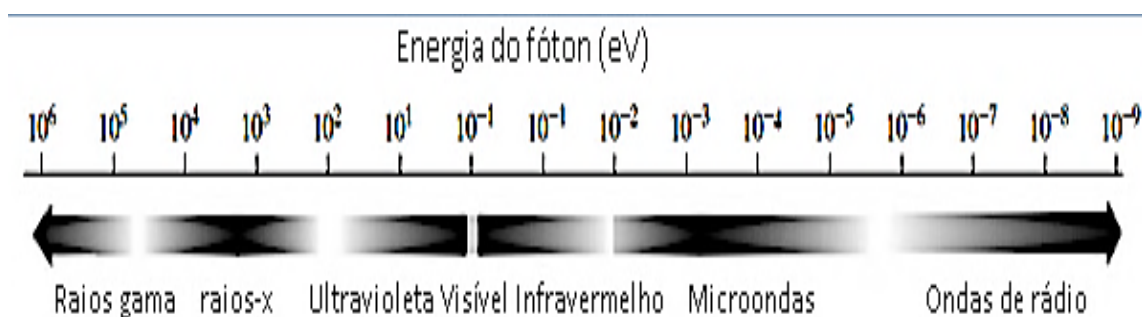
Parte da radiação solar ao atravessar a atmosfera é absorvida pelo ozônio (O_3) em uma banda na faixa do ultravioleta em comprimentos de onda inferiores a 300 nm. Já o vapor de água e o dióxido de carbono (CO_2) absorvem bandas na faixa do infravermelho, em comprimentos de onda superiores a 1000 nm. Outra parte da radiação incidente na atmosfera, interage com a mesma e é espalhada em todas as direções, caracterizando a radiação difusa. (BRAGA, 2018)

O Sol possui uma temperatura efetiva de corpos negros de 5 777 K. A temperatura nas regiões do interior central é estimada entre 8×10^6 a 40×10^6 K e sua densidade é estimada em cerca de 100 vezes a da água. Sendo assim, o sol é considerado um reator de fusão contínua com seus gases constituintes contidos em um “recipiente” retido por forças gravitacionais (DUFFIE e BECKMAN, 2013).

Ainda segundo Duffie e Beckman (2013), em aplicações de engenharia, geralmente é utilizado um valor para a radiação solar antes de ser absorvida pela atmosfera terrestre, denominado constante solar (G_{sc}), o qual equivale a $1\,367\text{ W/m}^2$ conforme adotado pelo Centro Mundial de Radiação (World Radiation Center – WRC). Esta é a energia recebida do Sol por unidade de tempo em uma área unitária de superfície perpendicular à direção de propagação da radiação na distância média da Terra-Sol fora da atmosfera.

Os feixes de radiação que atingem a Terra são compostos de diferentes espectros de energia, conforme indica a Fig. 9. Cada espectro carrega uma quantidade diferente de energia, sendo necessária apenas a faixa espectral do infravermelho para os fins desejados neste trabalho. Deste modo, os pontos quentes provenientes de imagens termográficas de módulos fotovoltaicos estarão compreendidos entre 10^{-1} à 10^{-2} eV .

Figura 9 – Espectro eletromagnético e suas faixas.



Fonte: Gonzalez e Woods, 2002

3.2 Efeito Fotovoltaico

O efeito fotovoltaico é o fenômeno que explica o funcionamento das células solares e, consequentemente, o funcionamento dos módulos fotovoltaicos. As células solares de silício convencionais são compostas por semicondutores tipo p e tipo n capazes de absorver os fótons da radiação solar, rompendo as ligações covalentes, liberando os elétrons e formando lacunas. Pode-se obter um semicondutor tipo p de silício (IV A da Tabela Periódica) ao adicionar impurezas aceitadoras (elementos da coluna III A da Tabela Periódica) em sua estrutura cristalina, ou obter um semicondutor tipo n ao difundir impurezas doadoras (coluna V A da Tabela Periódica).

A junção p-n é formada por um semicondutor tipo-p e outro tipo-n. Entre eles existe a região de depleção, a qual é formada, naturalmente, pelo excesso de elétrons presentes no semicondutor tipo n. Os elétrons do semicondutor tipo n migram para o semicondutor tipo p que possui lacunas.

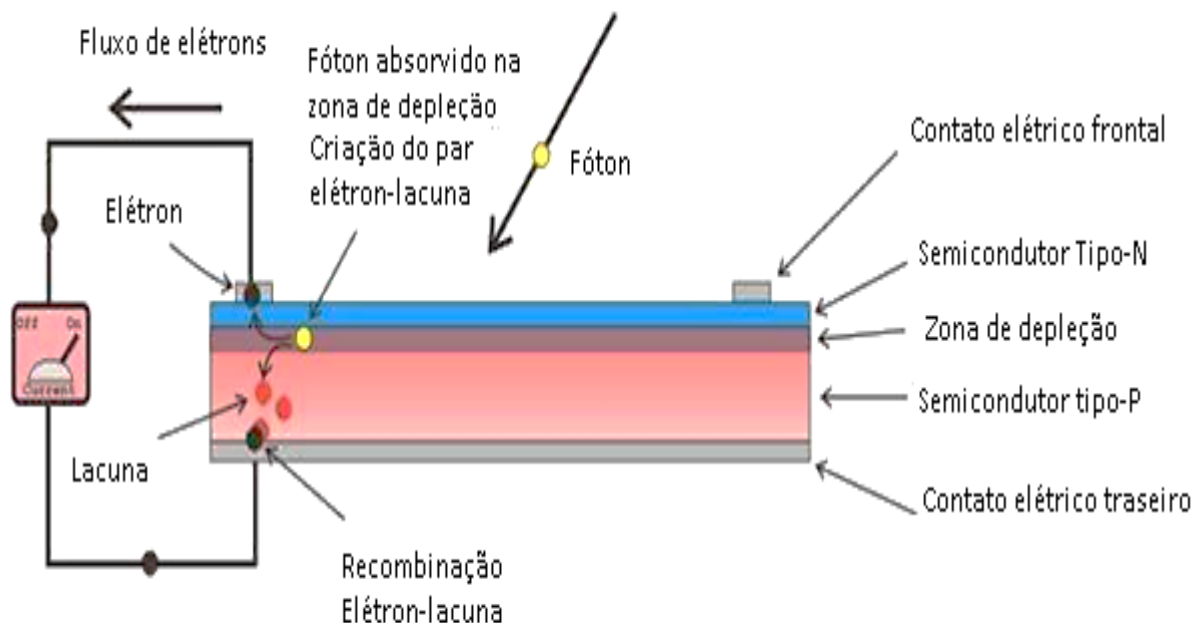
Este fenômeno torna a região de depleção carregada positivamente do lado do semicondutor tipo-n e negativa do lado do semicondutor tipo-p. Assim, quando ocorre a saturação (cessamento natural do movimento elétrons-lacunas), há o aparecimento de uma diferença de potencial e de um campo elétrico na região de depleção, impedindo a migração de cargas.

Diante disso, um fóton de luz, ao incidir sobre a superfície de um módulo fotovoltaico, penetra nas células solares através de uma fina camada de semicondutor tipo-n, a qual é fina o bastante para que o fóton de luz a ultrapasse, assim como a região de depleção, penetrando o semicondutor tipo-p como mostra a Fig. 10.

Ao atingir esta região, o fóton libera toda a sua energia, quebrando a ligação covalente e arrancando um elétron de valência do semicondutor tipo-p (se a energia liberada for suficientemente elevada, caso contrário, a energia se dissipará em forma de calor). Assim, este elétron repellido pelo lado negativo da região de depleção será atraído pelo seu lado positivo, e é recolhido por grades metálicas presentes na parte frontal das células solares.

Desta maneira, pequenas tiras formam a grade metálica que capturam o par elétron-lacuna em direções opostas, direcionando-o para os condutores de contato de maior espessura. Estes são responsáveis por conduzir os elétrons e lacunas de forma que seja produzida corrente elétrica desde que haja carga conectada ao módulo fotovoltaico. O módulo fotovoltaico não conectado a nenhuma carga não é capaz de produzir energia elétrica.

Figura 10 – Esquematização do efeito fotovoltaico.



Fonte: Stellar Energy Solutions, LLC.

3.3 Propriedades elétricas e térmicas das células solares

As células solares que compõem os módulos fotovoltaicos possuem parâmetros elétricos essenciais para a análise de eficiência dos mesmos. Dentre tais parâmetros, destacam-se: a corrente, fator de forma, tensão, potência no ponto de máxima potência e a potência nominal. Assim, é possível considerar um módulo fotovoltaico como um sistema fechado onde há fatores de entrada como irradiância solar (W/m^2) e temperatura das células; e fatores de saída como tensão e corrente, os quais juntos fornecem a potência nominal do módulo.

A curva característica de uma célula solar apresenta uma corrente de saída praticamente constante dentro da amplitude de tensão de funcionamento. A I_{sc} (corrente de curto circuito) representa a corrente máxima entregue pela célula solar quando os terminais do módulo estão no mesmo nível de referência; analogamente, a V_{oc} representa a máxima tensão entregue quando o módulo não está conectado a nenhuma carga; o P_{MP} é o valor máximo do produto $V \times I$, onde a eficiência da célula é ideal, obtendo-se I_{MP} (corrente de máxima potência) e V_{MP} (tensão de máxima potência), quando o módulo fotovoltaico está no seu ponto ótimo de funcionamento.

Conforme Lorenzo [2000] / (2018), “a corrente líquida fornecida pelo módulo fotovoltaico é o resultado entre a diferença de duas correntes opostas”, como mostra a Eq. 1 (LORENZO, E., 2000):

$$I = I_L - I_D \quad (1)$$

Onde as correntes I_L e I_D são, respectivamente, a foto corrente (corrente elétrica gerada através do efeito fotovoltaico e a corrente de diodo (ocasionada devido à recombinação do par elétron-lacuna, responsável por produzir a tensão externa necessária para entrega de energia para a carga do sistema conectado).

Para atender a carga conectada ao diodo, a corrente I_D se comporta como descrito na Eq. 2:

$$I_D = I_0 \left[\exp \left(\frac{eV}{mkT} \right) - 1 \right] \quad (2)$$

Onde:

I_0 é a corrente de saturação reversa do diodo no escuro;

e ($1,602 \cdot 10^{-19}$ C) é a carga do elétron;

m é o fator de idealidade do diodo;

V é a tensão aplicada aos terminais do diodo;

T é a temperatura equivalente de operação da célula solar e;

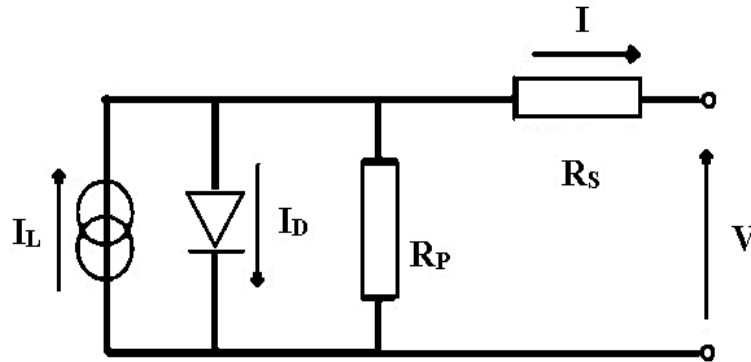
k é a constante de Boltzmann ($1,381 \cdot 10^{-23}$ J/K).

Deste modo, ao substituir a Eq. 2 na Eq. 1, obtém-se o comportamento analítico de uma célula solar, conforme mostra a Eq. 3:

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{eV}{mkT} \right) - 1 \right] \quad (3)$$

Segundo Lorenzo [2000], para facilitar o processo de análise de vários módulos fotovoltaicos conectados em série e em paralelo, é muito conveniente estudar o comportamento dos mesmos em um modelo de circuito equivalente ao invés de se utilizar o comportamento analítico (LORENZO, E., 2000), conforme indicado pela Fig. 11.

Figura 11 – Circuito equivalente de uma célula solar.



Fonte: Lorenzo, 2000.

Quando a corrente líquida $I = 0$ devido a circuito aberto, o dispositivo se polarizará com a maior tensão possível, V_{oc} , tornando $I_L = I_D$. Logo, a Equação (3) pode ser reajustada conforme mostra a Eq. (4):

$$V_{oc} = m \frac{kT}{e} \ln \left(\frac{I_L}{I_0} + 1 \right) \quad (4)$$

É muito importante observar pela equação 3, que a tensão de circuito aberto aumenta proporcionalmente com o logaritmo de I_L . Em outras palavras, V_{oc} decresce com a temperatura, pois o termo mkT/e é compensado pela variação exponencial de I_0 com a temperatura. Logo, a tensão de circuito aberto diminui com o aumento da temperatura conforme a Fig. 11 e o item 3.3.1.

Com base no exposto, a corrente de curto-circuito I_{sc} é obtida quando a corrente líquida se iguala à foto corrente, o que ocorre na condição de tensão de curto-circuito $V = 0$. Assim, pode-se escrever a curva característica da célula conforme a Eq. (5):

$$I = I_{sc} \left[1 - \exp \left(\frac{e(V_{oc} - V)}{mkT} \right) \right] \quad (5)$$

Como o desempenho dos módulos fotovoltaicos se resume a $P = V \cdot I$ (ver Fig. 12) estes fornecerão uma potência máxima que dependerá da carga aplicada. Assim, os pontos (I_M, V_M) correspondem ao ponto de potência máxima e podem ser obtidos pela condição de máximo, como mostra a Eq. 6:

$$\left[\frac{dI}{dM} \right]_M = - \frac{I_M}{V_M} \quad (6)$$

Substituindo a Eq. 4 na Eq. 6, tem-se:

$$I_M = \frac{I_L + I_0}{1 + \frac{mkt}{eV_M}} \quad (7)$$

Isto resulta, ao aplicar a Eq. 3 para a condição de máxima potência, na Eq. (8):

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{eV_M}{mkt} \right) - 1 \right] \quad (8)$$

As Equações 7 e 8 permitem, através de uma solução analítica, que se determine os valores de I_M e V_M .

$$\frac{I_M}{I_L} = 1 - a^{-b} \quad (9)$$

Sendo:

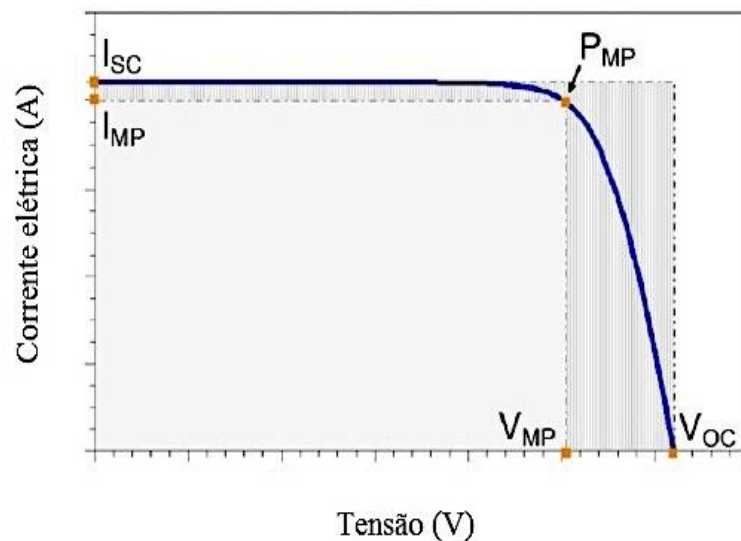
$$a = 1 + \ln \frac{I_L}{I_0} \quad (10)$$

$$b = \frac{a}{a + 1} \quad (11)$$

$$\frac{V_M}{V_{oc}} = 1 - \frac{\ln a}{a} \quad (12)$$

O fator de forma (FF) representa a relação entre a potência ideal para o módulo fotovoltaico $I_M \cdot V_M$ e a potência real obtida $I_{SC} \cdot V_{OC}$. Como mostra, respectivamente, a área não hachurada e hachurada da Fig. 12.

Figura 12 – Curva I-V característica de uma célula solar.



Fonte: Pinho e Galdino, 2014

A Eq. 13 representa matematicamente tal efeito.

$$FF = \frac{V_{MP} * I_{MP}}{V_{OC} * I_{SC}} \quad (13)$$

Lorenzo (2000) afirma que a partir das Eq. 9 a 12, para valores de $a > 20$, pode-se obter a equação aproximada para FF:

$$FF = 1 - \frac{\ln a - 1}{a} \quad (14)$$

A resistência em série, por onde passa a corrente líquida, representa um conjunto de perdas ôhmicas sofridas pelos materiais que compõem o módulo fotovoltaico (grades, vidro, etc), enquanto a resistência em paralelo corresponde as imperfeições na junção p-n. Com isso, chega-se a equação equivalente como mostra a Eq. (15).

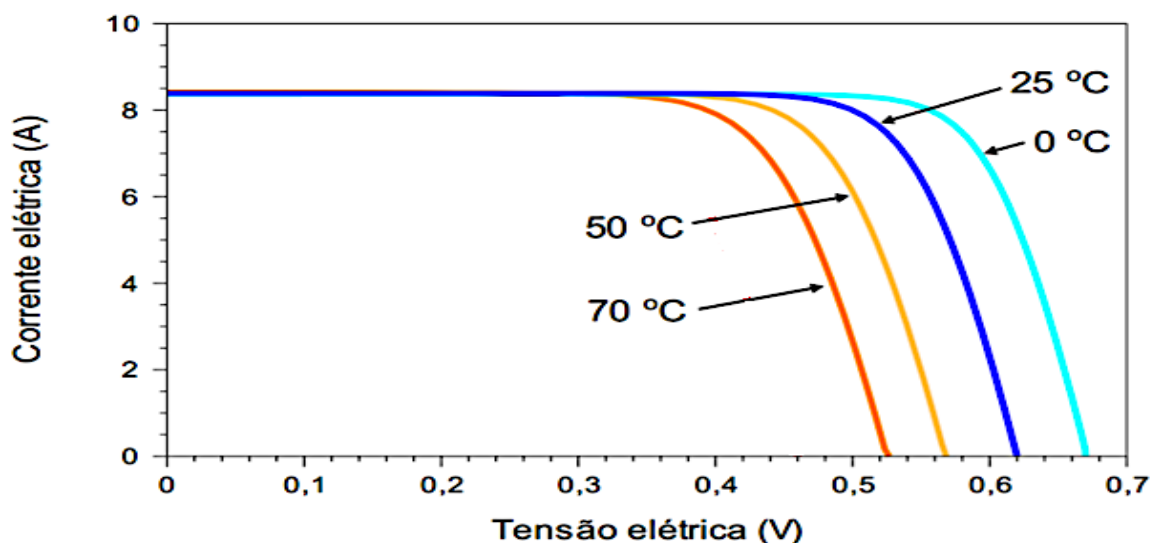
$$I = I_L \left[\exp \left(\frac{e(V + IR_S)}{mkT} - 1 \right) \right] - \frac{V + IR_S}{R_p} \quad (15)$$

3.3.1 Efeito da Temperatura no Desempenho de Módulos Fotovoltaicos

Como comprovado pela Equação 4, a tensão da célula solar diminui significativamente com o aumento da temperatura quando comparada com o pequeno aumento da corrente. Isto resulta na redução da potência obtida.

Segundo Pinho e Galdino (2014) um aumento de 70 °C na temperatura produz uma variação considerável no rendimento de módulos fotovoltaicos, sendo possível descrever a região de funcionamento da célula como gerador de energia, considerando a redução da tensão de circuito aberto devido ao aumento de temperatura e o desvio implícito da curva I-V para valores de desempenho inferiores ao ideal. A Figura 13 compara várias curvas I-V para diversas temperaturas sob a irradiância de 1 000 W/m².

Figura 13 – Influência da temperatura da célula fotovoltaica na curva I-V.



Fonte: Pinho e Galdino, 2014

Conclui-se por esta imagem que quanto maior for a intensidade do ponto quente encontrado no imageamento termográfico, maior será a perda de rendimento do módulo fotovoltaico com prováveis chances de falha.

3.3.2 Formação de pontos quentes e termografia infravermelha

Entende-se que na maioria das aplicações industriais, encontrar a localização dos módulos defeituosos, ou com desempenho reduzido, é bem mais relevante que determinar o tipo de defeito causador da perda de desempenho. Deste modo, o imageamento termográfico é uma ferramenta extremamente eficaz para o gerenciamento do desempenho de sistemas fotovoltaicos, pois permite a localização de pontos quentes de inúmeros módulos fotovoltaicos em operação a longas distâncias.

Pontos quentes são registros captados por câmeras termográficas que representam quantidades de calor, localizadas em pequenos pontos, acima do padrão normal do restante do sistema.

3.4 Degradação em módulos fotovoltaicos

Os principais tipos de defeitos em módulos fotovoltaicos estão descritos na Tab. 5.

Tabela 5 – Modos de falhas e degradação em módulos fotovoltaicos.

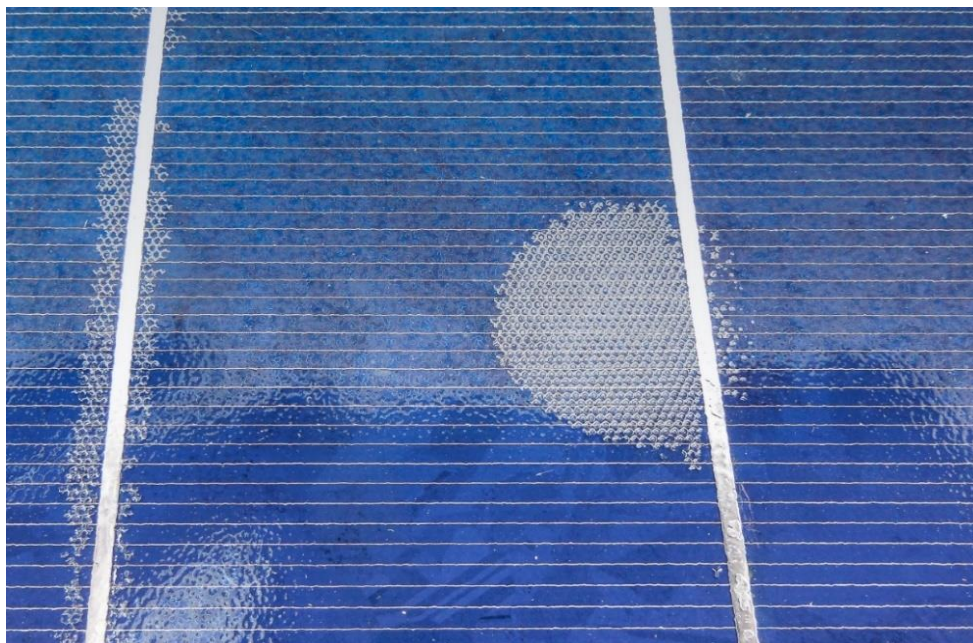
Falhas	Degradação
<ul style="list-style-type: none"> • Interconexões quebradas: <ul style="list-style-type: none"> - formação de arco elétrico; - queimaduras no encapsulante; - quebra do vidro; - perda de potência superior aos limites de garantia. • Falha de conexão de solda: <ul style="list-style-type: none"> - queimaduras no encapsulante; - quebra do vidro. • Corrosão severa: <ul style="list-style-type: none"> - queimaduras no encapsulante; - perda de potência superior aos limites de garantia. • Células trincadas: <ul style="list-style-type: none"> - pontos quentes; - perda de potência superior aos limites de garantia. • Delaminação do encapsulante: <ul style="list-style-type: none"> - perda de potência superior aos limites de garantia. • Vidro quebrado: <ul style="list-style-type: none"> - questão de segurança. • Pontos quentes: <ul style="list-style-type: none"> - queimaduras no encapsulante; - questão de segurança; - perda de potência superior aos limites de garantia. • Falhas no aterramento: <ul style="list-style-type: none"> - questão de segurança. - perda de potência superior aos limites de garantia. • Falhas na caixa de junção: <ul style="list-style-type: none"> - arco elétrico; - aterramento. • Falhas em conectores: <ul style="list-style-type: none"> - questão de segurança. • Falhas estruturais: <ul style="list-style-type: none"> - questão de segurança. • Falhas no diodo By-pass: <ul style="list-style-type: none"> - questão de segurança. - pontos quentes; - perda de potência superior aos limites de garantia devido à perda de cadeia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Quebra de interconexões: <ul style="list-style-type: none"> - degradação na produção de energia. • Má conexão: <ul style="list-style-type: none"> - degradação na produção de energia. • Corrosão lenta: <ul style="list-style-type: none"> - descoloração do encapsulante; - degradação no poder de metalização. • Quebra de células: <ul style="list-style-type: none"> - degradação na produção de energia. • Descoloração do encapsulante: <ul style="list-style-type: none"> - degradação na produção de energia. • Degradação eletroquímica do semicondutor e ou dos materiais metálicos: <ul style="list-style-type: none"> - degradação na produção de energia. • Deformação no Backsheet: <ul style="list-style-type: none"> - degradação na produção de energia. • Incompatibilidade entre módulos: <ul style="list-style-type: none"> - degradação na produção de energia. • Solo compactado e com forte adesão de substrato: <ul style="list-style-type: none"> - lenta acumulação de material particulado sobre os módulos; - permanente redução na produção de energia. • Solo com baixa compactação e adesão de substrato: <ul style="list-style-type: none"> - acumulação cíclica de material particulado sobre os módulos, mas com baixa aderência devido aos regimes de chuvas e ventos; - reversível e não acumulativo; - temporária redução na produção de energia.

Fonte: Adaptado de TamizhMani e Kuitche (2012) apud Cassini (.

Geralmente, a delaminação é detectada entre o vidro e o encapsulante na parte frontal do módulo ou entre o encapsulante e a célula solar. Aquela é facilmente detectada a olho nu, esta, porém, permanece invisível atrás da célula, a qual, naturalmente, não é transparente.

A delaminação ocorre quando a força de adesão interfacial do contato entre o encapsulante e a grade e/ou grade/células diminui. Ela pode surgir devido à longa exposição a elevadas temperaturas e radiação ultravioleta. As consequências são o surgimento de bolhas (pacotes de ar) formadas pela degradação entre o encapsulante e as células afetadas, dificultando a dissipação do calor nestes locais, tornando-os pontos quentes que reduzem o desempenho do conjunto. Além disso, esta deformidade pode contribuir para a passagem/retenção de umidade no módulo, intensificando o processo de corrosão em sua estrutura conforme indicado pela Fig. 14.

Figura 14 – Delaminação entre o encapsulante e o vidro.



Fonte: EQ International.

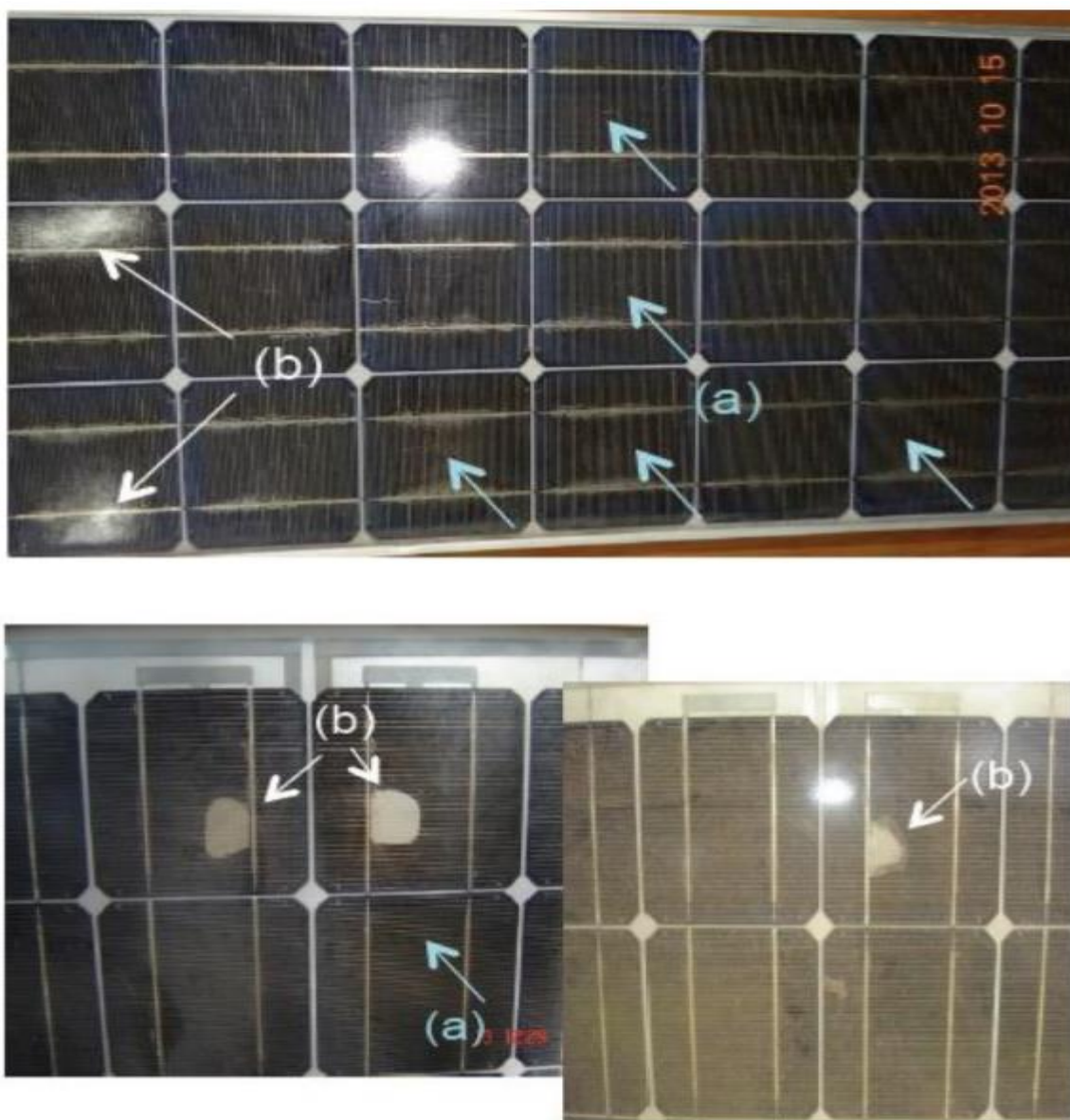
A detecção do defeito neste caso, somente é possível devido a transparência do vidro que protege as células solares, o que não seria possível na parte traseira do módulo fotovoltaico, que por ser opaca, requer o uso de técnicas alternativas, tais como a termografia, muito recomendada e apropriada para casos em que as irregularidades não são aparentes.

Outro tipo de defeito é conhecido como descoloração (browning or bleaching) cujo surgimento se dá com a constante exposição dos módulos fotovoltaicos à luz ultravioleta. Os módulos de silício (modelo mais fabricado atualmente) são os mais afetados pelo fenômeno.

Devido à longa exposição à luz ultravioleta e ao calor, a passagem de feixes de luz na área danificada é reduzida, ocorrendo-se uma degradação foto-térmica no encapsulante do módulo que altera a sua cor e reduz a corrente de curto-circuito (I_{sc}) da célula problemática, afetando, por conseguinte, todo o conjunto. Devido a liberação de ácido acético pelo polímero GVA à medida que a cor do encapsulante muda, os contatos metálicos do módulo podem ser corroídos, agravando seu rendimento.

O processo de inspeção deste defeito pode ser feito visualmente a olho nu, pois o EVA (Ethylene vinyl acetate) passa a aderir uma coloração amarelo-marrom à medida que o problema se agrava como mostra a Fig. 15.

Figura15 – Módulo fotovoltaico com a) descoloração e b) delaminação.



Fonte: Cassini et al, 2016

Por outro lado, mesmo visualmente detectável, tanto esta disformidade como as demais também podem ser identificadas por meio de imageamento termográfico.

Apesar de não ser um defeito, o sombreamento de módulos fotovoltaicos pode ser analisado sob esta perspectiva, pois o efeito de sua constante presença pode acarretar danos permanentes as áreas dos módulos fotovoltaicos encobertos por ele. Levando-se em conta o que foi observado, quando parte de um gerador fotovoltaico está sombreado, a região afetada não recebe fótons, tornando-se uma resistência para os demais módulos conectados no mesmo arranjo. Esta resistência criada gera um superaquecimento localizado e visível ao imageamento térmico. Caso os efeitos sejam pequenos, haverá a redução do desempenho do gerador fotovoltaico, caso contrário, incêndios localizados podem ocorrer em usinas fotovoltaicas ou áreas residenciais.

A Figura 16 ilustra um exemplo de sombreamento muito comum em sistemas urbanos realizados sem um correto estudo de localização do sistema fotovoltaico. Nota-se que o sombreamento não foi levado em consideração.

Figura 16 – Sombreamento sobre módulos em uma residência.



Fonte: Mellit et al, 2018

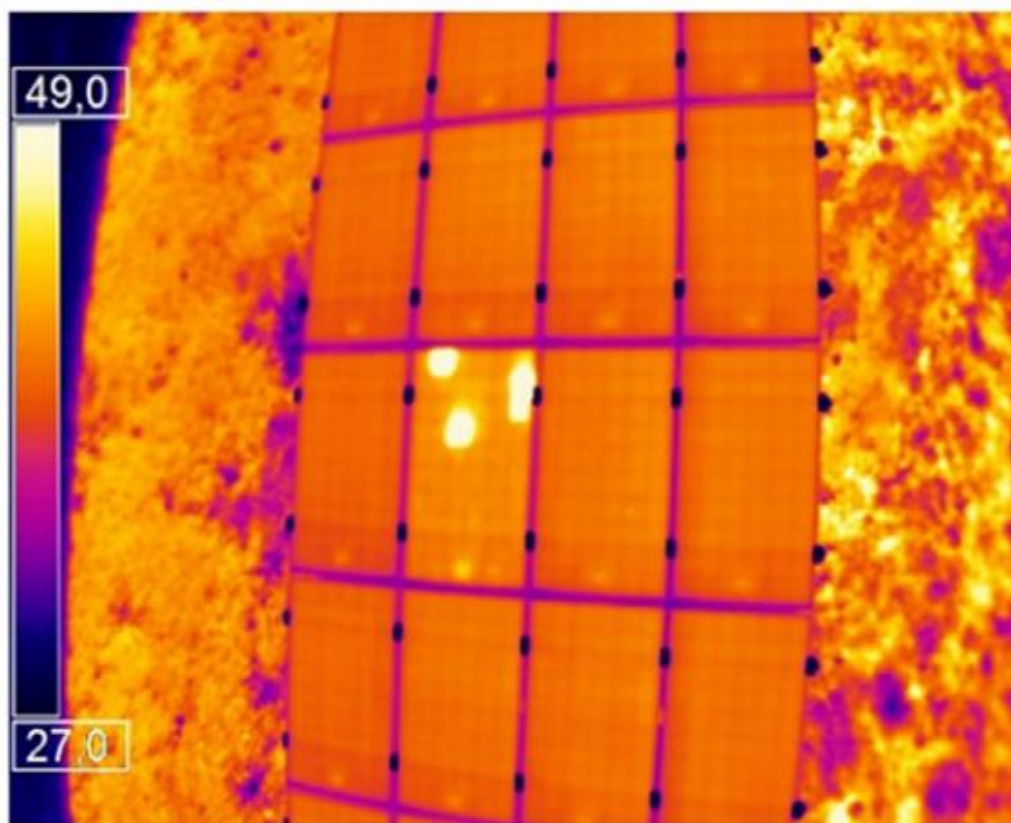
Mesmo com o correto planejamento da localização do gerador fotovoltaico, os riscos de sombreamento não são eliminados por completo. Fatores externos como a construção de edifícios ou crescimento de árvores próximos do local de instalação podem exigir uma alteração forçada da disposição dos módulos fotovoltaicos para que seu desempenho não seja comprometido.

Por fim, o último dos principais defeitos em módulos fotovoltaicos é denominado descasamento elétrico (mismatch) que é o resultado de uma diferença significativa da corrente gerada entre dois módulos fotovoltaicos ou células solares conectadas.

Entretanto, mesmo adotando o procedimento correto de instalação, o descasamento elétrico ocorrerá assim que qualquer outro defeito afetar a absorção ótica, alterando a corrente de saída padrão dos módulos fotovoltaicos.

Segundo Tsanakas, Há e Buerhop (2018) uma das consequências deste fenômeno pode ser a corrente de fuga, onde um arco elétrico pode danificar severamente determinadas regiões de incompatibilidade elétrica, superaquecendo a região, a qual pode atingir temperaturas elevadas e, também, provocar incêndios se a disparidade for muito elevada conforme ilustrado pela Fig. 17.

Figura17 – Efeitos de mismatch em um modulo fotovoltaico defeituoso.



Fonte: Tsanakas, Há e Buerhop, 2018

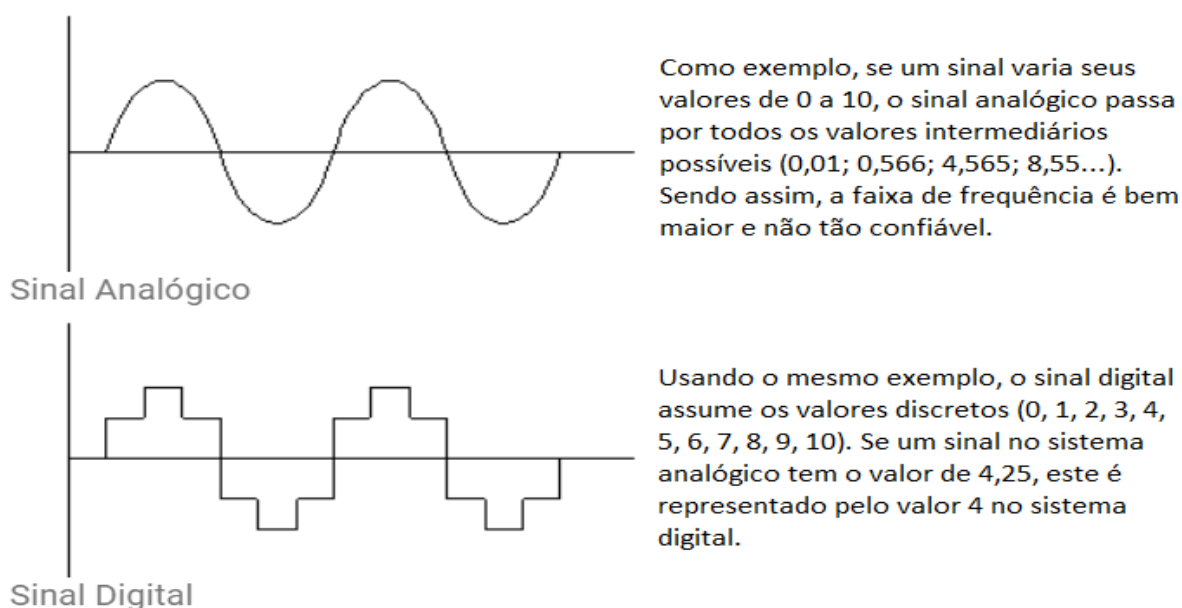
Nota-se que um dos módulos fotovoltaicos apresenta superaquecimento em determinados pontos de descasamento elétrico entre células solares, representando um delta de temperatura na faixa de 10 °C em relação aos módulos com temperaturas menores.

Os módulos fotovoltaicos são projetados para trabalhar em uma determinada polarização, portanto, quando um ou mais módulos passam a apresentar defeitos, os módulos saudáveis têm seu desempenho comprometido ao encontrar uma polarização reversa gerada pela queda da foto corrente e, portanto, da corrente de curto circuito I_{sc} do módulo afetado, dissipando energia na forma de calor. Levando em consideração estes aspectos, no curto prazo tem-se a redução do rendimento do módulo e, a longo prazo um possível dano aos módulos saudáveis, o que torna crucial a constante manutenção dos geradores fotovoltaicos.

3.5 Processamento de imagens aplicado em imageamento termográfico

Apesar de o mundo ser composto por uma sequência de imagens analógicas, o olho humano enxerga tudo ao seu redor com uma resolução discreta (onde as cores variam com degrados aparentemente uniformes, mas sem compreender todas as faixas de cores existentes). Analogamente ao caso humano, os computadores são programados para trabalhar com sinais discretos na faixa do visível (pixels que são na maioria das vezes pequenos quadrados que armazenam uma determinada cor). Dado o exposto, a primeira etapa do processamento de imagens ocorre na digitalização (aquisição) de imagens, convertendo dados analógicos em dados discretos e mensuráveis como mostra a Fig. 18.

Figura 18 – Diferença entre sinal digital e analógico.



Fonte: Cgr Brasil Desenvolvimento

Portanto, uma imagem digital é formada por matrizes de pixels (menor elemento que compõe uma imagem digital) aos quais são atribuídos, individualmente, uma determinada cor – caso a imagem seja colorida – ou apenas uma intensidade – caso a imagem esteja representada em escala de cinzas.

Para este trabalho, os pixels são representados por 8 bits, variando de 0 a 255, assim, em imagens em escala de cinzas, um pixel com valor 0, recebe a cor preta, enquanto um pixel com valor 255, recebe a cor branca. Os valores intermediários são representados por uma variação suave de cores acinzentadas entre os dois extremos.

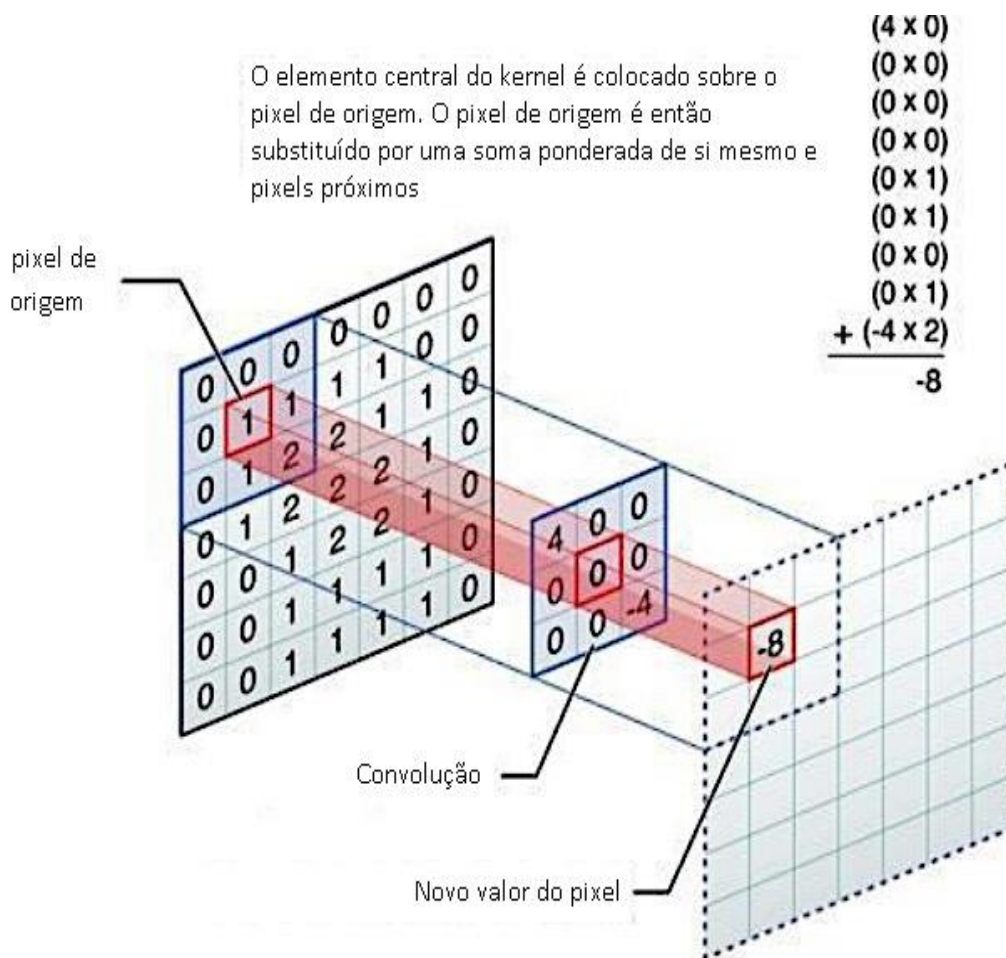
Ao se tratarem imagens coloridas, os pixels são representados por um vetor de três componentes: vermelho (Red), verde (Green) e azul (Blue), compondo, o denominado sistema RGB. Em outras palavras, cada um dos componentes do vetor recebe valores entre 0 e 255, sendo zero correspondente a intensidade mínima (equivalente a cor preta) e 255 a intensidade máxima da cor selecionada (vermelho, verde ou azul). Logo a cor branca seria representada como [255, 255, 255] enquanto o vermelho seria [255, 0, 0] e o preto [0,0,0].

Entretanto, independentemente do modelo de cores utilizado, após realizada a conversão do modelo analógico para o digital, vários ruídos são incorporados na imagem e atrapalham a análise dos dados de interesse. As principais causas ocorrem devido a iluminação do ambiente; imprecisão instrumental; ruídos térmicos, quantização e transmissão; distorções óticas; interferências elétricas ou mecânicas etc. Pela observação dos aspectos mencionados, muitas vezes técnicas de processamento de imagens voltadas a eliminação de ruídos são necessárias antes do processamento de interesse do trabalho. Abaixo seguem os tópicos relacionados as técnicas utilizadas.

3.5.1 Detecção de bordas por convolução (tratamento de ruídos)

A convolução é uma das diversas técnicas de processamento de imagens baseada em uma operação matemática de multiplicação da matriz de uma imagem por uma matriz menor, conhecida como elemento estruturante (Kernel). Assim sendo, ao se multiplicar uma imagem por um elemento estruturante, o centro deste percorrerá cada um dos pixels da imagem original, multiplicando-os e somando-os, gerando uma nova imagem digital como mostra a Fig. 19.

Figura 19 – Exemplo de uma convolução.



Fonte: Souza e Magalhães (2018)

Conforme Smith [1997]/(2019), “a convolução é um sinal de saída $y(t)$ produzido à partir de um sinal de entrada, $x(t)$, que passa através de um sistema caracterizado por uma resposta ao impulso, $h(t)$. Isso pode ser escrito pela equação $y(t) = x(t) * h(t)$.. (SMITH, 1997).

Percebe-se que quando o centro do Kernel percorre o pixel da posição (2,2) da imagem original, há uma multiplicação entre todos os pixels que tocam as duas matrizes, somando-os ao final do processo. Assim neste caso, um pixel que possuía um valor de intensidade 1 passa a possuir um valor de intensidade -8 (como -8 não se encontra entre 0 e 255, este pixel assume o valor 0 ou outro processo de tratamento de dados é aplicado).

Levando em consideração esses dados, vários filtros que se utilizam da convolução podem obter variados efeitos quando aplicados no imageamento termográfico. Entre os filtros mais conhecidos estão: o filtro de média (utilizado para a suavização da imagem), o filtro Laplaciano (usado para realçar detalhes ocultos em imagens, filtro de sobel (capaz de detectar bordas em imagens) e outros.

3.5.2 Detecção de bordas

A detecção de bordas em imagens, aplicada neste trabalho, se dá através da convolução usando um Kernel que valorize os contrastes de pixels da imagem. Um Kernel bastante utilizado é o Operador de Sobel, como mostra a Fig. 20.

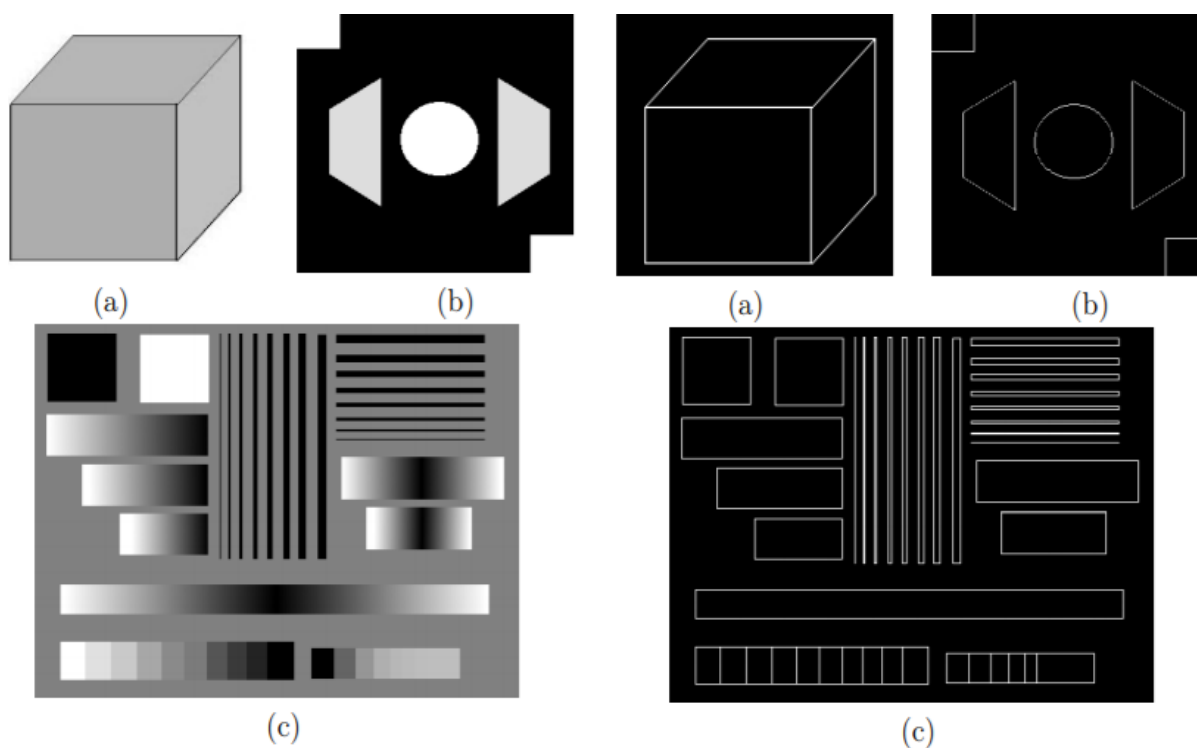
Figura 20 – Kernel de detecção de bordas.

Operador de Sobel						
1	0	-1		1	2	1
2	0	-2		0	0	0
1	0	-1		-1	-2	-1

Fonte: Elaborado pelo autor.

Este Operador de Sobel desconsidera os valores centrais e valoriza a intensidade das linhas verticais e horizontais ao redor de cada pixel. A Figura 21 ilustra o resultado esperado ao se aplicar a detecção de bordas em objetos.

Figura 21 – Resultado da convolução de imagens com Kernel de detecção de bordas.



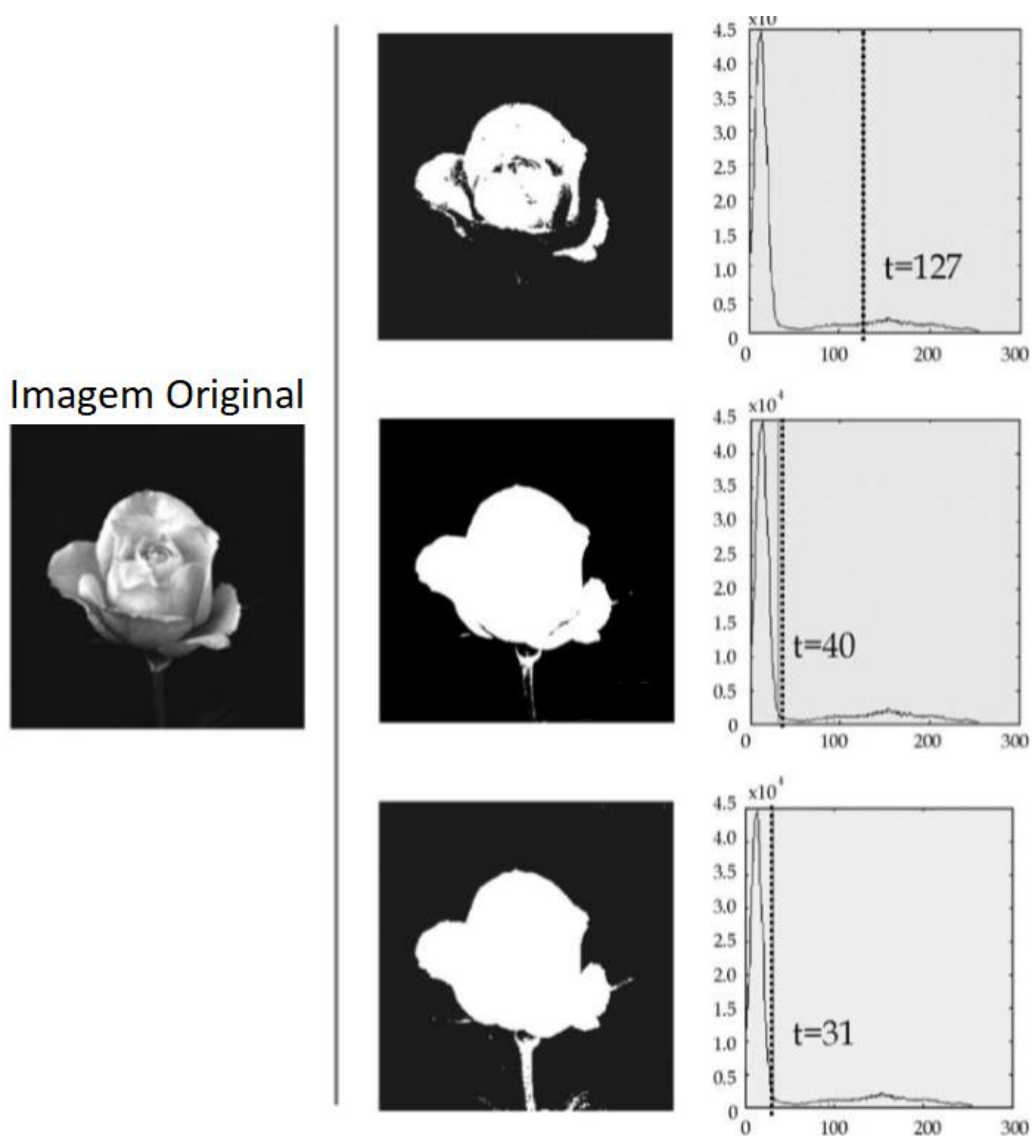
Fonte: Boaventura (2010)

3.5.3 Operação de limiarização (tratamento de ruídos)

A operação de limiarização (método de segmentação ou transformação de histograma) consiste na transformação de imagens em escala de cinza para uma imagem binária. Deste modo, o algoritmo criado assume que a imagem se divida em duas classes: objetos e fundo.

O processo consiste em definir um ou mais valores de intensidade dos pixels como ponto de transição entre objeto e fundo, assim, os valores abaixo destes valores são considerados fundo e os valores acima como objeto, por exemplo. A Figura 22 ilustra diferentes resultados em uma mesma imagem segmentada.

Figura 22 – Fatores de limiarização (t) entre 0 a 255 e seus resultados.



Fonte: Albuquerque et al (2004)

Onde, os objetos são detectados, respectivamente, como pixels acima de 127, 40 e 31 na faixa de valores entre 0 a 255.

3.5.4 Detecção de objetos (tratamento de ruídos)

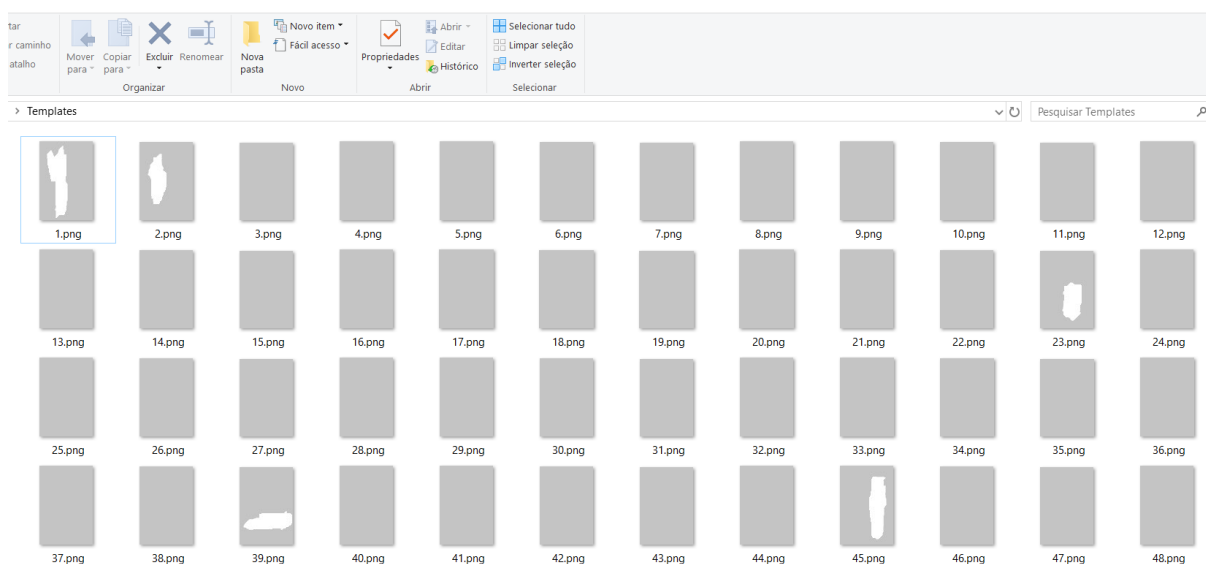
A etapa de detecção de objetos, também conhecida como segmentação, consiste em extrair objetos de uma imagem. Para isso, utiliza-se a combinação das duas técnicas anteriores onde a detecção de bordas auxilia na separação de objetos e no aprimoramento do ROI alcançada pela operação de limiarização.

Com os objetos devidamente separados, uma função conhecida como `bwlabel`, contida na biblioteca de processamento de imagens do Matlab, pode ser usada em imagens binárias para a extração de conjuntos de pixels conectados, salvando cada grupo de pixels em uma componente de uma matriz. Deste modo, cada componente da matriz é rotulada com uma numeração crescente 1, 2, ..., n, onde cada número possui apenas as características do respectivo objeto e sua localização em relação a imagem original.

3.5.5 Extração das características individuais dos módulos (Desenvolvimento do Código)

Este processo de comparação consiste em analisar cada objeto encontrado nas três etapas anteriores através da multiplicação dos mesmos pela imagem original, salvando o resultado de cada multiplicação como uma nova imagem em uma pasta temporária gerada pelo software. A Figura 23 demonstra um exemplo de armazenamento temporário.

Figura 23 – Cada módulo fotovoltaico é extraído e salvo como uma nova imagem para análise individual.



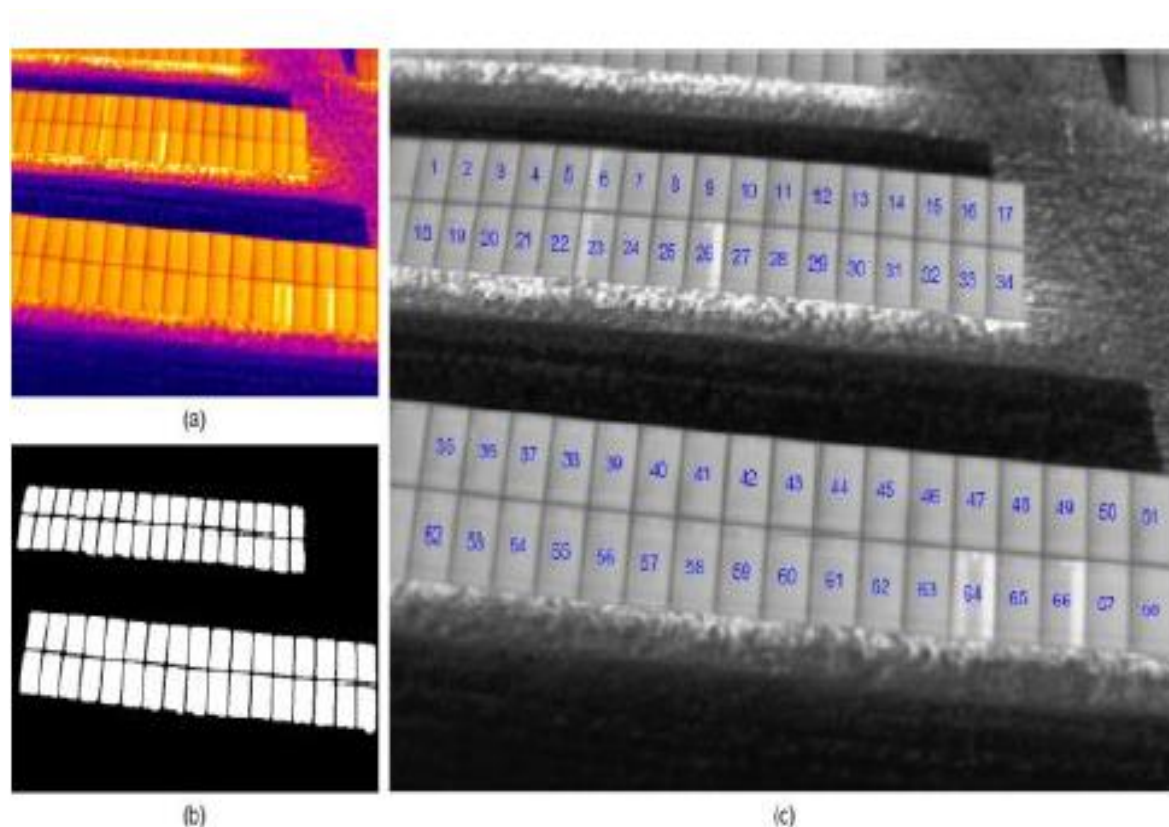
Fonte: Elaborado pelo autor

3.5.6 Análise Crítica dos módulos detectados (Desenvolvimento do Código)

Como cada imagem criada possui apenas um módulo em sua composição, é possível extrair a intensidade média de pixels de cada módulo sem a aquisição de ruídos de outros objetos, guardando esta informação em um vetor. Assim, os dados deste vetor são utilizados para gerar a intensidade média do gerador fotovoltaico.

Módulos com pontos quentes possuem intensidades de pixel superiores aos módulos ideais, portanto, ao comparar a intensidade de cada módulo com a média obtida, é possível extrair os módulos com intensidades superiores, marcando-os como potencialmente defeituosos conforme relatado por KIM, YOUN e KIM (2017) de acordo com a Fig. 24 que revela as etapas do processo de detecção de pontos.

Figura 24- a) Imagem térmica coletada b) Região de interesse c) Enumeração dos módulos fotovoltaicos.



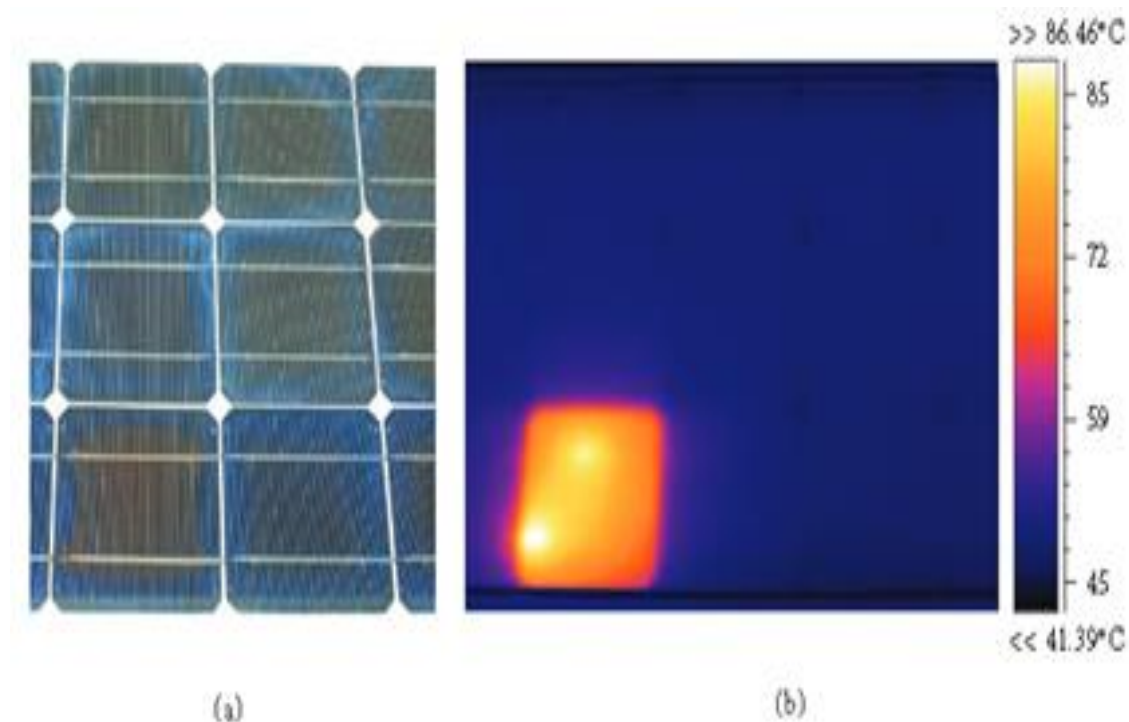
Fonte: Kim, Youn e Kim, 2017

Onde, as numerações 6, 23, 26, 64 e 66 são posteriormente entregues ao usuário como módulos potencialmente danificados.

Esta mesma técnica pode ser aplicada às células solares de um módulo fotovoltaico, caso seja de interesse uma inspeção mais detalhada dos equipamentos. A Figura 25 mostra o

resultado revelado por um software programado para comparar a intensidade de células solares, destacando as células com superaquecimento.

Figura 25 – Defeito conhecido como escurecimento (“brownie”) e o efeito gerado em forma de superaquecimento.



Fonte: Kaplani, 2017

Observa-se que, em (a) tem-se imagens óticas de um módulo com décadas de operação e em (b) tem-se uma fotografia termográfica do módulo, onde apenas uma das células é destacada devido à alta temperatura que possui em relação as demais.

4 METODOLOGIA

Este capítulo relata os materiais e métodos adotados a fim de se obter a coleta de imagens termográficas, tratando-as computacionalmente e transformando-as em resultados rápidos e eficientes na detecção de pontos quentes em módulos fotovoltaicos com possibilidade de falhas.

A área de energia fotovoltaica possui vários termos conhecidos e com significados amplamente difundidos no setor, entretanto, para o tratamento de imagens termográficas, alguns destes termos possuem significados um pouco diferentes do usual. Assim sendo, algumas premissas foram estabelecidas como segue:

- O termo “módulo fotovoltaico defeituoso” não necessariamente significa que o mesmo não funcione, mas apenas que o seu desempenho está abaixo do previsto devido à presença de pontos quentes em sua estrutura;
- O termo “superaquecimento”, para os fins computacionais, significa apenas que as regiões de ponto quente possuem intensidades de pixel acima do ideal quando comparadas com as intensidades de pixels dos módulos em perfeita operação.

A descrição da metodologia foi dividida na sequência:

4.1 Listagem dos materiais necessários para o desenvolvimento do projeto

4.1.1 Câmera termográfica

A câmera termográfica *FLUKE Ti450* foi utilizada para obtenção da imagem de um dos sistemas fotovoltaicos instalados nas dependências do Laboratório GREEN. A Fig. 26 mostra uma foto da mesma.

Figura 26 – Câmera utilizada na fase inicial do projeto.



Fonte: Elaborado pelo autor

No entanto, com o decorrer dos experimentos, o Laboratório GREEN conseguiu adquirir um drone com câmera de resolução superior e treinar um profissional para operá-lo. Deste modo, manteve-se a aquisição de imagens termográficas de um sistema com a câmera *FLUKE Ti450* e usou-se o drone da empresa FLIR na aquisição de outros dois sistemas. A Figura 27 mostra a foto do equipamento.

Figura 27 – Drone utilizado para a captação de imagens termográficas.



Fonte: Elaborado pelo autor

4.1.2 Software

O software utilizado foi o Matlab, produto desenvolvido pela empresa MathWorks, a qual produz softwares de computação matemática para engenheiros e demais cientistas e pesquisadores e possui licenças de uso em acordo com a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais.

Este software permite a programação e desenvolvimento de algoritmos para análise de dados, com o auxílio de uma biblioteca específica (Image Processing ToolBox), sendo possível processar imagens. Estudo das condições meteorológicas e características dos módulos fotovoltaicos.

Segundo Moretón, Lorenzo e Narvarte (2015), um modelo bastante eficaz na detecção de pontos quentes relacionados a falhas em módulos fotovoltaicos pode ser baseado na diferença entre a temperatura dos pontos quentes localizados e a média da temperatura de operação dos módulos, sendo esta diferença:

- Menor que 10 °C: o módulo não é considerado defeituoso;
- Entre 10 e 20 °C: o módulo fica em estado de potencialmente defeituoso;
- Maior que 20 °C: o módulo é classificado como defeituoso, indicando-se uma inspeção visual detalhada para a comprovação de avarias (vide ANEXO A).

Estes valores foram utilizados devido ao fato dos módulos operarem próximos de 65 °C e o limite de temperatura para pontos quentes estar fixado em 85 °C, segundo a Norma internacional *IEC-61215*.

Apesar de em Minas Gerais serem encontrados módulos fotovoltaicos com temperaturas dentro da faixa descrita por Moréton, Lorenzo e Narvarte (2015), foi necessário estabelecer alguns procedimentos para a extração das imagens termográficas a fim de se validar a temperatura de operação dos módulos fotovoltaicos de Belo Horizonte.

Portanto, as imagens foram extraídas através das seguintes condições:

- O horário de obtenção das imagens foi compreendido no período de 10:00 às 16:00, período de grande incidência de raios solares nos módulos fotovoltaicos;
- O céu esteve livre de nuvens e ensolarado para maior absorção da radiação solar;
- Os módulos fotovoltaicos foram curto-circuitados, por pelo menos 15 minutos, antes da retirada das imagens termográficas para que o superaquecimento fosse acelerado.

Ao seguir estas precauções, as temperaturas contidas nas imagens termográficas foram comparadas com as temperaturas de operação das células solares, seguindo as equações 16 e 17:

$$T_c - T_{amb} = C_2 * G \quad (16)$$

$$C_2 = \frac{NOCT(^{\circ}C) - 20}{800 \text{ W/m}^2} \quad (17)$$

Onde,

T_c = temperatura de operação da célula solar;

T_{amb} = temperatura ambiente;

G = radiação solar;

NOCT = constante, em graus, referente ao tipo de material da célula fotovoltaica (usa-se 46 °C para o silício).

Seguindo as condições meteorológicas de radiação solar contidas no projeto Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA) para a cidade de Belo Horizonte, encontrou-se os dados de radiação solar para um ano padrão da cidade, como mostra a Tab. 6:

Tabela 6 – Irradiância média para Belo Horizonte (Ano padrão).

Meses	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
G (W/m ²)	450	540	560	630	595	600	605	680	605	545	485	420

Fonte: Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA).

Deste modo, a única variável da equação a ser encontrada é a temperatura ambiente média de Belo Horizonte. Estes dados podem ser encontrados no site do INMET, como mostra a Tab. 7.

Tabela 7 – Temperatura ambiente média de Belo Horizonte nos últimos 5 anos.

Temperatura ambiente média (°C)	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
2015	25,58	23,92	23,90	22,46	20	19,56	20,07	20,84	24,28	25,57	25,08	24,54
2016	23,52	25,37	24,06	23,94	21,43	19,04	20,19	21,17	22,74	23,58	22,72	23,75
2017	25,01	23,63	24,01	22,67	20,88	20,29	17,80	20,81	21,06	24,10	22,49	23,77
2018	24,59	23,22	24,09	22,16	20,46	20,60	20,13	20,31	22,29	23,47	22,40	23,69
2019	25,48	24,65	24,07	23,61	22,26	19,95	19,20	20,67	X	X	X	X
Média	24,84	24,16	24,03	22,97	21,01	19,89	19,48	20,76	22,59	24,18	23,17	23,94

Fonte: INMET.

Com todos os dados coletados, calculou-se a temperatura de operação ideal das células fotovoltaicas, obtendo os valores de temperatura em °C como mostra a Tab. 8:

Tabela 8 – Temperatura de operação de uma célula solar em Belo Horizonte.

2019	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
Temperatura de operação do módulo (°C)	39,46	41,71	42,23	43,45	40,35	39,39	39,14	42,86	42,25	41,89	38,93	37,59

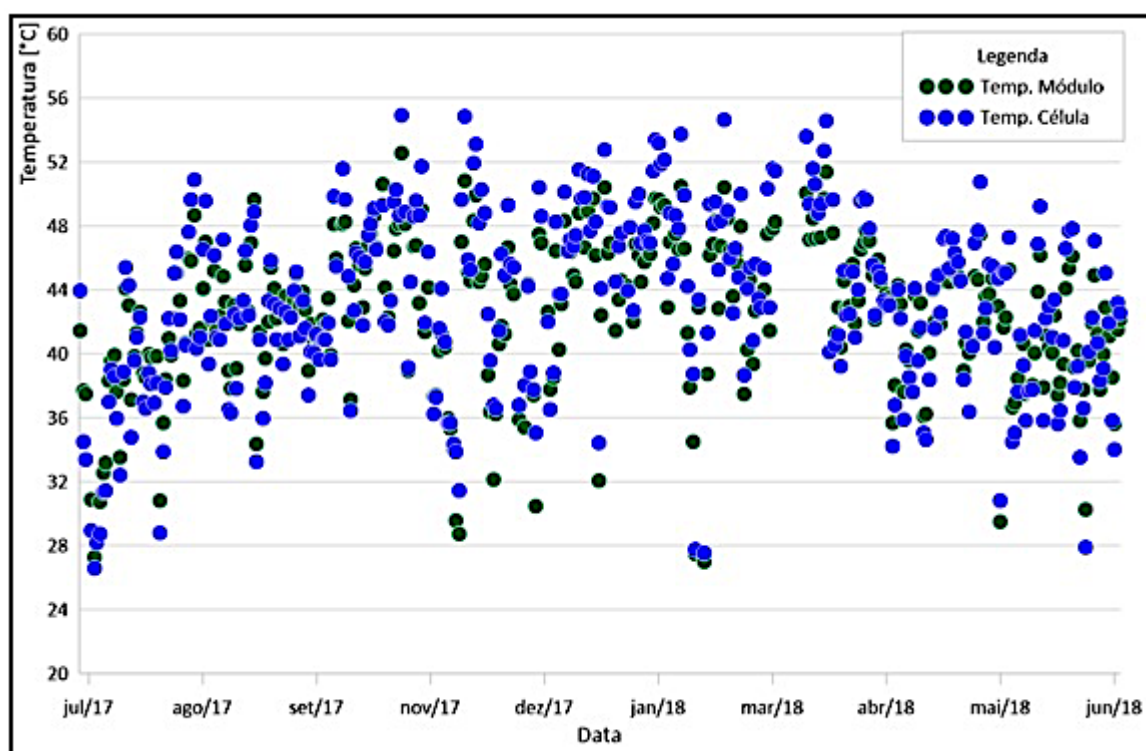
Fonte: Elaborado pelo Autor.

Assim, através dos dados tabelados, considerou-se a temperatura ideal hipotética de operação dos módulos fotovoltaicos instalados em Belo Horizonte como sendo $T_c = 41\text{ °C}$, temperatura média ao longo do ano.

Além do cálculo realizado, procurou-se adquirir dados experimentais que relatassem o comportamento dos módulos fotovoltaicos na região de Belo Horizonte através de um gráfico de acompanhamento dos módulos do próprio Laboratório GREEN.

Os valores encontrados experimentalmente se mostraram relativamente superiores ao cálculo teórico, resultando em uma média de operação de aproximadamente $T_c = 45\text{ °C}$ como mostra a Fig. 28.

Figura 28 – Distribuição mensal de temperatura dos módulos/células fotovoltaicas monitoradas pelo Laboratório GREEN



Fonte: Laboratório GREEN.

Em virtude do que foi mencionado, definiu-se a temperatura média de operação dos módulos fotovoltaicos em Belo Horizonte como a média das duas aquisições, logo:

$$T_c = 43\text{ °C}.$$

Sabendo-se que a temperatura máxima de um ponto quente não pode ultrapassar os 85 °C segundo Norma internacional *IEC-61215* e que a temperatura ideal de operação corresponde a 43 °C , replicou-se a metodologia de Moretón, Lorenzo e Narvarte (2015). A diferença entre as temperaturas de ponto quente e de operação dos módulos fotovoltaicos seguidas das suas respectivas interpretações a serem consideradas pelo código para os sistemas fotovoltaicos instalados foram:

- Menor que 21 °C : o módulo não é considerado defeituoso;
- Entre 21 e 42 °C : o módulo é considerado potencialmente defeituoso;

- Maior ou igual a 42 °C: o módulo é classificado como defeituoso.

4.2 Métodos de processamento de imagens aplicáveis ao método matemático

4.2.1 Escolha do Software

Após pesquisa na bibliografia em relação aos softwares mais comumente utilizados para a abordagem de imagens na engenharia, elucidou-se a possibilidade da utilização dos softwares OpenCV, Dlib e Matlab, sendo adotado este último, uma vez que a Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais possui licenças do software para os seus alunos.

O banco de dados contidos no Matlab para o processamento das imagens se chama *Image Processing Toolbox* e possui inúmeras funções pré-definidas que facilitam operações matemáticas no tratamento de imagens.

O site oficial do Matlab, o Image Processing Toolbox fornece um conjunto abrangente de algoritmos de referência e aplicativos de fluxo de trabalho para processamento de imagem, análise, visualização e desenvolvimento de algoritmos. É possível realizar segmentação de imagem, aprimoramento de imagem, redução de ruído, transformações geométricas e registro de imagens usando técnicas de aprendizado profundo e processamento tradicional de imagens. A caixa de ferramentas suporta o processamento de grandes imagens 2D e 3D. Os aplicativos do Image Processing Toolbox permitem automatizar fluxos de trabalho comuns de processamento de imagens, sendo possível segmentar interativamente dados de imagem, comparar técnicas de registro de imagens e processar grandes conjuntos de dados em lote. Funções e aplicativos de visualização permitem explorar imagens, volumes 3D e vídeos; ajustar o contraste; criar histogramas; e manipular regiões de interesse. (MATLAB, 2017).

4.2.2 Escolha do Método

Após a escolha do software, estudou-se qual dos métodos de processamento de imagens seria o mais adequado ao projeto proposto. Quatro métodos foram encontrados em aplicações de diferentes autores, sendo eles:

1. Utilizar uma imagem padrão de um módulo fotovoltaico ideal para a comparação pixel a pixel com demais módulos fotovoltaicos extraídos da imagem por meio de lógica Fuzzy, conforme indicado por Jaffery, Dubey e Haque (2017);
2. Comparar a intensidade de célula a célula fotovoltaica que compõem os módulos fotovoltaicos, conforme indicado por Kaplani (2017);

3. Detectar os tipos de falhas em módulos fotovoltaicos de acordo com o padrão de aquecimento dos módulos com pontos quentes, conforme indicado por Tsanakas, Há e Buerhop (2016);
4. Utilizar comparação direta de temperatura em forma de intensidade de pixels, conforme indicado por Kim, Youn e Kim (2017).

A primeira opção foi descartada por exigir uma extração extremamente precisa dos módulos fotovoltaicos nas imagens coletadas, o que se tornou inviável tendo em vista a quantidade de ruídos que as primeiras imagens termográficas apresentaram.

A segunda opção foi desconsiderada por ser mais indicada para uma análise módulo a módulo em laboratórios, por exemplo, e não muito aplicável na detecção de pontos quentes em geradores fotovoltaicos.

Por ser demasiadamente detalhista em relação aos tipos de falhas em módulos fotovoltaicos, a terceira opção seria interessante apenas para aplicações acadêmicas e não na manutenção de geradores fotovoltaicos em operação.

Deste modo, o método aplicado nesta dissertação consiste no desenvolvimento de um código voltado para a comparação direta de intensidades de pixels, baseando-se na quarta opção desenvolvida por Kim, Youn e Kim (2017).

Os passos para a utilização deste método estão descritos a seguir:

a) Passo 1: Leitura e conversão da imagem termográfica

Nesta etapa, utilizou-se uma função do Matlab para converter as componentes RGB da imagem em componentes de intensidade da Escala de Cinzas. Caso a imagem lida já esteja no formato Escala de Cinzas, esta etapa é ignorada.

A conversão aplicada pelo software utiliza a média ponderada das componentes que compõem cada pixel, sendo estes coeficientes padronizados pela Norma BT.601 para uma percepção mais precisa da luminosidade, como mostrado na Equação 18:

$$Y = R0,3 + G0,59 + B0,11 \quad (18)$$

Onde:

- Y é a intensidade do pixel em escala de cinzas;
- R é o valor da componente vermelha da imagem RGB;
- G é o valor da componente verde da imagem RGB;
- B é o valor da componente azul da imagem RGB.

NOTA: O risco desta conversão é a aquisição de falsas intensidades. Isto se dá devido ao fato das câmeras termográficas converterem um conjunto de informações do campo infravermelho para um espectro de cores da faixa visível (RGB). Tal conversão pode, com probabilidades muito baixas, atribuir cores com intensidades maiores (ao serem convertidas para Escala de Cinzas) para temperaturas menores, entretanto, muitos trabalhos na bibliografia desconsideram este fenômeno e a conversão para escala de cinzas é amplamente aplicada.

b) Passo 2: Detecção de bordas por convolução

Nesta etapa utilizou-se o Operador de Sobel para a extração das bordas da imagem por meio de Convolução, seguindo as seguintes etapas:

- Criação do Operador de Sobel no sentido horizontal;
- Extração das bordas horizontais da imagem;
- Criação do Operador de Sobel no sentido vertical;
- Extração das bordas verticais da imagem;
- Fusão dos dois resultados extraídos.

c) Passo 3: Operação de limiarização

Nesta etapa, como as bordas detectadas ainda se encontravam no formato Escala de Cinzas, realizou-se a conversão das bordas para binário através de um limiar de valor fixo $L = 10$. Como 10 é um valor consideravelmente baixo dentro de 0 a 255, o mesmo converte praticamente todas as bordas como objeto, eliminando alguns pequenos ruídos da imagem.

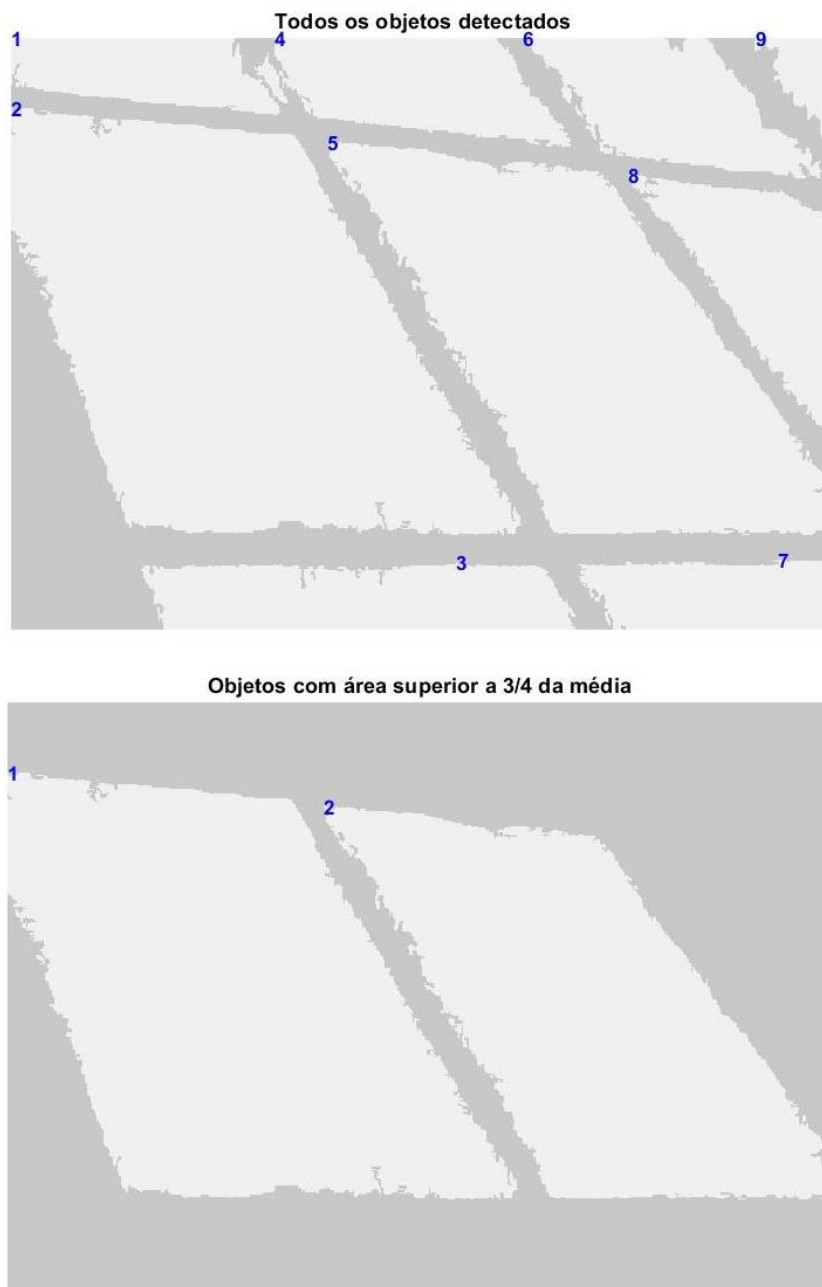
A imagem em escala de cinzas registrou a temperatura dos módulos fotovoltaicos, e como essa temperatura variou para cada imagem, não é possível fixar um limiar como no exemplo anterior, logo, utilizou-se uma fórmula para o cálculo da intensidade média da imagem, atribuindo este valor ao limiar. Esta técnica presume que os módulos fotovoltaicos estarão com temperaturas superiores ao meio em que se encontra, o que é geralmente esperado na termografia.

d) Passo 4: Detecção de objetos (módulos fotovoltaicos)

Durante a conversão para imagem Binária, algumas regiões indesejadas foram reconhecidas como objetos e diante do objetivo de classificar apenas os módulos fotovoltaicos como objetos, utilizou-se técnicas que filtrassem estes ruídos.

Dado o exposto, aplicou-se um processo de eliminação de objetos baseado em $\frac{3}{4}$ da área média dos objetos detectados. Como os módulos fotovoltaicos foram determinantes para a geração da área média, eliminou-se qualquer objeto inferior a $\frac{3}{4}$ da média garantindo que apenas módulos com pelo menos 75% de área fotografada sejam analisados pelo software conforme mostra a Fig 29.

Figura 29 – Antes e depois da seleção de área dos objetos.



Fonte: Elaborado pelo Autor.

Feito isso, realizou-se a subtração da imagem binária pelos contornos detectadas. Este processo separa regiões onde mais de um módulo foi reconhecido como um único objeto, caso as bordas sejam corretamente extraídas.

e) Passo 5: Extração das características individuais dos módulos

Após a aplicação dos filtros morfológicos, os objetos foram enumerados e atribuídos a uma matriz que guardou cada um dos objetos binários, assim como a posição dos mesmos na imagem original.

Deste modo, multiplicou-se cada componente da matriz pela imagem em Escala de Cinzas, salvando uma nova imagem para cada objeto detectado em uma pasta temporária. Isto permitiu a análise individual de cada componente da imagem em Escala de Cinzas.

f) Passo 6: Análise Crítica dos módulos detectados

Para encontrar a intensidade média do gerador fotovoltaico, criou-se um vetor que armazenou a média da intensidade de cada imagem criada, somando-as e dividindo o resultado pelo número de módulos fotovoltaicos contabilizados pelo software.

Com o valor médio adquirido, realizou-se uma comparação módulo a módulo com o valor médio. Como os módulos com pontos quentes apresentam temperaturas acima do normal, toda comparação que resultou em valores acima da média foi um indicador de ponto quente, sendo esta abordagem válida apenas para fotos que apresentaram pelo menos um módulo sem pontos quentes.

g) Passo 7: Técnica de verificação suplementar

Para os arranjos fotovoltaicos fotografados em Belo Horizonte, os módulos fotovoltaicos detectados na etapa anterior passaram por uma comparação pixel a pixel, comparando os valores de cada pixel com a temperatura média de operação da célula solar $T_c = 41\text{ }^{\circ}\text{C}$. Diagnóstico em relação à diferença de temperatura:

- Menor que $22\text{ }^{\circ}\text{C}$: o módulo não é considerado defeituoso;
- Entre 22 e $44\text{ }^{\circ}\text{C}$: o módulo é considerado potencialmente defeituoso;
- Maior ou igual a $44\text{ }^{\circ}\text{C}$: o módulo é classificado como defeituoso.

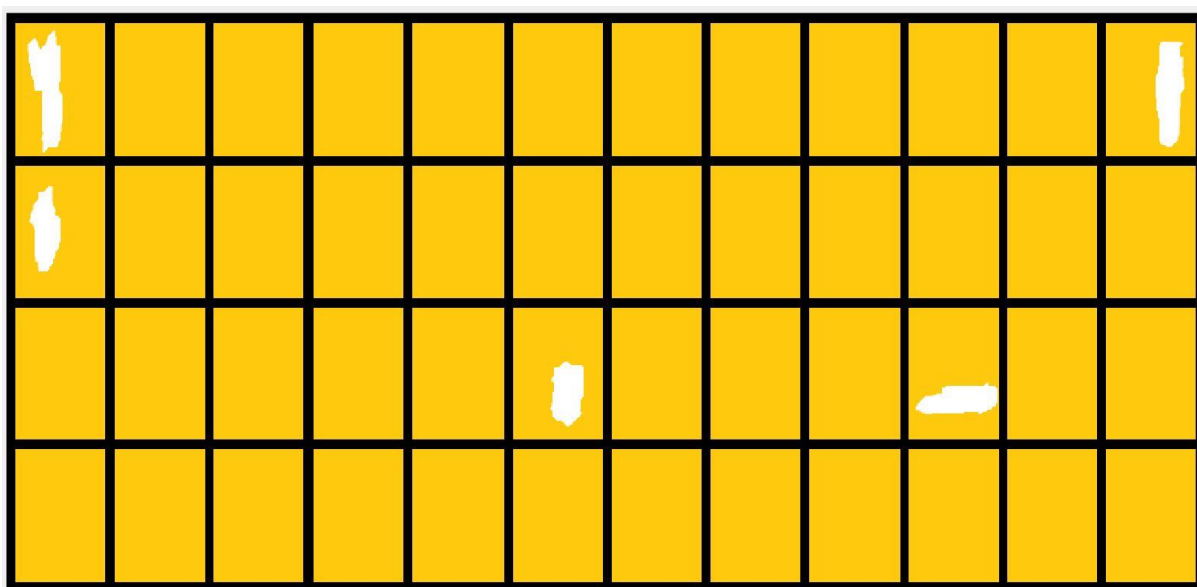
4.3 Escolha de um sistema fotovoltaico ideal (fase inicial)

Durante o registro de imagens termográficas, muitos ruídos são incorporados às imagens, o que dificultou bastante o desenvolvimento do software durante a fase inicial do projeto. Pela

observação dos aspectos analisados, foi necessária a criação de uma imagem modelo para que os ruídos não atrapalhassem o modelo matemático por trás do código de detecção de pontos quentes.

Com base nisso, uma imagem sintética composta por 48 módulos fotovoltaicos foi criada. Três cores foram adicionadas à imagem, sendo a cor branca usada para simular os pontos quentes em alguns dos módulos; a cor laranja para simular o aquecimento uniforme das células solares em operação; e a cor preta para simular o restante da estrutura que compõem o gerador fotovoltaico. A Figura 30 mostra a imagem criada.

Figura 30 - Simulação de um imageamento termográfico, sem ruídos, em um gerador fotovoltaico com 5 focos de pontos quentes.



Fonte: Elaborado pelo autor.

4.4 Aquisição de imagens termográficas de sistemas fotovoltaicos instalados

Após a criação da estrutura básica do método computacional, iniciou-se a aquisição de imagens reais (consequentemente com ruídos) para a validação da eficácia do programa.

Nesta etapa foram selecionadas quatro imagens termográficas de sistemas fotovoltaicos instalados fora da instituição para compor o banco de dados do software enquanto o imageamento termográfico de sistemas da Pontifícia Universidade Católica era preparado.

No total foram utilizadas quatro imagens termográficas de sistemas instalados fora da instituição e quatro imagens de sistemas fotovoltaicos instalados nas dependências do Laboratório GREEN.

4.5 Testes e modificações do código (tratamento de ruídos)

De posse das imagens do tópico anterior, implementou-se uma série de filtros morfológicos e técnicas de tratamento de ruídos que pudessem surtir em resultados satisfatórios capazes de aproximar ao máximo as amostras da imagem modelo.

As técnicas que mais surtiram efeitos foram:

- Aplicação de um filtro para a detecção de bordas na imagem coletada;
- Criação de um elemento estruturante no formato de disco com raio proporcional ao perímetro médio dos módulos fotovoltaicos;
- Eliminação de pequenos objetos inferiores a $3/4$ da área média dos módulos fotovoltaicos;

4.6 Validação do código (teste de performance)

Nesta etapa, os resultados obtidos em todas as imagens foram comparados com os resultados obtidos pela imagem modelo, calculando-se a porcentagem de acertos entre os dois sistemas.

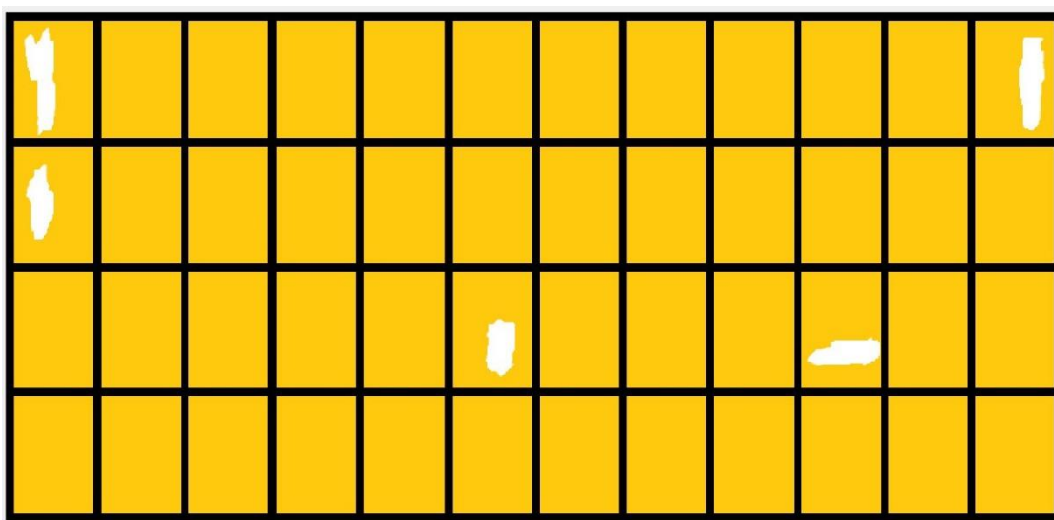
5 ANÁLISE DE RESULTADOS

Conforme explicado no capítulo anterior, os resultados foram divididos em duas etapas: Processamento da Imagem Modelo; e Processamento das Imagens Reais.

5.1 Processamento da Imagem Modelo

Primeiramente, o software leu a imagem modelo que estava no formato de cores RGB, como mostra a Fig. 31.

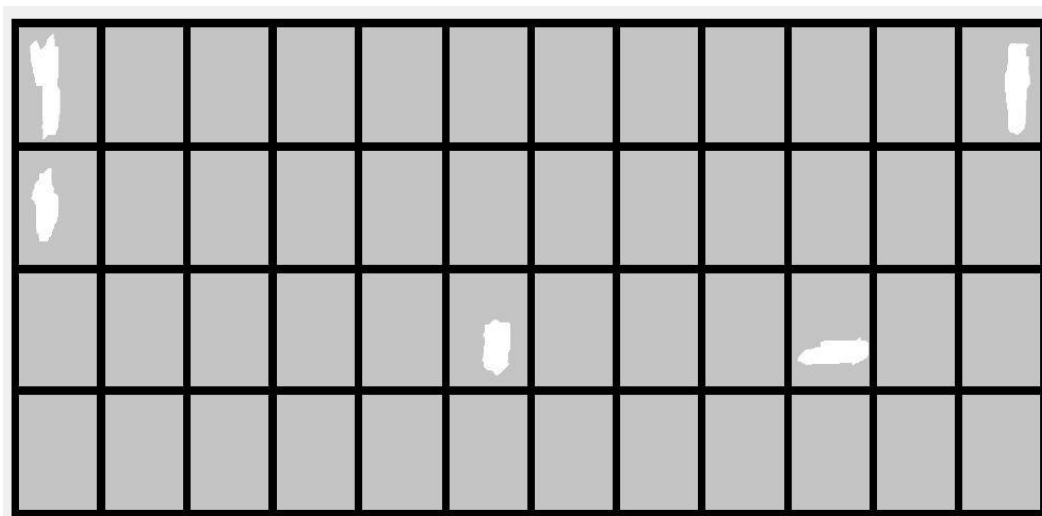
Figura 31 – Etapa 1: Leitura da imagem modelo em RGB.



Fonte: Elaborado pelo autor

Em seguida, aplicou-se a conversão para o modelo de cores Escala de Cinzas, obtendo o resultado mostrado na Fig. 32.

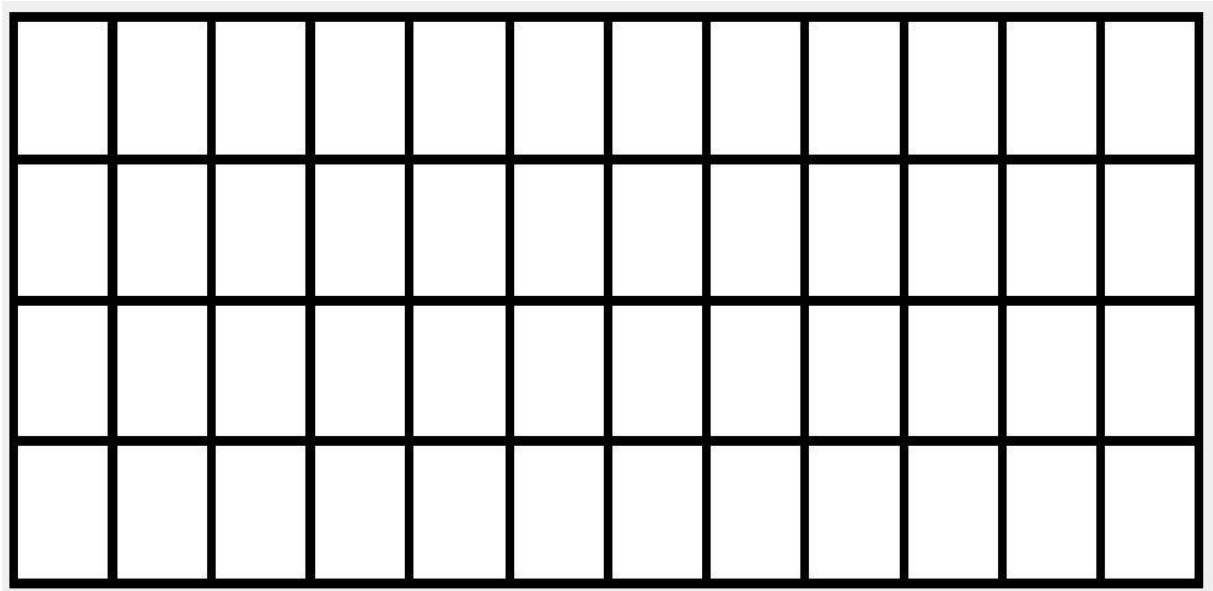
Figura 32 – Etapa 2: Conversão para escala de cinzas.



Fonte: Elaborado pelo autor

Através desta imagem, foi possível utilizar um limiar de intensidade correspondente à média da imagem como um todo (neste caso 163,00) dentro da faixa de 0-255 para a transformação da imagem em um modelo binário. Os pixels brancos foram lidos como objetos, enquanto os pixels pretos como o fundo da imagem como ilustra a Figura 33.

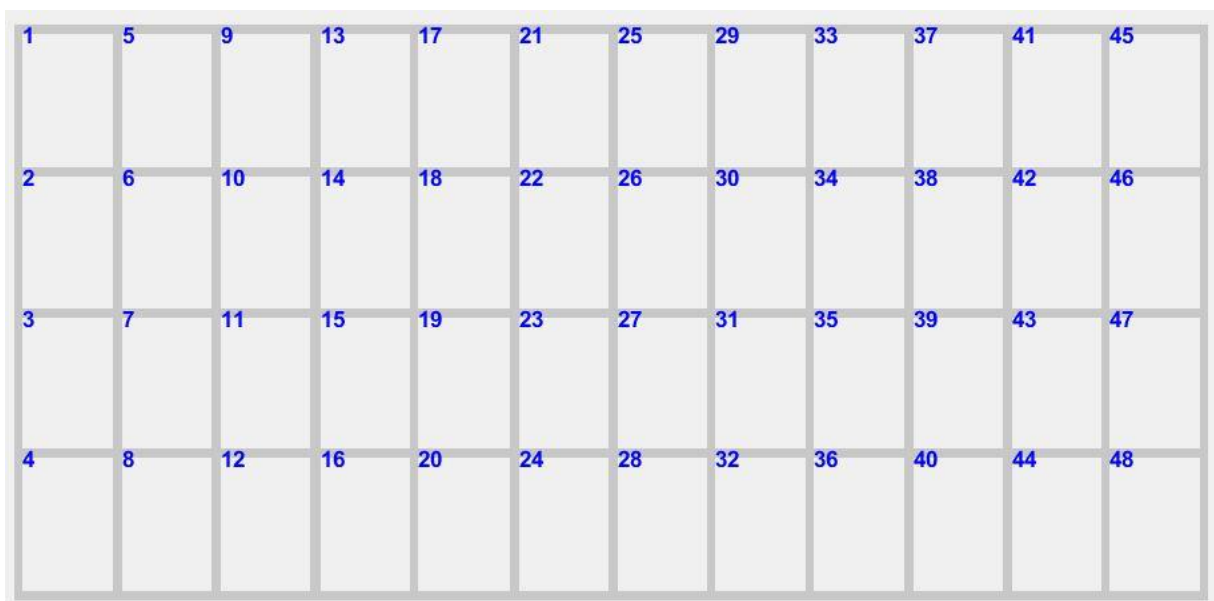
Figura 33 – Conversão para Imagem Binária.



Fonte: Elaborado pelo autor

Em seguida, o software agrupou o número de pixels brancos na imagem, de forma que os pixels adjacentes (conectados) recebessem a mesma numeração como mostra a Figura 34.

Figura 34 – Numeração dos objetos detectados.



Fonte: Elaborado pelo autor

Isto permitiu a contagem exata de todos os módulos do arranjo fotovoltaico, sendo gerada uma matriz contendo cada objeto e sua respectiva localização em relação à imagem em Escala de Cinzas. Deste modo, foi possível extrair as características de intensidade de cada módulo fotovoltaico através da multiplicação dos elementos da matriz pela fração correspondente da imagem em Escala de Cinzas, salvando-se uma nova imagem para cada módulo fotovoltaico. A Figura 35 mostra cada uma dessas imagens após a multiplicação.

Figura 35 – Matriz composta por cada módulo extraído da imagem.



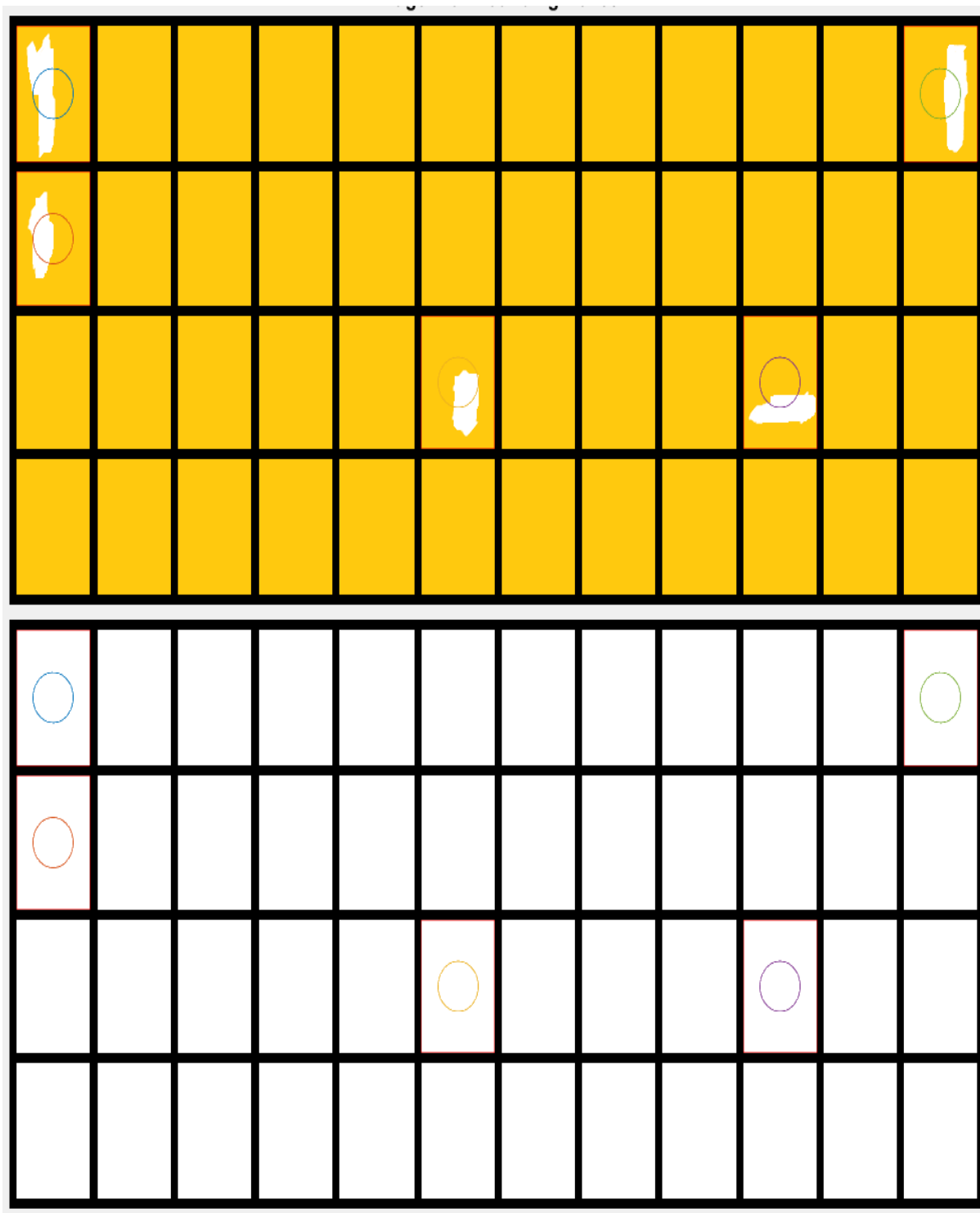
Fonte: Elaborado pelo autor

Com base nas novas 48 imagens geradas, foi possível extrair a intensidade média de cada módulo fotovoltaico, comparando então a intensidade média do gerador com a de cada módulo fotovoltaico, adotando a premissa de que os módulos com pontos quentes estariam acima da média geral.

Aprimoramentos foram realizados até se atingir um resultado 100% eficaz para esta aplicação em particular, detectando todos os cinco módulos fotovoltaicos com pontos quentes,

como mostra a Figura 36. Logo, encontra-se a técnica de detecção de pontos quentes validada, quando não há ruídos interferindo na aquisição de dados.

Figura 36 – Resultado final do software.



Fonte: Elaborado pelo autor

5.2 Processamento de Imagens de sistemas instalados

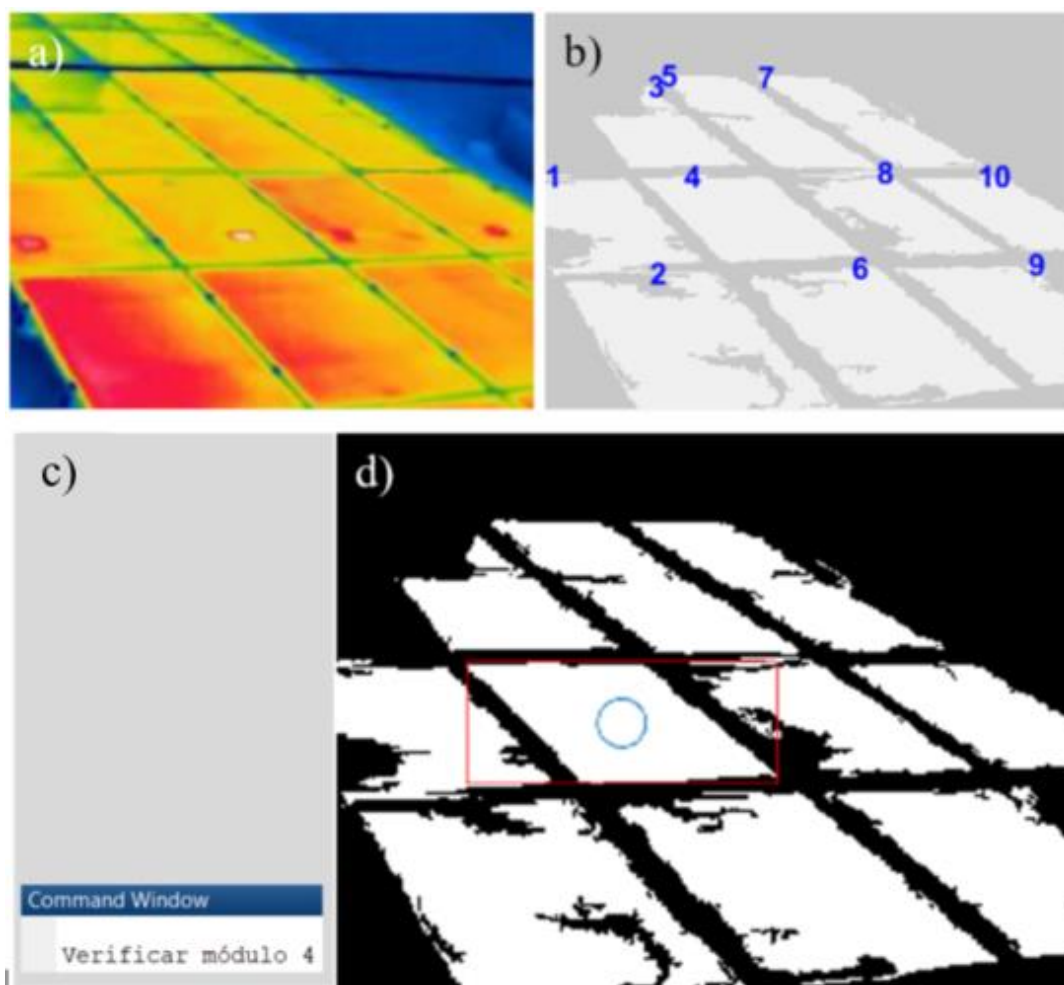
5.2.1 Validação do código contra imagens de sistemas fotovoltaicos fora da Universidade.

As imagens utilizadas nesta etapa foram obtidas através do banco de dados do Laboratório GREEN e de duas empresas prestadoras de serviços de imageamento termográfico disponíveis na internet.

a) Sistema fotovoltaico da empresa MARTIFER

Os resultados obtidos, a partir do cálculo do método computacional, estão representados conforme ilustrado na Fig. 37. Onde em a) foi-se obtida a imagem termográfica no banco de dados do Laboratório GREEN, em b) o código reconheceu os módulos fotovoltaicos, não sendo capaz de extrair todas as bordas, o que não comprometeu os resultados obtidos, em c) e d) houve a identificação do módulo fotovoltaico com ponto quente e a localização geográfica do mesmo, respectivamente.

Figura 37 – Imageamento termográfico da empresa Martifer.

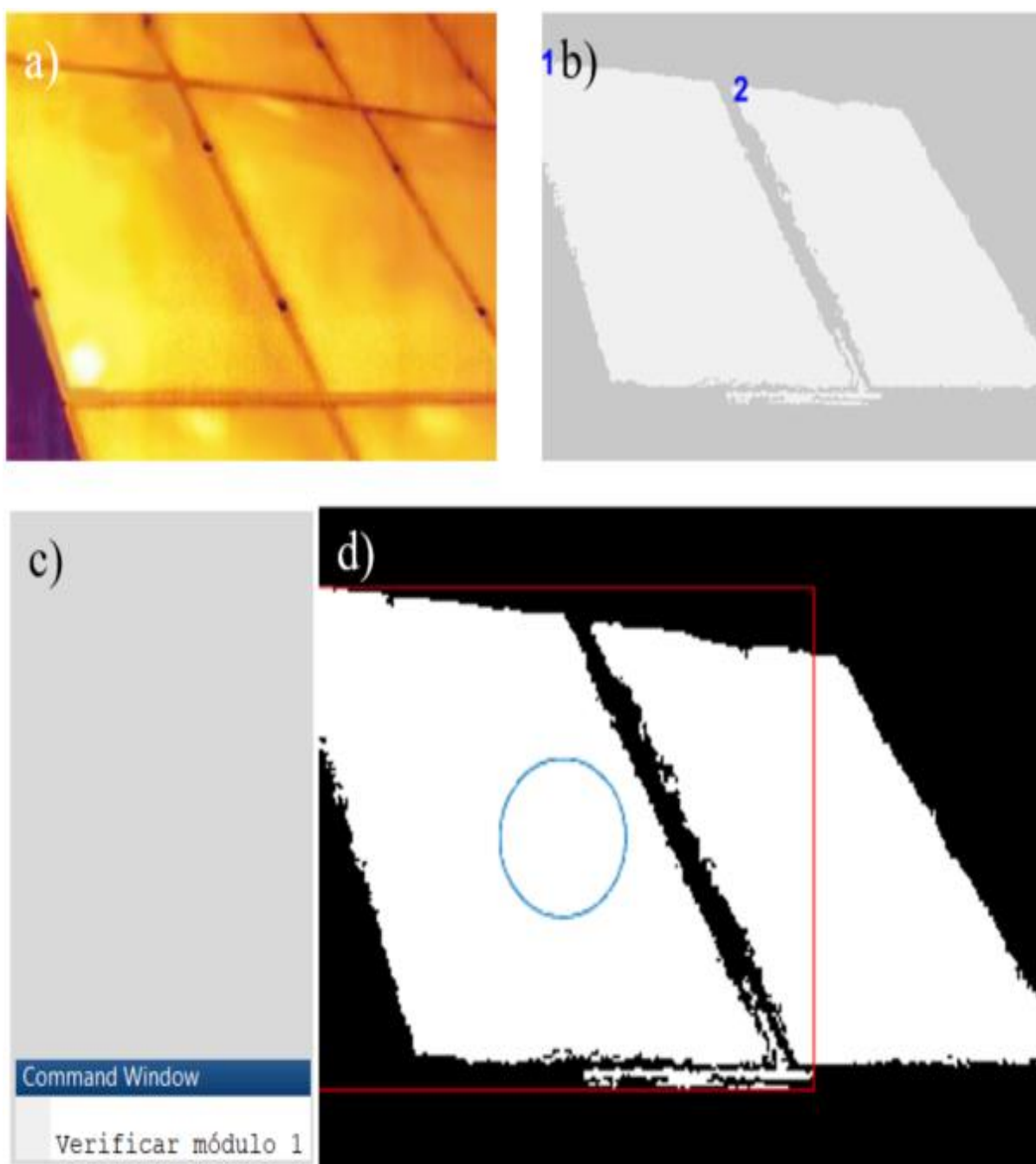


Fonte: Banco de dados do Laboratório GREEN.

b) Sistema fotovoltaico do Estádio Mineirão

Os resultados obtidos, a partir do cálculo do método computacional, estão representados conforme ilustrado na Fig. 38. Onde em a) foi-se obtida a imagem termográfica no banco de dados do Laboratório GREEN, em b) o código reconheceu os dois módulos fotovoltaicos com área superior a 75%, em c) e d) houve a identificação correta do módulo fotovoltaico com ponto quente e a localização geográfica do mesmo, respectivamente.

Figura 38 – Imageamento termográfico do Estádio Mineirão.

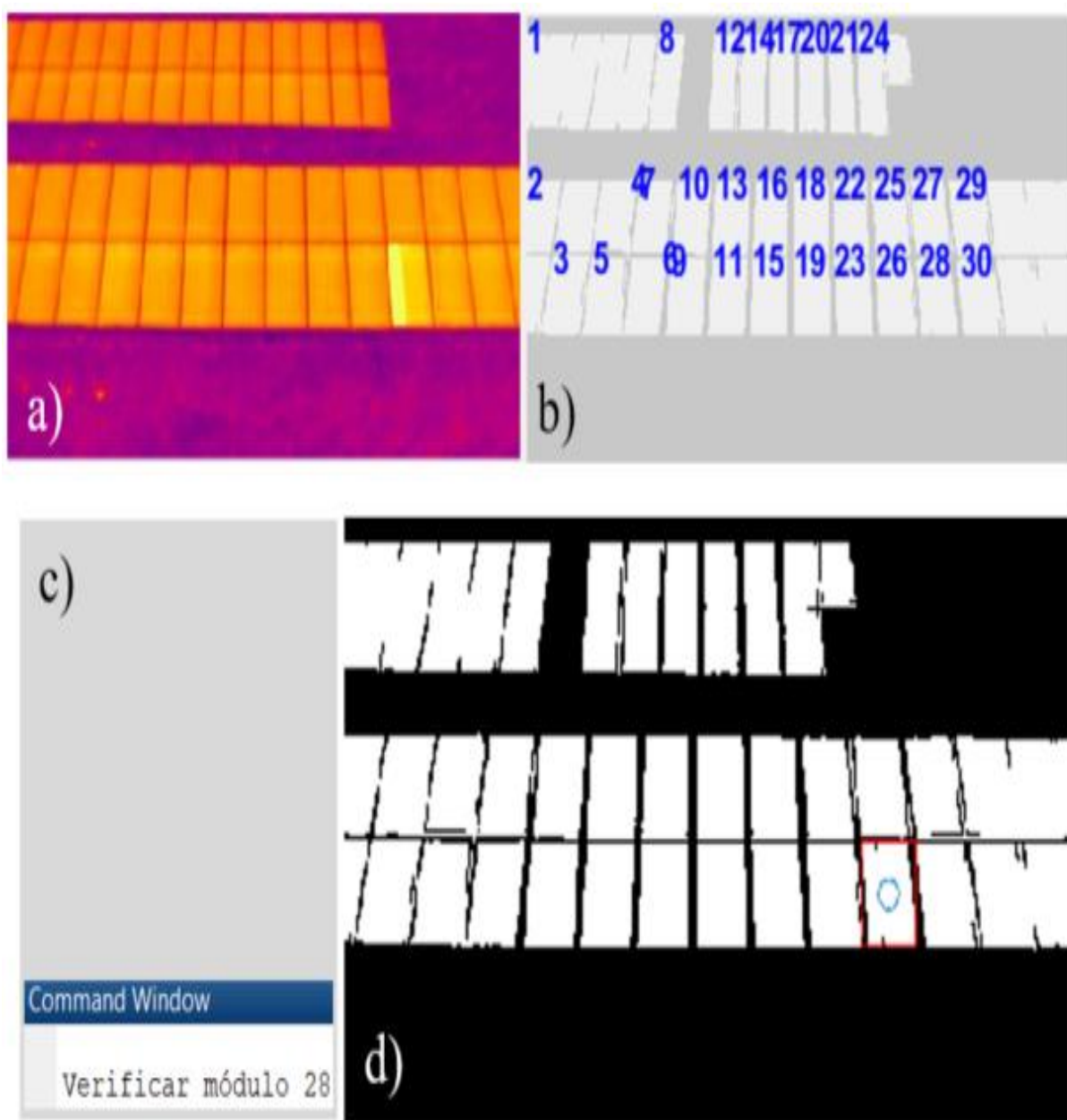


Fonte: Banco de dados do Laboratório GREEN.

c) Sistema fotovoltaico da empresa Kitawa.

Os resultados obtidos, a partir do cálculo do método computacional, estão representados conforme ilustrado na Fig. 39. Onde em a) foi-se obtida a imagem termográfica no banco de dados da empresa Kitawa, em b) o código reconheceu a maior parte dos módulos fotovoltaicos, o que não comprometeu os resultados obtidos, em c) e d) houve a identificação do módulo fotovoltaico com ponto quente e a localização geográfica do mesmo, respectivamente.

Figura 39 – Imageamento termográfico da empresa Kitawa.

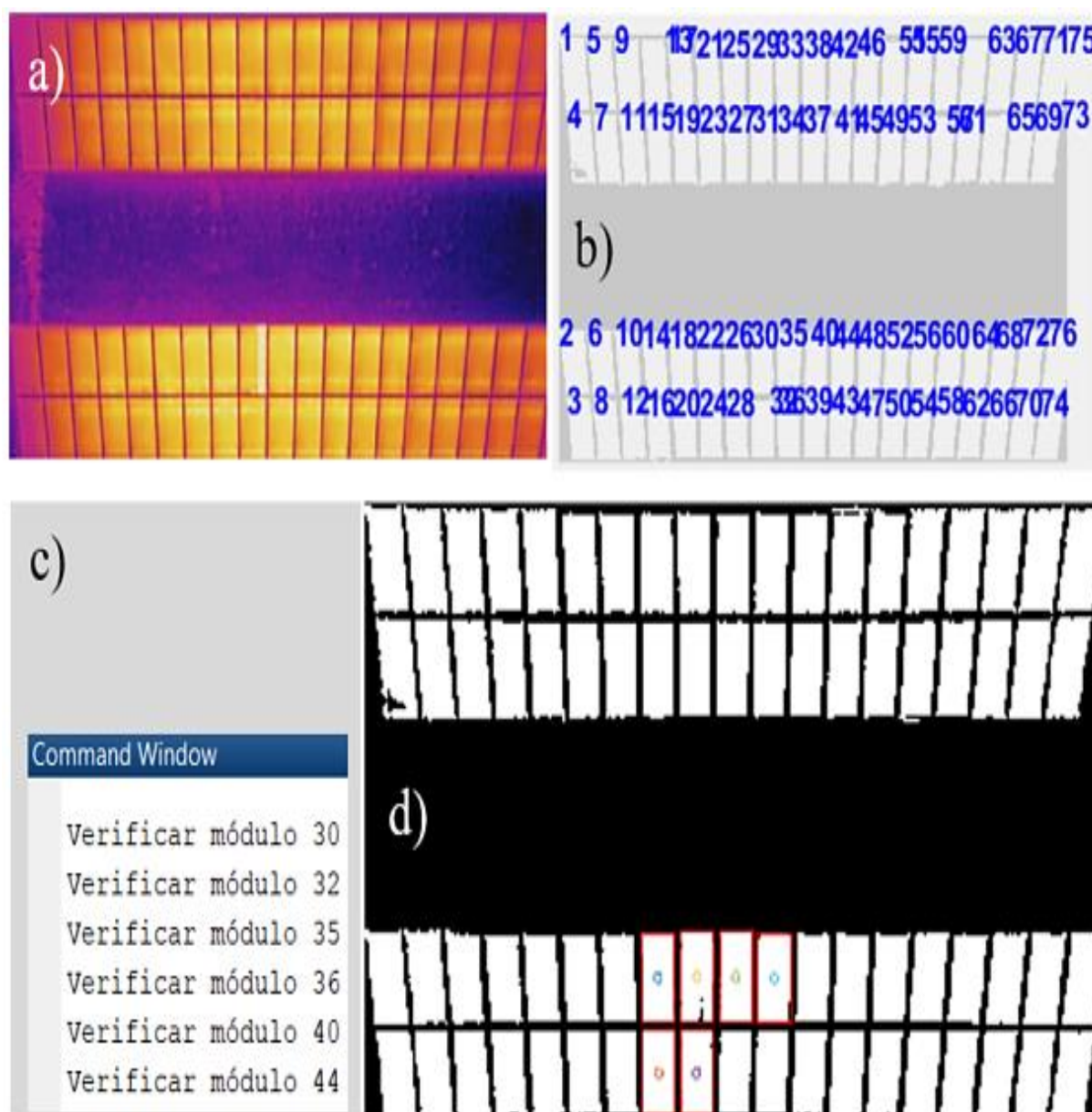


Fonte: Banco de dados disponibilizado no website da empresa Kitawa.

d) Sistema fotovoltaico da empresa Solar Industry Mag.

Os resultados obtidos, a partir do cálculo do método computacional, estão representados conforme ilustrado na Fig. 40. Onde em a) foi-se obtida a imagem termográfica no banco de dados da empresa Solar Industry Mag, em b) o código reconheceu toda a região compreendida pelos módulos fotovoltaicos, entretanto, alguns foram mesclados durante o processo, em c) e d) houve a identificação do módulo fotovoltaico com ponto quente, além de outros cinco falsos positivos, e a localização geográfica dos mesmos, respectivamente.

Figura 40 - Imageamento termográfico da empresa Solar Industry Mag.



Fonte: Banco de dados disponibilizado no website da empresa Solar Industry Mag.

5.2.2 *Validação do código contra imagens de sistemas fotovoltaicos dentro da Universidade.*

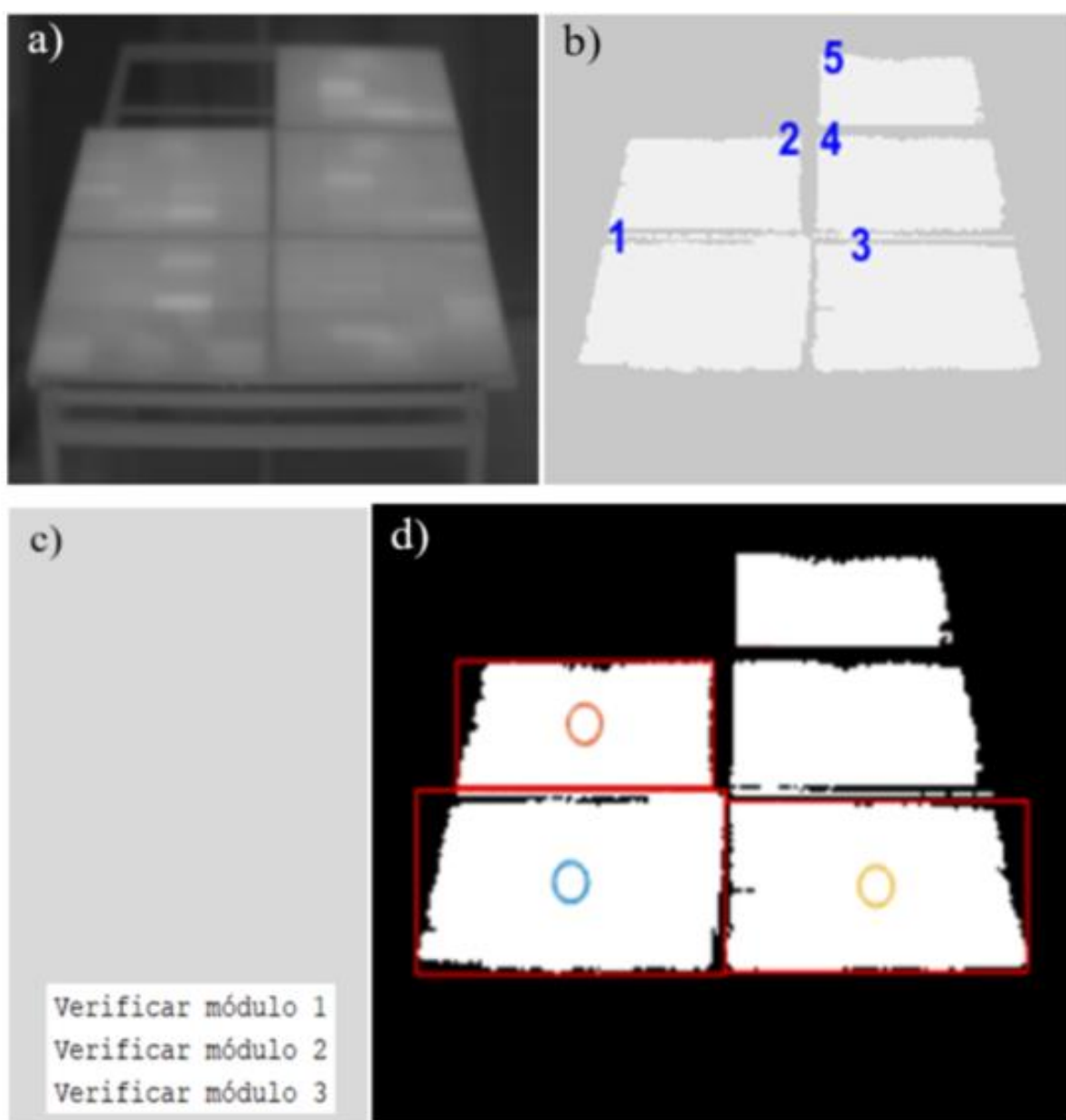
Nesta fase foram fotografadas, experimentalmente, imagens termográficas de quatro sistemas fotovoltaicos localizados nas dependências do Laboratório GREEN em Belo Horizonte – Minas Gerais.

Nas imagens obtidas neste local, foi necessária a realização de um ajuste do contraste visando uma detecção mais precisa das bordas dos módulos fotovoltaicos e a redução da luminosidade do segundo plano, possibilitando o melhor desempenho da análise. Isso porque, o parâmetro utilizado pelo método computacional parte do princípio de que outros elementos da imagem não possuam temperatura superior aos módulos em operação, e consequentemente, que não tenham coloração semelhante ou com maior intensidade que os módulos analisados. Os ajustes foram realizados tendo como base algumas configurações disponíveis em câmeras digitais de uso profissional.

a) Sistema fotovoltaico 1

Os resultados obtidos, a partir do cálculo do método computacional, estão representados conforme ilustrado na Fig. 41. Onde em a) foi-se obtida experimentalmente a imagem termográfica de um sistema instalado nas dependências do Laboratório GREEN, em b) o código reconheceu todos os módulos fotovoltaicos, em c) e d) houve a identificação de três dos cinco módulos fotovoltaicos com pontos quentes, e a localização geográfica dos mesmos, respectivamente. Logo, validou-se que para o correto funcionamento do software é necessário que se tenha pelo menos um módulo sem pontos quentes no arranjo.

Figura 41 – Imageamento termográfico n° 1 obtido experimentalmente.

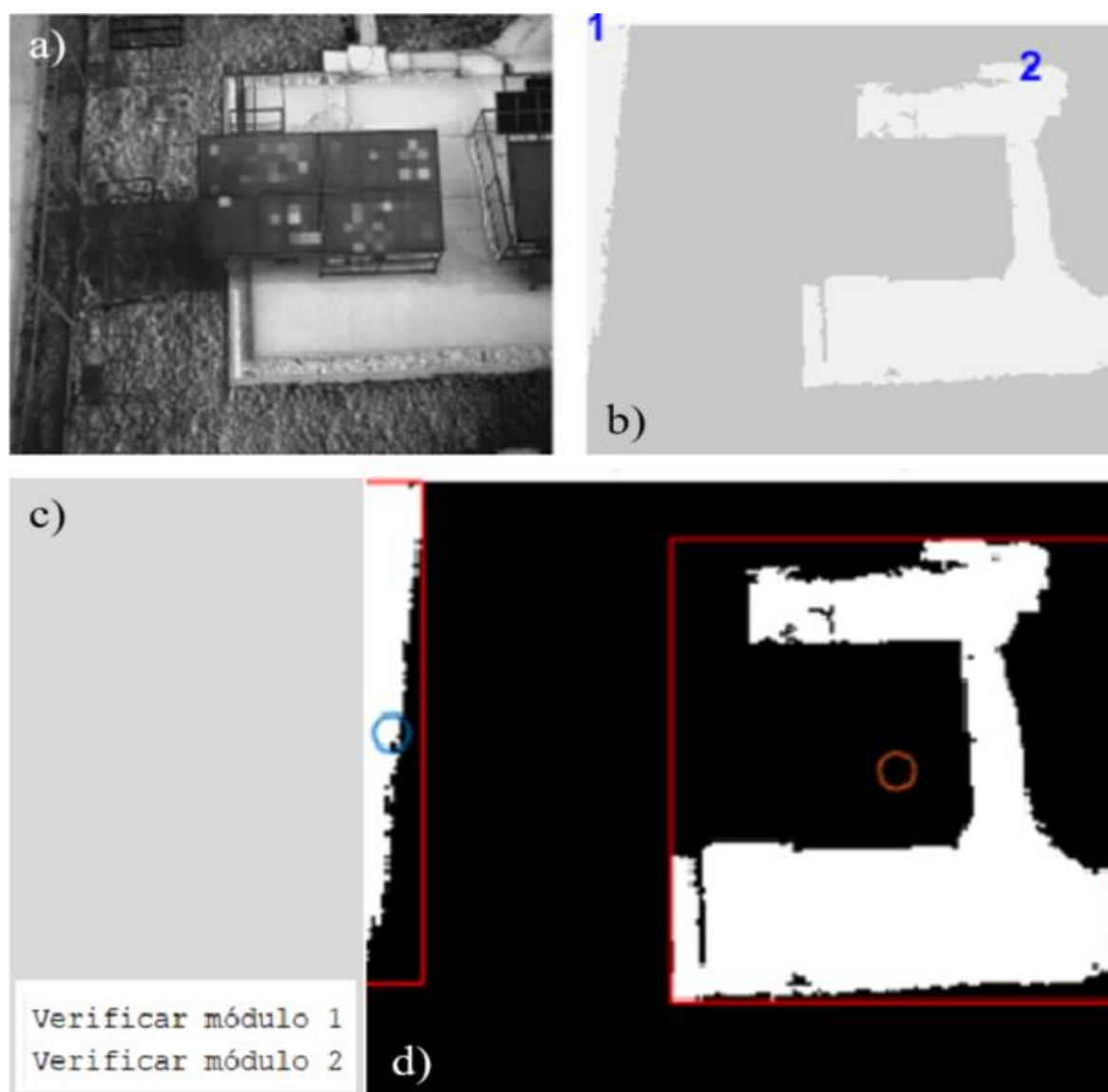


Fonte: Elaborado pelo autor.

b) Sistema fotovoltaico 2

Neste arranjo, a foto coletada pelo drone revelou uma característica não prevista no desenvolvimento do código, o fundo da imagem (chão de concreto) apresentou temperaturas mais elevadas em relação aos módulos fotovoltaicos, prejudicando o desempenho do código na etapa de detecção dos módulos, como mostra a Fig. 42. Onde em a) foi-se obtida experimentalmente a imagem termográfica de um sistema instalado nas dependências do Laboratório GREEN, em b) o código reconheceu o fundo da imagem em detrimento dos módulos fotovoltaicos, em c) e d) o código identificou as duas regiões 1 e 2 (chão de concreto) como módulos com pontos quentes, e a localização geográfica das mesmas, respectivamente.

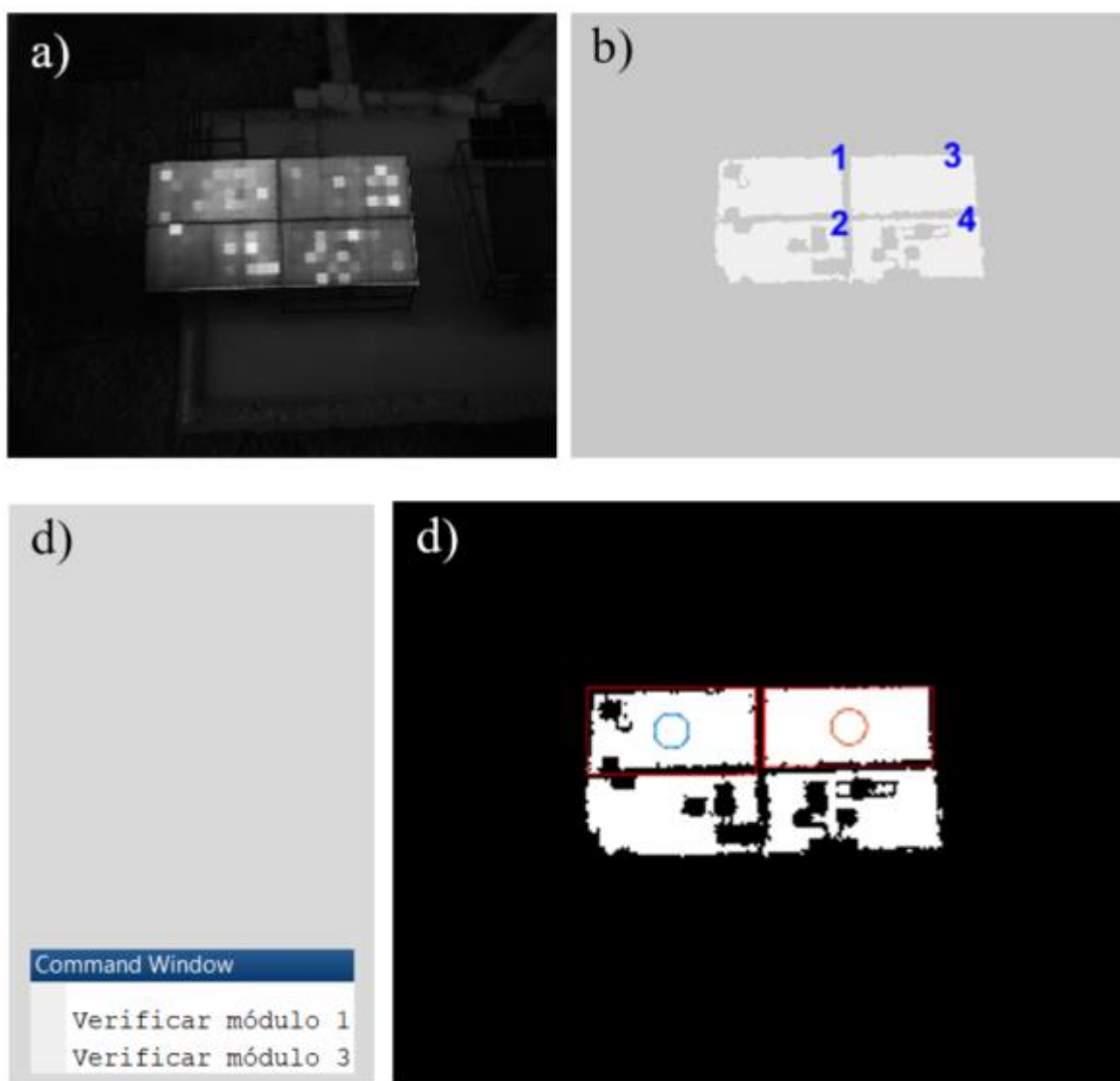
Figura 42 – Interferência do fundo quente no imageamento termográfico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Tendo em vista o que foi dito anteriormente, concluiu-se que o fundo das imagens não deve possuir temperatura superior aos módulos fotovoltaicos para o correto desempenho do código. Deste modo, realizou-se o ajuste de luminosidade no segundo plano da imagem termográfica para a delimitação da área a ser analisada conforme ilustrado na Fig. 43. Onde em a) tem-se a imagem termográfica corrigida de um sistema instalado nas dependências do Laboratório GREEN, em b) o código reconheceu todos os módulos fotovoltaicos, em c) e d) o código identificou dois dos quatro módulos com pontos quentes (confirmando a restrição da análise quando a totalidade dos módulos possuem pontos quentes) e a localização geográfica das mesmas, respectivamente.

Figura 43 - Interferência do fundo quente no imageamento termográfico.



Fonte: Elaborado pelo autor.

c) Sistema fotovoltaico 3

O terceiro sistema fotovoltaico apresentou o mesmo problema de elementos com temperatura superior aos módulos conforme ilustrado pela Fig. 44. Onde em a) foi-se obtida experimentalmente a imagem termográfica de um sistema instalado nas dependências do Laboratório GREEN, em b) o código reconheceu o fundo da imagem em detrimento dos módulos fotovoltaicos, em c) e d) o código identificou duas das três regiões (chão de concreto) como módulos com pontos quentes, e a localização geográfica das mesmas, respectivamente.

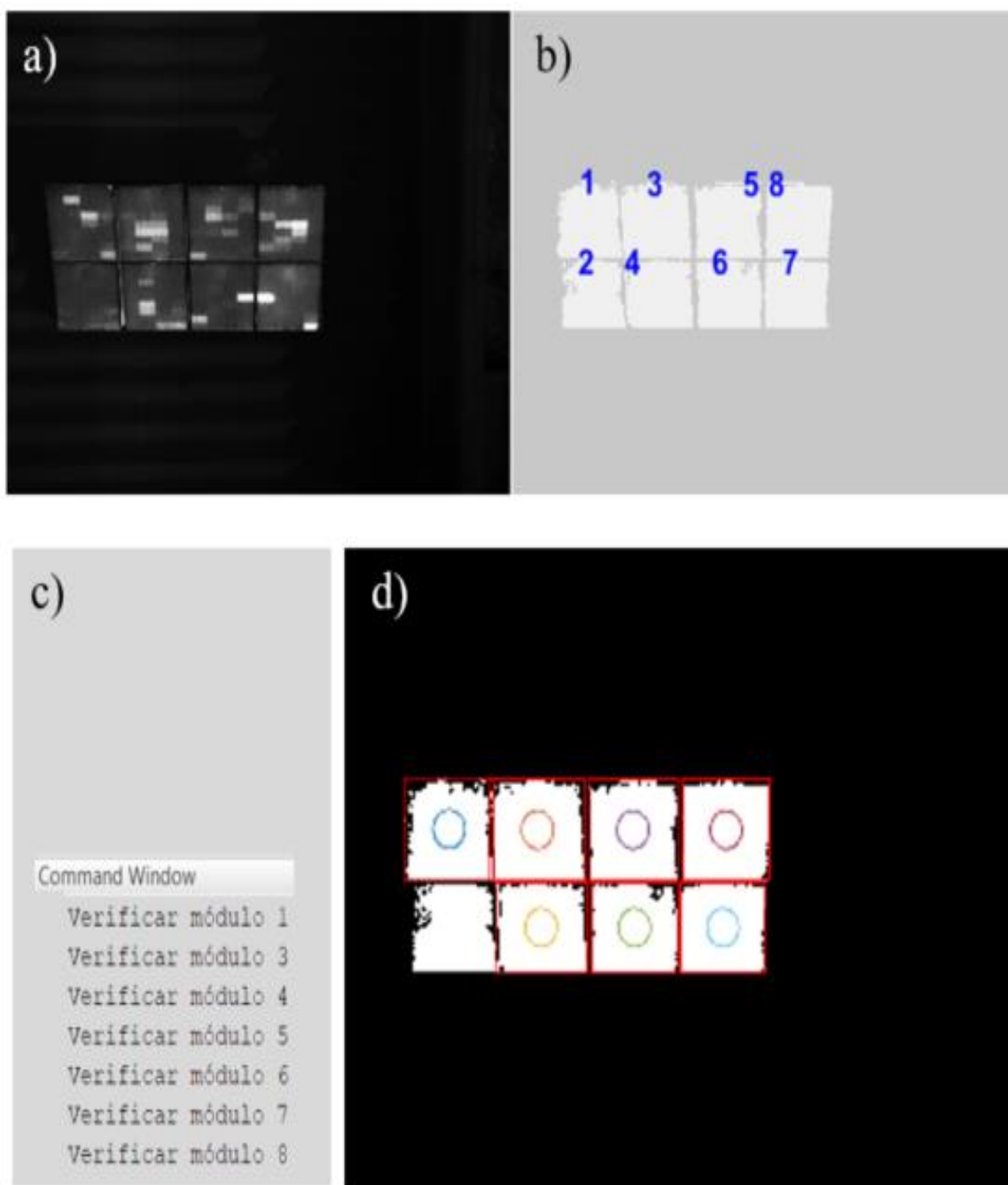
Figura 44 – Necessidade de aplicação de um processamento de imagens auxiliar para a correta funcionalidade do software.



Fonte: Elaborado pelo autor.

Com base no exposto, realizou-se a correção da luminosidade do segundo plano da imagem para uma nova análise do código, obtendo-se os resultados evidenciado na Fig. 45. Onde em a) tem-se a imagem termográfica corrigida de um sistema instalado nas dependências do Laboratório GREEN, em b) o código reconheceu todos os módulos fotovoltaicos, em c) e d) o código identificou todos os 7 módulos com pontos quentes e a localização geográfica das mesmas, respectivamente.

Figura 45 – Resultado obtido após a correção da luminosidade do fundo.

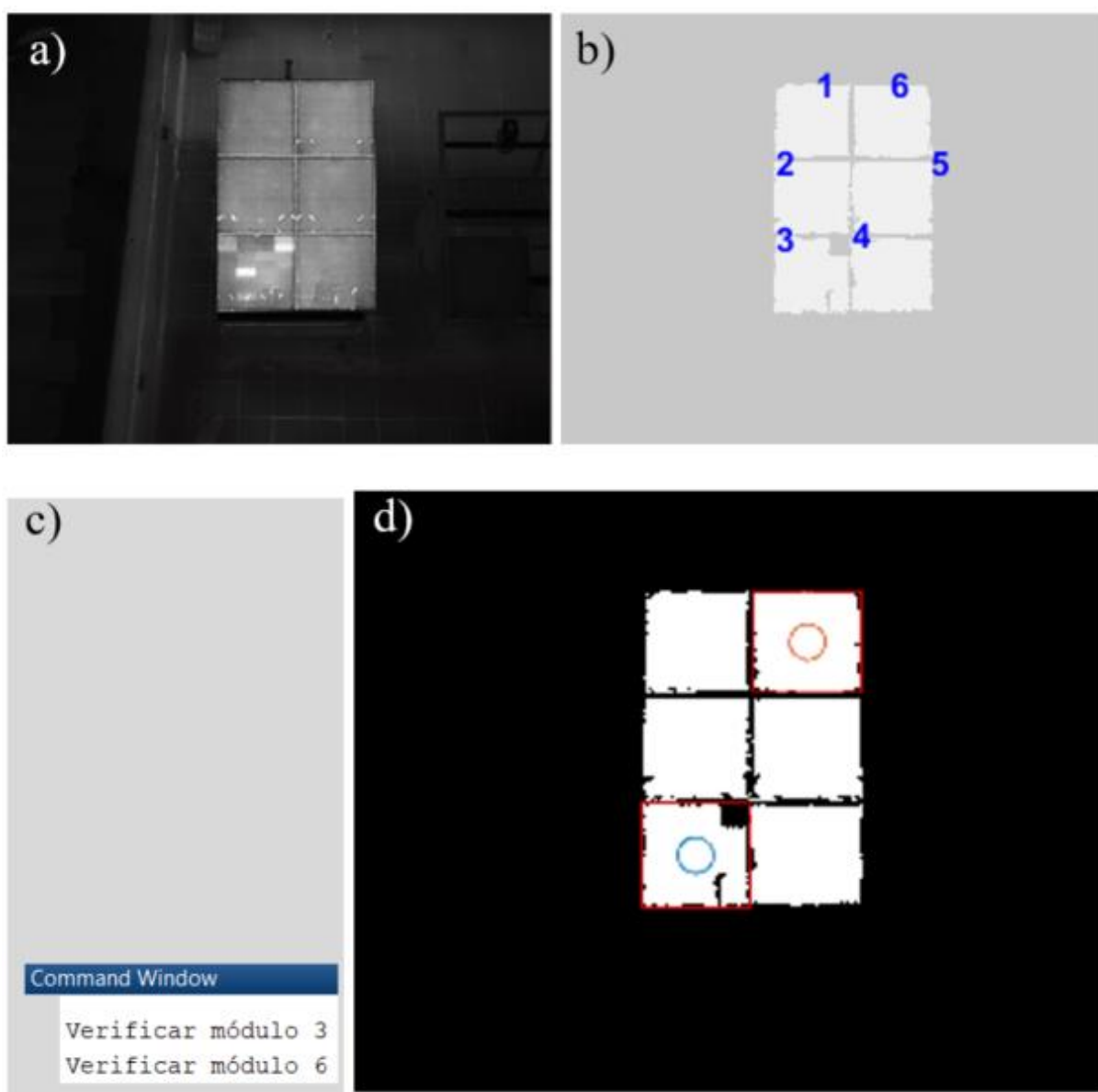


Fonte: Elaborado pelo autor.

d) Sistema fotovoltaico 4

Nesta etapa, validou-se a correção do segundo plano da imagem, obtendo-se outra imagem termográfica como mostra a Fig. 46. Onde em a) tem-se a imagem termográfica corrigida de um sistema instalado nas dependências do Laboratório GREEN, em b) o código reconheceu todos os módulos fotovoltaicos, em c) e d) o código identificou dois módulos fotovoltaicos com pontos quentes (sendo um falso positivo), e a localização geográfica das mesmas, respectivamente.

Figura 46 - Resultado obtido após a correção da luminosidade do fundo.



Fonte: Elaborado pelo autor.

6 CONCLUSÕES

O presente estudo mostrou-se bastante promissor no que diz respeito à identificação de módulos fotovoltaicos em operação com possíveis falhas. Pode-se dizer que os objetivos propostos para este trabalho foram alcançados, uma vez que houve o desenvolvimento de um método computacional capaz de detectar módulos fotovoltaicos em funcionamento, que apresentam pontos quentes, favorecendo a inspeção e controle da qualidade dos equipamentos instalados em usinas fotovoltaicas sem o comprometimento da energia elétrica gerada pelos mesmos.

Contudo, houve interferência de alguns fatores encontrados em campo que reduziram a performance de detecção dos pontos quentes através do método computacional. O baixo contraste e resolução da delimitação entre as bordas das células fotovoltaicas, impediram a identificação precisa de cada módulo em operação. Além disso, houve interferência de qualquer outro elemento na imagem termográfica que apresentasse temperatura próxima ou superior à dos pontos quentes, tais como as altas temperaturas dos pisos em que os sistemas foram instalados nas dependências do Laboratório GREEN, que causaram uma variação indesejável do nível de cinza das imagens, ocasionando conflitos nos parâmetros utilizados pelo software durante a detecção de objetos.

A metodologia aplicada utilizou a transformação das imagens termográficas para a paleta de cores Escala de Cinzas, trabalhando com a comparação de intensidades dos pixels; a extração de bordas das imagens; a detecção dos objetos; extração das características individuais de cada módulo fotovoltaico e a análise crítica dos módulos detectados. Diante do exposto, técnicas de melhoria na obtenção das imagens devem ser executadas através, por exemplo, da variação do ângulo da câmera em relação aos módulos, o distanciamento dos módulos, a utilização de adesivos ou pinturas nas bordas dos módulos que reduzam a absorção de calor, fundos que não superaqueçam mais que os próprios módulos fotovoltaicos, etc.

A técnica de verificação suplementar detalhada no Passo 7 do item 4.3 não pôde ser implementada devido as falhas pontuais durante a detecção de módulos fotovoltaicos com pontos quentes, pois alguns destes possuíam temperaturas muito elevadas em relação aos módulos, sendo detectados como bordas e, conseqüentemente, reconhecidos como pequenos módulos que posteriormente foram descartados devido as pequenas áreas que possuíam. Entretanto, sua implementação é de fácil compreensão para trabalhos futuros que consigam aprimorar a detecção de objetos.

A separação das regiões de interesse foi a etapa mais complexa do código, já que as demais etapas apresentaram resultados satisfatórios, espera-se que o critério de seleção dos módulos fotovoltaicos com pontos quentes apresentado aqui, permita que trabalhos futuros possam aprimorá-la. Técnicas como as redes neurais, lógica Fuzzy e outras prometem abordar este tema com uma perspectiva pouco conhecida no decorrer desta obra, sendo, desta forma, potenciais fontes de melhoria do projeto desenvolvido até aqui.

Os resultados encontrados (após a correção dos fundos com temperaturas elevadas) detectaram todos os módulos fotovoltaicos com pontos quentes, apesar de haver alguns falsos positivos. Em outras palavras, o código já demonstra uma capacidade poderosa de detecção de falhas com alto potencial de aprimoramento, o que pode vir a ser uma ferramenta de qualidade muito útil na indústria fotovoltaica, e tem grande potencial de aplicabilidade em sistemas fotovoltaicos de grande extensão, em que a inspeção visual se torna inviável e dispendioso.

REFERÊNCIAS

BOAVENTURA, I. A. G. **Números Fuzzy em Processamento de Imagens Digitais e Suas Aplicações na Detecção de Bordas**, 2010. 218 f. Tese(Doutorado) - Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2010.

BRAGA, D. S. **Interrelação entre os parâmetros de desempenho e distribuição de sujidade em módulos fotovoltaicos**, 2018. 116 f. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2018.

BUERHOP, C. et al. Reliability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 107, p. 154–164, 2012.

CASSINI, D. A. **Impactos da degradação no desempenho elétrico e térmico de módulos fotovoltaicos de sistemas instalados em Minas Gerais**, 2016. 146 f. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2016.

CASSINI, D. A. et al. Avaliação do desempenho de módulos fotovoltaicos com mais de 10 anos de exposição em campo. **VI Congresso Brasileiro de Energia Solar**, n. 1, p. 04 a 07, 2016.

COELHO, M. A. **Diferença entre sinal digital e analógico**. Disponível em: <<https://cgrbrasil.com.br/artigos/diferenca-entre-sinal-digital-e-analogico/>>. Acesso em: 26 abr. 2019.

DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. **Solar Engineering of Thermal Processes**. 4. ed. New Jersey: John Wiley & Sons, 2013.

GONZALES, R. C.; WOODS, R. E. **Digital Image Processing**. 2. ed. New Jersey, Prentice Hall, 2002.

GREEN, M. A. The Path to 25% Silicon Solar Cell Efficiency: History of Silicon Cell Evolution. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 17, p. 183–189, 2009.

GRIMACCIA, F. et al. Planning for PV plant performance monitoring by means of unmanned aerial systems (UAS). **International Journal of Energy and Environmental Engineering**, v. 6, n. 1, p. 47–54, 2015.

INDUSTRY, S. **Drones Fly Over 13 Milion Solar Modules To Discover What Affects Production**. Disponível em: < <https://solarindustrymag.com/drones-fly-over-13-million-solar-modules-to-discover-what-affects-production>>. Acesso em 06 de Nov. de 2019.

INMET. **Instituto Nacional de Metrologia**. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/projetos/rede/pesquisa/gera_serie_txt_mensal.php?&mRelEstacao=83587&btnProcesso=serie&mRelDtInicio=01/01/2015&mRelDtFim=14/09/2019&mAtributos=,,,,,,,,,1,,>>. Acesso em: 15 set. 2019.

INTERNATIONAL, E. **Photovoltaik-Institut Berlin develops EVA film analysis process**. Disponível em: <<https://www.eqmagpro.com/photovoltaik-institut-berlin-develops-eva-film-analysis-process/>>. Acesso em: 15 abr. 2019.

JAFFERY, Z. A. et al. Scheme for predictive fault diagnosis in photo-voltaic modules using thermal imaging. **Infrared Physics and Technology**, v. 83, p. 182–187, 2017.

KAPLANI, E. Detection of degradation effects in field-aged c-Si solar cells through IR thermography and digital image processing. **International Journal of Photoenergy**, v. 2012, p. 11, 2012.

KASEMANN, M.; WALTER, B.; WARTA, W. Reliable Hot-spot Classification in 10 ms Using Ultra-fast Lock-in Thermography. **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS**, v. 17, p. 441–450, 2009.

KIM, D.; YOUN, J.; KIM, C. Automatic fault recognition of photovoltaic modules based on statistical analysis of UAV thermography. **The International Archives of the Photogrammetry, Remote Sensing and Spatial Information Sciences**, v. 42, n. 2W6, p. 179–182, 2017.

KITAWA. **Infrarotkamera optris PI 450 LightWeight-Kit**. Disponível em: <<https://www.kitawa.de/31-multikopter/pi-450>>. Acesso em: 4 nov. 2019.

KUMAR, S. et al. Application of infrared thermography for non- destructive inspection of solar photovoltaic modules. **Journal of Non-Destructive Testing & Evaluation**, v. 15, n. 9, p. 25–32, 2017.

LORENZO, E. Eletricidad Solar. **Promotora General de Estudios**, p. 338, 2000.

Matlab, versão 2016: Matrix Laboratory. Mathworks, 2017. Windows.

MELLIT, A.; TINA, G. M.; KALOGIROU, S. A. Fault detection and diagnosis methods for photovoltaic systems: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, n. February, p. 1–17, 2018.

MORETÓN, R.; LORENZO, E.; NARVARTE, L. Experimental observations on hot-spots and derived acceptance/rejection criteria. **Solar Energy**, v. 118, p. 28–40, 2015.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPEL - DTE - CRESESB, 2014.

PORTES DE ALBUQUERQUE, M. et al. Image thresholding using Tsallis entropy. **Pattern Recognition Letters**, v. 25, n. 9, p. 1059–1065, 2004.

POZZA, A.; SAMPLE, T. Crystalline silicon PV module degradation after 20years of field exposure studied by electrical tests, electroluminescence, and LBIC. **PROGRESS IN PHOTOVOLTAICS: RESEARCH AND APPLICATIONS**, v. 24, p. 368–378, 2015.

SIMON, M.; MEYER, E. L. Detection and analysis of hot-spot formation in solar cells. **Solar Energy Materials and Solar Cells**, v. 94, n. 2, p. 106–113, 2010.

SMITH, S. W. **The Scientist and Engineer's Guide to Digital Signal Processing**. 2. ed. San Diego, California. ISBN 0966017633, 1997.

SOUZA, F. H. A. F. **Inspeção e Monitoramento de Desempenho de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede: estudo e caso real**. Dissertação (Mestrado) - Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Belo Horizonte, 2014.

SOUZA, F. R. DE; MAGALHÃES JÚNIOR, P. A. A. Mathematical Methods applied in Image Enhancement using Matlab. **International Journal of Advanced Engineering Research and Science**, v. 5, n. 5, p. 305–307, 2018.

STELLAR ENERGY SOLUTIONS, L. **Solar Power – How it Works**. Disponível em: <<http://austinstellar.com/solar-power-how-it-works/>>. Acesso em: 16 abr. 2019.

TAMIZHMANI, G.; KUITCHE, J. Accelerated Lifetime Testing of Photovoltaic Modules. **Solar America Board for Codes and Standards**, n. July, p. 106, 2013.

TSANAKAS, J. A. et al. Fault diagnosis of photovoltaic modules through image processing and Canny edge detection on field thermographic measurements. **International Journal of Sustainable Energy**, v. 34, n. 6, p. 351–372, 2015.

TSANAKAS, J. A.; HA, L.; BUERHOP, C. Faults and infrared thermographic diagnosis in operating c-Si photovoltaic modules: A review of research and future challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 695–709, 2016.

TSANAKAS, J. A.; HA, L. D.; AL SHAKARCHI, F. Advanced inspection of photovoltaic installations by aerial triangulation and terrestrial georeferencing of thermal/visual imagery. **Renewable Energy**, v. 102, p. 224–233, 2017.

VETTER, A.; HEPP, J.; BRABEC, C. J. Automatized segmentation of photovoltaic modules in IR-images with extreme noise. **Infrared Physics and Technology**, v. 76, p. 439–443, 2016.

WHEELER, N. R. et al. A data science approach to understanding photovoltaic module degradation. **Reliability of Photovoltaic Cells, Modules, Components, and Systems VIII**, v. 9563, p. 95630L, 2015.

ZHANG, P. et al. Detection and location of fouling on photovoltaic panels using a drone-mounted infrared thermography system. **Journal of Applied Remote Sensing**, v. 11, n. 1, p. 11, 2017.

ZOU, H.; HUANG, F. A novel intelligent fault diagnosis method for electrical equipment using infrared thermography. **Infrared Physics and Technology**, v. 73, p. 29–35, 2015.

ANEXO A

Modelo de inspeção para Geradores Fotovoltaicos.

Figura 47 – Guia Prático para Inspeção em Geradores Fotovoltaicos

Guia de Inspeção em Gerador Fotovoltaico - Controle de Falhas por Inspeção Visual		
Informações Básicas		Registro
Fabricante:		
Modelo dos Módulos:		
Tipo da Célula: (mono-Si, poli-Si, a-Si, CdTe, CIGS/CIS)		
Data Fabricação:		
Característica Elétricas: (Pmax; Voc; Isc; Vmax; Imax)		
Potência do GFV:		
Tensão do Sistema:		
Corrente do Sistema:		
Total de Strings:		
Data da Instalação:		
Inspeção no Gerador Fotovoltaico - Responsável: _____		Data Realização: ____/____/____
Estrutura		Periodicidade
Moldura (desencalhada / amassada / torta):		Semestral/Anual
Infiltração:		Semestral/Anual
Parte Frontal: Vidro		Periodicidade
Quebrado / Lascado:		Semestral/Anual
Sujo / Sombreado:		Semestral/Anual
Parte Frontal: Célula		Periodicidade
Manchas (escurecimento e/ou clareamento):		Semestral/Anual
Quebrada / Rachada:		Semestral/Anual
Dilaminação do Encapsulante:		Semestral/Anual
Bolhas:		Semestral/Anual
Parte Frontal: Célula		Periodicidade
Grade Rompida / Solda Rompida:		Semestral/Anual
Corrosão:		Semestral/Anual
Anomalia Térmica nas Conexões:		Semestral/Anual
Parte Posterior: Backsheet		Periodicidade
Bolhas:		Semestral/Anual
Rachaduras:		Semestral/Anual
Queimaduras:		Semestral/Anual
Deformação:		Semestral/Anual
Parte Posterior: Caixa de Junção		Periodicidade
Tampa (quebrada / faltando):		Semestral/Anual
Adesivo / Fixação:		Semestral/Anual
Corrosão:		Semestral/Anual
Condutores & Conectores		Periodicidade
Anomalia Térmica:		Semestral/Anual
Má Conexão:		Semestral/Anual
Quebradiça:		Semestral/Anual
Medições & Ensaios - GFV		Periodicidade
Curva I-V - Gerador:		Anual
Curva I-V - Strings:		Anual
Curva I-V dos Módulos Sinais de com degradação:		Anual
Ensaiio Termográfico:		Anual

Fonte: Adaptado de Freitas Souza (2014)