



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ENGENHARIA MECÂNICA

**METODOLOGIA PARA A DETERMINAÇÃO DE
TEMPERATURA EM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS POR MEIO
DE TERMOGRAFIA QUANTITATIVA**

BRUNO PHILLIP ALVES DA SILVA

Belo Horizonte, 25 de Abril de 2017.

Bruno Phillip Alves da Silva

**METODOLOGIA PARA A DETERMINAÇÃO DE
TEMPERATURA EM PAINÉIS FOTOVOLTAICOS POR MEIO DE
TERMOGRAFIA QUANTITATIVA**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais, como requisito parcial à obtenção do título de Mestre em Engenharia Mecânica.

Área de concentração: Energia e Sustentabilidade

Orientador: Prof. Matheus Pereira Porto.
(Universidade Federal de Minas Gerais)

Belo Horizonte

Escola de Engenharia da UFMG

2017

S586m

Silva, Bruno Phillip Alves da.

Metodologia para a determinação de temperatura em painéis fotovoltaicos por meio de termografia quantitativa [manuscrito] / Bruno Phillip Alves da Silva. - 2017.

ix, 60 f., enc.: il.

Orientador: Matheus Pereira Porto.

Dissertação (mestrado) Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

Bibliografia: f. 57-60.

1. Engenharia mecânica - Teses. 2. Termografia - Teses. 3. Termômetro e termometria - Teses. 4. Medição - Teses. I. Porto, Matheus Pereira. II. Universidade Federal de Minas Gerais. Escola de Engenharia. III. Título.

CDU: 621(043)

*“Se o cérebro humano fosse tão simples que pudéssemos entendê-lo,
seríamos tão simples que não o entenderíamos”.*

Lyall Watson.

AGRADECIMENTOS

“Se você nunca encontra razões para agradecer, a falha está em você.”
Buda

Em primeiro lugar, agradeço a Deus por todas as sementes dadas e frutos colhidos. Agradeço por todos obstáculos que colocastes em minha vida, os quais são essenciais para minha evolução e construção do meu ser.

“Tudo o que fizerem, seja em palavra ou em ação, façam-no em nome do Senhor Jesus, dando por meio dele graças a Deus Pai.”
Colossenses 3:17

à minha família, que apesar de todas as minhas dificuldades e fracassos, sempre estão ao meu lado para me aconselhar, apoiar, levantar, acreditar e sorrir. Vocês são responsáveis pela minha gratidão diária. Essa etapa vencida não é minha, é nossa. Obrigado em especial a minha mãe, por tudo que fez e continua fazendo por seus filhos. Você é o meu melhor presente de Deus. Te amo.

“Outras coisas podem nos mudar, mas a família é o começo e o fim.”
Anthony Brandt

à todos amigos que compartilharam comigo as alegrias e dificuldades vivenciadas ao longo dessa vida, que fazem a vida ser uma experiência mais divertida e emocionante, que nunca me deixam conhecer a solidão, e que enriquecem meu coração com sentimentos bons. Aos próximos e aos distantes, aos presentes e aos que se foram, vocês sempre serão fontes de luz na minha vida.

“Todas as grandezas do mundo não valem um bom amigo.”
Voltaire

ao meu orientador, Matheus Porto, pela oportunidade de realizar esse trabalho e por sua paciente orientação. Obrigado por todos os questionamentos, que me ajudaram a crescer como estudante e pesquisador.

ao meu amigo engenheiro filosófico, Roberto Márcio, por me acolher em primeiro momento na UFMG e ser responsável pela construção do meu pensamento crítico da vida, me ajudando não só entender as responsabilidades de ser um engenheiro, mas também de ser um humano.

“Faz parte da humanidade de um mestre advertir seus alunos contra ele mesmo.”
Friedrich Nietzsche

à toda equipe Labterm por me auxiliar na pesquisa realizada, por ser solução de problemas e ao mesmo tempo ouvidos amigos nos momentos de anseios. Cada um de vocês me serve como fonte de inspiração.

“Eu sou parte de uma equipe. Então, quando venço, não sou eu apenas quem vence. De certa forma termino o trabalho de um grupo enorme de pessoas.”
Ayrton Senna

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	1
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	3
2.1 A CÉLULA FOTOVOLTAICA	3
2.2 TERMOGRAFIA	6
2.3 INSPEÇÕES TERMOGRÁFICAS EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	9
2.4 INCERTEZA DE MEDIÇÃO	11
2.5 FONTES DE INCERTEZA NA TERMOGRAFIA	15
3. MATERIAIS E MÉTODOS	24
3.1 USINA TESLA.....	24
3.2 VERIFICAÇÃO DOS TERMOVISORES	27
3.3 TERMOGRAFIA DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	29
4. RESULTADOS	35
4.1 AVALIAÇÃO DAS INCERTEZAS INTRÍNSECAS	35
4.2 AVALIAÇÃO DA EMISSIVIDADE DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS.....	40
4.3 AVALIAÇÃO TERMOGRÁFICA DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	43
4.4 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO TERMOGRÁFICA DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS	52
5. CONCLUSÕES.....	54
SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS	56
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Lista dos defeitos típicos em módulos fotovoltaicos.	11
Tabela 2 – Faixa de temperatura por defeitos em painéis fotovoltaicos.	11
Tabela 3 – Distribuição de probabilidade e divisores apropriados	13
Tabela 4 – Especificações técnicas dos Painéis Yngli 245P-32b.	25
Tabela 5 – Instrumentação da Usina Tesla.	26
Tabela 6 – Especificação dos componentes para aquisição de dados meteorológicos e de operação da Usina Tesla.	26
Tabela 7 - Especificações Técnica do Termivisor FLIR SC660.....	27
Tabela 8 - Especificações Técnicas do Radiador Padrão Fluke 4181.....	27
Tabela 9 – Inclinação do termovisor em relação à Normal dos painéis fotovoltaicos.....	30
Tabela 10 – Resultado para as diferentes condições de estimativa do NETD.....	36
Tabela 11 – Resultado dos ensaios para estimativa do ME.	37
Tabela 12 – Estimativas para o valor de DTR conforme amplitude de temperatura.	38
Tabela 13 – Resultado dos ensaios para estimativa do MU.....	38
Tabela 14 – Resultado dos ensaios para estimativa da RE.	39
Tabela 15 – Valores da emissividade conforme posicionamento do Termovisor para um painel desligado.	41
Tabela 16 – Inclinação do termovisor em relação à Normal dos painéis fotovoltaicos para um painel desligado.	42
Tabela 17 – Resultados das inspeções termográficas sobre a região espelhada das células fotovoltaicas da Usina Tesla.	45
Tabela 18 – Contribuição dos diversos fatores para a incerteza calculada em medições termográficas.....	47
Tabela 19 – Resultados das inspeções termográficas na parte posterior das células fotovoltaicas da Usina Tesla.....	49
Tabela 20 – Inclinação do termovisor em relação à Normal dos painéis fotovoltaicos.....	49

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Etapas do processo de conversão de energia fotovoltaica.	3
Figura 2 – Modelo simplificado dos componentes da conversão fotovoltaica	4
Figura 3 – Balanço Energético simplificado em um dispositivo fotovoltaico.	4
Figura 4 - Influência da temperatura em uma curva I-V para um módulo fotovoltaico de silício cristalino sob irradiância de 1000 W/m ²	5
Figura 5 – Imagem térmica de uma inspeção de um módulo fotovoltaico e termovisor FLIR SC660.	6
Figura 6 – Representação esquemática do fluxo radiativo recebido por um termovisor. Onde W_{obj} , W_{refl} e W_{atm} representam a parcela de radiação emitida pelo objeto, refletida pelo objeto e transmitida pela atmosfera, respectivamente.	7
Figura 7 – Drones na termografia	10
Figura 8 – Curvas de distribuição de probabilidade normal, uniforme e triangular.....	13
Figura 9 – Fontes de incertezas intrínsecas de medição em termografia.....	16
Figura 10 – Estimativa do MSR: a) Representação da montagem experimental e b) Slit Response Function.	17
Figura 11 – Processo experimental para cálculo do parâmetro NETD.....	19
Figura 12 – Processo experimental para cálculo do parâmetro MU.	21
Figura 13 – Localização da usina experimental fotovoltaica Tesla na escola de Engenharia da UFMG.	24
Figura 14 – Disposição dos painéis fotovoltaicos na usina Tesla.....	25
Figura 15 – Estrutura para verificação da conformidade do Termovisor Flir SC660.....	28
Figura 16 – Teste da fita para determinação da emissividade das células fotovoltaicas.	30
Figura 17 – Disposição das câmeras em relação aos painéis fotovoltaicos para análise de emissividade.....	30
Figura 18 – Transmitância atmosférica para uma distância de 10 m.....	31
Figura 19 – Curva característica de operação para “testes t” de duas hipóteses para α (probabilidade de rejeitar H_0 se H_0 for verdadeiro) de 5%	34
Figura 20 – Termograma do corpo negro distante da câmera em a) 10 cm e b) 30 cm para análise do NGE.	35
Figura 21 – Resultado experimental do NETD conforme modelo de Chrzanowski, com a câmera posicionada a 10 cm (1° ensaio) e a 30 cm (2° ensaio) do corpo negro.	36

Figura 22 – Resultado experimental do Mínimo Erro, com a câmera posicionada a 10 cm (1° ensaio) e a 30 cm (2° ensaio) do corpo negro.	37
Figura 23 – Termogramas em diferentes pontos do campo de visão do termovisor para estimativa do MU.	38
Figura 24 – Resultado experimental da Uniformidade de Medição, com a câmera posicionada a 10 cm (1° ensaio) e a 30 cm (2° ensaio) do corpo negro.	39
Figura 25 – Resultado experimental da Repetitividade, com a câmera posicionada a 10 cm (1° ensaio) e a 30 cm (2° ensaio) do corpo negro.	40
Figura 26 – Termograma da região espelhada de uma célula fotovoltaica.	41
Figura 27 – Teste da fita aplicado na superfície posterior dos painéis fotovoltaicos.	43
Figura 28 – Folha de alumínio para estimativa do parâmetro Temperatura Refletida.	44
Figura 29 – Resultados das inspeções termográficas sobre a região espelhada das células fotovoltaicas da Usina Tesla distribuídos conforme temperatura de operação: a) 45°C, b) 50°C, c) 55°C e d) 60°C.	46
Figura 30 – Termograma da superfície posterior dos painéis fotovoltaicos da Usina Tesla.	48
Figura 31 – Resultados das inspeções termográficas na parte posterior das células fotovoltaicas da Usina Tesla.	49
Figura 32 – Presença de sombra no painel fotovoltaico devido a inclinação do sol e a posição da célula de referência.	50
Figura 33 – Identificação de sombreamento por Termografia nas regiões: a) espelhada e b) posterior dos painéis fotovoltaicos.	51

LISTA DE SÍMBOLOS

c_i : coeficiente de sensibilidade

c_2 : segunda constante da radiação $(1.438\ 786 \pm 0.000\ 045) \cdot 10^{-2}$ [m.K]

E : radiação térmica emitida por um corpo (W/m^2)

K : fator de abrangência

s_{DTR} : incerteza padrão devido à resolução digital da temperatura na temperatura observada (K)

s_{ME} : incerteza padrão devido ao mínimo erro na temperatura observada (K)

s_{MU} : incerteza padrão devido à uniformidade da medição na temperatura observada (K)

s_{NGE} : desvio padrão da temperatura para um valor médio esperado (K)

s_{RE} : incerteza padrão devido à repetitividade na temperatura observada (K)

s^2 : variância experimental

sys : função de sensibilidade espectral do termovisor

T : Temperatura (K)

T_c : Temperatura da célula fotovoltaica (K)

T_{amb} : Temperatura ambiente (K)

T_{ba} : Temperatura do plano de fundo (K)

T_{refl} : Temperatura refletida (K)

T_{ob} : Temperatura do objeto (K)

$T_{ob(m)}$: Temperatura do objeto mensurado (K)

$T_{padrão}$: Temperatura média indicada pelo padrão radiométrico (K)

u : incerteza padrão

U : incerteza expandida

v_{eff} : grau de liberdade da incerteza padrão combinada

v_i : grau de liberdade

ε : emissividade

τ : transmitância do meio

σ : constante de Stefan-Boltzmann ($m^2.K^4$)

δt : sensibilidade para um campo de visão não uniforme (K)

Δt_{NETD} : sensibilidade térmica

ΔT_{span} : amplitude de temperatura da câmera (K)

NOMENCLATURAS

DTR: Resolução Digital da Temperatura

GUM: Guia para a Expressão da Incerteza de Medição

ME: Mínimo Erro

MSR: Resolução Espacial da Medição

MU: Uniformidade da Medição

MT: Termografia Modulada

NGE: Erro Gerado por Ruído

RE: Repetitividade

RDRF: Função relativa de resistência à perturbação da câmera

SRF: Slit Response Function

TS: Estabilidade da Temperatura

PT: Termografia Pulsada

PPT: Termografia Pulsada por Fase

RESUMO

A termografia é uma técnica de medição de temperatura com grande potencial para verificação do desempenho e integridade física de painéis fotovoltaicos, uma vez que a mesma provê meios para inspeção a longas distancias e de forma não intrusiva. Porém, as metodologias atualmente empregadas em inspeções termográficas de painéis têm caráter qualitativo, ou seja, os procedimentos não têm como objetivo a determinação da temperatura do painel, mas sim a identificação de um gradiente de temperatura proveniente de falhas. Isso decorre em parte da dificuldade em se determinar a temperatura dos painéis, que é dependente de fatores ambientais, das propriedades físicas do próprio painel, além do procedimento de medição adotado, como por exemplo, o posicionamento da câmera. Este trabalho tem como objetivo apresentar uma metodologia para realização de termografia em painéis fotovoltaicos visando a determinação de temperatura, fundamentada em uma análise metrológica dos resultados. Os ensaios para a inspeção dos painéis foram realizados na usina experimental fotovoltaica TESLA, instalada no terraço da Escola de Engenharia da UFMG. Os primeiros ensaios foram realizados com a termocâmera direcionada para a região espelhada do painel. Para essa situação, os resultados demonstraram que a principal componente da incerteza de medição foi devido à reflexão. Do ponto de vista da análise metrológica, a reflexão foi considerada como uma componente da incerteza devido à emissividade (designada emissividade aparente), de forma que cada ensaio obteve um valor distinto de emissividade aparente entre 0,1 e 0,65. Esse fator foi o responsável por entre 78% a 95% das incertezas de medição na região espelhada da módulo. Visando mitigar o problema da incerteza de medição devido à reflexão da superfície espelhada, foi proposto a inspeção do lado posterior do painel. Devido às características do material existente na parte posterior, as medições realizadas se mostraram mais acuradas, com incertezas de medição inferiores a 2°C.

Palavras-Chave: medição de temperatura, termografia, painéis fotovoltaicos, incerteza de medição.

ABSTRACT

Thermography is a temperature measurement technique with great potential for verifying the performance and physical integrity of photovoltaic panels, since it provides means for inspection at long distances and in a non-invasive way. However, the methodologies currently applied in thermographic inspections of photovoltaic panels in operation have a qualitative character. Procedures do not aim to determine the panel temperature, but to identify thermal abnormalities. This is mainly due to the difficulty in determining the temperature of the panels, which is dependent on environmental conditions, the physical properties of the panel and the measurement procedure adopted, such as the positioning of the camera *e.g.*. This work presents a methodology for thermographic evaluation of photovoltaic panels, based on a metrological analysis of the results. The thermographic panel inspections were carried out in the experimental photovoltaic power plant TESLA located at the School of Engineering of UFMG. The first proposed procedure was based on inspection of the mirrored surface of the panel. In this case, the results demonstrated that the main component of measurement uncertainty was the reflection. From the metrological point of view, the reflection was considered as a component of the uncertainty due to the emissivity (namely apparent emissivity), so that each inspection was characterized with a distinct value of apparent emissivity, between 0.1 and 0.65. This factor was responsible for between 78% and 95% of the measurement uncertainties in the mirror region of the cell. In order to mitigate the problem of measurement uncertainty due to reflection of mirrored surface, an inspection at the back-surface was proposed as alternative. Due to the characteristics of the material the measurements performed were more accurate, with measurement uncertainties below 2° C.

Keywords: Temperature measurement, Thermography, photovoltaic systems, uncertainty.

1. INTRODUÇÃO

Desde 1954, com a exposição da primeira célula solar, na reunião da National Academy of Science, estudos associados a esses dispositivos vêm ganhando destaque no meio científico. Dentre as propriedades físicas utilizadas para a caracterização dos painéis fotovoltaicos, a temperatura de operação é uma das que se destaca por permitir a avaliação do desempenho e da integridade dos painéis, uma vez que instalações mal realizadas ou dispositivos deteriorados provocam alteração no perfil térmico de operação, gradiente de temperatura, dos respectivos painéis.

Neste sentido, uma das ferramentas de análise de temperatura dos painéis é a Termografia. Essa técnica permite uma inspeção da temperatura dos dispositivos operantes a longas distâncias, sem a necessidade de intrusão no processo de geração, e monitoramento de toda a superfície por uma câmera térmica (termovisor).

Apesar de parâmetros fundamentais na caracterização termográfica, como a emissividade da superfície, temperatura ambiente, e temperatura refletida serem abordados com frequência na literatura, fatores presentes nas avaliações de painéis, como a direcionalidade da reflexão, emissividade aparente e a presença das nuvens sobre as regiões analisadas, não são discutidos em profundidade. Dessa forma, a termografia em painéis fotovoltaicos em operação é bastante explorada de maneira qualitativa, com a identificação de regiões quentes ou frias sobre a superfície, para a inspeção de painéis fotovoltaicos. Porém, esse tipo de análise é relativa à experiência do inspetor e não permite a caracterização da temperatura real dos painéis.

Buscando uma metodologia para suprir essa lacuna, este trabalho apresenta um procedimento para inspeções termográficas em painéis fotovoltaicos visando a determinação da temperatura de operação. Para isso, os painéis da usina experimental fotovoltaica TESLA, situada na Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), foram analisados termograficamente em condições de operação. As análises termográficas foram efetuadas na região espelhada e na região posterior dos painéis fotovoltaicos. Para esses testes, a câmera utilizada foi verificada em laboratório, com auxílio de um radiador padrão, sobre condições padrão de calibração. A técnica GUM foi utilizada como ferramenta para inferir as incertezas de medições.

Devido à característica da superfície espelhada, as medições nessa região se apresentam sujeitas às condições físicas e meteorológicas de medição, principalmente pela parcela de radiação refletida, dificultando uma análise quantitativa termográfica e a confiabilidade do processo de medição. Para evitar essa situação e contabilizar a interferência desta variável sobre a medição, a

influência da parcela refletida foi vinculada à emissividade painel, de modo que uma emissividade aparente foi obtida para cada medição termográfica. Em consequência, esse fator foi o maior responsável pela incerteza do processo de medição e não conformidade dos resultados pós-processados. Em conjunto a isso, a presença de nuvens sobre a região espelhada também se apresentou influente na emissividade aparente dessas superfícies, devido à diferente faixa do comprimento das ondas emitidas por esses corpos, comprometendo a análise termográfica nessas regiões.

As medições realizadas na parte posterior, devido às características do material na superfície, para esse caso, apresentaram acurácia satisfatória, com incertezas de medição inferiores a 2 °C. Demonstrando que a termografia é uma técnica efetiva para aferimento da temperatura real de operação.

Para facilitar a compreensão e discussão do assunto esse trabalho está dividido em cinco capítulos. No segundo capítulo, é apresentada uma revisão bibliográfica do tema na literatura. Neste, conterà uma descrição teórica da técnica termográfica e sua aplicabilidade em painéis fotovoltaicos, além da metodologia GUM e as fontes de incerteza na termografia.

O capítulo 3 apresenta de forma geral a metodologia empregada nos experimentos efetuados em laboratório para verificação da termocâmera, assim como os testes termográficos realizados na usina TESLA para identificação da emissividade dos dispositivos e diagnósticos dos painéis fotovoltaicos.

O capítulo 4 se divide em quatro seções de forma a apresentar discussões individuais sobre os resultados dos testes realizados para esse trabalho. O capítulo final discorre sobre os principais resultados de uma forma conclusiva do estudo elaborado, apresentando também propostas para continuidade de trabalho sobre o tema apresentado.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 A CÉLULA FOTOVOLTAICA

As células fotovoltaicas são constituídas de duas camadas sobrepostas de materiais semicondutores induzidos, *tipo n* ou *tipo p*, de elétrons, processo conhecido como dopagem, que são responsáveis por fazer uma conversão direta de luz solar em eletricidade (efeito fotovoltaico) pela absorção de energia (fótons) e movimento de elétrons. (NEED, 2016; IZIDORO *et. al.* 2014), como ilustrado na Figura 1.

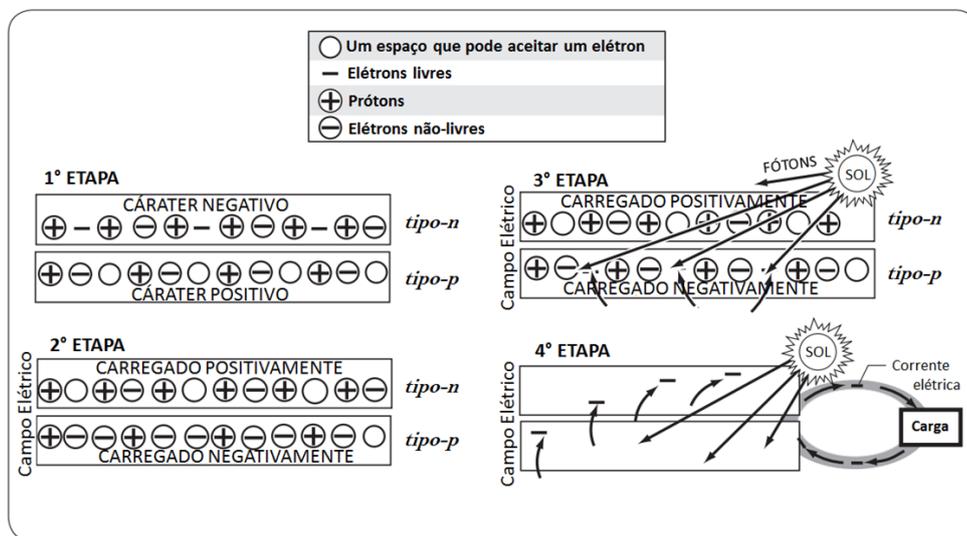


Figura 1 – Etapas do processo de conversão de energia fotovoltaica (NEED, 2016 - Adaptado).

Hoje, o semicondutor mais utilizado para células fotovoltaicas é o silício cristalino, devido a sua abundância na crosta terrestre e maturidade tecnológica na produção dos módulos desses materiais. As eficiências típicas dessas células comercializadas variam entre 17 a 20% para módulos monocristalinos e 14 a 17% para os policristalinos (EPE, 2016). Porém, apesar de dominarem o mercado, outras tecnologias como células de filmes finos e células orgânicas também são encontradas nos mercados com eficiências de aproximadamente 14% e 5%, respectivamente (EPE, 2016 apud SILVA, P.P.B., 2016).

Um sistema fotovoltaico é composto por vários componentes que podem ser organizados em três diferentes blocos: gerador, condicionador de potência e armazenador (CEPEL, DTE e CRESEB, 2014). Esses sistemas variam conforme suas aplicações e podem apresentar diversas

configurações. Porém, de forma simples os componentes básicos de um sistema fotovoltaico estão representados na Figura 2.

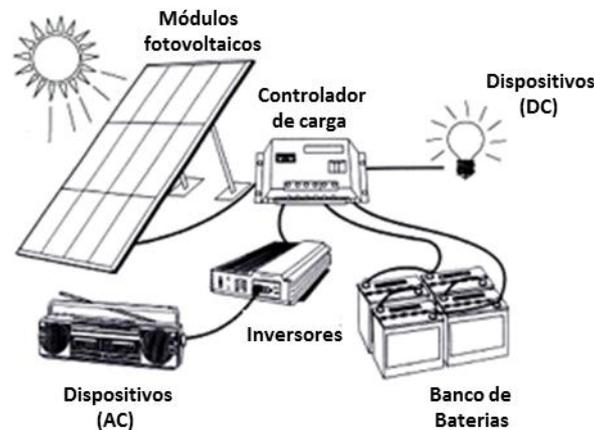


Figura 2 – Modelo simplificado dos componentes da conversão fotovoltaica (OMAN, 2016).

O módulo fotovoltaico é o componente responsável pela absorção dos fótons para conversão em energia elétrica, porém nem toda essa energia pode ser aproveitada na conversão. A Figura 3 apresenta um balanço energético sobre o dispositivo fotovoltaico, e, como pode ser observado, parte da radiação incidente sobre a superfície é refletida e não é aproveitada para a conversão fotovoltaica. Ainda é possível observar que, como esses raios são compostos por comprimentos de onda em diversas faixas, entre 300 a 3000 nm, os fótons com comprimentos superiores a 1150 nm não conseguem provocar o efeito fotovoltaico, tendo como efeito o aquecimento da célula (SANTOS, 1995). Já os fótons com pequenos comprimentos de onda possuem energia superior ao *band-gap*, resultando em um excesso na energia que, como consequência, é dissipado sob a forma de energia térmica (SANTOS, 1995).

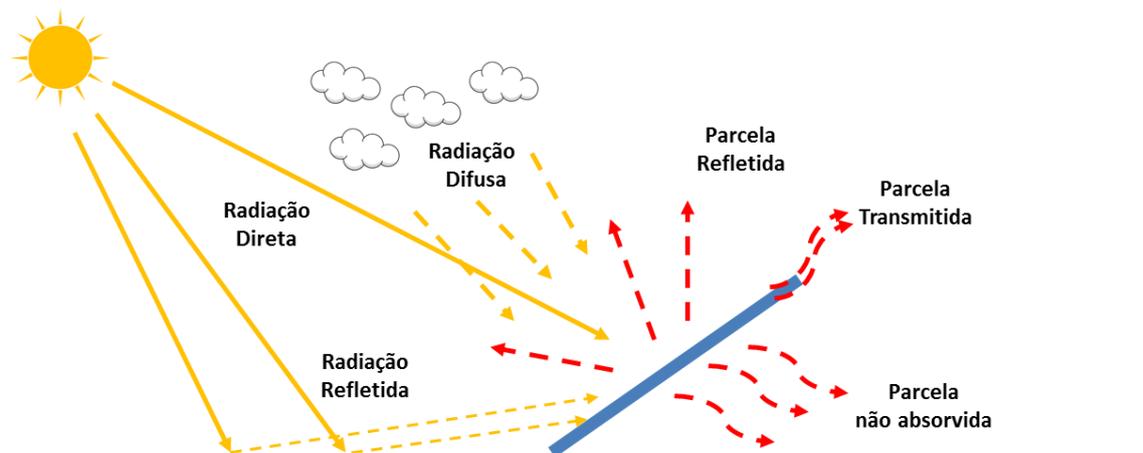


Figura 3 – Balanço Energético simplificado em um dispositivo fotovoltaico.

Dessa forma, pode-se perceber que a temperatura de um painel fotovoltaico é consequência do balanço de energia: irradiação, corrente elétrica e condições ambientais (como temperatura ambiente e velocidade do vento, por influenciarem na taxa de troca de calor do dispositivo com o ambiente e temperatura de equilíbrio).

A temperatura de operação de uma célula fotovoltaica é uma variável importante a ser observada durante sua operação uma vez que essa altera as características elétricas de operação desses dispositivos. O aumento da temperatura provoca uma diminuição proporcional na tensão de saída e um pequeno incremento na corrente, para baixos valores de tensão (BELTRÃO, 2008), esses resultados são apresentados na Figura 4. Logo, esses fatores causam uma diminuição no ponto de máxima potência dos módulos operantes, ocasionando assim em um menor rendimento na conversão elétrica.

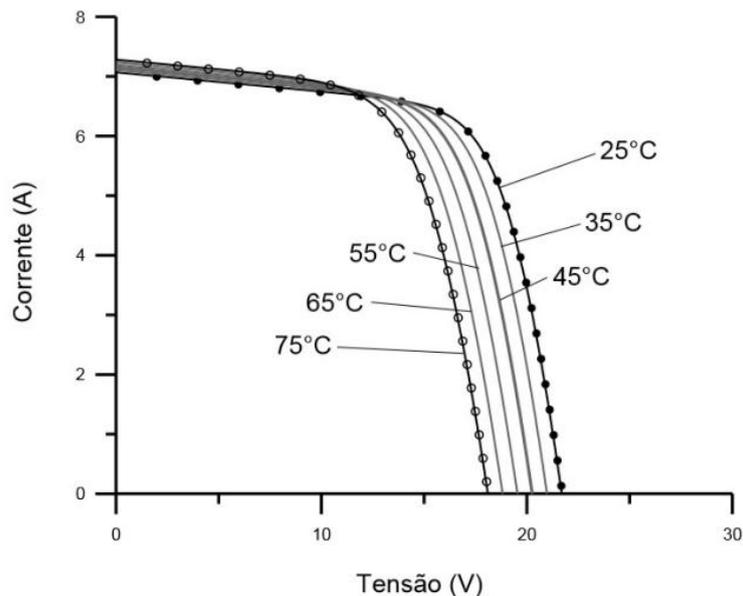


Figura 4 - Influência da temperatura em uma curva I-V para um módulo fotovoltaico de silício cristalino sobre irradiação de 1000 W/m² (PINHO; GALDINO, 2014).

Por influenciar de maneira direta na operação da célula, a temperatura é um dos parâmetros de monitoramento para caracterização de uma planta fotovoltaica. Dentre os métodos para medição de temperatura de painéis fotovoltaicos se encontram os sensores de contato e sensores sem contato, com destaque para a técnica termográfica (EKE, 2012 apud KRENZINGER, 2007). A seguir será dado destaque à medição termográfica, objeto de estudo desse trabalho.

2.2 TERMOGRAFIA

Termografia é um método de inspeção não intrusivo (sem contato) para verificação da temperatura de um determinado dispositivo pelas análises de imagens térmicas (termogramas) de forma imediata ou posterior, uma vez que esses podem ser arquivados para fins de subsequentes análises. O termograma, como ilustrado na Figura 5 de forma simplificada, corresponde a uma matriz (quadrática ou retangular) de dados discretos (pixels), onde cada um assume o valor da intensidade de cores proporcional a um sinal adquirido por sensores térmicos, apresentado em escala de temperatura (WIECEK, 2005). Avaliando padrões térmicos de componentes em operação, possíveis anomalias térmicas, ou seja, temperaturas fora do padrão de operação podem ser identificadas e assim sua gravidade avaliada.

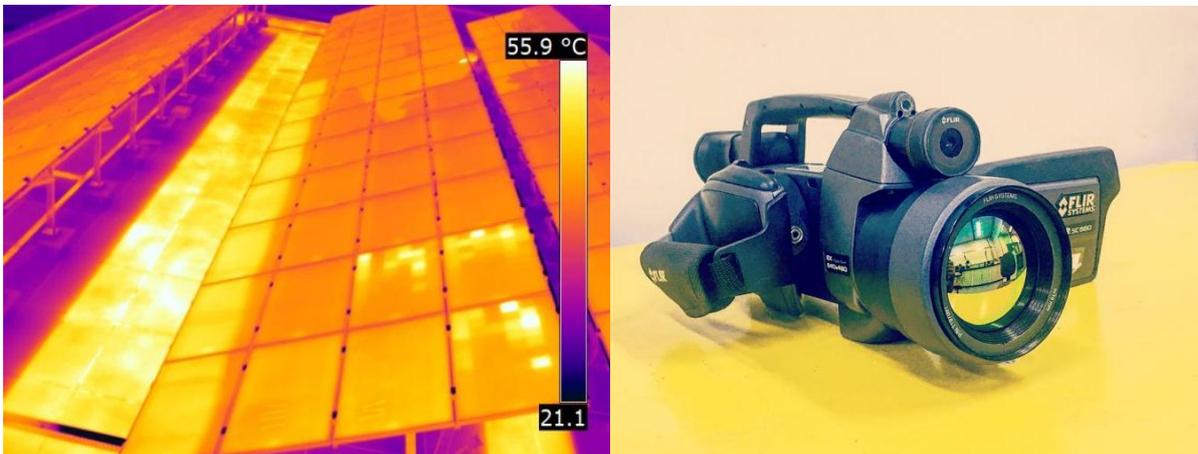


Figura 5 – Imagem térmica de uma inspeção de um módulo fotovoltaico e termovisor FLIR SC660.

A ferramenta empregada para o registro das imagens térmicas é o termovisor (termocâmara). Esse dispositivo detecta as emissões de calor por radiação infravermelha emitida pelos corpos, o que possibilita a interpretação de sua temperatura (KSC, 2012). Dessa forma, o processo é distinto ao das câmeras fotográficas convencionais, pois diferente dessas, o termovisor não necessita da reflexão da luz sobre o objeto em estudo, o sinal é proveniente do movimento vibratório das moléculas que compõe os materiais desse objeto (SILVA, TARALLI e MELZ, 2015). Sendo assim, a radiação térmica pode ser medida em diferentes níveis sobre o espectro eletromagnético, sendo que a maioria das medições de temperatura por infravermelho é feito na região entre 0,2 a 20 micrometros. Os termovisores utilizam detectores, que através de um sistema óptico para conversão de radiação infravermelha em sinal elétrico, e complexo processamento de sinal, para construção da imagem térmica (LAND, 2004), permitem a leitura da temperatura dos objetos. A Figura 6

representa de forma esquemática os sinais recebidos por uma câmera termográfica em uma medição.

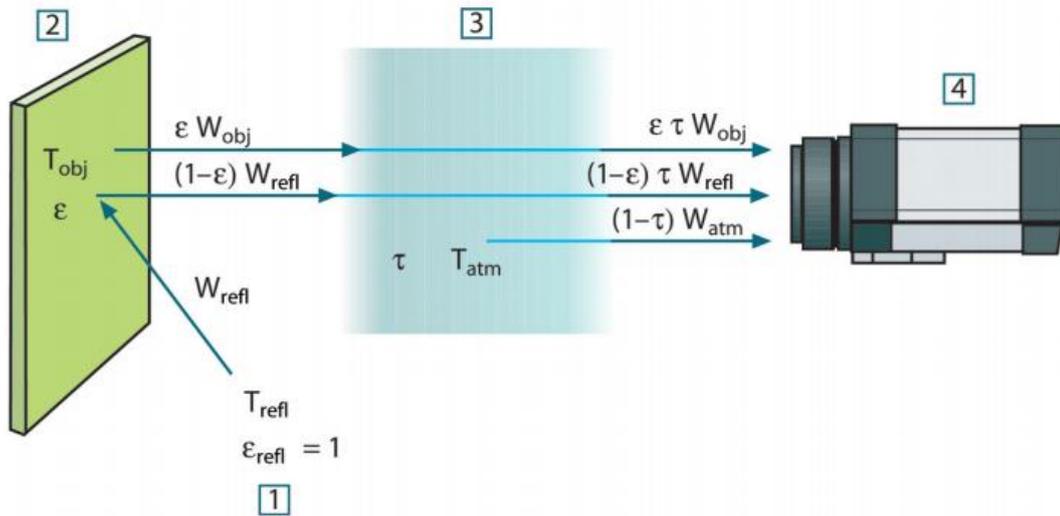


Figura 6 – Representação esquemática do fluxo radiativo recebido por um termovisor. Onde W_{obj} , W_{refl} e W_{atm} representam a parcela de radiação emitida pelo objeto, refletida pelo objeto e transmitida pela atmosfera, respectivamente. (FLIR, 2011).

Para caracterização dos corpos emissores, tem-se o conceito de corpo negro, que é um perfeito emissor e absorvedor de radiação térmica, isto é, ele absorve toda a radiação que nele incide sem nenhuma reflexão, e serve como padrão teórico para comparação de comportamento de superfícies reais. Porém, na natureza não existem corpos negros, esses corpos e superfícies tendem a absorver menos energia do que um corpo negro. Isso se deve porque parte da energia incidente é refletida e transmitida.

A lei de Stefan-Boltzmann caracteriza a relação da quantidade de radiação térmica por unidade de área superficial (E) emitida por um corpo característico e sua temperatura (T), em Kelvin, conforme formulado na Equação 1, onde ϵ equivale a emissividade do corpo e σ é a constante de Stefan-Boltzmann definida como $5,67 \times 10^{-8} W/(m^2 \cdot K^4)$.

$$E = \epsilon \sigma T^4 \quad (1)$$

A emissividade depende das características superficiais (material e acabamento) do corpo analisado e é definida como a relação entre radiação emitida desse corpo à uma determinada temperatura e a radiação emitida por um corpo negro à mesma temperatura. Sendo assim, a emissividade, em termos gerais, é apresentada como a capacidade de um objeto radiar energia infravermelha. A emissividade cumpre um importante papel nas medições termográficas, pois a

mesma limita ou amplifica a energia que chega aos sensores por meio de um ganho, sendo a mesma um dado de entrada da termocâmara.

A aplicação da técnica de termografia pode ser dividida em duas categorias: Ativa e Passiva. A primeira técnica é caracterizada pela estimulação térmica artificial (excitador térmico) do objeto a fim de induzir um contraste térmico na região a ser analisada. A termografia ativa é dividida em subcategorias que referem ao tipo de excitação da amostra, sendo as mais comuns: Termografia Pulsada (PT), Termografia Modulada (MT) e Termografia Pulsada por Fase (PPT). Os excitadores térmicos se adequam à técnica utilizada, podendo esses serem de natureza diversa, como lâmpadas, lasers ou flashes de alta potência, sopradores térmicos, excitadores por vibração mecânica e ultrassom, dentre outros (MALDAGUE, 2002). Já na termografia passiva não há a estimulação artificial, ou seja, os objetos analisados possuem uma fonte interna de excitação, e por isso também é conhecida como termografia convencional (GROSSO, 2011). Os testes são realizados com objeto em sua própria temperatura de operação, que devem ser naturalmente diferentes da temperatura ambiente.

Dentre as vantagens da termografia tem-se o caráter não destrutivo (intrusivo), sendo assim não há necessidade de retirar o equipamento analisado de operação; a identificação de um quadro visual de forma que uma área grande possa ser analisada; a segurança ao operador, pela não necessidade de contato e análise do objeto em estudo em distâncias seguras; a relativa facilidade em operação do termovisor; diversidade de materiais para análise; e o resultado em forma de imagem térmica de fácil visualização, que permite uma análise prévia dos dados de uma inspeção de forma imediata (tempo real) e pode ser analisado em diversos programas (disponibilidade e compatibilidade) (SILVA, TARALLI e MELZ, 2015). Devido a esses fatores, essa técnica vem ampliando sua aplicação alcançando destaques em diversos setores como: estudo de conforto térmico, manutenção preventiva e preditiva, medicinal, avaliação de obras de arte, avaliação de estruturas civis, dentre outras. Porém, não diferente dos demais métodos, esse também apresenta suas limitações, tais quais a necessidade de experiência e conhecimento para interpretar os resultados; alto custo de equipamentos; capacidade de avaliação em espessuras limitadas de materiais; interferência de efeitos térmicos indesejáveis (convecção, difusão e radiação); difícil estimativa da emissividade da superfície, o que afeta a precisão da técnica; complexidade em algumas técnicas de ensaio (alguns ensaios de termografia ativa), dentre outros (SILVA, TARALLI e MELZ, 2015).

2.3 INSPEÇÕES TERMOGRÁFICAS EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Os módulos fotovoltaicos, assim como qualquer outro equipamento, são passíveis de falhas, que ocasionam a perda de potência ou a interrupção de funcionamento. Por ser um equipamento estático, seus modos de falhas são decorrentes de condições das operação (instalação, condições ambientais e elétricas) e de difícil visualização, fazendo necessário o uso tecnologias que consigam detectar de forma rápida e eficaz, como por exemplo, a termografia.

Um modo de falha em painéis pode ser iniciado de várias partes do processo de produção, devido à má qualidade cristalina, contato sobre aquecimento, condução nas rachaduras limites, e traço na borda de célula (BUERHOP, 2012). A frequência e a gravidade desta classe de defeitos varia entre os diferentes processos de fabricação e de materiais, e contribuem para a diminuição da eficiência do módulo. As células com defeitos nos diodos de derivação são particularmente preocupantes quando integradas em um módulo e implantado no campo.

Cavenagui (2014) caracteriza as principais causas de falhas nos módulos fotovoltaicos pelo nível de tecnologia de produção, danos mecânicos (transporte), efeito da adversidade ambiental e instalação imprópria do sistema PV (sistema fotovoltaico). Uma falha bastante comum é a quebra do vidro dos módulos, que podem ocorrer devido a vários motivos: fixação dos módulos, bordas afiadas, posições dos fixadores sobre o módulo, braçadeiras mal posicionadas, e instalação. A quebra do vidro leva à perda de desempenho devido à corrosão do circuito elétrico exposto ao oxigênio e vapor d'água. O mau posicionamento dos conectores pode levar a perda total da energia convertida, ou em casos extremos, incêndios devido à presença de um arco elétrico. Uma adversidade ambiental comum é a falha devido a raios. Raios danificam os diodos *by-pass*, o que pode induzir falhas posteriores e também podem ser responsáveis pela quebra mecânica do módulo fotovoltaico quando atingido diretamente.

Para identificação dessas potenciais falhas são propostos alguns testes, como: sombreamento induzido, imageamento eletroluminescente, termografia, o *flash-test*, exposição prolongada ao aquecimento, ensaio térmico cíclico, exposição UV, carregamento mecânico, dentre outros.

Mastny *et. al.* (2011) caracterizam o uso da termografia para análises rápidas de distribuição térmica em superfícies através de termocâmeras devido à suas características físicas. Todos os modos de falhas têm como consequência uma alteração na temperatura do módulo, podendo ser pontos quentes, que são conhecidos como *hotspots*, ou pontos frios. Isso porque células defeituosas irão alterar o fluxo de corrente elétrica, criando assim locais com esses gradientes de temperatura,

que podem ser identificados pela câmera infravermelha. Essa técnica também permite a identificação de diodos danificados, e danos mecânico. sendo caracterizada pela facilidade de interpretação dos dados fornecidos pelo método.

O termo *hotspots* nas células fotovoltaicas tem ganhado notoriedade na indústria, devido à ligação entre eles e os modos de falha. Recentemente, os fabricantes já têm implementado rastreamento em linha dos *hotspots*, com ênfase na velocidade de medição, e propõem recursos de forma automatizada. O impacto econômico desse modo de falha pode ser significativo, incentivando uma triagem para eliminar a implantação de células defeituosas no campo e compreender a causa raiz desse efeito (HUDSON, 2010). Sendo assim, uma tecnologia que está sendo utilizada para auxiliar na detecção dos modos de falha é o uso de drones que facilitam a localização de pontos de quentes em usinas fotovoltaicas, como pode ser visto na Figura 7.



Figura 7 – Drones na termografia (MUNTWYLER, SCHÜPBACH e LANZ, 2015).

Porém, pontos quentes e áreas quentes apresentam somente alguma informação sobre tais anomalias. Falhas distintas podem afetar o painel de diversas formas, como apresentado na Tabela 1. Dessa forma é necessária uma análise mais crítica quanto a imagem apresentada e a causa das anomalias térmicas. Buerhop *et. al.* (2012) apresentam uma relação entre o tipo de defeito e a diferença de temperatura entre uma célula em perfeita condição de operação e outra com defeito induzido, conforme apresentado na Tabela 2.

Tabela 1 – Lista dos defeitos típicos em módulos fotovoltaicos (CHEN, 2014).

Problemas característicos	Exemplos	Termograma característico
Defeitos devido ao processo de fabricação	Impurezas Rachaduras internas	Pontos quentes ou frios Aquecimento tipo fenda
Danos de má utilização	Rachaduras externas Rachaduras internas	Aquecimento tipo fenda Zona parcialmente aquecida
Sombra	Poluição, Umidade	Ponto quente
Instalação inadequada	Falta de conexões	Área completamente aquecida

Tabela 2 – Faixa de temperatura por defeitos em painéis fotovoltaicos (BUERHOP *et al*, 2014).

Problemas característicos	ΔT	Células afetadas
Substring de Bypass	$4 \pm 2^\circ\text{C}$	Todas do <i>substring</i>
Fratura	$2,5 - 45^\circ\text{C}$ (ou maior)	1
Solda	$12,5 \pm 3,6^\circ\text{C}$	1 ou mais
Sombra	$1,2 \pm 0,4^\circ\text{C}$	1 ou mais

Apesar de apresentarem a técnica termográfica como ferramenta para medição de temperatura de painéis fotovoltaicos, não se encontram referências específicas para aplicação desse método sobre os dispositivos. A influência física dos painéis sobre as inspeções termográficas como, alta refletividade da superfície espelhada, direcionalidade da superfície espelhada, presença de nuvens sobre a superfície do painel, e emissividade aparente dos módulos, não são bem abordadas na literatura de forma que não se encontra uma padronização das inspeções que são realizadas sobre os painéis. Dessa forma, a inspeção termográfica dos painéis fotovoltaicos é abordada de maneira subjetiva. Os inspetores utilizam a ferramenta para identificação dos pontos quentes ou frios, sem o cuidado de uma análise metrológica do gradiente térmico entre a falha observada e uma região em condição normal de operação, restringindo as ações tomadas, para manutenção dos dispositivos, às experiências do profissional.

2.4 INCERTEZA DE MEDIÇÃO

A metodologia de estimativa da incerteza de medição abordada nesse trabalho é fundamentada no "Guia para a Expressão da Incerteza de Medição" (ISO GUM 95), e caracterizada pela dispersão de valores do mensurando variável (COUTO, 2008).

A avaliação de incerteza pelo método GUM é estruturada na relação funcional entre uma grandeza aleatória e várias grandezas de entrada. Dessa forma pode-se caracterizar o valor do

mensurando (Y) como uma função de N grandezas de entrada, como ilustrado na Equação 2 (COUTO, 2008).

$$Y = f(X_1, X_2, \dots, X_N) \quad (2)$$

Cada uma dessas grandezas se comporta de forma aleatória conforme sua função densidade de probabilidade (PDF) o que restringe o conhecimento de seu exato valor. Sendo assim o valor do mensurando é dado por uma estimativa (y), através de estimativas das grandezas de entrada (x), conforme a Equação 3 (COUTO, 2008).

$$y = f(x_1, x_2, \dots, x_N) \quad (3)$$

O método GUM é subdividido em duas categorias: avaliação do tipo A e avaliação do tipo B. Na avaliação do tipo A, a incerteza é calculada pelo desvio padrão experimental da média (JCGM 100, 2008). A estimativa do valor esperado, $\mu(x)$, é descrita pela média aritmética, \hat{x} , das n observações, estatisticamente independentes, x_i , da variável aleatória conforme Equação 4 (COUTO, 2008).

$$\hat{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i \quad (4)$$

A característica aleatória das observações faz com que os valores variem entre si. Sendo assim, a variância experimental, s^2 , pode ser determinada pela Equação 5.

$$s^2(x_i) = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \hat{x})^2 \quad (5)$$

A melhor estimativa da dispersão de valores em torno do valor médio é através do desvio padrão da média, como expressa a Equação 6.

$$s^2(\hat{x}) = \frac{s^2(x_i)}{n} \quad (6)$$

A incerteza padrão, u , que será estimada pelo desvio padrão da média, é determinada pelo módulo da raiz quadrada de $s^2(x)$, apresentada na Equação 7 (COUTO, 2008).

$$u(x_i) = s(\hat{x}) \quad (7)$$

A incerteza tipo B é estruturada em algum conhecimento científico que não seja a análise estatística de uma série de observações (JCGM 100, 2008). A incerteza é dada pela função de

probabilidade que melhor representa a dispersão da variável observada. Sendo assim, o conhecimento prévio sobre a variável é utilizado para identificar os componentes sistemáticos de incerteza, considerando que os valores de X estejam dentro de uma distribuição de probabilidade (JCGM 100, 2008). A distribuição de probabilidade é geralmente assumida como formas geométricas, de intervalos a , bem definidas conforme apresentado na Figura 8. A incerteza padrão é definida como um desvio padrão, σ , e é decorrente da divisão da grandeza de entrada por um número associado à distribuição de probabilidade correspondente a um nível de confiança determinado. A Tabela 3 apresenta os divisores para as distribuições mais comuns no campo da metrologia.

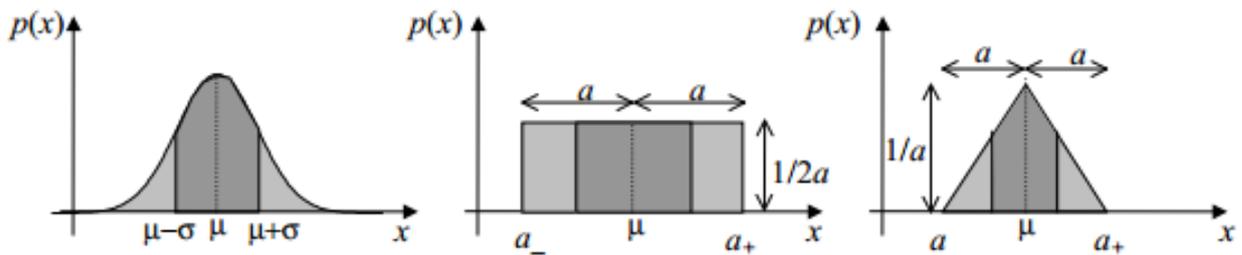


Figura 8 – Curvas de distribuição de probabilidade normal, uniforme e triangular (SOUSA, 2004).

Tabela 3 – Distribuição de probabilidade e divisores apropriados (SOUSA, 2004).

Distribuição	Divisor
Normal	1
Normal (n = 1)	2
Retangular	$\sqrt{3}$
Triangular	$\sqrt{6}$

Na ausência de informações disponíveis sobre a distribuição de probabilidade, ou quando se conhecem apenas os limites superior e inferior de um determinado erro, a distribuição retangular é assumida (SOUSA, 2004).

Conhecida as incertezas das fontes de entrada, os coeficientes de sensibilidade (c_i), que descrevem o quanto o valor de saída depende dos valores de entrada, podem ser caracterizados pela Equação 8, sendo o mensurando representado por y e as fontes de entrada por x_i (COUTO, 2008).

$$c_i = \frac{\delta y}{\delta x_i} \quad (8)$$

Uma avaliação mais eficaz do impacto da incerteza de cada fonte de entrada pode ser feita pelo cálculo dos componentes de incerteza $u_{x_i}(y)$, como apresentado na Equação 9.

$$u_{x_i}(y) = c_i \cdot u(x_i) \quad (9)$$

Essas componentes caracterizam a influência de cada fonte de entrada em relação à incerteza (tolerância) da medição, facilitando identificar, analisar e corrigir a principal fonte contribuinte a incerteza associada ao processo.

A combinação dos componentes de incerteza de cada uma das fontes de entrada é definida como incerteza padrão combinada (u_c). Essas são caracterizadas de formas distintas conforme a existência ou não de uma correlação entre as incertezas das fontes de entrada. No primeiro caso, incertezas das fontes de entradas correlacionadas, sua incerteza padrão é calculada pela Equação 10.

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N \frac{\delta f}{\delta x_i} \frac{\delta f}{\delta x_j} u(x_i, x_j) = \sum_{i=1}^N \left[\frac{\delta f}{\delta x_i} \right]^2 u^2(x_i) + 2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=i+1}^N \frac{\delta f}{\delta x_i} \frac{\delta f}{\delta x_j} u(x_i, x_j) \quad (10)$$

Onde $u(x_i, x_j) = u(x_j, x_i)$ representa a covariância estimada associada duas a duas das fontes de incerteza x_i e x_j . Essa também pode ser expressa em termos dos coeficientes de correlação entre duas fontes de incertezas, $r(x_i, x_j) = r(x_j, x_i)$, caracterizadas no intervalo [-1,1] conforme apresentado nas Equações 11 e 12 (COUTO, 2008).

$$u_c^2(y) = \sum_{i=1}^N \left[\frac{\delta f}{\delta x_i} \right]^2 u^2(x_i) + 2 \sum_{i=1}^N \sum_{j=i+1}^N \frac{\delta f}{\delta x_i} \frac{\delta f}{\delta x_j} u(x_i)u(x_j)r(x_i, x_j) \quad (11)$$

$$r(x_i, x_j) = \frac{u(x_i, x_j)}{u(x_i)u(x_j)} \quad (12)$$

Se $r(x_i, x_j) = 1$, há total correlação entre as fontes de incertezas, o que leva a incerteza padrão combinada ser descrita pela soma linear, duas a duas, como formulado na Equação 13.

$$u_c^2(y) = c_{x_i}^2 u_{(x_i)}^2 + c_{x_j}^2 u_{(x_j)}^2 + 2c_{x_i}c_{x_j}u(x_i)u(x_j) \quad (13)$$

No caso de não haver correlação entre as fontes de incertezas de entrada, a incerteza padrão combinada é calculada pela Equação 14.

$$u_c(y) = \sqrt{\sum_{i=1}^N \left(\frac{\delta f}{\delta x_i} \cdot u(x_i)\right)^2} = \sqrt{\sum_{i=1}^N (c_i(x_i) \cdot u(x_i))^2} = \sqrt{\sum_{i=1}^N (u_{xi}(y))^2} \quad (14)$$

Com a incerteza padrão combinada bem definida, a caracterização de uma incerteza em torno de um intervalo de confiança pode ser caracterizada. Esta incerteza é denominada incerteza expandida U e é definida pela Equação 15 (COUTO, 2008).

$$U = K \cdot u_c(y) \quad (15)$$

Em que K representa fator de abrangência e é definido pela distribuição t de Student diretamente associada ao fator de abrangência (p) e número de graus de liberdade da incerteza-padrão combinada (v_{eff}), sendo esse último caracterizado pela Equação 16, onde N representa número de fontes de entrada, v_i o graus de liberdade de cada fonte de entrada, e, $u_i(y)$ a incerteza-padrão de cada fonte de entrada na unidade do mensurando (COUTO, 2008).

$$v_{eff} = \frac{u_c^4(y)}{\sum_{i=1}^N \frac{u_i^4(y)}{v_i}} = \frac{u_c^4(y)}{\sum_{i=1}^N \frac{(u(x_i) \cdot c_i(x_i))^4}{v_i}} \quad (16)$$

Como a incerteza-padrão do tipo B não está associada com a análise estatística de uma série de observações, o número de graus de liberdade é considerado infinito. As limitações do método ISO GUM 95 são resumidas à linearização do modelo, variáveis de entrada com diferentes distribuições de probabilidade serem assumidas com distribuição normal e determinação dos graus de liberdade da incerteza combinada.

2.5 FONTES DE INCERTEZA NA TERMOGRAFIA

As fontes de incerteza de medição em termografia são devidas aos fatores internos (intrínsecas) e externos (extrínsecas). As fontes internas são atribuídas devido a sete fatores: resolução espacial da medição (MSR), estabilidade da temperatura (TS), erro gerado por ruído (NGE), mínimo erro (ME), repetitividade (RE), resolução digital da temperatura (DTR) e uniformidade da medição (MU) (TAVARES, 2006 apud TEIXEIRA, 2011), representados na Figura 9.

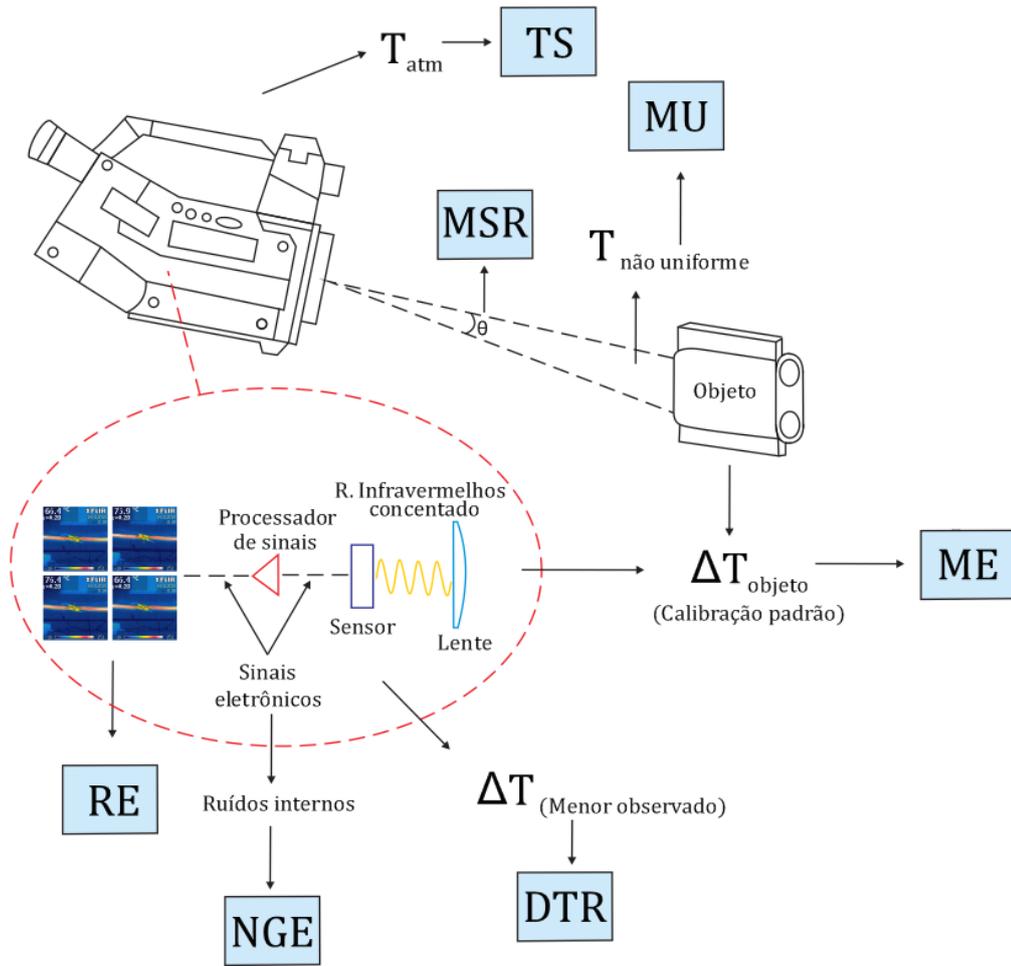


Figura 9 – Fontes de incertezas intrínsecas de medição em termografia.

A resolução espacial de medição, MSR, é definida como a mínima dimensão angular do mensurando que não produz influência sobre a temperatura medida. Segundo Chrzanowski (2001) seu valor pode ser estimado através do "Slit Response Function", conceito no qual descreve a capacidade do termovisor medir a temperatura de objetos em seu campo de visão. Dessa forma, o MSR é definido como a dimensão angular na qual a SRF atinge 99% de seu valor final na curva real, e pode ser calculada em termos de sinal ou temperatura conforme Equação 17, onde T_{fenda} corresponde a temperatura do radiador padrão.

$$STRF = \frac{T_{fenda} - T_{amb}}{\max(T_{fenda} - T_{amb})} \quad (17)$$

Os ensaios são realizados em laboratório, onde persianas de cobre (ou janelas), escurecidas externamente, com 1 mm de espessura e abertura variável são posicionadas em frente a um radiador padrão, entre 1 e 3 cm, e são fechadas progressivamente até que o sinal do radiador observado pela câmera atinja 99% da SRF (TEIXEIRA, 2011). A câmera deve ser posicionada a uma distância R

(mm) que corresponde a máxima distância entre a lente do termovisor e o radiador que fornece a máxima temperatura quando a fenda estiver totalmente aberta, e o ângulo do campo de visão, δ , por ser pequeno é sugerido como a razão entre largura da abertura da fenda em relação à distância R do termovisor (TEIXEIRA, 2011), conforme apresentado na Figura 10.

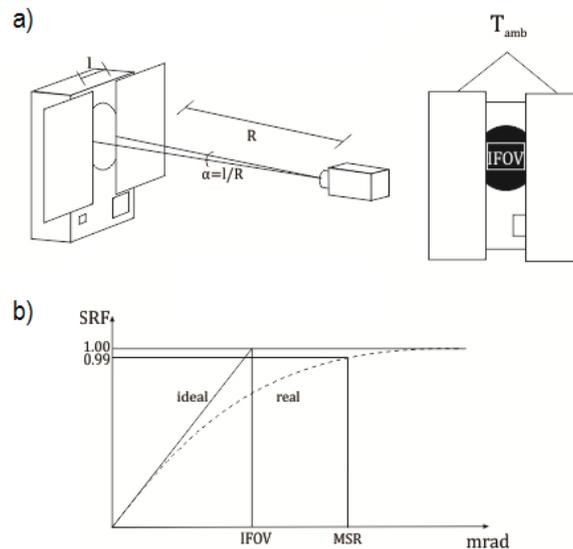


Figura 10 – Estimativa do MSR: a) Representação da montagem experimental e b) Slit Response Function.

Como pode ser percebido, experimentalmente, o MSR é superior ao campo de visão instantâneo, IFOV, dado que é disponibilizado pelos fabricantes, possuindo assim também uma maior influência sobre o resultado de medição. No entanto, a influência do MSR sobre a incerteza de medição é desprezível em casos que os objetos medidos não possuam variações em dimensões milimétricas, ou seja, próximas ou menores que MSR (CHRZANOWSKI, 2001a).

A estabilidade da temperatura, TS, pode ser definida como a faixa de indicação na qual os resultados de medição, efetuadas em diferentes temperaturas ambientes, estão localizados. Este erro se encontra presente devido à utilização do termovisor a uma temperatura ambiente diferente da temperatura a qual o mesmo foi calibrado, o que conseqüentemente afeta o sinal elétrico de saída (CHRZANOWSKI, 2001). A medição do TS é um processo lento e laborioso devido a necessidade de uma câmara especial que possa variar sua temperatura e possibilite medições termográficas sobre o radiador padrão, a relação não linear entre o sinal de saída elétrico da câmara com a temperatura observada, a observação de diversas temperaturas do corpo negro para cada temperatura da câmara, e a dificuldade em atingir altas temperaturas do objeto quando esse está operando em determinadas temperaturas na câmara (CHRZANOWSKI, 2000). De maneira mais prática, o TS pode ser

determinado para qualquer T_{ob} com base no TS medido apenas para um valor de T_{ob} pela Equação 18.

$$TS(T_{ob}) = \frac{TS[T_{ob(m)}]RDRF[T_{ob(m)}]}{T_{ob(m)}RDRF(T_{ob})} \quad (18)$$

Onde $TS(T_{ob})$ é a estabilidade de temperatura para a temperatura do objeto, T_{ob} , $TS[T_{ob(m)}]$ é a estabilidade à temperatura medida para a temperatura do objeto, $T_{ob(m)}$ e $RDRF$ é a função relativa de resistência à perturbação da câmera (CHRZANOWSKI, 2000).

Os valores de TS fornecem informações sobre os limites da distribuição de probabilidade da temperatura observada, mas não sobre o tipo de distribuição da probabilidade de sua quantificação, o que leva os autores assumirem uma distribuição uniforme (CHRZANOWSKI, 2000). Sendo assim, a incerteza padrão devido à estabilidade é dada por:

$$u_{TS}(T_{ob}) = \frac{TS}{\sqrt{12}} \quad (19)$$

O erro gerado por ruído, NGE, é definido como o desvio padrão da temperatura do mensurando causado pelos ruídos do sistema. Em casos de câmeras de única banda no infravermelho, o NGE pode ser estimado pelo valor da sensibilidade térmica, NETD (CHRZANOWSKI, 2000). Esse último parâmetro é fornecido pelos fabricantes das câmeras, porém é dependente da temperatura do objeto e da temperatura ambiente, de forma que os valores apresentados pelos fabricantes são medidos para objetos em temperaturas entre 20°C e 30°C (CHRZANOWSKI, 2000 apud TEIXEIRA, 2012). O NETD pode ser estimado experimentalmente com o auxílio de um corpo negro registrando-se ao menos dois termogramas, em diferentes faixas de medição, e aplicação da Equação 20, onde Δt_{ij} é a diferença de temperatura entre cada pixel do primeiro e do segundo termograma de coordenadas (i,j) , $\overline{\Delta t}$ é a diferença de temperatura média, e X e Y são o número de pixels na direção horizontal e vertical, respectivamente (OIML, 2008 apud CHRZANOWSKI, 2000).

$$\Delta t_{NETD} = \frac{\sqrt{2}}{2} \sqrt{\sum_{i=1}^X \sum_{j=1}^Y \frac{(\Delta t_{ij} - \overline{\Delta t})^2}{X \cdot Y}} \quad (20)$$

Porém de maneira mais simplificada, Minkina e Dudzik (2009) sugerem o cálculo do NETD pela média entre as temperaturas, máxima e mínima, registradas ao longo de uma linha que cruza o centro de um termograma referente a um corpo negro, conforme apresentado na Equação 21 e

ilustrado na Figura 11. Essas medições devem ser feitas para diversas linhas, possibilitando selecionar no termograma, áreas onde a distribuição de temperatura é constante, de forma que o NETD será estimado pelas médias dessas medições.

$$\Delta t_{NETD} = \frac{T_{m\acute{a}x} - T_{m\acute{i}n}}{2} \quad (21)$$

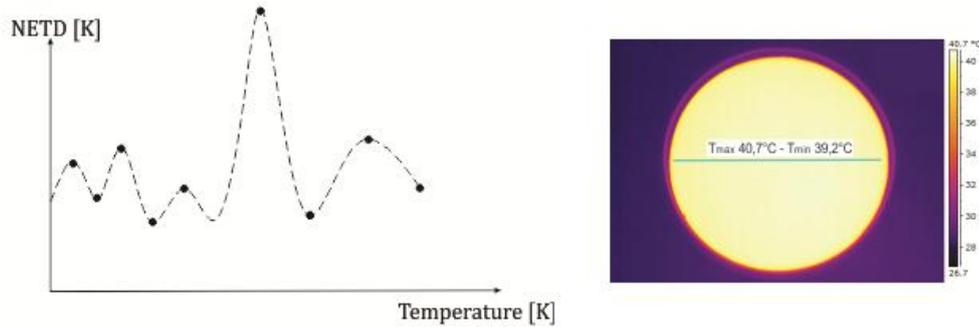


Figura 11 – Processo experimental para cálculo do parâmetro NETD.

O teorema do limite central de estatística aplicado a termogramas afirma que as distribuições do ruído geradas pelo sistema tendem a uma forma Gaussiana independente do tipo de distribuição dos ruídos gerados pelos componentes do sistema (CHRZANOWSKI, 2000). Sendo assim, a dispersão da temperatura medida devido aos ruídos dos canais elétricos é usualmente assumida como normal, e a sua incerteza padrão é expressa pela Equação 22.

$$u_{NGE}(\hat{T}_{ob}) = NGE = \Delta t_{NETD} \quad (22)$$

Resolução digital da temperatura, DTR, é definida como a menor diferença entre dois níveis de temperatura de um radiador padrão a qual possa ser visualizada devido às limitações do canal digital do termovisor. Dessa forma, devido a não linearidade entre a temperatura medida T_{ob} e o sinal elétrico de saída S_{ob} , percebe-se que esse parâmetro é uma função da temperatura do objeto testado T_{ob} e pode ser estimado experimentalmente em condições em que particularmente os ruídos do sistema sejam desprezíveis (CHRZANOWSKI, 2000). Devido à dificuldade em se obter detalhes construtivos das termocâmeras (característica dos blocos eletrônicos), que ficam restritos aos fabricantes, é razoável estimar o DTR pela Equação 23 (CHRZANOWSKI, 2000).

$$DTR = \frac{\Delta T_{span}}{2^k} \quad (23)$$

Onde ΔT_{span} é a amplitude de temperatura da câmera e k é o número de bits do conversor A/D do termovisor. Segundo Chrzanowski (2000), a melhor caracterização para contribuição do DTR é

uniforme, Equação 24, com os limites determinados pelos limites da resolução digital da termocâmara [$T_{ob} - 0,5DTR$, $T_{ob} + 0,5DTR$].

$$u_{DTR}(\hat{T}_{ob}) = \frac{DTR}{\sqrt{12}} \quad (24)$$

O mínimo erro, ME, é definido como a dispersão da temperatura medida pelo termovisor (T_{ob}) em relação à temperatura do mensurando quando as medições são efetuadas em condições ideais de calibração. Dessa forma, podemos associar esse termo ao erro sistemático da câmara, definido como parcela do erro que se repete quando uma série de medições é efetuada nas mesmas condições (GONÇALVES, 2004). Com isso, ME pode ser determinado pela diferença entre a temperatura média indicada pelo padrão ($\hat{T}_{padrão}$) e pelo termovisor (\hat{T}_{ob}), para cada faixa de medição conforme Equação 25.

$$ME = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \hat{T}_{padrão,i} - \hat{T}_{ob,i} \quad (25)$$

Para o cálculo da incerteza padrão do ME, devido à falta de conhecimento específico sobre os possíveis valores do mensurando e sua influência dentro de um certo intervalo, assume-se de forma conservadora uma distribuição uniforme, com os limites entre [$T_{ob} - 0,5ME$, $T_{ob} + 0,5ME$].

$$u_{ME}(\hat{T}_{ob}) = \frac{ME}{\sqrt{12}} \quad (26)$$

A repetitividade, RE, é definida como a precisão da medição sob condições repetitividade, ou seja, idênticas condições. Para determinação da RE, o mensurando deve estar sobre as condições idênticas as de estipulação do ME, e, pode ser estimada para diferentes faixas de temperaturas mediante uma série de medições. A repetitividade pode ser calculada pelo desvio padrão experimental da média, $s_{RE}(\hat{T}_{ob})$, em n observações da temperatura do mensurando (T_{ob}), como apresentado nas Equações 27 e 28.

$$s_{RE}(\hat{T}_{ob}) = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{k=1}^n (T_{ob} - \hat{T}_{ob})^2} \quad (27)$$

$$RE(\hat{T}_{ob}) = \frac{s_{RE}(T_{ob})}{\sqrt{n}} \quad (28)$$

A uniformidade da medição, MU, é definida como a faixa em que os resultados de medição se encontram para diferentes posições do corpo negro dentro do campo de visão do termovisor. Seu valor pode ser obtido experimentalmente em condições de calibração. Mas é razoável que esse parâmetro seja aproximado pela sensibilidade para um campo de visão não-uniforme, δt , definido pelo documento OIML R141-2008 (TEIXEIRA, 2012), conforme apresentado na Equação 29.

$$\delta t = \hat{t}_{max} - \hat{t}_{min} \quad (29)$$

Assim, para cada faixa de temperatura estipulada na calibração, a posição do corpo negro é variada no campo de visão do termovisor. Para cada posição, cinco termogramas são registrados e das temperaturas médias obtidas, a temperatura máxima (\hat{t}_{max}) e mínima (\hat{t}_{min}) são utilizadas para determinar a uniformidade da medição ($MU = \delta t$) na faixa analisada.

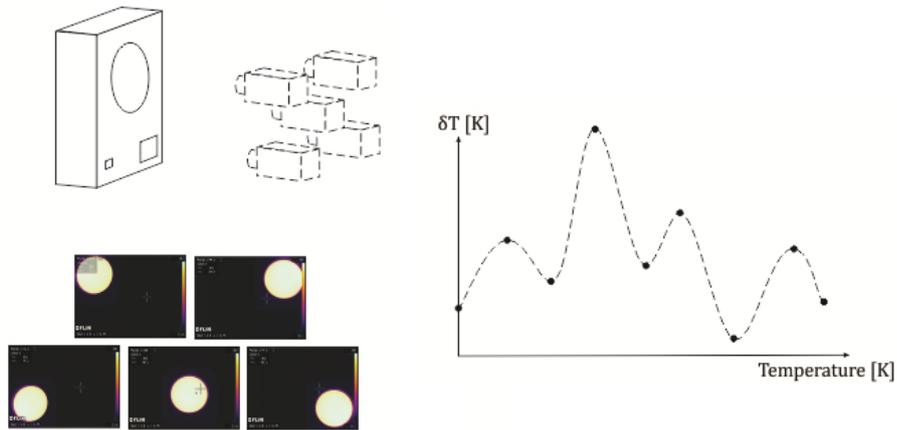


Figura 12 – Processo experimental para cálculo do parâmetro MU.

Os valores de RE e MU também apresentam informações somente sobre os limites, inferior e superior, da probabilidade da distribuição da temperatura de saída. Dessa forma similarmente ao TS será assumida uma distribuição uniforme para ambas as fontes de incerteza.

$$u_{RE}(\hat{T}_{ob}) = \frac{RE}{\sqrt{12}} \quad (30)$$

$$u_{MU}(\hat{T}_{ob}) = \frac{MU}{\sqrt{12}} \quad (31)$$

Conhecendo os parâmetros descritos, pode ser assumido que os desvios padrões da média de cada fonte representam uma quantificação da incerteza. Então, as incertezas intrínsecas podem ser calculadas pela Equação 32.

$$u_c(int) = \sqrt{u_{MU}^2(\hat{T}_{ob}) + u_{DTR}^2(\hat{T}_{ob}) + u_{RE}^2(\hat{T}_{ob}) + u_{ME}^2(\hat{T}_{ob}) + u_{NGE}^2(\hat{T}_{ob}) + u_{TS}^2(\hat{T}_{ob})} \quad (32)$$

As incertezas presentes devido aos fatores externos à medição são: mensurando (emissividade), condições ambientais (temperatura, umidade, velocidade do vento, transmitância do meio), condições do ensaio (distância do objeto, posição relativa entre termovisor e objeto, temperatura refletida) e sinal produzido pelo detector em resposta a totalidade da radiação incidente sobre a matriz incidente sobre a matriz de detecção (TAVARES, 2006 apud TEIXEIRA, 2012).

As variáveis randômicas neste caso são a emissividade efetiva do objeto, a temperatura de plano de fundo efetiva e a transmitância efetiva do meio. Variações nessas grandezas podem gerar uma dispersão da temperatura medida. Devido a não identificação de uma correlação significativa entre essas variáveis (CHRZANOWSKI, 2001) a incerteza padrão pode ser determinada conforme apresentado na Equação 33. Sendo assim, para as variáveis consideradas tem-se:

$$u_c(T_{ob}) = \sqrt{[c_\varepsilon u(\varepsilon)]^2 + [c_\tau u(\tau)]^2 + [c_{T_{ba}} u(T_{ba})]^2 + [c_{int} u_c(int)]^2} \quad (33)$$

Assumindo que todas essas variáveis são equivalentes aos valores assumidos e a média da dispersão da temperatura medida (T_{ob}) também é igual à temperatura medida, os coeficientes de sensibilidade podem ser calculados por:

$$c_\varepsilon = - \frac{\int_0^\infty \frac{sys(\lambda)}{\lambda^5 [\exp(c_2/\lambda T_{out}) - 1]} d\lambda - \int_0^\infty \frac{sys(\lambda)}{\lambda^5 [\exp(c_2/\lambda T_{ba}) - 1]} d\lambda}{\int_0^\infty \frac{\varepsilon sys(\lambda) \exp[c_2/\lambda T_{out}]}{\lambda^6 T_{out}^2 [(c_2/\lambda T_{out}) - 1]^2} d\lambda} \quad (34)$$

$$c_T = - \frac{\int_0^\infty \frac{\exp[c_2/\lambda T_{ba(a)}] (1 - \varepsilon) sys(\lambda)}{\lambda^6 T_{ba}^2 \{ \exp[c_2/\lambda T_{ba(a)}] - 1 \}} d\lambda}{\int_0^\infty \frac{\varepsilon sys(\lambda) \exp[c_2/\lambda T_{out}]}{\lambda^6 T_{out}^2 [(c_2/\lambda T_{out}) - 1]^2} d\lambda} \quad (35)$$

$$c_\tau = - \frac{\int_0^\infty \frac{\varepsilon sys(\lambda)}{\lambda^5 [\exp(c_2/\lambda T_{out}) - 1]} d\lambda - \int_0^\infty \frac{(1 - \varepsilon) sys(\lambda)}{\lambda^5 [\exp(c_2/\lambda T_{ba}) - 1]} d\lambda}{\int_0^\infty \frac{\varepsilon \tau sys(\lambda) c_2 \exp[c_2/\lambda T_{out}]}{\lambda^6 T_{out}^2 [(c_2/\lambda T_{out}) - 1]^2} d\lambda} \quad (36)$$

$$c_{int} = 1 \quad (37)$$

Onde c_2 é a segunda constante de radiação, $sys(\lambda)$ é a função de sensibilidade espectral do termovisor, ε é a emissividade do objeto testado, $T_{ba(a)}$ é a temperatura de plano de fundo assumida e τ transmitância do meio.

Apesar dos operadores das câmeras térmicas não conhecerem as incertezas associadas às variáveis ε , τ , e T_{ba} é possível fazer uma estimativa acerca dos limites dessas variáveis e assim, assumir distribuição uniforme para o cálculo de suas incertezas.

$$u(\varepsilon) = \frac{\Delta\varepsilon}{\sqrt{3}} \quad (38)$$

$$u(\tau) = \frac{\Delta\tau}{\sqrt{3}} \quad (39)$$

$$u(T_{ba}) = \frac{\Delta T_{ba}}{\sqrt{3}} \quad (40)$$

A avaliação da incerteza na emissividade é um dos principais fatores na avaliação da temperatura superficial de um corpo através de termovisores. Devido à dificuldade de medição, e por ser uma propriedade muito sensível às condições superficiais (rugosidade, oxidação, etc.) dos materiais, é possível encontrar divergência em valores de emissividade para um mesmo material em diferentes literaturas. Os métodos mais convencionais para obtenção da emissividade de um material são: radiométricos, diretos e indiretos, e calorimétricos (PERIN, 2009).

O primeiro método é baseado na medição da radiação emitida pelo corpo por sensores de radiação, os quais as transformam em sinais elétricos proporcionais à quantidade de energia recebida. Já os calorimétricos, são fundamentados no conhecimento prévio e no balanço de energia do aparato em análise, garantindo dessa forma que a avaliação seja feita em direções corretas do fluxo de calor, conseqüentemente radiação térmica (PERIN, 2009).

A influência da incerteza dos parâmetros que são inseridos na câmera infravermelha, distância do objeto, umidade do ar, temperatura refletida, interferem na formação da matriz temperatura ilustrada no termograma. Portanto, esses dados também devem ser considerados em uma análise termográfica.

3. MATERIAIS E MÉTODOS

3.1 USINA TESLA

Os ensaios foram realizados na usina experimental fotovoltaica TESLA Engenharia de Potência conectada à rede elétrica, instalada no terraço do Bloco I, da Escola de Engenharia da Universidade Federal de Minas Gerais, conforme mostra a Figura 13. Este projeto foi desenvolvido em conjunto com a Companhia Elétrica da Bahia (COELBA) como usina piloto do projeto “Arranjos técnicos e comerciais para inserção da geração solar fotovoltaica na matriz energética brasileira” (FOUREAUX, *et. al.* 2014).



Figura 13 – Localização da usina experimental fotovoltaica Tesla na escola de Engenharia da UFMG (FOUREAUX, N. C. *et. al.* 2014).

Os painéis se encontram dispostos em 3 linhas, com um espaçamento previsto de 1,54 metros para os corredores, de forma que se tornasse possível a movimentação entre os painéis e a eficiência de funcionamento não fosse comprometida devido a presença de sombreamentos. Os painéis estão alinhados com o prédio à -7° Norte, e com uma inclinação de 25° com a relação à horizontal em estruturas específicas para o projeto, conforme apresentado na Figura 14. Os painéis fotovoltaicos utilizados, Yingli 245P-32b de 245 Wp, estão especificados na Tabela 4.

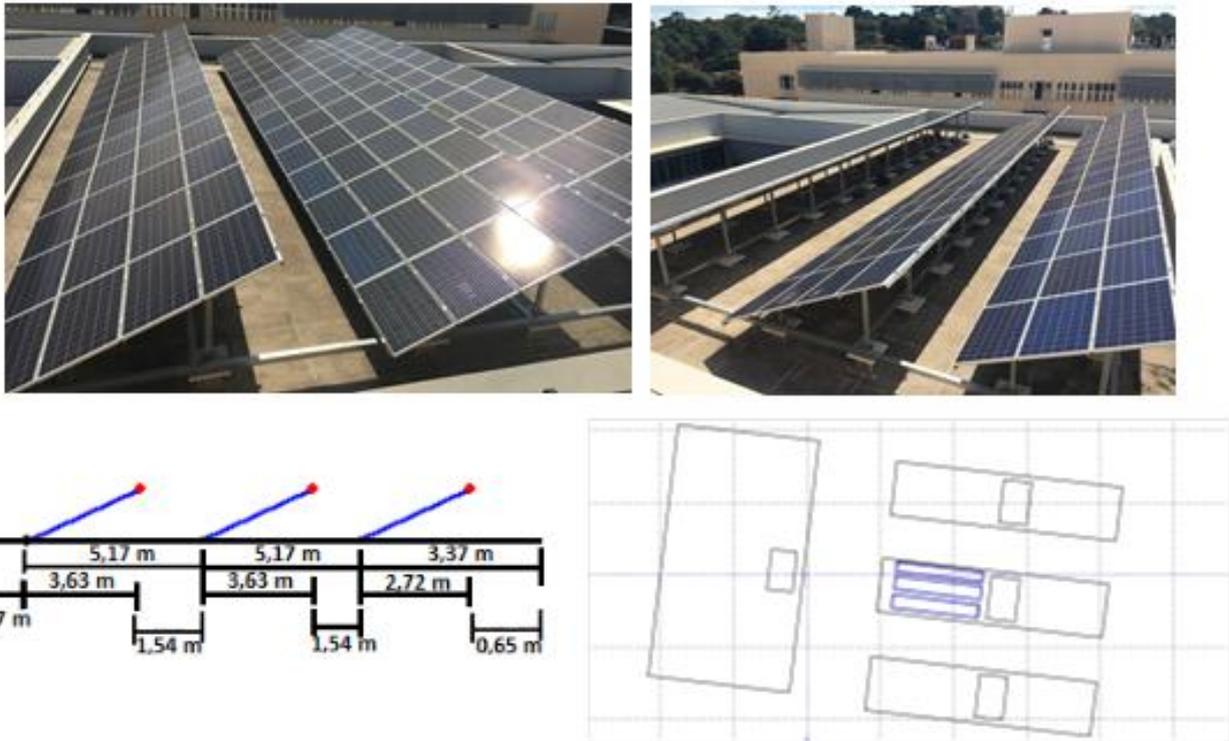


Figura 14 – Disposição dos painéis fotovoltaicos na usina Tesla (FOUREAUX, et. al. 2014 - adaptado).

Tabela 4 – Especificações técnicas dos Painéis Yngli 245P-32b (POSHARP, 2016).

Características Elétricas	Divisor
Potência de Pico (STC)	245 W
Tensão máxima de Pico (Vmp)	32,2 V
Corrente máxima de Pico (Imp)	7,61 A
Tensão de Circuito aberto (Voc)	40,8 V
Corrente de Circuito aberto (Isc)	8,22 A
Eficiência do painel	13,7%
Temperatura Nominal de Operação da Célula (NOCT)	46°C ± 2°C
Faixa de temperatura de Operação	-40°C à 85°C
Tamanho da célula	156 x 156 mm
Dimensões do Painel	1810 x 990 x 50 mm
Células	6 x 11

O fabricante não apresenta em documentos técnicos a emissividade do painel. Na literatura, é apresentada para o vidro uma emissividade de 0,85-0,90 na banda de 8-14 µm (FLIR, 2011a).

Para acompanhamento das condições ambientais, foi instalada uma estação de monitoramento que se encontra nas proximidades da Usina Tesla. Essa estação contém um piranômetro Kipp &

Zonen, um sensor de temperatura ambiente, um barômetro, um sensor de umidade relativa do ar e um anemômetro. No conjunto central de painéis, uma célula é usada como referência para registro da irradiação e temperatura de operação. As Tabelas 5 e 6 apresentam os instrumentos utilizados para aquisição de dados.

Tabela 5 – Instrumentação da Usina Tesla (FOUREAUX, N. C. et. al. 2014).

Dispositivos	Fabricante/Modelo
Analizador de Rede	<i>Janitza UMG 604</i>
Sensor de Temperatura e Irradiação	<i>Ingenieurbüro Si – rs485 – TC – T</i>
Estação Meteorológica	<i>Lufft WS501 – UMB</i>
Medidor de Energia	<i>Schneider PM850</i>

Tabela 6 – Especificação dos componentes para aquisição de dados meteorológicos e de operação da Usina Tesla (MENDONÇA, 2014).

WS501 – UMB	Faixa de Operação	Incerteza
Irradiação	0 a 1400 W/m^2	20 mW/m^2 ou 3%
Temperatura	-50 a 60°C	0,2°C
Pressão atmosférica	300 a 1200 hPa	1,5 hPa
Velocidade do Vento	0 a 60 m/s	0,3 m/s ou 3%
Direção do Vento	0 a 359,9°	3°
Umidade Relativa	100% r. F.	2% r. F.
SI-RS485-TC-T	Faixa de Operação	Incerteza
Irradiação	0 a 1400 W/m^2	5%
Temperatura	-20 a 70°C	2°C

Os instrumentos de medição estão conectados a um portal na internet (SunnyPortal), através de um modem (WebBox), permitindo assim o monitoramento dos dados em tempo real ou mesmo acesso à dados de aquisições passadas que ficam armazenadas. A taxa de aquisição desses dados pelos instrumentos é de 1,0 Hz, porém os dados armazenados no portal se referem à média dos dados medidos nos últimos cinco minutos, sendo armazenados 288 dados diários no portal.

A célula de referência é um instrumento de medição de temperatura, fisicamente separado dos painéis fotovoltaicos, sendo composta de um painel, em dimensões reduzidas, protegido por uma capsula. Dessa forma, as indicações de temperatura podem não apresentar o mesmo comportamento térmico, devido à diferença do material da célula, estrutura física à qual está montada, e características de funcionamento. Nesse sentido, acredita-se que a termografia seja uma ferramenta

importante para validação desse tipo de equipamento. Na seção de resultados, a temperatura obtida por termografia é comparada à da célula de referência para validação.

3.2 VERIFICAÇÃO DOS TERMOVISORES

Para as inspeções termográficas realizadas nos painéis do arranjo central da usina Tesla, as incertezas intrínsecas do termovisor utilizado, FLIR SC660, foram aferidas conforme as equações apresentadas na Seção 2.5. Um corpo negro, Fluke 4181, fora utilizado como mensurando padrão. Para essa avaliação, o termovisor foi posicionado em frente ao mensurando padrão, com uma distância de 0,10 e 0,30m do radiador padrão, conforme apresentado na Figura 15.

Tabela 7 - Especificações Técnica do Termivisor FLIR SC660 (FLIR, 2011b).

Características	Divisor
Resolução de Pixels	640x480
Faixa de Temperatura (Medição)	$-40^{\circ}C$ a $+2000^{\circ}C$
Faixa Espectral	7,5 a $13\ \mu m$
Sensibilidade Térmica	0,045 em $30^{\circ}C$
Campo de Visão	$24^{\circ} \times 18^{\circ}$
Distância focal	0,3 m
Precisão (% da leitura)	$\pm 1^{\circ}C$ ou 1% da leitura (faixa de temperatura restrita); caso contrário $\pm 2^{\circ}C$ ou $\pm 2\%$
Faixa de Temperatura Operacional	$-15^{\circ}C$ a $+50^{\circ}C$
Faixa de Umidade Operacional	10% a 95%, IEC 68 – 2 – 30

Tabela 8 - Especificações Técnicas do Radiador Padrão Fluke 4181 (FLUKE, 2013).

Características	Divisor
Diâmetro do alvo	152,4 mm
Faixa de Temperatura	$35^{\circ}C$ a $+500^{\circ}C$
Emissividade Nominal	0,95
Tempo de Estabilização	10 min
Precisão do Display	$\pm 0,35$ em $35^{\circ}C$; $\pm 0,50$ em $100^{\circ}C$; $\pm 0,70$ em $200^{\circ}C$; $\pm 1,20$ em $350^{\circ}C$; $\pm 1,60$ em $500^{\circ}C$
Estabilidade	$\pm 0,05$ em $35^{\circ}C$; $\pm 0,20$ em $200^{\circ}C$; $\pm 0,40$ em $500^{\circ}C$
Uniformidade (50,8mm do centro do alvo)	$\pm 0,10$ em $35^{\circ}C$; $\pm 0,25$ em $200^{\circ}C$; $\pm 0,50$ em $500^{\circ}C$
Uniformidade (127mm do centro do alvo)	$\pm 0,10$ em $35^{\circ}C$; $\pm 0,50$ em $200^{\circ}C$; $\pm 1,00$ em $500^{\circ}C$

A fim de caracterizar o intervalo de temperatura em que serão executados os testes em campo, e levando em consideração a faixa de temperatura ambiente de Belo Horizonte, dez pontos de temperatura foram verificados, sendo os oito primeiros igualmente espaçados de 5K, iniciando por 308,15K até 343,15K, e os dois últimos aferidos nas temperaturas 353,15K e 363,15K.



Figura 15 – Estrutura para verificação da conformidade do Termovisor Flir SC660.

Os ensaios para verificação das incertezas intrínsecas do termovisor foram realizados em laboratório com condições de calibração controladas. A metodologia de cada ensaio respeitou as condições de calibração (CHRZANOWSKI, 2000) conforme apresentado a seguir:

- i. O radiador padrão é um corpo negro suficientemente grande;
- ii. A distância entre o corpo negro e a termocâmera é suficientemente pequena para que a influência da transmitância do meio possa ser considerada insignificante;
- iii. A temperatura do ambiente ajustada em 25°C;
- iv. O corpo negro se encontra posicionado no centro do campo de visão da termocâmera;
- v. As medições são realizadas com a menor amplitude de temperatura possível da câmera para cada ponto analisado;
- vi. A média utilizada para análise da T_{ob} para cada ponto dos parâmetros é de 15 termogramas.

Para esse trabalho o MSR não foi avaliado, uma vez que os objetos que foram testados em campo, painéis fotovoltaicos, possuem dimensões bastante superiores aos valores encontrados para esse parâmetro na literatura (CHRZANOWSKI, 2000 apud TEIXEIRA, 2012). O valor de TS também não foi avaliado, uma vez que os ensaios foram realizados próximos à temperatura de calibração. Neste ponto, vale ressaltar que apesar das mudanças na temperatura do ambiente causarem significantes efeitos nas termocâmeras, esses dispositivos possuem programas para pós-processamento de imagem com capacidade de corrigir parcialmente a influência desse fator de maneira automática (CHRZANOWSKI, 2001a), minimizando assim a influência do fator TS.

Para cada temperatura ajustada os termogramas foram registrados por intervalos de 10 segundos. De cada termograma foram retirados os sinais radiométricos, caracterizando as temperaturas máximas, mínimas, médias, e a respectiva dispersão de cada faixa de temperatura. Esses sinais referem-se à dados obtidos de uma área circular, limitados pela fenda de abertura do corpo negro, sendo o programa ThermaCAMTMResearcher Pro 2.9® utilizado para extração destes dados.

Na carência de críticas, em outras literaturas, quanto à confiabilidade das equações para os cálculos e do procedimento de aquisição de dados para caracterização das incertezas intrínsecas apresentadas, os dados foram analisados em duas posições diferentes, de forma em que a câmera se encontrasse à 10 cm e a 30 cm distante do corpo negro.

3.3 TERMOGRAFIA DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Para realização dos testes foram utilizados como instrumentação um termohigrometro de bancada, Testo 622, para monitoramento das condições meteorológicas e uma termocâmera, Flir SC660, para registro dos termogramas dos painéis. Como apresentado na revisão bibliográfica, a emissividade é o fator com maior impacto na incerteza de medição de temperatura por termografia devido à dificuldade em se obter o valor desta variável.

Para esse trabalho, a emissividade da amostra foi medida em campo pelo teste radiométrico indireto, ou teste da fita. Fragmentos de fita adesiva, de emissividade conhecida ($\epsilon = 0,95$), foram dispostos na superfície dos módulos desligados, conforme ilustrado na Figura 16. Como a emissividade da fita é conhecida, a temperatura dos fragmentos dispostos sobre o painel pode ser determinada. Após atingido o equilíbrio térmico, as diferenças de temperatura medidas entre a

superfície da célula e da fita são identificadas com o auxílio da termocâmara, possibilitando assim o ajuste da emissividade das placas PVs.



Figura 16 – Teste da fita para determinação da emissividade das células fotovoltaicas.

Pretendendo-se ainda demonstrar o aspecto direcional da emissividade dos painéis da usina Tesla, esses testes foram realizados em quatro diferentes posições da câmera em relação ao painel. Dessa maneira, o ângulo formado pela normal à lente da câmera e a normal da superfície se alteraram em cada posição, medidos pelo aplicativo “Bússola” (APPLE, 2017), conforme apresentado na Tabela 9 e ilustrado na Figura 17.

Tabela 9 – Inclinação do termovisor em relação à Normal dos painéis fotovoltaicos.

Identificação	Ângulo formado com a Normal da superfície fotovoltaica
Posição 1	5°
Posição 2	10°
Posição 3	20°
Posição 4	30°



Figura 17 – Disposição das câmeras em relação aos painéis fotovoltaicos para análise de emissividade.

Os termogramas foram registrados na condição em que a superfície fotovoltaica estivesse sobre efeito de duas situações: região de céu claro e região com nuvens. Esse cuidado se deve principalmente ao fato da célula fotovoltaica estar coberta por uma superfície especular. A avaliação da emissividade foi realizada em dias de alta incidência de radiação solar e baixa incidência, em diferentes horas dos dias, com o objetivo de evidenciar os fatores externos sobre este parâmetro. Para cada termograma realizado, foi realizada a medição de emissividade.

Para a análise termográfica dos painéis em operação, o teste da fita, foi aplicado em cada módulo monitorado, de forma que para cada termograma registrado, foi realizada uma medição de emissividade, evitando assim adoção de valores padrão para emissividade dos módulos.

Para a análise termográfica dos painéis, dados como temperatura refletida, temperatura de plano de fundo, distância entre câmera e objeto, umidade do ar, transmitância do meio e sinal do objeto influenciam na análise de incerteza, sendo primordial uma avaliação. A temperatura refletida foi estimada por uma folha de papel alumínio amassado e com a termocâmera utilizada. Nessa condição, a folha de alumínio posicionada sobre os painéis garantiu a reflexão dos raios em todas as direções, que pôde ser identificada na condição do monitoramento praticado. A temperatura da folha, medida pela câmera, foi avaliada com os parâmetros internos da câmera ajustados com emissividade 1.0 e distância em 0.0 m (de forma a medir a temperatura aparente e não a compensada), em um ângulo adequado em relação à folha de alumínio, sem a interferência da reflexão da câmera e do próprio operador sobre a folha.

Como os ensaios ocorreram a uma distância entre câmera e objeto inferior à 10 metros, a transmitância atmosférica, para o comprimento de onda analisado, foi adotada como 1, conforme apresentado na Figura 18.

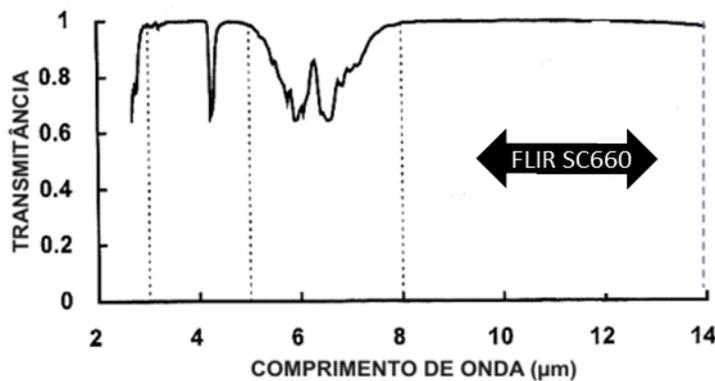


Figura 18 – Transmitância atmosférica para uma distância de 10 m (SANTOS, 2006 - adaptado).

A velocidade do vento afeta a correta avaliação do componente analisado, uma vez que os ventos alteram de forma considerável a temperatura do objeto, permitindo que o avaliador tenha uma impressão errada do estado do módulo fotovoltaico. Porém, como não afeta de forma direta na medição termográfica, devido a sua característica de leitura real da temperatura do objeto, sua influência não será corrigida na estimativa da temperatura.

A variável correspondente ao sinal produzido pelo detector, em resposta a totalidade da radiação incidente sobre a matriz de detecção, é afetada por ruídos intrínsecos do detector ou de outros componentes digitais de amplificação e conversão analógica/digital. Sua dispersão também não será considerada no cálculo de incerteza, uma vez que as avaliações intrínsecas já constituem estimativas dos efeitos que podem afetar seu valor.

A distância entre termovisor e os painéis foi medida por uma trena de 1,0 mm de resolução. Já a umidade do ar e a temperatura ambiente serão estimados por um termohigrômetro de bancada, Testo 622, e não pelos dados disponibilizados pela estação meteorológica da usina Tesla, para adotar valores instantâneos de operação, e não médios, no tratamento dos termogramas,

Os testes em campo ocorreram em 8 dias, entre 09 e 20 de janeiro de 2017, com medições realizadas entre 8h e 15h, devido a variação das condições meteorológicas do dia, contabilizando um total de 20 ensaios. A metodologia de cada ensaio foi executada conforme apresentado a seguir:

- i. Posicionar os equipamentos e ligá-los 15 minutos antes do ensaio para que os componentes internos eletrônicos não afetem a medição;
- ii. Registro de um termograma da folha de alumínio, com objetivo de se estimar a temperatura refletida do ensaio;
- iii. Registro da umidade relativa do ar, temperatura atmosférica pelo termohigrômetro posicionados próximos aos módulos fotovoltaicos;
- iv. Registro de cinco termogramas das fitas fixadas nos painéis com a mesma inclinação à qual será feita a termografia nos painéis;
- v. Registro de seis termogramas dos painéis fotovoltaicos, a cada 10 segundos.

A parte posterior dos painéis, fabricada em material opaco, e posicionada com a face oposta ao sol, se encontra sobre influências distintas da parte espelhada, o que altera o diagnóstico termográfico no dispositivo. Dessa forma, uma inspeção nessa região foi realizada a fim de aferir a

qualidade da técnica na superfície oposta. A estimativa da emissividade e a metodologia de ensaio foram executadas de forma similar às apresentadas para região espelhada.

A temperatura superficial e da célula diferem, em geral, de um valor pouco representativo, e são variáveis dependentes dos materiais que compõe o painel, ou seja, podem variar de fabricante a fabricante, sendo esse efeito desprezado no presente trabalho.

O número de termogramas registrado na avaliação dos painéis, em cada inspeção, foi estimado conforme modelo proposto pela curva de operação característica para testes de hipóteses (MONTGOMERY, 1997), a fim de que o número de amostra não interferisse nos resultados dos dados experimentais. Para isso, duas hipóteses (H_0 e H_1) são propostas para a média (μ) de duas amostras medidas de forma aleatórias:

$$H_0: \mu_1 = \mu_2$$

$$H_1: \mu_1 \neq \mu_2$$

Como experimentalmente a hipótese H_0 não é verdadeira, a quantidade de termogramas (n) necessários são dados pelas Equações 42 e 43 em conjunto com a Figura 18. Para esse trabalho, foi considerado que a diferença entre as médias das temperaturas ($\mu_1 - \mu_2$) de dois painéis fotovoltaicos medidos por uma termocâmara sob as mesmas condições é de $2,0^\circ\text{C}$ (correspondente ao erro máximo informado pelo fabricante) e que o desvio padrão amostral (σ) para cada teste são iguais e equivalentes a aproximadamente $0,50^\circ\text{C}$ (dados adquiridos por testes experimentais prévios), sendo a probabilidade de aceitação da hipótese nula (H_0) de 5%. Dessa forma, o número de termogramas adotados foi de 6, a fim de que pequenas variações dos valores adotados previamente não interfiram na qualidade amostral.

$$d = \frac{\mu_1 - \mu_2}{2\sigma} = \frac{\delta}{2\sigma} = \frac{2}{2 \times 0,5} = 2,0 \quad (42)$$

$$n = \frac{d + 1}{2} = \frac{2 + 1}{2} = 1,5 \quad (43)$$

Os termogramas adquiridos foram utilizados para análise das incertezas das temperaturas dos módulos fotovoltaicos pelo método GUM, conforme apresentado na revisão bibliográfica, com uma confiabilidade de 95%.

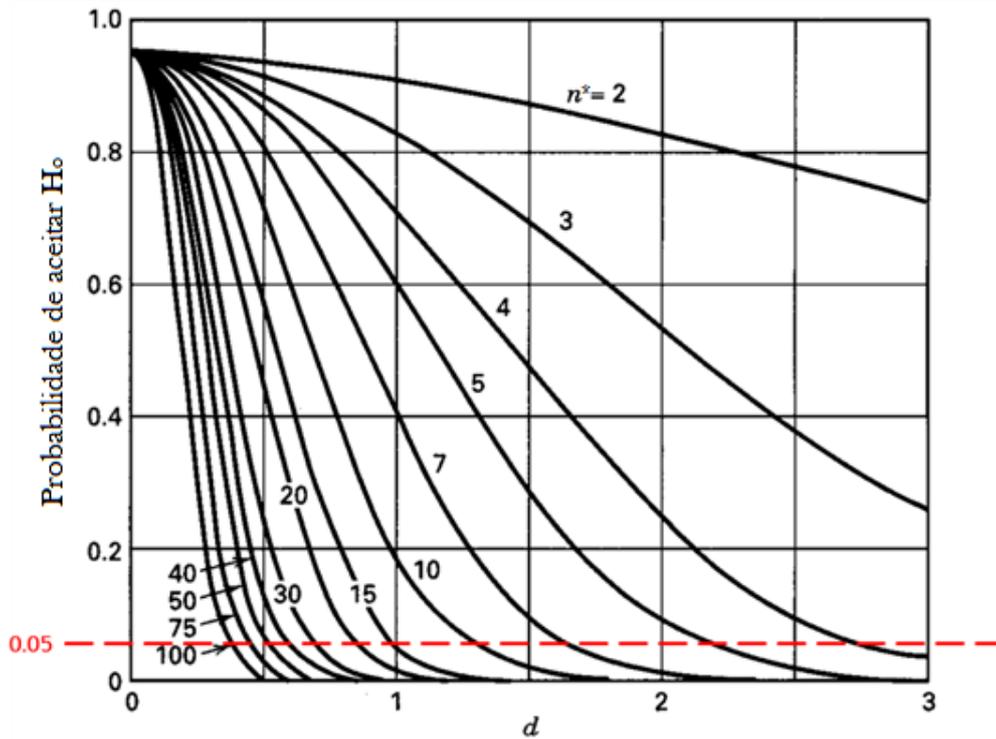


Figura 19 – Curva característica de operação para “testes t” de duas hipóteses para α (probabilidade de rejeitar H_0 se H_0 for verdadeiro) de 5% (MONTGOMERY, 1997).

Os termogramas adquiridos foram utilizados para análise das incertezas das temperaturas dos módulos fotovoltaicos pelo método GUM, conforme apresentado no capítulo 2, com uma confiabilidade de 95%.

4. RESULTADOS

4.1 AVALIAÇÃO DAS INCERTEZAS INTRÍNSECAS

As incertezas intrínsecas adotadas, para a avaliação das temperaturas medidas pelo termovisor Flir SC660, foram realizadas em laboratório, com condições ambientais, temperatura e umidade, controladas, conforme apresentado na seção 3.2.

Para avaliar a influência do erro gerado por ruído, NGE, os modelos apresentados por Chrzanowski (2000) e Minkina e Duzik (2009) foram analisados. Dessa forma esses dados foram estimados pelo cálculo da quantidade de radiação infravermelha necessária para produzir um sinal de saída igual ao ruído próprio do sistema, NETD. Conforme apresentado na Seção 3.2, foram realizados ensaios em duas posições, sendo essas representadas como: câmera posicionada a 10 cm do corpo negro (1º ensaio) e a 30 cm do corpo negro (2º ensaio). Dessa maneira o campo de visão da câmera se modifica, sendo que quando verificado mais próximo ela fica restrita somente a área emissora de radiação, e no segundo método ela experimenta a influência do plano de fundo presente, como apresentado na Figura 20.

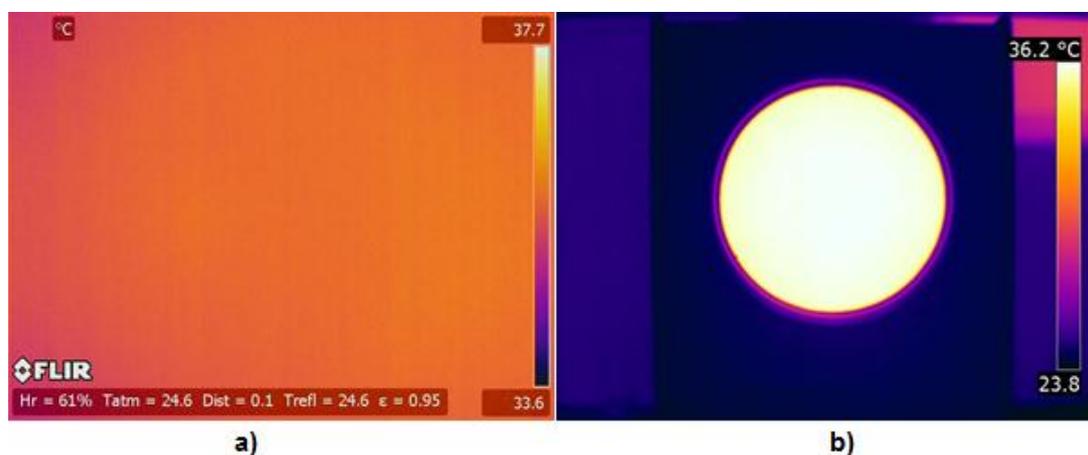


Figura 20 – Termograma do corpo negro distante da câmera em a) 10 cm e b) 30 cm para análise do NGE.

A Tabela 8 apresenta os valores obtidos para o NETD em função das temperaturas. Como pode-se perceber, o modelo introduzido por Minkina se apresenta bastante conservador em relação ao do Chrzanowski, com uma diferença acima de 80% entre os resultados. Apesar da simplicidade no tratamento dos dados, esse modelo se distancia bastante do NETD informado pelo fabricante da câmera, 45mK à 30°C. Dessa forma, nesse trabalho será utilizado o modelo descrito por Chrzanowski para estimativa do erro gerado por ruído.

Tabela 10 – Resultado para as diferentes condições de estimativa do NETD.

NETD [mK]				
Set Point [°C]	Corpo Negro - 10 cm		Corpo Negro - 30 cm	
	Minkina	Chrzanowski	Minkina	Chrzanowski
35	291,7	41,9	275,0	49,9
40	300,0	50,6	329,2	37,3
45	325,0	46,5	408,3	41,1
50	325,0	45,7	475,0	41,3
55	370,8	39,6	454,2	42,2
60	391,7	46	616,7	46,1
65	412,5	44	658,3	45,9
70	420,8	40,5	737,5	52,5

A Figura 21 ilustra os valores obtidos para NETD pelo modelo de Chrzanowski, nas duas posições analisadas. Observa-se que os valores calculados estão próximos do valor declarado pelo fabricante, e não apresentaram uma tendência no comportamento conforme o aumento do valor da temperatura analisada. Dessa maneira, percebe-se que o plano de fundo presente no campo de visão não apresenta influência significativa sobre o NETD.

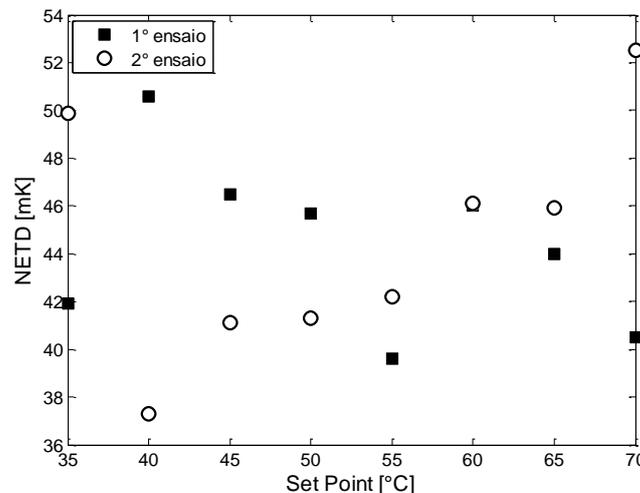


Figura 21 – Resultado experimental do NETD conforme modelo de Chrzanowski, com a câmera posicionada a 10 cm (1º ensaio) e a 30 cm (2º ensaio) do corpo negro.

Conforme apresentado na seção 2.5, a temperatura ambiente é uma das grandezas relevantes para a estimativa do NETD. Apesar dos testes terem sido conduzidos em sala fechada, o tamanho da sala permite que pequenas variações na temperatura ocorram, mesmo quando essa está sendo controlada. Outro ponto a se observar é que os testes ocorreram à uma temperatura inferior, 25° C, praticada pelos fabricantes ao disponibilizar os dados referente desse parâmetro. Dessa forma, pelas pequenas diferenças encontradas do valor experimental para o declarado pela companhia Flir e

ausência de crítica do modelo de Chrzanowski na literatura, para esse trabalho será utilizado o valor do NETD disponibilizado pelo fabricante da câmera.

O mínimo erro, ME, foi calculado conforme a dispersão entre as médias das temperaturas medidas e a temperatura do radiador padrão, conforme Equação 25. A Tabela 11 e Figura 22 apresentam os resultados de uma série de dois ensaios para verificação do valor ME em função de cada ponto de temperatura medida pelo termovisor. É possível notar que o erro sistemático da câmera vai diminuindo a medida que a temperatura do mensurando vai aumentando, posicionado a 30 cm do o termovisor, evidenciando assim a influência do sinal captado com o erro sistemático da câmera, o que não acontece nos resultados dos testes a 10 cm. Dessa forma observa-se uma tendência da redução dessa variável com a distância ao objeto medido. De forma conservadora, para esse trabalho serão adotados os resultados do segundo ensaio para ME, mesmo que durante os ensaios em campo a câmera estará posicionada a uma distância superior aos 30 cm.

Tabela 11 – Resultado dos ensaios para estimativa do ME.

Set Point [°C]	ME [mK]	
	1° ensaio	2° ensaio
35	825,0	900,0
40	716,6	591,7
45	733,3	475,0
50	708,3	366,7
55	758,3	233,3
60	716,6	100,0
65	775	8,3
70	841,6	-8,3

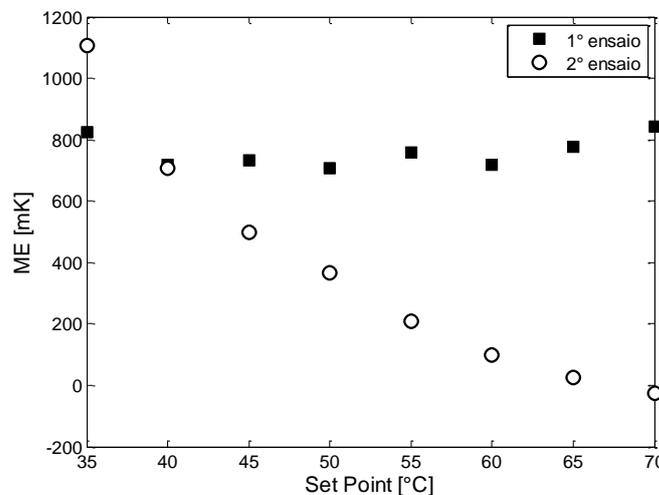


Figura 22 – Resultado experimental do Mínimo Erro, com a câmera posicionada a 10 cm (1° ensaio) e a 30 cm (2° ensaio) do corpo negro.

A resolução digital de temperatura, DTR, foi calculada conforme a Equação 23. De acordo com o fabricante da câmera utilizada, o número de bits do conversor analógico digital do termovisor FLIR SC660 é de 14 bits. Os valores para DTR estão apresentados na Tabela 12. As amplitudes de temperaturas apresentadas estão em conformidade com a variabilidade encontrados nos termogramas dos ensaios termográficos sobre os painéis fotovoltaicos em campo.

Tabela 12 – Estimativas para o valor de DTR conforme amplitude de temperatura.

ΔT_{span} [°C]	DTR [mK]
10	0,61035
50	3,30518
100	6,10352
150	9,15527

Para a uniformidade de medição, MU, utilizou-se o conceito de campo de visão não uniforme estimado pela Equação 29. Foram monitoradas cinco posições diferentes do corpo radiométrico padrão, de forma que este ainda estivesse no campo de visão da câmera, conforme apresentado na Figura 23. Para cada posição foram registrados cinco termogramas, e os resultados apresentados na Tabela 13 e Figura 24, se referem a uma média dos resultados de cada ponto de temperatura inspecionado.

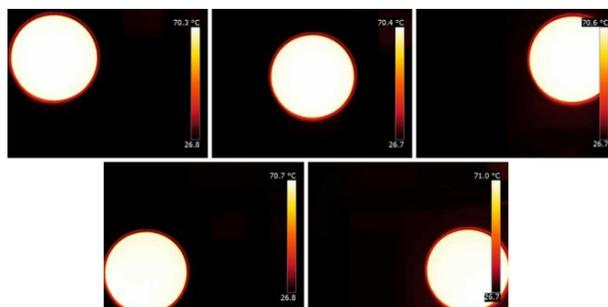


Figura 23 – Termogramas em diferentes pontos do campo de visão do termovisor para estimativa do MU.

Tabela 13 – Resultado dos ensaios para estimativa do MU.

Set Point [°C]	MU [mK]	
	1° ensaio	2° ensaio
35	400,2	320,0
40	303,3	301,4
45	411,1	333,3
50	392,2	450,0
55	400,3	372,2
60	380,6	401,2
65	401,3	381,1
70	380,0	313,3

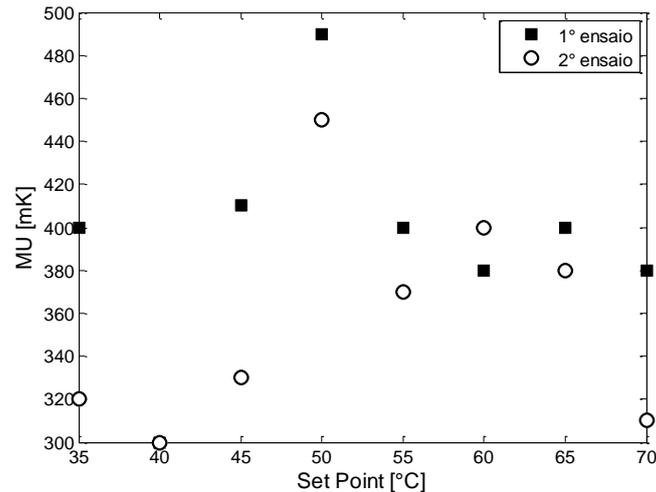


Figura 24 – Resultado experimental da Uniformidade de Medição, com a câmera posicionada a 10 cm (1º ensaio) e a 30 cm (2º ensaio) do corpo negro.

Dessa forma, conclui-se que os resultados apresentaram uma boa conformidade, quando comparados entre si. Além disso, a variação do mensurando apresenta pouca influência nas leituras realizadas pela termocâmera. Para concordar com método adotado para os outros parâmetros, a influência desse fator será adotada de maneira conservadora, sendo utilizada o maior valor dos resultados obtidos.

A Repetitividade, que foi calculada conforme o desvio padrão da temperatura média do corpo negro avaliada para cada faixa de temperatura está representada na Tabela 14 e Figura 25. Por entender essa faixa como a região onde as variações do erro se apresentam de forma imprevisível, para esse trabalho também serão adotados os maiores valores encontrados para cada faixa.

Tabela 14 – Resultado dos ensaios para estimativa da RE.

Set Point [°C]	RE [mK]	
	1º ensaio	2º ensaio
35	90	45,9
40	28,9	28,9
45	42,6	45,2
50	65,1	49,2
55	28,9	49,2
60	0,23	0,12
65	45,2	28,9
70	45,2	28,9

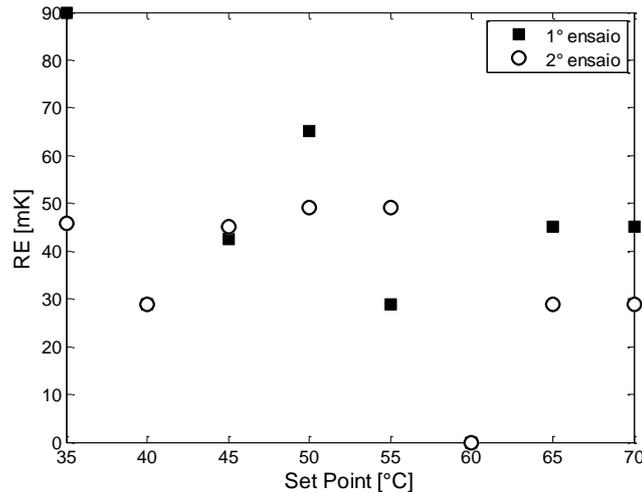


Figura 25 – Resultado experimental da Repetitividade, com a câmera posicionada a 10 cm (1º ensaio) e a 30 cm (2º ensaio) do corpo negro.

Os resultados encontrados nessa seção permitem caracterizar a influência do instrumento de medição que será utilizado para mensurar a temperatura das células fotovoltaicas em campo. É importante notar que o parâmetro ME é o que apresenta influência mais significativa nas incertezas intrínsecas ao instrumento, principalmente quando este está analisando objetos a baixa temperatura (próximas a do ambiente). Já os outros parâmetros NETD, ME e MU possuem menor grau de influência, e serão assumidos, de maneira conservadora, como o maior valor encontrado durante os ensaios. O que mostra de certa forma a boa uniformidade de medição da câmera termográfica.

O parâmetro da repetitividade, RE, representa a faixa dentro qual o erro aleatório de medição vai estar presente das próprias avaliações realizadas durante os ensaios sobre os painéis fotovoltaicos. Dessa forma, os valores calculados como incertezas intrínsecas serão combinados com a Repetitividade calculada nas inspeções sobre os painéis fotovoltaicos.

4.2 AVALIAÇÃO DA EMISSIVIDADE DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Os painéis fotovoltaicos foram monitorados em diferentes momentos do dia com o objetivo de alcançar nas medições regiões com céu claro e regiões com nuvens, verificando assim a variação da emissividade em cada um dos casos.

A Figura 26 ilustra a distribuição de temperatura apresentado por uma célula fotovoltaica sujeita a uma região nublada e uma região exposta ao céu aberto, com emissividades de cada região corrigidas. A necessidade de correção se dá pela falsa impressão visual que as regiões das nuvens estão com temperaturas superiores às regiões sobre céu limpo. Porém, pôde-se observar que a

temperatura analisada sobre nuvens, em dias que essas se movimentam de forma mais lenta, tendem a apresentar uma temperatura ligeiramente maior, devido à variação da irradiação solar sobre as regiões inspecionadas.

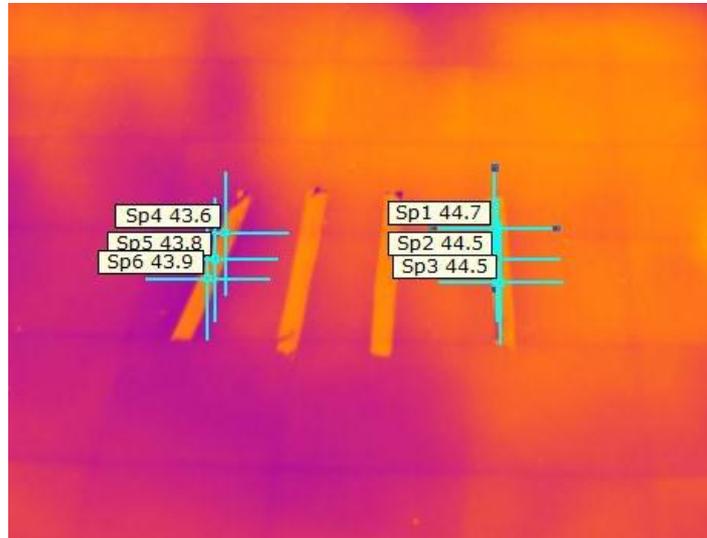


Figura 26 – Termograma da região espelhada de uma célula fotovoltaica.

Os resultados da medição realizadas no dia 17 de janeiro, na parte da manhã, assim como sua incerteza estão apresentados na Tabela 15. As incertezas foram calculadas conforme a repetitividade das médias dos cinco pontos de temperatura de cada termograma analisados. Conforme pode ser observado, apesar da literatura ou mesmo alguns fabricantes disponibilizarem dados da emissividade dos painéis, adotar um valor padrão para medições em campo pode levar a uma conclusão errada da condição de operação do painel solar. Pode-se perceber que este fator é fortemente influenciado pelo ângulo de posicionamento da câmera em relação aos painéis fotovoltaicos assim como pela presença ou ausência de nuvens na região analisada.

Tabela 15 – Valores da emissividade conforme posicionamento do Termovisor para um painel desligado.

	Região com nuvens		Região céu claro	
	Emissividade	u_ϵ	Emissividade	u_ϵ
Posição 1 (5°)	0,95	0,01	0,75	0,01
Posição 2 (10°)	0,93	0,01	0,71	0,02
Posição 3 (20°)	0,88	0,01	0,69	0,02
Posição 4 (30°)	0,63	0,03	0,51	0,03

A emissividade se apresenta diferente para as diferentes posições devido à superfície especular dos painéis. A reflexão dos raios sobre a superfície dos painéis é função da posição do sol e

disposição dos painéis fotovoltaicos. Dessa maneira, observa-se uma variação da emissividade aparente do painel proporcional ao sinal recebido pela câmera conforme sua posição.

A diferença dos valores de emissividade encontrados entre o céu limpo e uma região sobre nuvens é devido aos corpos emitirem radiação em faixas espectrais diferentes. As nuvens absorvem as radiações infravermelhas longas irradiadas pela Terra, reemitindo uma parte para a superfície. Como a câmera capta os sinais entre 7,5 μ m e 14 μ m, as nuvens se apresentam como melhores emissores para a câmera, causando a diferença de emissividade aparente observada na Figura 24.

A emissividade de uma superfície semitransparente é dependente das camadas internas do material, uma vez que diferente dos materiais opacos, ocorrem reflexões internas afetando a emissão radioativa do mesmo. O índice de refração do meio o qual o material está em contato altera o ângulo de reflexão total das ondas eletromagnéticas. Outro fator que afeta a emissividade é a parcela de radiação infravermelha proveniente do sol, e de objetos próxima, que é refletida pelos painéis e captada pela câmera. Sendo assim, o mesmo ensaio em um dia e/ou hora diferente, possibilita obtenção de diferentes valores para essa emissividade aparente. Para demonstrar esse fato, a Tabela 16 apresenta os valores encontrados para um segundo teste realizado no mesmo dia, porém na parte da tarde, com as condições de monitoramento alteradas.

Tabela 16 – Inclinação do termovisor em relação à Normal dos painéis fotovoltaicos para um painel desligado.

	Região com nuvens		Região céu claro	
	Emissividade	u_{ϵ}	Emissividade	u_{ϵ}
Posição 1 (5°)	0,96	0,05	0,70	0,07
Posição 2 (10°)	0,87	0,05	0,68	0,07
Posição 3 (20°)	0,81	0,06	0,56	0,09
Posição 4 (30°)	0,52	0,09	0,32	0,12

Neste ponto é bom observar que, a intensidade das radiações infravermelhas longas emitidas pelas nuvens ainda variam com a temperatura, espessura, composição e posição desses corpos.

Dessa forma é possível perceber a necessidade de uma metodologia bem fundamentada para aplicação da termografia em células fotovoltaicas. Para evitar erros grosseiros, o operador deve estar ciente às dificuldades em se realizar as medições nas regiões espelhadas, mantendo um posicionamento coerente, e definindo a emissividade aparente da região do painel no momento da análise, assim como observar a presença de nuvens sobre a superfície espelhada.

Um cenário diferente se apresenta quando as avaliações são realizadas na parte posterior da célula fotovoltaica. Por não ser de material transparente e alta refletividade, a avaliação da

emissividade e mais uniforme e não sofre influência significativa do ângulo de medição, condições meteorológicas e da presença de nuvens no céu.

Conforme pode ser observado na Figura 27, o material na parte posterior da célula fotovoltaica, da Usina Tesla, apresenta emissividade alta, semelhante ao da fita. Os testes permitiram identificar o valor de 0,93 com uma incerteza de 0,05 nas verificações realizadas.

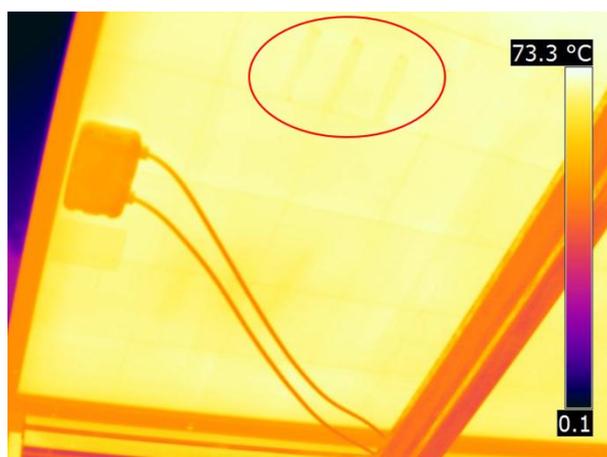


Figura 27 – Teste da fita aplicado na superfície posterior dos painéis fotovoltaicos.

4.3 AVALIAÇÃO TERMOGRÁFICA DOS PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Os resultados presentes nesta seção são referentes à metodologia empregada para avaliação termográfica em painéis fotovoltaicos descrito na seção 3.3. Os resultados apresentados para a superfície espelhada foram calculados em relação a uma emissividade aparente obtida experimentalmente no momento de cada inspeção nos painéis, a fim de evitar erros cometidos com a adoção de uma emissividade padrão, uma vez que como apresentado, essa varia conforme as condições de ensaio. De maneira conservadora, também foram avaliadas somente as regiões com céu claro, para evitar alguma possível variação da emissividade com a região de nuvem (composição, temperatura, espessura, etc.) no ponto analisado. Para as medições realizadas na parte posterior do painel foi adotado um valor padrão para a emissividade de 0,93. Os termogramas analisados foram registrados em um curto intervalo de tempo, de forma que as condições climáticas apresentassem pequenas variações durante o período de registro dos termogramas. Todas as incertezas foram estimadas pela metodologia GUM com um nível de confiança de 95%.

A Figura 28 ilustra o procedimento para avaliação da temperatura refletida. Como pode ser percebido na imagem, a folha de alumínio apresenta o perfil do céu observado. Essa característica

permite identificar a ausência de corpos quentes nas proximidades dos módulos inspecionados, os quais poderiam influenciar diretamente nas medições realizadas. Dessa forma, a temperatura de plano de fundo e a temperatura refletida serão adotadas como os valores registrados para temperatura ambiente.

Para as medições realizadas na parte espelhada da célula, a contribuição da temperatura refletida na análise da temperatura do painel não será individualizada, sendo essa combinada com o fator emissividade, sendo essa designada como emissividade aparente da superfície. Essa consideração é devido às variações da emissividade na superfície especular se referirem principalmente à quantidade de radiação refletida pela célula fotovoltaica, conforme descrito na seção anterior.

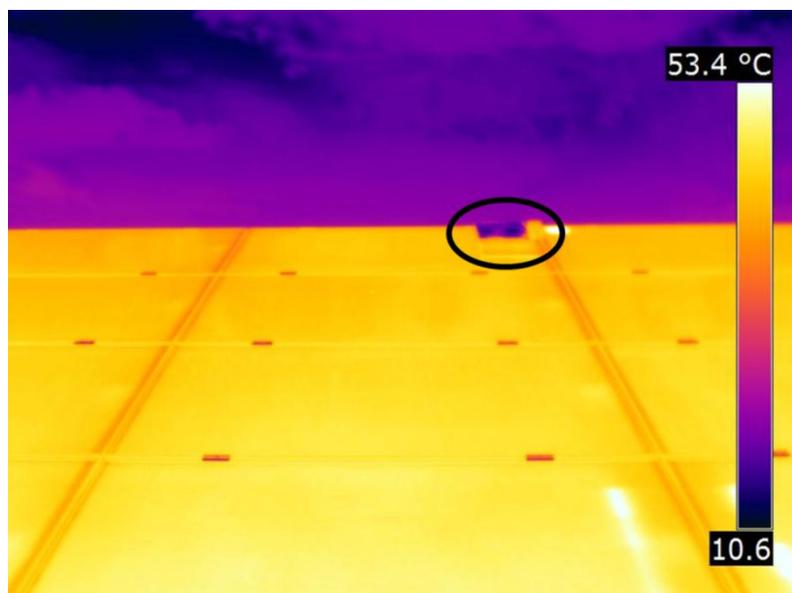


Figura 28 – Folha de alumínio para estimativa do parâmetro Temperatura Refletida.

A Tabela 17 e Figura 29 ilustram os resultados encontrados nos diagnósticos termográficos, organizados de acordo com a temperatura de operação do painel, assim como as temperaturas registradas pela célula de referência. Para esse ensaio, todos os termogramas foram registrados em uma mesma posição, em relação à normal da superfície do painel, a uma distância entre câmera e painéis de 3 metros. A variação climática nos dias registrados apresentou uma grande influência na emissividade aparente da superfície, como esperado. Dessa forma, mesmo realizando os testes em condições operacionais próximas, o objeto variou sua emissividade aparente.

Tabela 17 – Resultados das inspeções termográficas sobre a região espelhada das células fotovoltaicas da Usina Tesla.

Instrumentação		Termografia		
Célula Referência [°C]	Temperatura [°C]	U_{95} [°C]	Emissividade aparente	Temperatura e U_{95} [°C] corrigidas para emissividade padrão ($\epsilon=0,9$)
46,28	42,20	34,46	0,1	26,22 ± 0,88
46,70	45,6	25,13	0,17	28,26 ± 0,88
45,18	44,83	8,17	0,24	35,56 ± 0,84
47,03	45,84	4,46	0,5	36,79 ± 0,83
51,44	50,7	12,92	0,24	35,64 ± 1,09
48,34	48,48	10,55	0,32	44,37 ± 1,24
51,49	52,26	4,06	0,58	44,36 ± 1,23
57,24	55,01	6,64	0,44	41,62 ± 1,49
55,11	55,35	5,51	0,47	43,96 ± 1,83
55,84	54,20	5,12	0,55	44,11 ± 1,26
54,12	55,15	4,69	0,6	46,39 ± 1,34
62,59	61,4	16,31	0,3	40,32 ± 1,61
60,84	60,22	6,92	0,45	45,38 ± 1,50
62,63	61,72	6,86	0,47	47,69 ± 1,72
63,44	61,09	4,21	0,65	53,59 ± 1,77

Os resultados obtidos mostram a forte influência da emissividade sobre as medições em painéis fotovoltaicos. Quanto menor a emissividade aparente da célula, maior o intervalo de incerteza sobre o resultado, ou seja menor incerteza associada a medição. Pode-se perceber que para valores de emissividade próximo a 0,5, os resultados apresentam incertezas de medições em torno de 5 °C. Já para baixas emissividades esses valores aumentam consideravelmente, chegando a condições de 34,5 °C, como apresentado no diagnóstico em que a célula opera em 45,8 °C e apresenta uma emissividade aparente de 0,1. Em termos de precisão, percebe-se que maiores emissividades garantem uma maior precisão de medição sobre a superfície fotovoltaica analisada.

Ainda é possível observar que como consequência da incerteza calculada, os valores da célula de referência se encontram dentro dos valores encontrados para os ensaios termográficos, não sendo possível avaliar a qualidade do instrumento de medição pela termografia.

As temperaturas observadas pela técnica termográfica com a emissividade ajustada para o valor padrão disponibilizado na literatura ($\epsilon = 0,9$) apresentam uma inconsistência de resultados. Analisando a Figura 29, é possível perceber que somente os casos de maior incerteza, baixa emissividade aparente determinada conforme condições de ensaio, das inspeções realizadas englobaram as faixas de temperaturas medidas com emissividade padrão. Para os resultados da célula de referência, nenhum dos dados analisados concordou com os medidos pela câmera

utilizando uma emissividade padrão. Esses resultados demonstram a ineficácia da aplicação da técnica termográfica ao se avaliar as superfícies espelhadas dos painéis fotovoltaicos utilizando emissividades padronizadas.

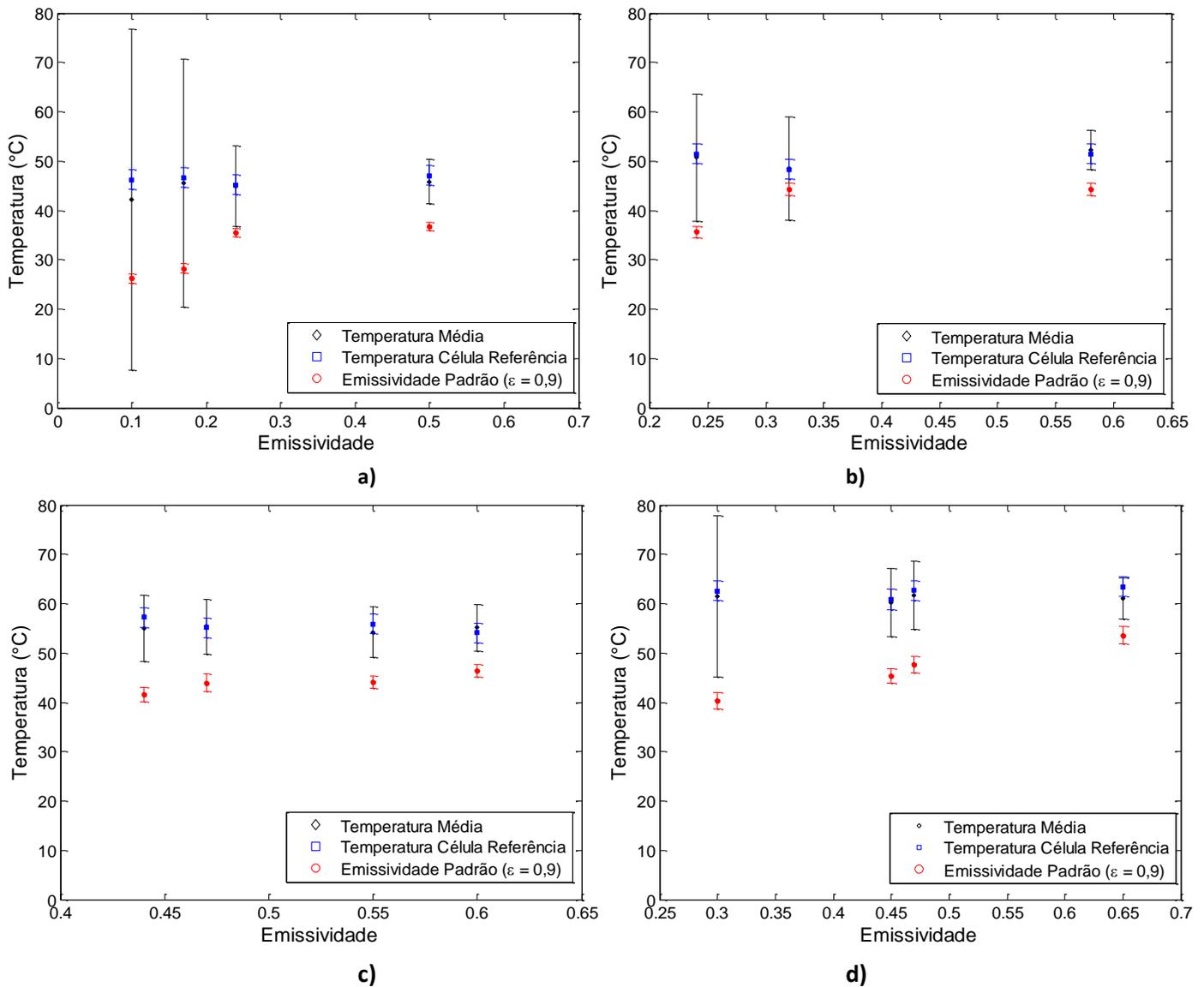


Figura 29 – Resultados das inspeções termográficas sobre a região espelhada das células fotovoltaicas da Usina Tesla distribuídos conforme temperatura de operação: a) 45°C, b) 50°C, c) 55°C e d) 60°C.

A inspeção realizada não é capaz de relacionar a influência da temperatura de operação das células com a incerteza de medição, uma vez que não existe um valor padrão da emissividade aparente dos corpos. Dessa forma, o principal fator de análise dos resultados é a análise da emissividade aparente com qual o operador registra os termogramas. Esses resultados revelam que padrões para identificação de tipo de falhas, como apresentado na Tabela 2 da seção 2.3, não se apresentam satisfatórios para previsão termográfica das falhas dos painéis quando avaliados na parte espelhada, devido ao alto grau de incerteza dos valores. Como apresentado, para os testes com

baixa emissividade aparente, a incerteza de medição se apresenta superior aos limites de temperatura esperados para qualquer tipo de defeito apresentado. Dessa forma a identificação de uma falha pela condição de operação se apresenta inconclusiva, uma vez que a faixa de temperatura analisada abrange valores esperados de diferentes tipos de defeito, podendo assim estar classificada em qualquer um dos defeitos característicos.

A Tabela 18 apresenta a contribuição dos diversos fatores levados em consideração para a estimativa da incerteza dos resultados apresentados pelas medições realizadas. Como mencionado, a emissividade é o fator mais significativo para contribuição das incertezas analisadas. Esse resultado não apresenta a contribuição da temperatura refletida, uma vez que essa está associada à incerteza da emissividade adotada, conforme dito previamente. As contribuições das incertezas intrínsecas se destacam como o segundo fator mais impactante na medição da temperatura por termografia. Essa grande contribuição se dá principalmente pelo fator repetitividade, que mesmo que os termogramas sejam registrados em um curto intervalo de tempo, as temperaturas apresentam desvios em função das pequenas variações meteorológicas. Já os demais fatores se apresentaram poucos significativos para análise de incerteza proposta.

Tabela 18 – Contribuição dos diversos fatores para a incerteza calculada em medições termográficas.

Condição de Operação		Contribuição para Incerteza					
Temperatura	ϵ	ϵ	int	d	T_{amb}	τ	U_{rel}
45	0,1	94,11%	5,76%	0,07%	0,05%	0%	0%
	0,17	86,61%	12,81%	0,32%	0,22%	0,02%	0,01%
	0,24	92,61%	7,05%	0,19%	0,13%	0,01%	0,01%
	0,5	87,19%	12,35%	0,34%	0,09%	0,02%	0,01%
50	0,24	94,72%	5,06%	0,12%	0,08%	0,01%	0%
	0,32	93,16%	6,62%	0,15%	0,06%	0,01%	0,01%
	0,58	80,91%	18,53%	0,49%	0,05%	0,02%	0,01%
55	0,44	86,74%	12,9%	0,31%	0,03%	0,01%	0,01%
	0,47	78,28%	21,22%	0,45%	0,03%	0,02%	0,01%
	0,55	89,92%	9,65%	0,36%	0,04%	0,02%	0,01%
	0,6	86,04%	13,32%	0,57%	0,04%	0,02%	0,01%
60	0,3	95,24%	4,44%	0,26%	0,04%	0,01%	0,02%
	0,45	92,81%	6,51%	0,59%	0,06%	0,02%	0,01%
	0,47	87%	12,52%	0,44%	0,03%	0,01%	0,01%
	0,65	78,43%	20,53%	0,85%	0,13%	0,02%	0,04%

. Em contrapartida, as inspeções realizadas na parte posterior do corpo apresentam um resultado diferente de quando realizado na parte espelhada. Pela ausência de uma superfície transparente refletora, que diminui os efeitos das variações meteorológicas sobre as análises

termográficas, e a utilização de uma emissividade alta e padrão, é possível identificar um padrão de operação e um resultado menos grosseiro em termos de incertezas. As medições também foram realizadas de forma em que a câmera sempre estivesse a uma mesma distância em relação ao painel analisado, porém posicionada com uma distância de 1,5 metros em relação aos painéis inspecionados, formando um ângulo de 10° em relação à direção normal à superfície. Um termograma do ensaio na parte posterior está ilustrado na Figura 30.

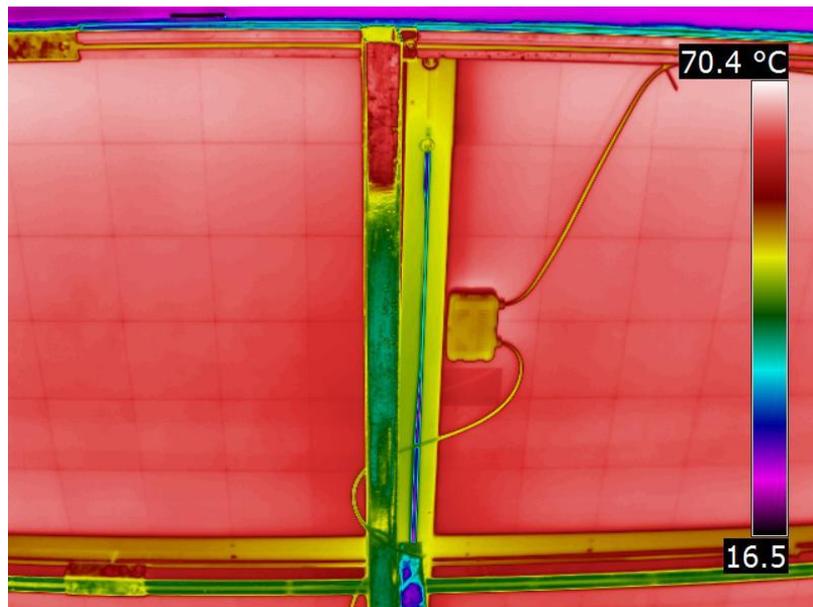


Figura 30 – Termograma da superfície posterior dos painéis fotovoltaicos da Usina Tesla.

Os resultados encontrados para esses ensaios estão representados na Figura 31 e Tabela 19. Diferente da parte espelhada, por adotar uma emissividade aparente padrão, pode-se perceber a influência da temperatura de operação do painel na incerteza calculada para cada faixa de operação. Essas apresentaram uma relação proporcional, uma vez que a incerteza aumentou gradualmente conforme evolução da temperatura de operação dos painéis. A reduzida faixa de incerteza obtida para as medições realizadas na parte posterior do painel oferece ao usuário a possibilidade de utilização de Tabelas padrões para identificação de alguns tipos de falhas em determinadas temperaturas de operação. Porém em alguns casos, como apresentado para o sobreaquecimento devido à presença de sombras sobre a célula, que são identificadas por uma variação de $1,2 \pm 0,4 \text{ }^\circ\text{C}$ na Tabela 2 se apresentam críticos devido às próprias faixas de incertezas que são superiores ao padrão de falha apresentado.

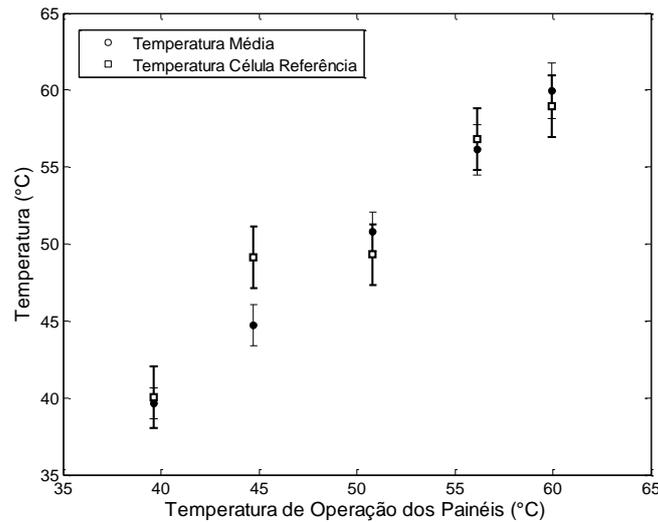


Figura 31 – Resultados das inspeções termográficas na parte posterior das células fotovoltaicas da Usina Tesla.

Tabela 19 – Resultados das inspeções termográficas na parte posterior das células fotovoltaicas da Usina Tesla.

Instrumentação		Termografia	
Célula Referência [°C]		Temperatura [°C]	U_{95} [°C]
40,84		39,63	1,01
49,15		44,73	1,27
49,30		50,82	1,33
56,79		56,12	1,62
58,98		59,93	1,80

Analisando as contribuições de cada fator nas incertezas calculadas, Tabela 20, é possível perceber que a emissividade ainda aparece como agente mais expressivo para construção das faixas de incerteza, mesmo em superfícies de alta emissividade. Apesar da uniformidade na temperatura dos termogramas na parte posterior, as incertezas intrínsecas se apresentaram percentualmente maiores se comparadas à superfície espelhada. Isso está diretamente ligado à diminuição da contribuição da emissividade e a pequena influência dos outros fatores nas condições de ensaio realizado.

Tabela 20 – Inclinação do termovisor em relação à Normal dos painéis fotovoltaicos.

Condição de Operação	Contribuição para Incerteza							
	Temperatura	ϵ	int	d	T_{ref}	T_{amb}	τ	U_{rel}
39,63		66,04%	31,69%	0,99%	0,99%	0,17%	0,08%	0,04%
44,73		64,84%	33,09%	0,74%	1,11%	0,12%	0,06%	0,03%
50,82		70,56%	27,01%	1,41%	0,81%	0,13%	0,07%	0%
56,12		81,63%	16,35%	0,87%	0,93%	0,12%	0,06%	0,03%
59,93		79,65%	18,32%	1,54%	0,31%	0,1%	0,05%	0,03%

Em termos absolutos, pode-se perceber que as contribuições de cada parcela nas medições realizadas na parte posterior da célula são menores do que qualquer condição analisada na parte espelhada. Qualidade que confere ao operador da termocâmara um melhor aferimento sobre a temperatura à qual o módulo se encontra operando. A este respeito, ainda pode-se destacar a característica da inspeção termográfica que, diferente da célula de referência que disponibiliza resultados referentes a uma média da temperatura dos últimos minutos, indica uma condição instantânea de operação no instante mensurado.

Observando os resultados encontrados, pode-se visualizar que no segundo ensaio apresentado na Tabela 18, os dados armazenados pela célula de referência tem correlação reduzida com os resultados obtidos por termografia, o que já era esperado, devido as diferentes características dos instrumentos.

Durante os experimentos ainda foi possível observar que a caixa onde se abriga a célula referência em determinadas horas da manhã, em virtude da posição do Sol, provoca um sombreamento em uma região dos módulos fotovoltaicos, como ilustrado na Figura 32.

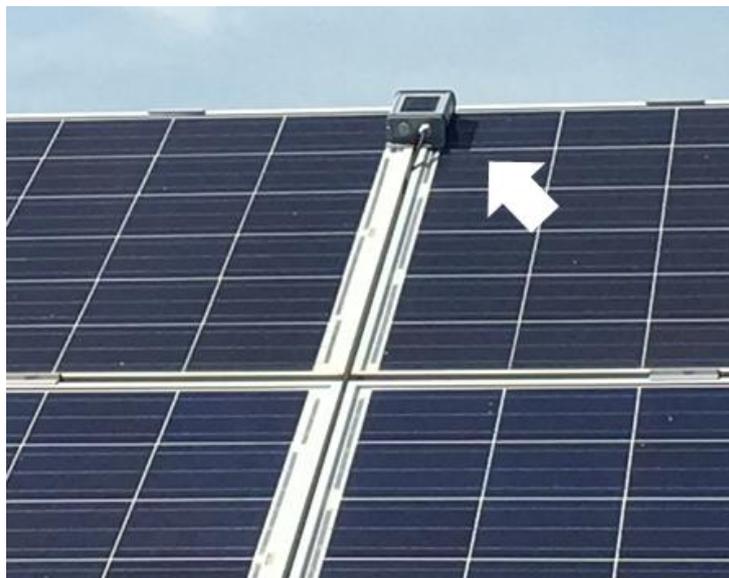


Figura 32 – Presença de sombra no painel fotovoltaico devido a inclinação do sol e a posição da célula de referência.

A análise qualitativa, a qual a literatura apresenta de maneira massiva, aborda o uso da termografia para identificar as regiões de pontos quentes, possível falha de operação, devido ao gradiente de temperatura nas células. Esse fenômeno pode ser facilmente identificado com o auxílio de um termovisor em ambas as superfícies dos painéis, espelhado e posterior, conforme pode ser visualizado na Figura 33.

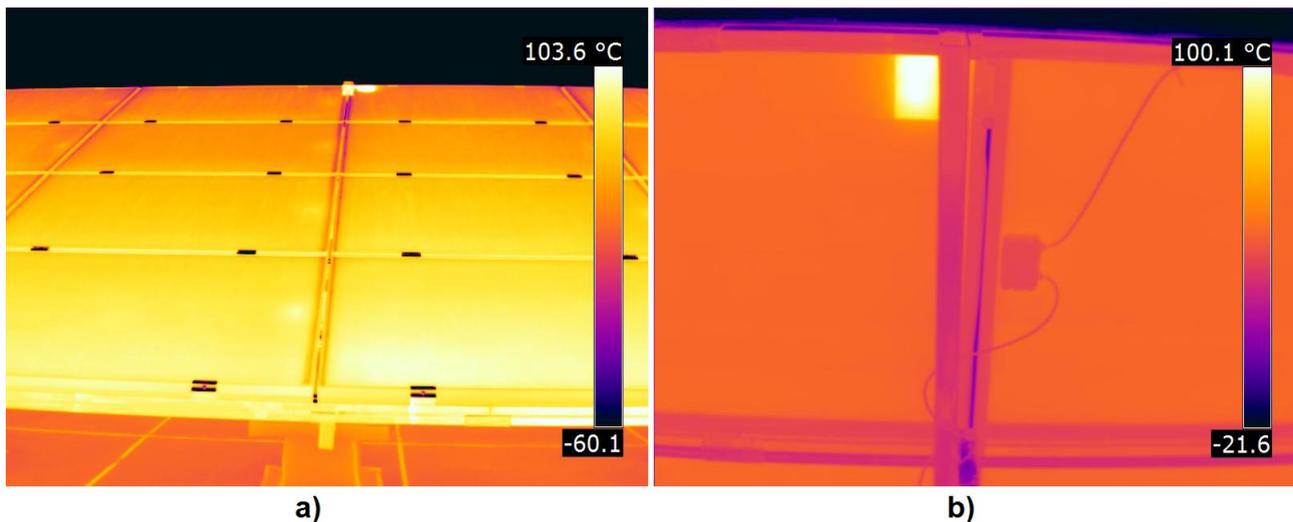


Figura 33 – Identificação de sombreamento por Termografia nas regiões: a) espelhada e b) posterior dos painéis fotovoltaicos.

Porém analisando de maneira quantitativa, a superfície à qual está sendo mensurada influência a técnica para monitorar a temperatura. Na parte espelhada, as regiões afetadas pelo sombreamento apresentaram temperaturas de $151,22 \pm 35,23$ °C e $121,22 \pm 11,07$ °C, com uma emissividade aparente de 0,1 e 0,32, nessa ordem, enquanto as demais células do painel operavam em $42,20 \pm 34,46$ °C e $48,48 \pm 10,55$ °C, para as respectivas emissividades. Considerando a identificação de falhas por faixas de temperatura, percebe-se que no primeiro caso o sombreamento apresenta uma elevação de $109,02 \pm 83,71$ °C, enquanto que no segundo de $72,74$ °C \pm $21,84$ °C. Esses resultados corroboram com os resultados apresentados previamente quanto à qualidade da termografia quantitativa em superfícies espelhadas fotovoltaicas. A diferença entre as análises se dá principalmente a emissividade aparente em cada medição, que é alterada conforme posição do termovisor e condições ambientais. Dessa maneira, o operador em campo, se não preparado para identificação das condições de operações e dotado de uma tabela referente à identificação de falhas, pode chegar a diagnósticos completamente equivocados, atribuindo uma dessas faixas de temperatura a outros tipos de falhas, que não seja o sombreamento.

O estudo termográfico na parte posterior dos painéis, operando nas mesmas condições da análise prévia, apresenta os resultados de $101,69 \pm 1,29$ °C e $107,04 \pm 1,36$ °C, enquanto as demais células operando em temperaturas de $44,73 \pm 1,27$ °C e $50,82 \pm 1,33$ °C, respectivamente. Dessa forma, os gradientes de temperatura para a região sombreada se dão em $56,96 \pm 2,56$ °C e $56,22 \pm 2,69$ °C. A uniformidade e estabilidade da emissividade aparente na superfície posterior apresentam os resultados com uma melhor conformidade do que na superfície espelhada. De acordo com os resultados encontrados, o usuário pode perceber que esse tipo de falha apresenta uma faixa de temperatura próximo de 55 °C em relação à temperatura de operação do painel fotovoltaico. Mesmo

em superfícies de alta emissividade o resultado encontrado ainda se apresenta muito longe da Tabela 2. Para regiões sombreadas, a diferença das faixas de temperatura encontrado nesse trabalho em relação ao do Buerhop *et. al.* (2012) foi maior em 45 vezes, demonstrando a discrepância entre os dois trabalhos experimentais, e a dificuldade de uma adesão de faixas para identificação de falhas de operação em trabalhos experimentais realizados em células fotovoltaicas e condições de operação diferentes.

Em um dos dias estudados, os painéis foram inspecionados ao final da tarde, em relação aos horários com sombreamentos, de forma que, a célula não se encontrava sombreada. À vista disso, foi percebido que as diferenças de temperatura ainda eram visíveis termograficamente, porém o resultado se apresentava completamente diferente à condição sombreada. Enquanto o painel operava em $64,32^{\circ}\text{C} \pm 1,88^{\circ}\text{C}$ a área que apresentava o *hotspot* se encontrava em $73,23^{\circ}\text{C} \pm 1,88^{\circ}\text{C}$. A discordância entre resultados é consequência do resfriamento das células na região à qual ocorre o sombreamento, que tende a voltar a operar normalmente, nas mesmas condições do painel. Um operador que não identificar o sombreamento previamente e realizar um diagnóstico dos painéis, pode atribuir o gradiente observado a outro tipo de falha, que não o sombreamento, tomando assim medidas equivocadas para solução do problema. Esse resultado realça a necessidade de um termografista qualificado e familiarizado com o projeto, em análise, e suas características construtivas.

4.4 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO TERMOGRÁFICA DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS

Conforme apresentado no presente trabalho, o diagnóstico termográfico em painéis fotovoltaicos sofre influência de diversos aspectos, e, considerações equivocadas podem comprometer a análise da temperatura de operação dos dispositivos. Dessa forma, o inspetor deve se basear em uma metodologia, que considere os fatores meteorológicos e físicos (posicionamento da câmera, distância entre câmera e painéis, etc.) de ensaio, fundamentada em aspectos metrológicos, a fim de aumentar a confiabilidade da inspeção realizada. Nesta seção será apresentada uma metodologia para inspeções em painéis fotovoltaicos conforme as considerações e observações dos resultados desse trabalho. Os critérios apresentados são referentes a medições realizadas em superfícies espelhadas ou superfície posterior do painel. Apesar da inspeção em ambas as superfícies seguirem a mesma metodologia, neste ponto vale ressaltar novamente que as características dos materiais avaliados influenciam na estimativa da temperatura, sendo mais

razoável realizar as inspeções em regiões opacas e com maiores valores de emissividade, parte posterior, uma vez que esse parâmetro afeta diretamente a medição de temperatura pela técnica termografia. A metodologia sugerida segue conforme apresentado a seguir:

- i. Reconhecimento da usina e estudo das condições que afetam um diagnóstico termográfico, como por exemplo, regiões sujeitas a sombreamento;
- ii. Verificar as incertezas intrínsecas e extrínsecas dos dispositivos necessários para realização do diagnóstico;
- iii. Posicionar os equipamentos de aquisição e ligá-los 15 minutos antes do ensaio para que os componentes internos eletrônicos não afetem a medição;
- iv. Registro de um termograma de uma folha de alumínio amassada posicionada na região a ser analisada, com objetivo de se observar se alguma fonte externa pode afetar a medição;
- v. Empregar um método para estimativa da emissividade do painel. Em medições realizadas na superfície espelhada dos painéis, o método deve ser empregado no momento da aquisição dos termogramas, considerando a influência da parcela refletida captada pela câmera no fator emissividade aparente dos módulos;
- vi. Registro de umidade relativa, temperatura atmosférica e distância entre câmera e painel;
- vi. Registro de seis termogramas dos painéis fotovoltaicos, intervalados em 10 segundos;
- vii. Tratamento e análise dos dados, fundamentado em uma avaliação metrológica.

5. CONCLUSÕES

O trabalho apresenta uma metodologia para determinação de temperatura de painéis fotovoltaicos por meio da termografia. Essa metodologia é fundamentada em uma análise metrológica e considera as influências do instrumento de medição, condições ambientais e condições de operação, na avaliação da temperatura pela termografia.

A verificação do termovisor, por meio de um corpo radiométrico padrão, foi realizada para caracterização das incertezas intrínsecas da termocâmera. Essas se apresentaram pequenas em valor absoluto, sendo o valor máximo caracterizado em 900 mK, porém como segunda fonte mais contributiva para cálculo das incertezas sobre as medições em campo nos painéis fotovoltaicos, sendo esse resultado esperado uma vez que foi utilizada um termocâmera científica de elevada qualidade. Dentre os sete parâmetros intrínsecos considerados, o Mínimo Erro foi o que se apresentou mais influente na incerteza total de medição, porém quando associadas as Repetitividades dos ensaios em laboratórios e inspeções dos painéis em campo, essas se apresentaram como a parcela mais significativa devido a variação de temperatura sobre os painéis, entre os termogramas registrados, conforme condições de operação.

A caracterização da emissividade se mostrou como o maior obstáculo para a determinação da temperatura de operação dos painéis fotovoltaicos por termografia sobre a superfície espelhada. Devido à característica desse tipo de material, parcelas de emissão e reflexão de radiação infravermelha captadas pelo termovisor variam conforme condições meteorológicas e o posicionamento da câmera em relação aos painéis. As inspeções em diferentes dias resultaram em emissividades aparentes entre 0,1 e 0,65 para a superfície espelhada do painel com uma incerteza de medição de 34,46°C e 4,21°C, respectivamente. Dessa forma, um operador não pode se valer de valores padrões discutidos na literatura para o parâmetro emissividade, uma vez que esse se demonstra bastante sensível às condições presentes no momento do diagnóstico quando medido na superfície espelhada, e afeta a leitura de medição diretamente. Outro fator identificado foi a presença de nuvens na superfície espelhada no momento de medição que, por emitirem radiação em comprimentos de onda superiores, se apresentam como regiões de emissividade aparente superior às regiões de céu limpo.

Por outro lado, ao realizar a inspeção pela superfície posterior do painel, os resultados por termografia se apresentaram mais uniformes em diferentes condições de medição, podendo ser admitido um valor padrão para as inspeções realizadas em campo. Isso demonstra a grande

influência que o material a ser analisado, para esse caso, a superfície de medição, possui sobre um sistema de medição termográfico.

Os valores obtidos para a temperatura dos painéis por termografia são diretamente dependentes da emissividade da superfície, que no presente estudo sofre influência das condições de ensaio. Mesmo quando os módulos estão operando em temperaturas próximas, diferentes condições meteorológicas de operação mudam consideravelmente os valores da emissividade aparente, de forma que as incertezas podem se tornar grandes ao ponto de comprometer a confiabilidade da medição. Porém, os ensaios realizados na parte posterior se mostraram satisfatórios apresentando incertezas inferiores a 2 °C, resultado que credencia a utilização da técnica termográfica na análise da temperatura real de operação em painéis fotovoltaicos. Os resultados obtidos demonstram a possibilidade em se mensurar a temperatura em superfícies refletoras, como presente nas células fotovoltaicas, pela técnica termográfica. Porém essa deve estar associada a uma metodologia baseada em estudos metrológicos a fim de se aumentar a confiabilidade da inspeção realizada. A possibilidade de realizar medições na parte posterior das células se apresenta como uma melhor alternativa para medições termográficas, devido principalmente à uniformidade da emissividade sobre a superfície.

A identificação de falhas por faixas de temperatura é possível tanto pelo emprego da técnica qualitativa quanto na quantitativa. O operador pode usar a técnica termografia de forma a somente identificar anormalidades térmicas, regiões quentes e frias, porém uma vez que não é realizado o estudo quantitativo, ele estará impossibilitado de associar a falha a uma faixa de temperatura anômalo característico daquele tipo de defeito. O presente trabalho também mostra uma contraposição das faixas de temperatura, para identificação de falha por sombreamento, encontrado entre os resultados medidos e os resultados apresentados na literatura por Buerhop (2012), assim como um diagnóstico impreciso da condição de falha quando as medições termográficas são realizadas na fase de resfriamento, devido ao desaparecimento da sombra, das células. Esse fato demonstra a cautela em se adotar tabelas de trabalhos experimentais em projetos distintos, e a necessidade da caracterização específica do projeto fotovoltaico a ser diagnosticado.

Os dados disponibilizados pela célula de referência, instrumento instalado na usina para monitoramento da temperatura de operação dos painéis, se mostrou discordante em algumas faixas dos ensaios realizados, quando comparados à termografia do lado posterior do painel. Esse resultado pode decorrer da frequência de aquisição da temperatura medida pela célula, que apresenta dados médios referentes aos últimos cinco minutos de operação, como também da

estrutura fechada que contém a célula, o que diferencia a troca de calor com o ambiente em relação às células da usina. A termografia se apresenta como uma técnica importante para validar os sistemas de monitoramento de temperatura do tipo célula de referência, uma vez que as células de referência, quando comparadas aos painéis fotovoltaicos de uma determinada usina, possuem características físicas diferentes (tipo de célula, tamanho, tempo de vida, etc.). Dessa forma o usuário pode diagnosticar seus sistemas de monitoramento contínuos, buscando sempre a maior confiabilidade dos dados adquiridos e caracterização das condições de operação dos painéis monitorados.

SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para futuros trabalhos são sugeridos a utilização do método MMC para cálculo da incerteza de medição e comparação com os resultados encontrados pelo método GUM na avaliação da qualidade da medição de temperatura dos painéis fotovoltaicos.

O fator emissividade foi o principal responsável pelos resultados encontrados. No mercado, alguns fabricantes apresentam filmes anti-reflexivos para painéis fotovoltaicos visando o aumento da eficiência desses dispositivos. Um estudo experimental pode verificar a efetividade relativa desses filmes, por meio de uma análise termográfica quantitativa.

Por fim, é possível aplicar a metodologia proposta para realizar uma análise do gradiente de temperatura proveniente dos distintos tipos de falhas e condições ambientais, a fim de estudar a correlação entre esses fatores, possibilitando uma padronização nas inspeções termográficas para identificação de falhas, de modo que o inspetor possa tomar as providências necessárias para manutenção dos dispositivos instalados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

APPLE INC. Bússola. Aplicativo Smartphone iPhone 6s. Categoria: Navegação. 2016-2017.

BELTRÃO, R. E. A. Efeito da temperatura na geração de energia de módulos fotovoltaicos submetidos a condições climáticas distintas. Estudo de caso para as localidades de Recife e Araripina. Dissertação para obtenção do grau de mestre em Ciências. Universidade Federal de Pernambuco. 2008.

BUERHOP, C., SCHLGEL, D., NIESS, M., VODERMAYER, C., WEIßMANN, R., BRABEC, C.J. Reability of IR-imaging of PV-plants under operating conditions. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. pp. 154-164. 2012.

CEPEL, DTE e CRESEB. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES. Rio de Janeiro. 2014.

CHEN, JIAHAO. Evaluating thermal imaging for identification and characterization of solar cell defects. Iowa State University. Graduate Theses and Dissertations. Paper 13973. 2014

CHRZANOWSKI, K. Testing and evaluation of thermal câmeras for absolute temperature measurement. *Optical Engineering* 39. pp. 2535-2544. 2000.

CHRZANOWSKI, K. Non-contact thermometry – measurement errors. Polish Cha. ed. v. 7. Varsóvia, Polônia. 2001.

CHRZANOWSKI, K. Evaluation of thermal câmeras in quality systems according to ISO 9000 or EN45000 standards. *Proceedings of SPIE*. pp. 387-401. 2001a.

COUTO, R. G. A. Estimativa da Incerteza de Medição Pelos Métodos do ISO GUM 95 e de Simulação de Monte Carlo. INMETRO DIMEC/nt-02/v.00. 2008.

EKE, R., KAVASOGLU, A. S., KAVASOGLU, N. Design and implementation of a low-cost multi-channel temperature measurement system for photovoltaic modules. *Measurement*. pp. 1499-1509. 2012.

EPE. Balanço Energético Nacional. Relatório Síntese, ano base 2015. Ministério de Minas e Energia. Rio de Janeiro. 2016.

FLIR. User's manual: SC3xx series e SC6xx series. Publ. No. T559499. Julho, 2011. Disponível em: <http://www.giakova.com/siti/GIAKOVA/img/upload/Prodotti/file_1/SC-A300_MANUALE.pdf>. Acessado em: 16 de Dezembro de 2016.

FLIR. P660. Application story: Testing solar panels. Technical Note. 2011a. Disponível em <http://support.flir.com/appstories/AppStories/Electrical&Mechanical/Testing_solar_panels_EN.pdf> Acessado em 05 de Abril de 2016.

FLIR. Technical Data FLIR SC660 45°.Part Number 40402-3503. 2011b. Disponível em <http://www.topa.de/Datenblatt_SC660_45o.pdf> Acessado em 22 de Novembro de 2016.

FLUKE Corporation. 4180,4181 Precision Infrared Calibrator Users Guide. Fluke Corporation. 2013. Disponível em: <download.flukecal.com/pub/literature/418x____ugeng0000up.pdf> Acessado em 22 de Novembro de 2016.

FOUREAUX, N. C., MARRA, F., ANTHONY, A., SILVA, S. M. Usina Experimental Fotovoltaica TESLA Engenharia de Potência. Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Minas Gerais. Laboratório TESLA Engenharia de Potência. 2014.

GONÇALVES Jr., ARMANDO ALBERTAZZI. METROLOGIA Parte I. Laboratório de Metrologia e Automatização. Departamento de Engenharia Mecânica. Universidade Federal de Santa Catarina. 2004.

GROSSO, M. Análise Termográfica de Defeitos de corrosão em aços revestidos por Materiais Compósitos. Projeto de Graduação, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Metalúrgica. 2011.

HUDSON, J., VASILYEV L., SCHMIDT, J., HORNER, G. Economic impacts and approaches to address hot-spot defects in fotovoltaic devices. 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference. pp. 1706-1709. 2010.

IZIDORO, B. C., ORSI, G. C., CORDEIRO, L. R. Estudo do Panorama Nacional para Sistemas Fotovoltaicos conectados à rede após a Resolução 482/2012 da ANEEL. Trabalho de conclusão de curso. Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

JCGM 100. Evaluation of measurement data — Guide to the expression of uncertainty in measurement. GUM 1995 with minor corrections. Sèvres, France: Joint Committee For Guides In Metrology (BIPM, IEC, IFCC, ILAC, ISO, IUPAC, IUPAP and OIML). 2008.

KRENZINGER, A. e ANDRADE, A. C. Accurate outdoor glass thermographic thermometry applied to solar energy devices. Solar Energy, 81. pp. 1025–1034. 2007.

KSC - KENNEDY SPACE CENTER. Thermography Technique AT-9. Florida, EUA. 2012.

LAND Instruments International. A Basic Guide to Thermography. Publication No: Training ThermographyV1/1104. Newtown. EUA. 2004.

MALDAGUE, X. Introduction to NDT by active infrared thermography. Materials Evaluation, v. 6, p. 1060-1073, 2002.

MASTNY, P., RADIL, L., MASTNA, Z. Possibilities of PV Panels Defects Identification and Determination of its Effect on the Economy of Photovoltaic Power Plants Operation. Proceeding MMES'11/DEEE'11/COMATIA'11. pp. 233-238. 2011.

MENDONÇA, A. A. A. 2014. Especificação, Integração e Comissionamento do Sistema de Dados e Monitoramento de uma Usina Fotovoltaica. Monografia do curso de Graduação em Engenharia de Controle e Automação - UFMG.

MINKINA, W., DUDZIK, S. Infrared Thermography Errors and Uncertainties. 1. ed. [S.l.]: Wiley, 2009. p. 212.

MONTGOMERY, D.C. "Design and Analysis of Experiments" 5th Edition. John Wiley & Sons, Inc. 1997.

NEED - NATIONAL ENERGY EDUCATION DEVELOPMENT PROJECT. Exploring Photovoltaics. Student Guide. e-publication. e-publication. 2016. Disponível em: <www.need.org/files/curriculum/guides/Photovoltaics%20Student%20Guide.pdf> Acessado em 28 de Novembro de 2016.

OIML R141, O. I. D. M. L. Procedure for calibration and verification of the main characteristics of thermographic instruments. 2008.

OMAN Solar Systems Co. LLC. About Solar Technology. Disponível em <<http://www.omansolar.com/solar.htm>>. Acessado em 25 de Julho de 2016.

PERIN, A. L. Desenvolvimento de um equipamento para medição de emissividade. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - UFRGS, Porto Alegre, Brasil. 2009.

SANTOS, M. F. Balanço Energético de um Módulo Fotovoltaico - Algumas Aplicações. Dissertação para obtenção do grau de mestre em Engenharia Mecânica. Universidade Técnica de Lisboa. 1995.

SANTOS, L. Termografia Infravermelha em Subestações de Alta Tensão Desabrigadas. Programa de Pós Graduação em Engenharia da Energia da Universidade Federal de Itajubá. 2006.

SILVA, J.C.R.P., TARALLI, C.H., MELZ, S.P.M. Termograma: A imagem térmica como instrumento de diagnóstico rápido no design. IV Internacional Conference on Integration of Design, Engineering and Management for Innovation. 2015.

SILVA, P.P.B. Célula fotovoltaica orgânica de heterojunção de poli(3-Hexiltiofeno) (P3HT) e P(NDID-T) (N2200): Preparação e caracterização. Dissertação de Mestrado. Universidade de Brasília. 2016.

SOUSA, J. A. - Princípios do Cálculo de Incertezas – O Método GUM. Laboratório Regional de Engenharia Civil - LREC. Portugal. 2004.

TAVARES, S. G. Desenvolvimento de uma metodologia para aplicação de ensaios térmicos não destrutivos na avaliação da integridade de obras de arte. Dissertação (Doutorado em Engenharia Mecânica) - UFMG, Belo Horizonte, Brasil. 2006.

TEIXEIRA, G. G. D. Guia para Verificação de Termovisores de acordo com ABNT/ONS-58 e OIML R 141. Arquivos do Labterm. Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte, Brasil. 2011.

TEIXEIRA, G. G. D. Confiabilidade Metrológica em Termografia Aplicada em Sistemas Elétricos. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) — UFMG, Belo Horizonte, Brasil. 2012.

MUNTWYLER, U., SCHÜPBACH, E., LANZ, M. Infrared (IR) Drone for Quick and Cheap PV Inspection . 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. pp. 1804 – 1806. 2015.

WIECEK, B. Review on thermal image processing for passive and active thermography. Engineering in Medicine and Biology 27th Annual Conference. Shanghai, China, September 1-4, 2005.