

Universidade de Brasília – UnB
Faculdade UnB Gama – FGA
Engenharia de Energia

**Estudo de Aplicação de Termografia para Manutenção
Preventiva de Módulos Fotovoltaicos**

Autor: Gabriel de Andrade Ribeiro

Orientador: Prof. Dr. Alex Reis

Brasília, DF

2023



Gabriel de Andrade Ribeiro

Estudo de Aplicação de Termografia para Manutenção Preventiva de Módulos Fotovoltaicos

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Universidade de Brasília – UnB

Faculdade UnB Gama – FGA

Orientador: Prof. Dr. Alex Reis

Brasília, DF

2023

Gabriel de Andrade Ribeiro

Estudo de Aplicação de Termografia para Manutenção Preventiva de Módulos Fotovoltaicos/ Gabriel de Andrade Ribeiro. – Brasília, DF, 2023-
48 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr.Alex Reis

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília – UnB
Faculdade UnB Gama – FGA , 2023.

1. Manutenção preditiva. 2. Sistemas fotovoltaicos. I. Prof. Dr.Alex Reis. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. Estudo de Aplicação de Termografia para Manutenção Preventiva de Módulos Fotovoltaicos

CDU 02:141:005.6

Gabriel de Andrade Ribeiro

Estudo de Aplicação de Termografia para Manutenção Preventiva de Módulos Fotovoltaicos

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Prof. Dr. Alex Reis
Orientador

Prof. Dr. Loana Nunes Velasco
Convidado 1

Prof. Dr. Sandro Augusto Pavlúk Haddad
Convidado 2

Brasília, DF
2023

Agradecimentos

Primeiramente a Deus, pela minha vida e por está comigo perante todas as dificuldades. Aos meus pais, Ivanildo e Maria Gorete, por me dá apoio e amor em todos os momentos. A minha família, por comemorarem comigo cada conquista. Aos meus amigos, em especial a Giovanna, por me apoiar e incentivar em todo o período da graduação. Ao meu professor orientador, Dr. Alex Reis, pelos direcionamentos e conselhos que tornaram esse trabalho possível. A Universidade de Brasília, a Faculdade do Gama e todo o corpo docente do curso por todo o aprendizado recebido ao longo desses anos. E a todos que, de alguma forma, contribuíram para o desenvolvimento deste trabalho.

Resumo

Tendo em vista o aumento da participação da energia solar na matriz elétrica brasileira e o crescimento das importações de módulos fotovoltaicos, esta pesquisa tem como objetivo identificar as melhores técnicas de manutenção aplicáveis a sistemas fotovoltaicos, bem como as principais causas de perda e degradação dos módulos. A técnica de termografia foi escolhida como método para esse estudo, pois é capaz de detectar e localizar pontos de superaquecimento e outras falhas rapidamente, sem destruir o módulo, permitindo a identificação e solução de problemas antes que ocorram danos graves ou interrupções no fornecimento de energia. O estudo envolve a análise de cinco tipos de módulos, identificando as possíveis causas de falhas e seu impacto na tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito dos módulos. Foi possível observar nos estudos que diferentes fatores de degradação e perdas nos módulos geram pontos superaquecidos quando capturados por imagens termográficas, impactando diretamente na geração de energia dos módulos.

Palavras-chave: energia solar, manutenção, degradação, termografia, perda de geração.

Abstract

Given the increase in solar energy participation in Brazil's power grid and the growth of photovoltaic module imports, this research aims to identify the best maintenance techniques applicable to photovoltaic systems, as well as the main causes of module loss and degradation. The technique of thermography was chosen as a method for this study, as it is capable of quickly detecting and locating overheating points and other faults without destroying the module, allowing for problem identification and solution before severe damage or power supply interruptions occur. The study involves analyzing five types of modules, identifying possible causes of failure and their impact on the open circuit voltage and short circuit current of the modules. The studies showed that different degradation factors and losses in the modules generate overheated points when captured by thermographic images, directly impacting the energy generation of the modules.

Key-words: solar energy, maintenance, degradation, thermography, generation loss.

Lista de abreviaturas e siglas

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica;
BEN	Balanco Energético Nacional;
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas;
FGA	Faculdade do Gama;
IV	Corrente-Tensão;
K	Kelvin;
LID	Light Induced Degradation;
mA	Miliampère;
MW	Mega Watts;
MWp	Mega Watts Pico;
NBR	Norma Brasileira;
PID	Potential Induced Degradation;
PV	Potência-Volts;
RS	Resistência Série;
RP	Resistência Paralela;
V	Volts;
VANT	Veículo Aéreos Não Tripulados;
Voc	Open-circuit voltage.

Sumário

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Objetivo Geral	13
1.1.1	Objetivos Específicos	13
1.2	Organização do Trabalho	14
2	REFERENCIAL TEÓRICO	15
2.1	Conceitos e definições de Manutenção	15
2.1.1	Manutenção Preventiva	15
2.1.2	Manutenção corretiva	16
2.1.3	Manutenção preditiva	16
2.1.3.1	Manutenção preditiva em tempo real para sistemas fotovoltaicos	17
2.2	Fatores de perda de geração dos módulos em sistemas fotovoltaicos	17
2.2.0.1	Temperatura ambiente	17
2.2.0.2	Sombreamento	18
2.2.0.3	Umidade	19
2.2.0.4	Velocidade do vento	19
2.2.0.5	Sujeira	19
2.2.0.6	Inclinação e orientação	20
2.3	Degradação de módulos em sistemas fotovoltaicos	20
2.3.0.1	Degradação por descoloração	20
2.3.0.2	Degradação por delaminação	20
2.3.0.3	Degradação por corrosão	21
2.3.0.4	Quebra e fissura	21
2.4	Técnicas de manutenção aplicada a sistemas fotovoltaicos	23
2.4.0.1	Inspeção Visual	23
2.4.0.2	Curva de IV e PV	23
2.4.0.3	Ensaio de resistência de isolamento	26
2.4.0.4	Medição de tensão em circuito aberto e curto-circuito	27
2.4.0.5	Termografia e eletroluminescência	27
3	METODOLOGIA	30
3.1	Estudos de caso e método de análise	30
3.2	Instrumentação utilizada	31

4	RESULTADOS	32
4.1	Caso 01	32
4.2	Caso 02	33
4.3	Caso 03	38
4.4	Caso 04	40
4.5	Caso 05	42
4.6	Conclusão sobre os resultados	45
5	CONCLUSÃO	46
	REFERÊNCIAS	47

1 Introdução

A produção e o consumo de energia estão diretamente associados ao grau de desenvolvimento de uma nação, sendo a escolha da matriz energética de fundamental importância para o desenvolvimento econômico e social de um país. O Brasil apresenta cerca de 46% do consumo de energia proveniente de fontes de energias renováveis, em contrapartida o restante do mundo apresenta apenas 14%. Segundo dados do última BEN (Balanço Energético Nacional), realizado em 2021 pela EPE (Empresa de Pesquisa Energética), apontam que a matriz energética brasileira é mais renovável que a mundial. O BEN de 2021, também aponta que o Brasil tem 83% da geração de sua energia elétrica proveniente de energias renováveis, sendo bem superior que a porcentagem mundial que é de 27%. (EPE, 2022).

A fonte de energia solar, no BEN de 2021 representava 1,7% da matriz elétrica brasileira, como é possível observar na Figura 1. Vale ressaltar que os dados da BEN de 2021 tem como base o ano de 2020 (EPE, 2022).

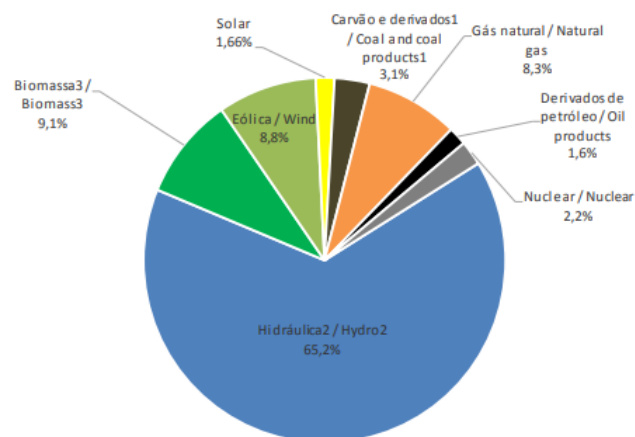


Figura 1 – Matriz Energética brasileira. Fonte: (EPE, 2022)

Em agosto de 2022, a ABSOLAR (Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica), lançou um infográfico com os dados sobre o setor solar, tendo como destaque o aumento para 8,5% da fonte de energia solar na matriz elétrica brasileira, como mostra a Figura 2. Isto representa um aumento de mais de 400% em relação aos dois anos de diferença dos estudos (ABSOLAR, 2022).



Figura 2 – Matriz elétrica brasileira em agosto de 2022. Fonte: (ABSOLAR, 2022)

Outro dado importante destacado no relatório emitido pela ABSOLAR (ABSOLAR, 2022) representa o crescimento da potência instalada. Nesse particular, constata-se que no ano de 2012 existiam apenas de 7 MW em gerações fotovoltaicas e, em agosto de 2022, esta variável atingiu a marca de 17,5 MW, conforme ilustrado na Figura 3, o que demonstra um crescimento de mais de 200% em 10 anos .

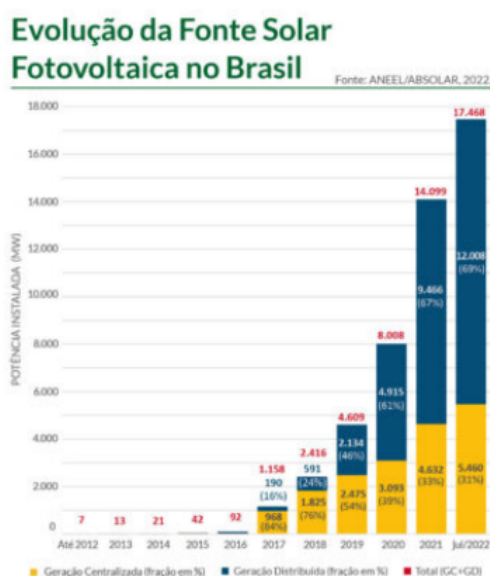


Figura 3 – Evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil. Fonte: (ABSOLAR, 2022)

Tal crescimento também se evidencia em relatórios de mercado emitidos pela empresa pela Greener. Conforme evidenciado na Figura 4 e 5, houve um crescimento de 128,1% no volume de importação de módulos fotovoltaicos no primeiro semestre de 2022, quando comparado com

o mesmo período de 2021. Além disso, no que tange os inversores solares, é possível observar o crescimento de 26,4% para o mesmo período de análise. (GREENER, 2022).



Figura 4 – Volume importado de módulos. Fonte: (GREENER, 2022)



Figura 5 – Volume importado de inversores. Fonte: (GREENER, 2022)

Em um estudo divulgado pela InfoLink Consulting, empresa especializada em pesquisa sobre energias renováveis, aponta que o Brasil foi o terceiro maior importador de módulos fotovoltaicos da China no primeiro trimestre de 2022. Na Figura 6 é possível ver o volume importado por cada continente, com destaque para Américas em terceiro colocado (CONSULTING, 2022).

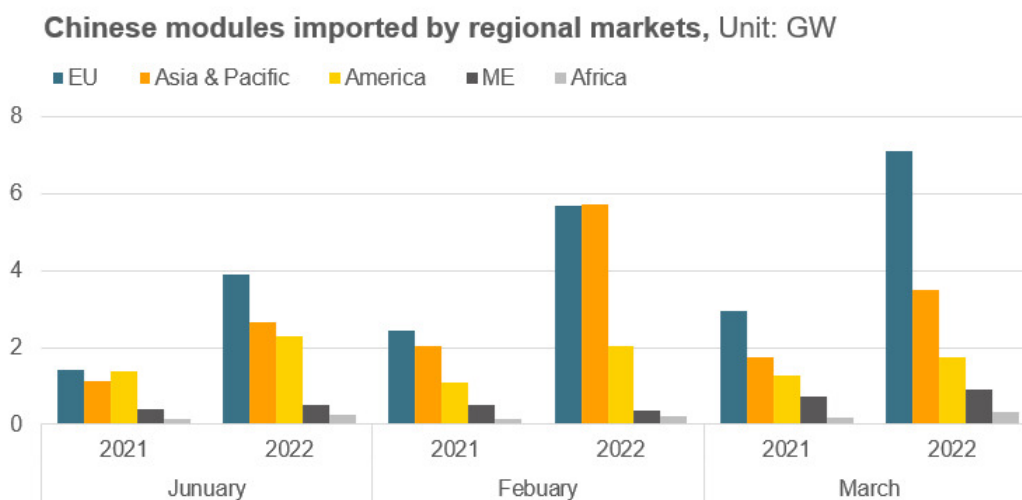


Figura 6 – Importação de módulos da China por continente. Fonte: (CONSULTING, 2022)

Com esse crescimento no volume importado e aumento da fonte solar na matriz elétrica brasileira, cada vez mais será importante a manutenção nos sistemas já instalados. De fato, torna-se necessário o estabelecimento de procedimentos e/ou sistemas que permitam o acompanhamento da operação de sistemas fotovoltaicos, viabilizando o monitoramento da quantidade de energia produzida, a redução de perdas e a identificação de possíveis falhas. Tomando-se como referência este cenário, este trabalho de conclusão de curso tem por objetivo o estudo da termografia como ferramenta de manutenção preventiva de módulos fotovoltaicos, tendo em vista a identificação de condições anormais de operação.

1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem por objetivo estudar a termografia como técnica de manutenção preventiva de módulos fotovoltaicos, de forma a identificar condições anormais de operação dos módulos.

1.1.1 Objetivos Específicos

- Caracterizar as principais falhas existentes em módulos fotovoltaicos;
- Analisar as causas de degradação em sistemas fotovoltaicos e as consequências na eficiência de produção de energia.
- Compreender o uso da termografia como ferramenta de manutenção preventiva de módulos fotovoltaicos;

- Realizar análise termográfica em módulos fotovoltaicos novos e avariados.

1.2 Organização do Trabalho

O capítulo 02 consiste na fundamentação teórica, com a definição de manutenção e seus tipos, abordagem sobre as técnicas de manutenção aplicadas a sistemas fotovoltaicos e o levantamento das principais causas de degradação nos módulos em sistemas fotovoltaicos.

O capítulo 03 apresenta a metodologia a ser utilizada para o desenvolvimento de estudos de caso abordados neste trabalho.

O capítulo 04 apresenta resultados de estudos de caso em módulos fotovoltaicos a partir da técnica de termografia, com a realização de ensaio de curto-circuito e a medição de tensão de circuito aberto para cada módulo estudado.

O capítulo 05 apresenta a conclusão do estudo e testes em módulos fotovoltaicos.

2 Referencial Teórico

Este capítulo apresenta a fundamentação teórica pertinente ao trabalho.

2.1 Conceitos e definições de Manutenção

A palavra manutenção tem como significado: “Reunião daquilo que se utiliza para manter e/ou conservar alguma coisa, garantindo, assim, seu bom funcionamento”. Visto que, a manutenção faz parte do cotidiano de máquinas, equipamentos e instalações, pode ser denominado como cuidados técnicos para o funcionamento normal dos mesmos (MORO, 2007).

A manutenção tem um papel fundamental, podendo impactar de diversas formas uma empresa ou instalação. O cumprimento de prazos, paradas inesperadas para manutenção e quebras permanentes em máquinas ou um problema irreversível em uma instalação, são alguns exemplos do que podem impactar uma empresa pela falta de manutenção adequada, além da confiabilidade, pode impactar principalmente no financeiro. Um exemplo de destaque é o caso da Amazon, que em 2013, teve 49 minutos de inatividade resultando em um prejuízo de 4 milhões de dólares (RAN et al., 2019).

Vale destacar que existem dois tipos de manutenção, a planejada e a não planejada. A manutenção não planejada, como o próprio nome já define não existe programação, pode ocorrer à qualquer momento, podendo ser um problema inesperado ou ocasional, mais conhecida como manutenção corretiva. Já a manutenção planejada, ocorre uma programação prévia para ser realizada, aqui se encaixam os tipos de manutenções preventivas e preditivas (MORO, 2007).

2.1.1 Manutenção Preventiva

Tipo de manutenção previamente definida, com vistorias periódicas para trocas de certos componentes de uma máquina ou instalação, a fim de obter seu melhor desempenho (MORO, 2007).

A manutenção preventiva é uma técnica que tem objetivo de agir antes de acontecer algum imprevisto, baseando-se na vida útil dos componentes de uma máquina ou sistemas, estabelece manutenções periódicas para a troca dos mesmos, a fim de mitigar potenciais falhas.

Os principais objetivos desse modelo de manutenção são:

- Redução de Custos;

- Aumento de Produção;
- Aumento da vida útil dos equipamentos;
- Redução de acidentes de trabalho.

2.1.2 Manutenção corretiva

Esse tipo de manutenção se baseia na correção de uma falha, que necessita ser feita com emergência, quando a máquina não possui condições de estar em operação. A manutenção corretiva tem como principal objetivo trazer a máquina ao seu funcionamento normal, no menor tempo e custos possíveis. Existem dois tipos de manutenção corretiva, a reforma e o reparo (MORO, 2007).

Vale ressaltar que a reforma é realizada quando a máquina chega em seu estado mínimo de eficiência, e não consegue desempenhar sua função normal, nesse caso existem duas alternativas, a troca da máquina ou a sua reforma (MORO, 2007).

Já o reparo, acontece na fase quando há falhas após substituição de componentes recém trocados, falhas de acomodação ou falhas dos próprios componentes trocados (MORO, 2007).

A manutenção corretiva é a que todas empresas e produções tentam ao máximo evitar, pois esse tipo de manutenção é realizado somente em estado crítico da máquina ou sistema, exigindo uma parada obrigatória na produção, podendo acarretar prejuízos, visto que a máquina já inoperante, pode levar um tempo curto ou longo para a sua manutenção ou até mesmo troca.

2.1.3 Manutenção preditiva

Tipo de manutenção que é feita para evitar uma falha, necessita de um acompanhamento constante ou até mesmo em tempo real, de modo a monitorar sua eficiência e assim evitar a queda da mesma. Esse tipo de manutenção é realizada quando existe uma alteração na condição de operação da máquina. O monitoramento em tempo real serve para indicar as condições reais de operação da máquina, que informa um desgaste ou um processo de degradação (MORO, 2007).

A manutenção preditiva tem como objetivo:

- Determinar antecipadamente a necessidade de manutenção;
- Evitar desmontagem desnecessária das máquinas;
- Aumentar o tempo de disponibilidade e vida útil do equipamento;

- Reduzir trabalhos de emergência;
- Impedir o aumento de danos;
- Aumentar a eficiência de um equipamento.

A manutenção preditiva tem como base dados coletados a partir de sensores conectados à máquina, como dados de vibração, imagens térmicas, dados ultrassônicos, entre outros dados que podem ser coletados a partir de sensores. A partir dos dados coletados e análises dos mesmos é possível prever quando a máquina, sistema ou equipamento necessitará de um reparo ou não terá mais condições de ser usada (RAN et al., 2019).

2.1.3.1 Manutenção preditiva em tempo real para sistemas fotovoltaicos

Em alguns casos, pesquisadores usam sensores em tempo real para monitorar a usina fotovoltaica. Em estudos realizados, para um monitoramento de baixo custo para medir a irradiância, temperatura ambiente e do módulo, tensão de circuito aberto, corrente de curto circuito e eficiência do painel, foi possível observar que os sistemas de monitoramento conseguem comparar os resultados em tempo real, com os esperados e assim detectar qualquer tipo de falha, com uma margem de erro estabelecida podendo identificar uma queda no rendimento (BOSMAN et al., 2020).

2.2 Fatores de perda de geração dos módulos em sistemas fotovoltaicos

Esta seção apresenta os principais fatores que ocasionam a perda de geração nos módulos fotovoltaicos.

2.2.0.1 Temperatura ambiente

A potência e a eficiência dos módulos fotovoltaicos são diretamente influenciadas com o aumento da temperatura, tendo como consequência uma diminuição das mesmas, pois existe um aumento na taxa de recombinação interna. Com a diminuição da temperatura, a corrente tem uma leve queda, porém existe um aumento na tensão e na potência dos módulos (VIDYANANDAN, 2017).

Com o aumento da temperatura do módulo causa uma queda na tensão e aumento da corrente, desse modo reduzindo sua potência de pico (SILVA, 2018).

Existe em geral uma queda de 0,5% de perda de eficiência por grau Celsius de aumento da temperatura típica do módulo. Em relação a tensão de circuito aberto, a uma diminuição de 0,1 a 0,3 V para cada grau Kelvin de aumento de temperatura. A corrente de curto circuito também sofre alteração com o aumento da temperatura, variando de 2,3 a 4 mA/K (VIDYANANDAN, 2017).

2.2.0.2 Sombreamento

A energia gerada pelos módulos depende diretamente da irradiância. O aumento da irradiância resulta em um aumento da corrente e um aumento da tensão e, assim, aumentando a potência de pico (SILVA, 2018).

O sombreamento gera incompatibilidade na geração de corrente das células fotovoltaicas, até mesmo o sombreamento parcial, visto que as células estão ligadas em série, podendo sobreaquecer a célula e danificá-la. O sombreamento causa distorções nas curvas IV e PV (VIDYANANDAN, 2017).

O comportamento da curva IV do módulo fotovoltaico sob a diminuição da irradiância e o aumento da temperatura é possível observar na Figura 7, motivos de perdas na geração de energia dos módulos citados na sessões 2.2.0.1 e 2.2.0.2.

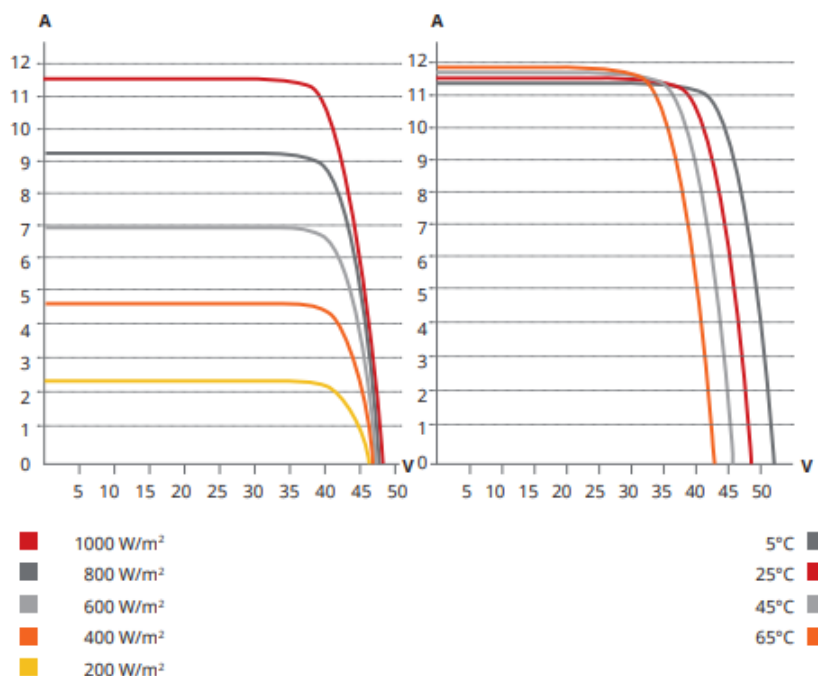


Figura 7 – Curva IV para módulo CS3W-435MS. Fonte: (SOLAR, 2020)

2.2.0.3 Umidade

A umidade pode impactar de três formas na geração de energia: na irradiância que chega até os módulos, na degradação dos mesmos e dependendo do ângulo do módulo, no acúmulo de sujidades (SILVA, 2018).

2.2.0.4 Velocidade do vento

Pode potencializar o acúmulo de sujeiras, pois o vento pode facilmente transportar sujidades, pode ocasionar num fenômeno conhecido como abrasão, desgastando o módulo por atrito do vento junto com a poeira (SILVA, 2018).

2.2.0.5 Sujeira

A maior parte da causa do acúmulo de sujeira em cima dos módulos é a inclinação dos mesmos quando o módulo não está com uma inclinação mínima para que a chuva possa escorrer sob os módulos, potencializa o acúmulo de água e sujeira, podendo afetar a placa de outras maneiras e não somente por atrapalhar a captação da irradiação solar, a sujeira depositada em cima dos mesmos causa sombreamento (SILVA, 2018).

O acúmulo de poeira depende de diversos fatores, entre eles, estão as propriedades da poeira, as condições climáticas, localização, ângulo de inclinação dos módulos e a velocidade do vento. A sujeira causa uma perda de geração anual entre 5% a 17% em média, podendo atingir porcentagens ainda maiores (VIDYANANDAN, 2017).

Na Figura 8, é possível visualizar módulos fotovoltaicos com acúmulo de sujeira na superfície.



Figura 8 – Módulo com acúmulo de sujeira. Fonte: (MOURA; ANDRADE; SOUZA, 2021)

2.2.0.6 Inclinação e orientação

Os módulos podem sofrer perdas devido a sua inclinação, e para obter um melhor rendimento, a inclinação dos módulos deve ser igual à latitude local, tendo como base a linha do equador (SHARMA; CHANDEL, 2013). Já em relação a orientação, é geralmente para o sul no hemisfério norte e para o norte no hemisfério sul (SILVA, 2020).

2.3 Degradação de módulos em sistemas fotovoltaicos

Esta seção apresenta os principais efeitos que ocasionam a degradação no funcionamento de módulos fotovoltaicos.

2.3.0.1 Degradação por descoloração

A descoloração do material encapsulante é devido a efeitos físico-químicos, como a grande variação de temperatura e umidade que adentra nos módulos, a qualidade do material também é algo determinante nessa descoloração (SILVA, 2018).

A mudança da cor do material encapsulante, impacta na absorção da irradiância devido a queda da fotocorrente das células dos módulos, diminuindo a corrente de curto-circuito e consequentemente a potência dos módulos (ASSUNÇÃO, 2014).

Na Figura 9, é possível observar um módulo com o encapsulante descolorido.

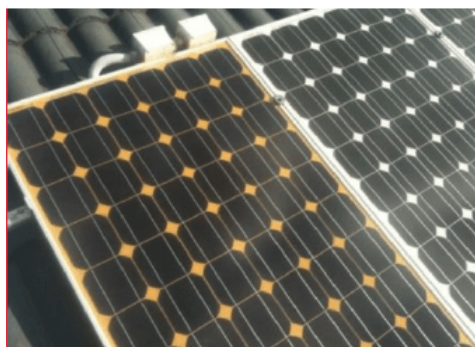


Figura 9 – Módulo com descoloração do encapsulante. Fonte: (ENERGÊS, 2020)

2.3.0.2 Degradação por delaminação

Delaminação é a perda de aderência entre as partes do módulo, pode ser ocasionado por condições de altas temperaturas e calor. (SILVA, 2018).

A delaminação pode aumentar a reflexão do módulo, fazendo que sua absorção a irradiância tenha uma queda no rendimento. Além disso, pode potencializar a entrada de água dentro

do módulo, devido a perda de aderência das partes, e com a absorção de água pelos módulos causar problemas elétricos para os mesmos (ASSUNÇÃO, 2014).

O aparecimento de bolhas no módulo também é causado pela perda de aderência entre as partes, dificultando a dissipação de calor nas áreas com bolhas e afetando absorção de irradiância e eficiência do módulo (ASSUNÇÃO, 2014).

Na Figura 10, pode-se observar um módulo sob degradação por delaminação.

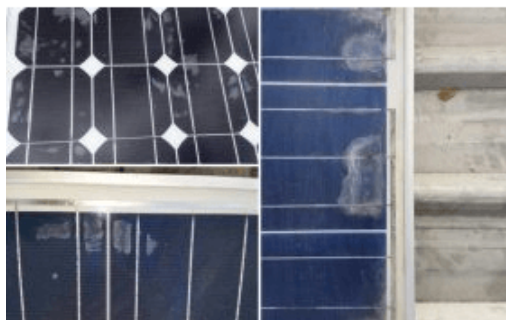


Figura 10 – Módulo sofrendo degradação por delaminação. Fonte: (ENERGÊS, 2020)

2.3.0.3 Degradação por corrosão

O principal responsável pela corrosão nos módulos fotovoltaicos é a umidade, que quando combinado com gases e pela grande variação de temperatura em que os módulos estão expostos, causa a corrosão dos módulos, que impacta diretamente na geração dos mesmos (SILVA, 2018).

A corrosão pode aumentar a condutividade elétrica e potencializar a aparição de corrente de fuga nos módulos (ASSUNÇÃO, 2014).

A Figura 11, exemplifica um módulo degradado pela corrosão.



Figura 11 – Módulo sob efeito da corrosão. Fonte: (SILVA, 2018)

2.3.0.4 Quebra e fissura

Quebra e fissuras dos módulos podem acontecer em várias etapas, desde a fábrica até a instalação dos módulos, seja pelo transporte ou na instalação. Na manutenção pode ocorrer

também devido os módulos estarem a um certo tempo sob efeito da variação de temperatura. A fissura e quebra dos módulos podem potencializar outras formas de degradação dos módulos (SILVA, 2018).

A quebra e fissura dos módulos potencializam a corrosão, a descoloração e a delaminação (ASSUNÇÃO, 2014).

As Figuras 12 e 13 são exemplos de quebra e fissuras nos módulos respectivamente.

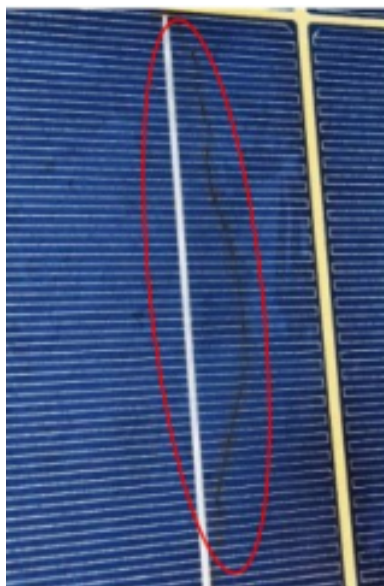


Figura 12 – Módulo com o vidro especial quebrado. Fonte: (SILVA, 2018)

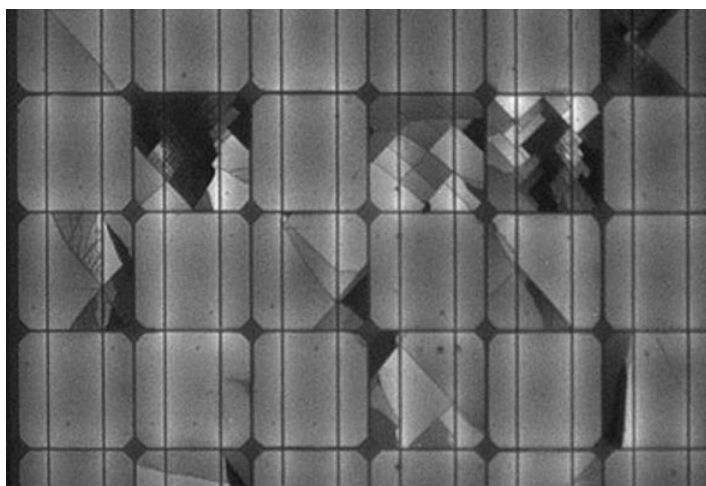


Figura 13 – Módulo com fissuras. Fonte: (ENERGêS, 2020)

2.4 Técnicas de manutenção aplicada a sistemas fotovoltaicos

2.4.0.1 Inspeção Visual

A inspeção visual serve para identificar um problema em potencial que não pode ser identificado por precisão apenas monitorando os sistemas, como é o caso da sujeitidade e sombreamento não planejado, os dois impactarão o desempenho do sistema, mas não será possível identificar a causa, apenas monitorando a tensão e corrente dos módulos ou até mesmo sua geração (BOSMAN et al., 2020).

A inspeção visual é uma alternativa de baixo custo, pois é possível identificar a degradação a olho nu, como a descoloração do material, trinca no vidro, defeitos na estrutura e a oxidação no módulo (SILVA et al., 2019).

Vale ressaltar que a inclinação dos módulos pode acarretar problemas pós instalação, visto que quando na instalação não é respeitada a inclinação mínima pode causar um acúmulo muito grande de sujeitidade e até mesmo água nos módulos, problemas facilmente identificados em uma inspeção visual (MOURA; ANDRADE; SOUZA, 2021).

2.4.0.2 Curva de IV e PV

Tais curvas descrevem a capacidade de conversão de energia, para a irradiância e temperatura do local onde se encontra a usina. Qualquer alteração nessas curvas indicam uma possível falha no módulo (SILVA et al., 2019).

Algumas causas da diminuição da tensão podem ser o diodo de bypass invertido ou em curto circuito, degradação passiva, PID (Potential Induced Degradation), LID (Light Induced Degradation) em células solares cristalinas ou células em curto-circuito em toda a faixa de interconexão (SILVA et al., 2019).

Perda homogênea ou não homogênea de transparência, corrosão homogênea ou não homogênea do vidro, delaminação homogênea ou não homogênea, corrosão homogênea ou não homogênea do revestimento da célula, degradação induzida pelo LID em células solares cristalinas ou através de células quebradas são alguns dos tipos de degradação relacionadas a diminuição da corrente de curto-circuito (SILVA et al., 2019).

A Figura 14, apresenta a variação possível na curva IV nos eixos de tensão e corrente.

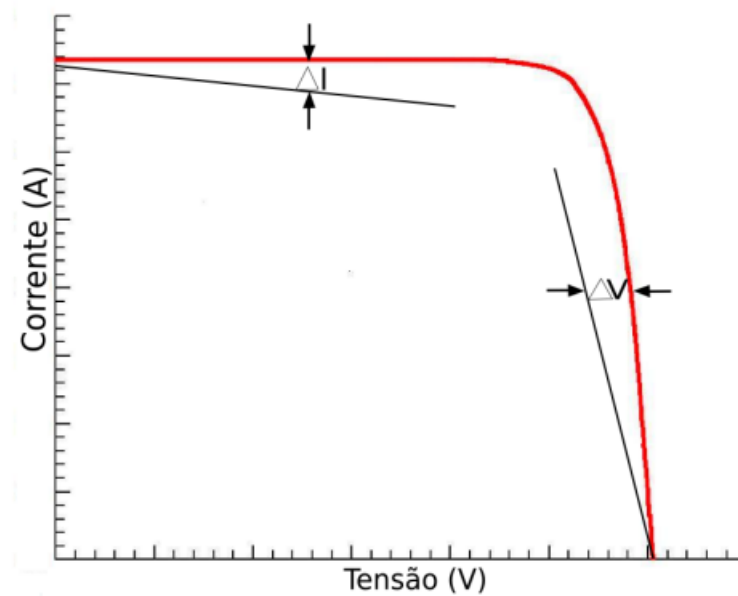


Figura 14 – Efeitos das resistências parasitas na curva IV. Fonte: (CARVALHO, 2014)

Existem dois tipos de resistências que podem afetar as células fotovoltaicas, a RS (Resistência Série) e RP (Resistência Paralelo). A RS provém da própria resistência dos materiais presentes nas células, materiais semicondutores, nas regiões de depleção e nos contatos metálicos, quando a resistência é diferente de zero, impacta na Voc (Open-circuit voltage). Já a RP, causada por fuga de corrente devido a problemas de estrutura e junções entre as células, quando há o aumento desse tipo de resistência, a corrente que passa pela resistência começa a aumentar, consequentemente diminuindo a corrente de saída do módulo (CARVALHO, 2014).

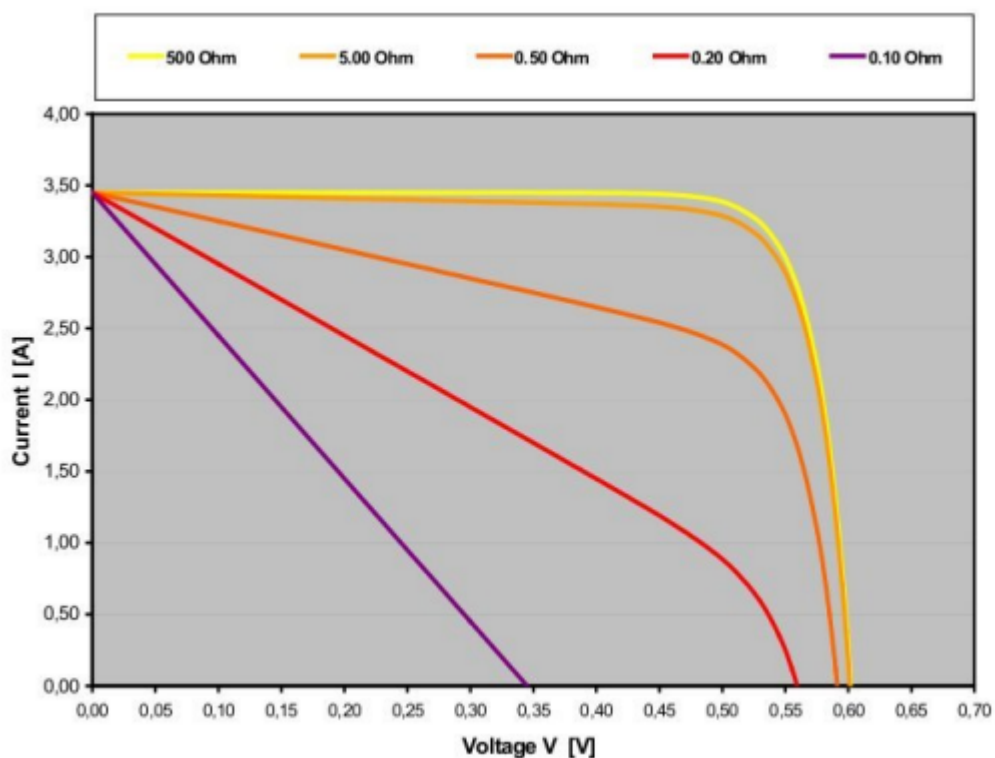


Figura 15 – Efeitos das resistências em paralelo na curva IV. Fonte: (CARVALHO, 2014)

Na Figura 15 é possível visualizar alguns comportamentos da curva IV para diferentes valores de resistência em paralelo, atribuídas as seguintes causas de degradação (SILVA, 2018):

- Perda de transparência;
- Corrosão;
- Delaminação;
- Corrosão do revestimento da célula;
- Degradação induzida pela LID;
- Células rachadas.

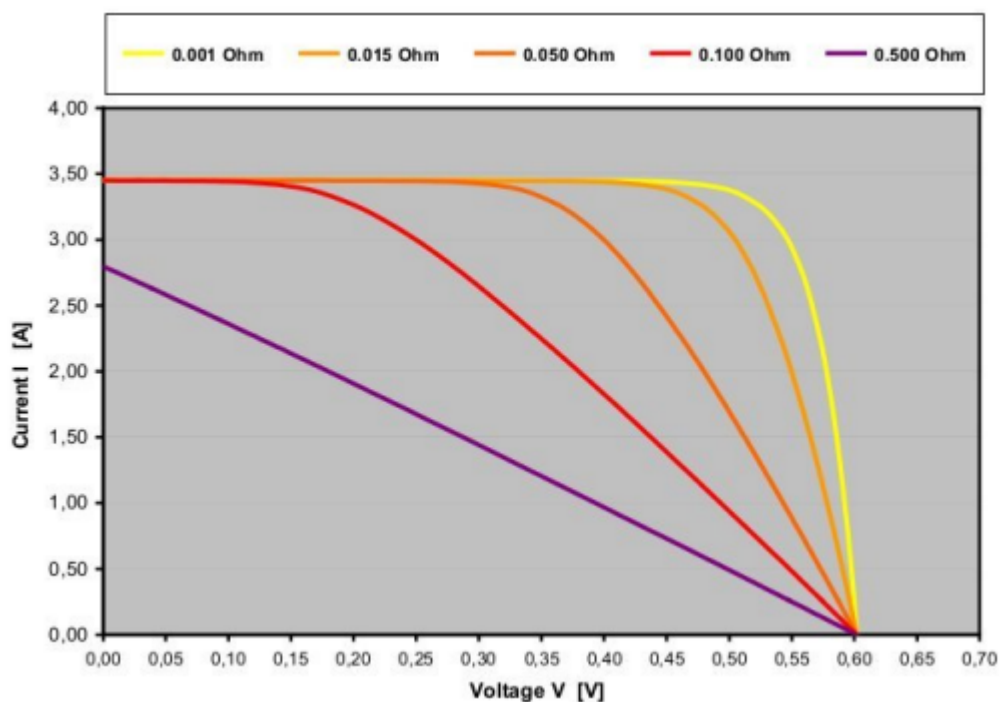


Figura 16 – Efeitos das resistências em série na curva IV. Fonte: (CARVALHO, 2014)

Em relação a R_S , na Figura 16 pode-se observar o comportamento da curva para resistências em série, ocasionadas pelos seguintes motivos (SILVA, 2018):

- Diodo de bypass em curto-circuito;
- Diodo de bypass Invertido;
- Degradação Passiva;
- Degradação induzida pelo PID;
- Célula em curto-circuito;
- Corrosão na solda;
- Desconexão de solda;
- Faixa de interconexão quebrada.

2.4.0.3 Ensaio de resistência de isolamento

Tal ensaio é uma maneira de detectar ou prever falhas dos condutores, o teste é feito geralmente com um megôhmetro que é capaz de medir resistência elétrica através da injeção de

um pulso de corrente sobre dois terminais de um circuito elétrico, a falta de um aterramento pode causar arcos elétricos. A norma NBR 16274 determina que deve ser realizado o ensaio de resistências de isolamentos nos circuitos de corrente contínua (ABNT, 2019).

2.4.0.4 Medição de tensão em circuito aberto e curto-circuito

A medição de tensão de circuito aberto se faz necessária para identificar se a série de módulos está corretamente ligada, a NBR 16274 especifica tal teste. O teste de curto circuito também faz parte do ensaio de comissionamento e tem como objetivo verificar se existe ruptura dos cabos de corrente contínua (MOURA; ANDRADE; SOUZA, 2021).

2.4.0.5 Termografia e eletroluminescência

No teste de termografia, a partir da análise das câmeras é possível observar pontos de calor, que representa que a energia não está totalmente sendo convertida e na câmera apresenta um ponto de calor, assim elevando a temperatura do módulo. Os pontos de calor identificados pela câmera não apresentam somente uma falha, mas também um possível ponto de incêndio (SILVA et al., 2019).

O módulo gera energia a partir da absorção da luz, o teste de eletroluminescência pode mostrar quando essa absorção de luz está apresentando algum problema, é possível identificar microtrinca no módulo. O teste consiste em aplicar corrente contínua no módulo e medir a fotoemissão, tal teste é realizado no escuro, pois a radiação infravermelha emitida pelo módulo é baixa quando comparada ao do sol (SILVA et al., 2019).

O diagnóstico em módulos fotovoltaicos era feito por testes elétricos para cada módulo, visto que é um processo que demandava tempo e não se mostrava eficiente, pois não mostrava o motivo exato da falha no módulo ou na célula. Com o avanço na tecnologia, existem testes e diagnósticos não destrutivos e mais rápidos, gerando uma economia de tempo e dinheiro e mostrando serem mais eficazes (CALLEJO; SAAVEDRA; GÓMEZ, 2019).

O teste de termografia é realizado com a usina já em funcionamento, é um teste mais rápido que tem como objetivo analisar a temperatura dos módulos. Já o teste de eletroluminescência é uma técnica desenvolvida para analisar a recombinação radiativa de portadores de cargas excitadas, onde a intensidade da luz resultante é diretamente proporcional à voltagem (CALLEJO; SAAVEDRA; GÓMEZ, 2019).

A termografia é geralmente combinada com VANT (Veículos Aéreos Não Tripulados) para o acompanhamento de grandes usinas, a imagem térmica já é utilizada na fabricação dos painéis fotovoltaicos para detectar problemas potenciais, portanto, alavancar a mesma abordagem qualitativa em uma aplicação do mundo real recebeu muitos elogios (BOSMAN et al., 2020).

As imagens termográficas são conhecidas por detectar fraturas na célula, falhas devido à soldagem, células em curto-circuito. Dessa forma, fratura de célula, falha de soldagem, células em curto-circuito, podem ser facilmente identificadas usando imagens de infravermelho. Pesquisadores propuseram uma abordagem automatizada para o acompanhamento de painéis fotovoltaicos que usa as imagens para identificar automaticamente defeitos e falhas, assim podendo ser corrigidas. Todavia, é importante pontuar alguns desafios enfrentados pela imagem térmica aérea, incluindo a qualidade da imagem, que é altamente influenciada pela altitude, velocidade e ângulo de observação dos VANTs (BOSMAN et al., 2020).

As anomalias encontradas em inspeções termográficas para sistemas fotovoltaicos são (NOGUEIRA; REIS, 2010):

- Conexões folgadas ou deterioradas;
- Emendas oxidadas ou corroídas;
- curto-circuito;
- Sobrecarga elétrica em transformadores e conexões;
- Componentes defeituosos ou instalados imprópriamente;
- Fugas de corrente em cabos de aterramento;
- Conexões com camada de óxido entre componentes.

Na Figura 13, é possível observar um teste de eletroluminescência. Já na Figura 17, é possível visualizar um ensaio termográfico.

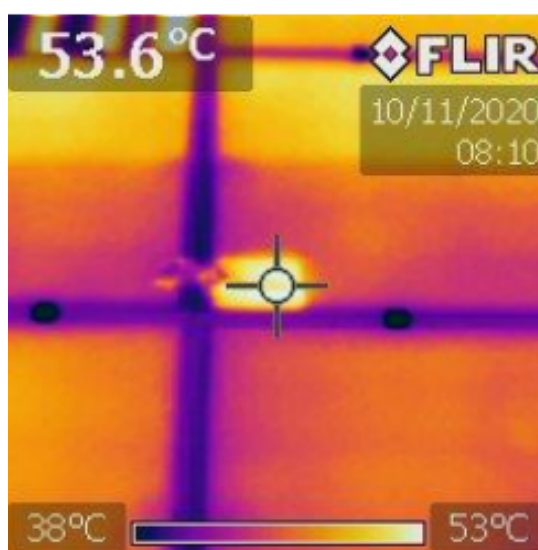


Figura 17 – Ensaio termográfico em módulos fotovoltaicos. Fonte: (MOURA; ANDRADE; SOUZA, 2021)

Na Figura 18, é apresentado um quadro com uma lista de possíveis falhas identificadas a partir da termografia.

Representação da imagem termográfica	Descrição	Possíveis defeitos
	Módulo com todas as células superaquecidas.	Módulo não está funcionando.
	Superaquecimento em uma série de células.	Curto-circuito em uma série de células ou falha no diodo de <i>bypass</i> .
	Células individuais, distribuídas aleatoriamente, significativamente mais quentes que as outras.	Módulo não está funcionando ou falha nos diodos de <i>bypass</i> .
	Sobreaquecimento significativo de uma parte de uma célula.	Célula quebrada ou interconexão de série desconectada.
	Padrão de calor irregular ou superaquecimento em pontos específicos.	Célula quebrada ou outro impedimento.
	Superaquecimento de uma única célula.	Efeito de sombreamento, células defeituosas ou sujeira.

Figura 18 – Falhas a partir da análise termográfica. Fonte: (SILVA, 2018)

3 Metodologia

Nesta seção, apresenta-se a metodologia e os procedimentos utilizados para avaliar o objetivo proposto, a saber, o uso da termografia como ferramenta de manutenção preventiva e identificação de falhas nos módulos fotovoltaicos. Destaca-se que esta técnica de termografia foi escolhida para devido à sua natureza não destrutiva, o que facilita a análise dos módulos.

3.1 Estudos de caso e método de análise

A abordagem utilizada neste trabalho de conclusão de curso é do tipo experimental, sendo que os estudos de caso desenvolvidos, os quais estão detalhados na sequência, consistem na análise de módulos fotovoltaicos novos e sob degradação. Deste modo, foi realizada a análise termográfica de modo a identificar a temperatura de operação de células ou elementos semicondutores que compõe um determinado módulo.

Nesse contexto, os seguintes estudos de caso foram desenvolvidos:

- Caso 01: esta situação avaliou módulos fotovoltaicos existentes em uma usina fotovoltaica, localizada na região administrativa de Ceilândia-DF, com capacidade instalada de 3 MWp. Tal avaliação ser caracteriza como um caso de referência para este trabalho visto que tal instalação possui módulos novos e em operação sob condições reais. Os módulos analisados são da marca Jinko Solar, modelo JKM450M-6TL4, com potência nominal de 450 Wp;
- Caso 02: este caso aborda um módulo fotovoltaico existente na Faculdade UnB Gama para trabalhos de pesquisa e que foi sujeito a ações de degradação ao longo dos anos. Trata-se de um módulo do fabricante Kyocera, modelo KD135SX-UPU, com potência de 135 Wp;
- Caso 03: esta situação avalia um módulo fotovoltaico também existente na Faculdade UnB Gama, que foi retirado de uma instalação comercial após avaria. O equipamento em pauta sofreu impactos mecânicos que ocasionaram a fissura do vidro de proteção do módulo. Trata-se de um módulo Jinko Solar JKM440M-6TL4-V, de 440 Wp;
- Caso 04: esta situação avalia outro um módulo fotovoltaico que foi retirado de uma instalação comercial fissura do vidro de proteção do módulo. Trata-se de módulo Shinefar SF-M18/144 550W, com 550 Wp de potência;

- Caso 05: por fim, esta situação avalia um módulo Trata-se de módulo Shinefar SF-M3/144 400W, com 400 Wp de potência;

Para todos os casos, realizou-se os ensaios de curto-circuito e tensão de circuito aberto, de forma a identificar tais parâmetros para os módulos.

A inspeção visual também foi realizada para complementar os resultados obtidos pelos ensaios. Todas as análises foram feitas em condições climáticas estáveis, com céu aberto, entre 12:00 e 15:00 de cada dia de teste.

3.2 Instrumentação utilizada

Para os experimentos e análises foi utilizado um alicate amperímetro UNI-T e uma câmera termográfica FLIR I50, os materiais estão apresentados na Figura 19.



Figura 19 – Materiais usados nos ensaios

4 Resultados

Este capítulo apresenta os resultados deste trabalho.

4.1 Caso 01

As Figuras 20 e 21 apresentam as imagens da instalação e os resultados obtidos via camera termográfica. De forma qualitativa é possível visualizar a uniformidade de temperatura na superfície dos módulos, fato este que indica que não existe perdas de calor excessiva nos elementos semicondutores e, por consequência, que o módulo não possui falhas.

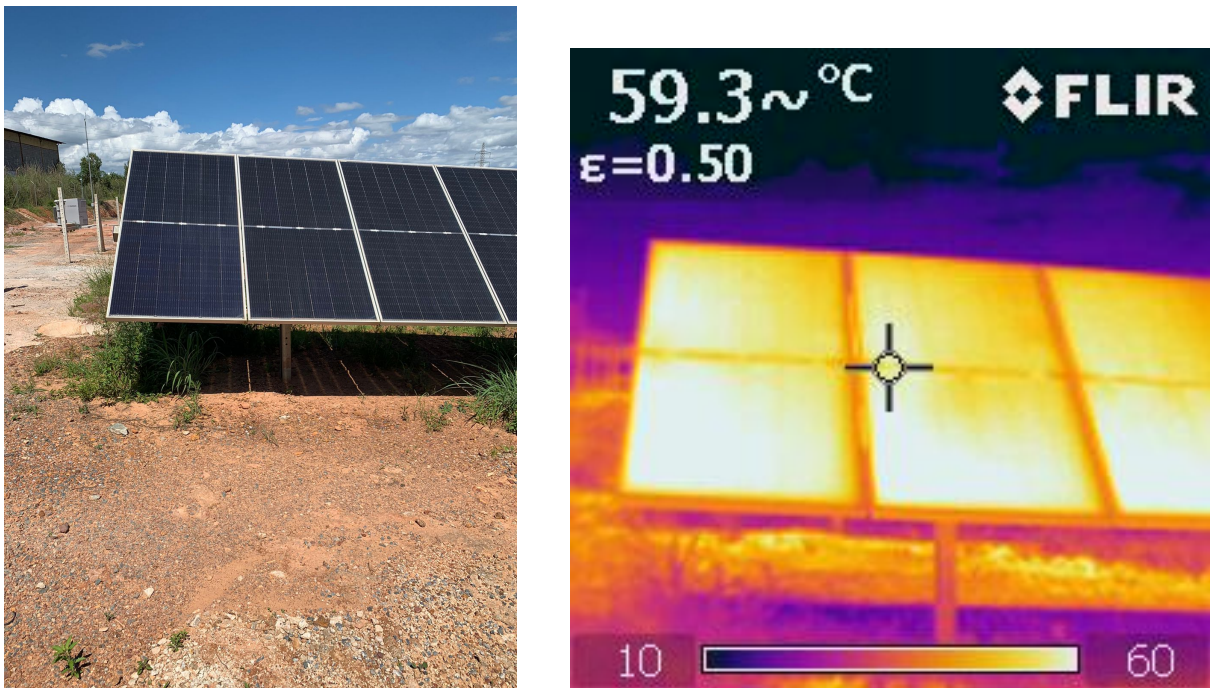


Figura 20 – Ensaio termográfico em módulos sem falha.

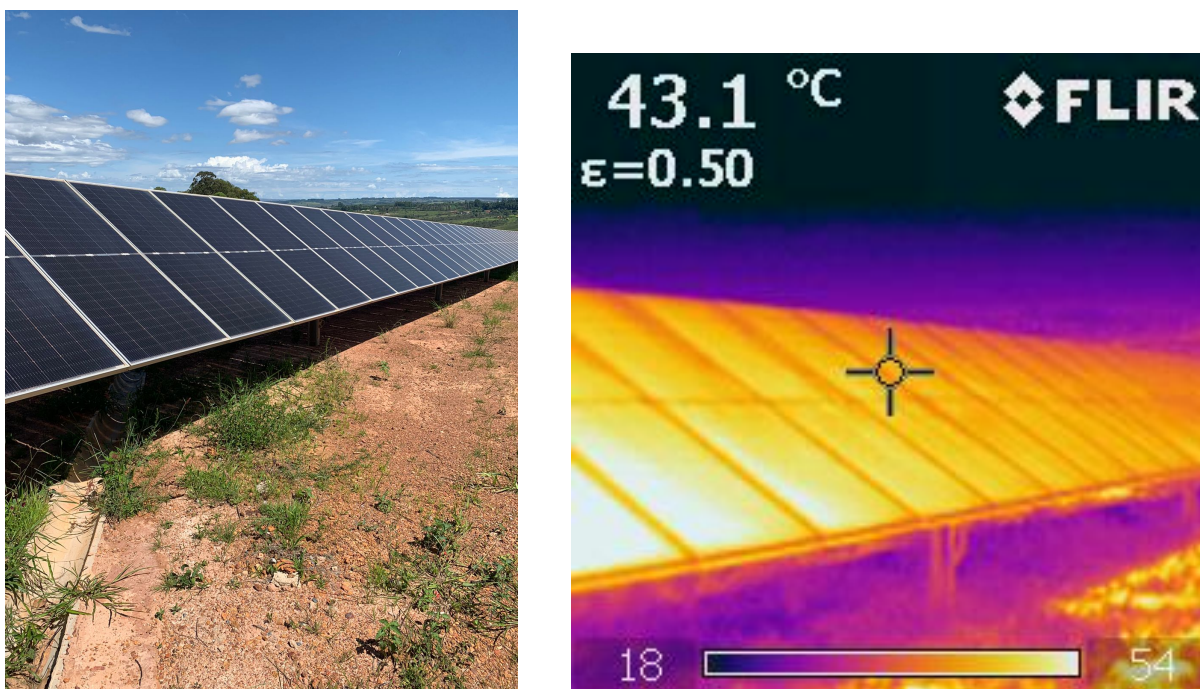


Figura 21 – Ensaio termográfico em módulos sem falha.

Devido à limitação na distância focal da câmera termográfica, não foi possível capturar uma imagem completa de todos os módulos que compõe uma série fotovoltaica. Contudo, na Figura 21, é possível observar alguns módulos que a compõe. Por fim, deve-se destacar que a análise dos módulos individualmente é mais comum, devido à grande quantidade de módulos presentes em uma usina e a distância a ser percorrida para uma análise completa.

4.2 Caso 02

A Figura 22 apresenta o módulo sob avaliação e a imagem extraída da camera termográfica. É possível constatar diferentes temperaturas de operação ao longo do módulo, com existência de "pontos quentes" na lateral esquerda, onde há três células marcadas por uma mancha branca. Além disso, é possível ver outras células com pontos elevados de temperatura no restante do módulo.

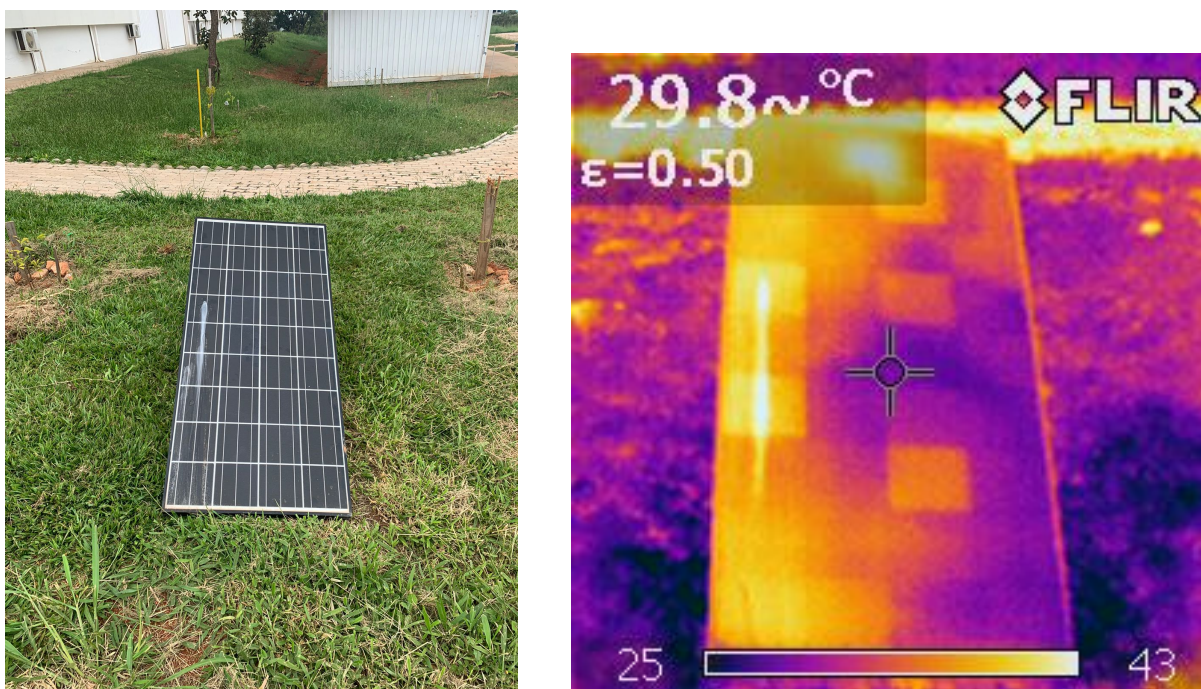


Figura 22 – Ensaio termográfico no módulo KD135SX-UPU.

Nas Figuras 23 e 24 são apresentados os detalhes que ocasionam os aumentos de temperatura:

- na primeira imagem se constata a existência de uma mancha de tinta branca, fato este que afeta transferência de calor do equipamento;
- na segunda imagem, a célula fotovoltaica passa por processo de delaminação, o que ocasiona aumento em suas perdas;

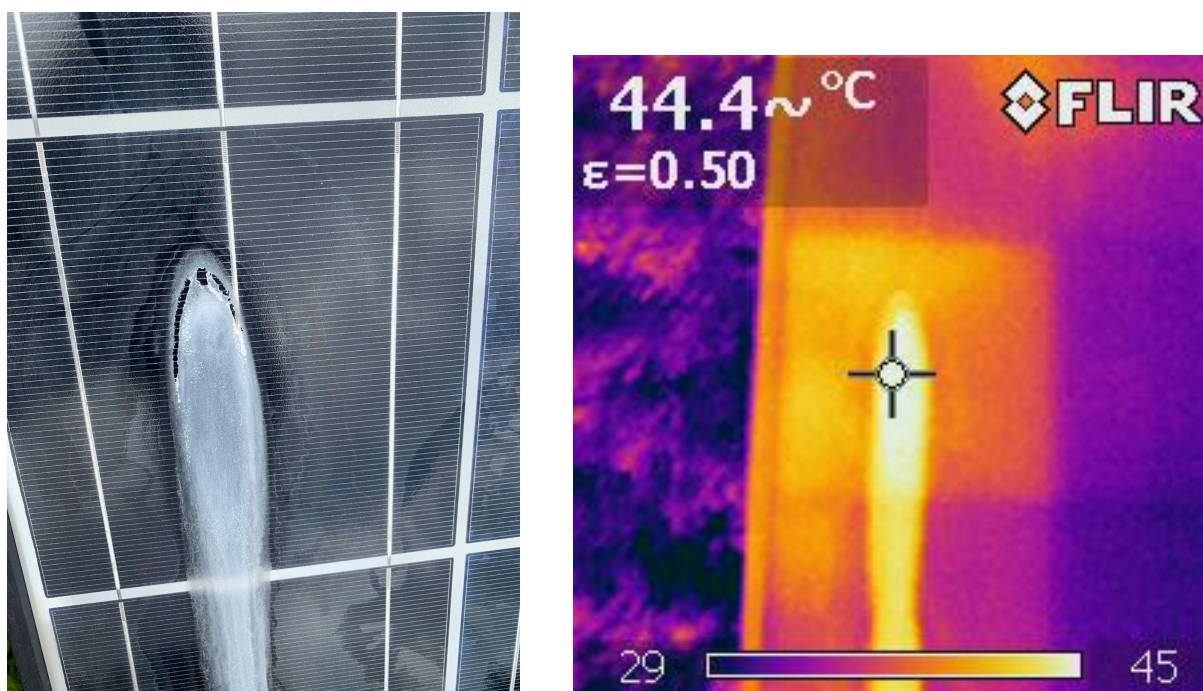


Figura 23 – Imagem aproximada da falha no módulo KD135SX-UPU.

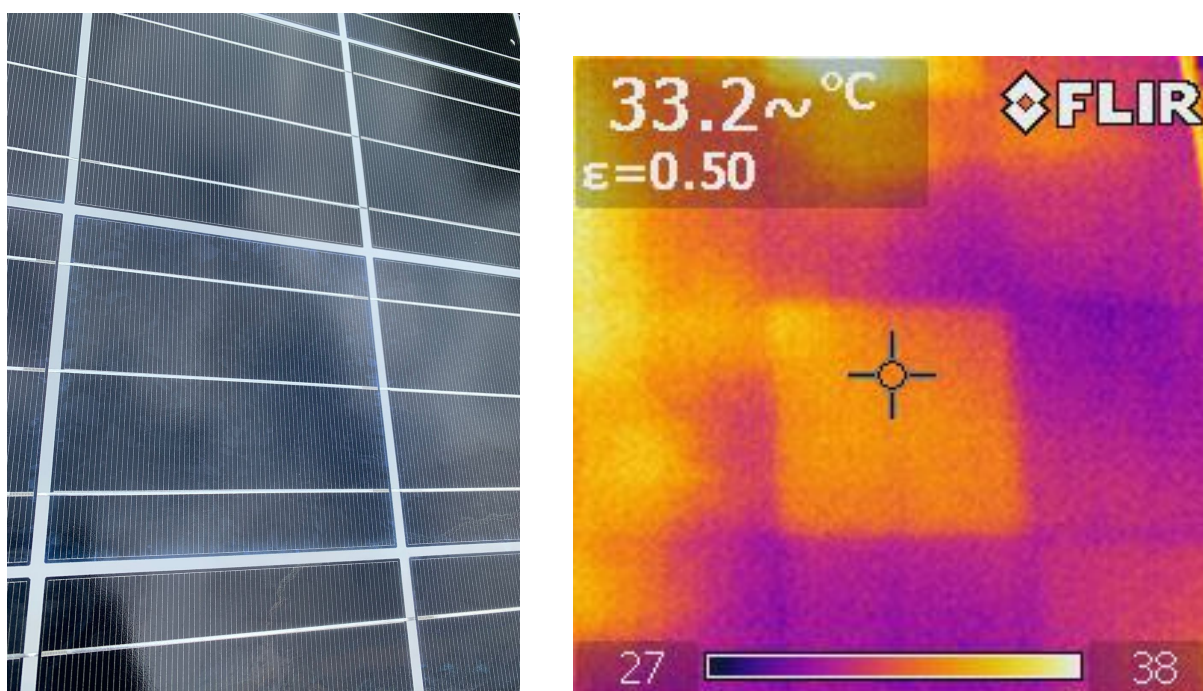


Figura 24 – Imagem aproximada da falha no módulo KD135SX-UPU.

Para comparar com os valores apresentados no datasheet, apresentado na Figura 26, foi realizado um ensaio de curto-circuito e a medição de tensão de circuito no módulo, os valores obtidos está presente na Figura 25. É possível concluir que houve uma queda no desempenho

quando comparado com os dados disponibilizados pela fabricante. Essa queda é atribuída ao processo de delaminação sofrido pelo módulo e ao sombreamento parcial causado pela sujeira de tinta.



Figura 25 – Ensaio de curto circuito e medição da tensão de circuito aberto no módulo KD135SX-UPU.



Figura 26 – Datasheet Módulo KD135SX-UPU.

Quadro 1 – Tabela comparativa Kyocera KD135SX-UPU.

Ensaio	Valores	Datasheet
Ensaio de Curto-Circuito	1,02A	8,37A
Ensaio de Tensão de Circuito Aberto	18,49V	22,1V

Através da análise termográfica realizada e dos valores obtidos, foi possível observar células no módulo fotovoltaico que apresentam temperatura elevada em comparação às demais, distanciando-se do ideal de uma temperatura uniforme ao longo do módulo. Os pontos quentes são causados principalmente pela sujeira de tinta e pelo processo de delaminação sofrido pelo módulo, sendo indicativos de problemas que afetam diretamente o valor da corrente de curto-circuito do módulo. Esses problemas mecânicos acarretam uma queda significativa na corrente de curto-circuito em relação ao valor indicado no datasheet.

4.3 Caso 03

A Figura 27 apresenta os resultados para o módulo examinado, o qual apresenta fissuras no vidro de proteção das células fotovoltaicas em função de impactos mecânicos que o mesmo sofreu em sua instalação. Na imagem capturada pela câmera termográfica, é possível ver vários pontos quentes, coincidentes com os locais em que ocorreu a quebra do vidro, o que pode ter afetado diretamente as células do módulo fotovoltaico.

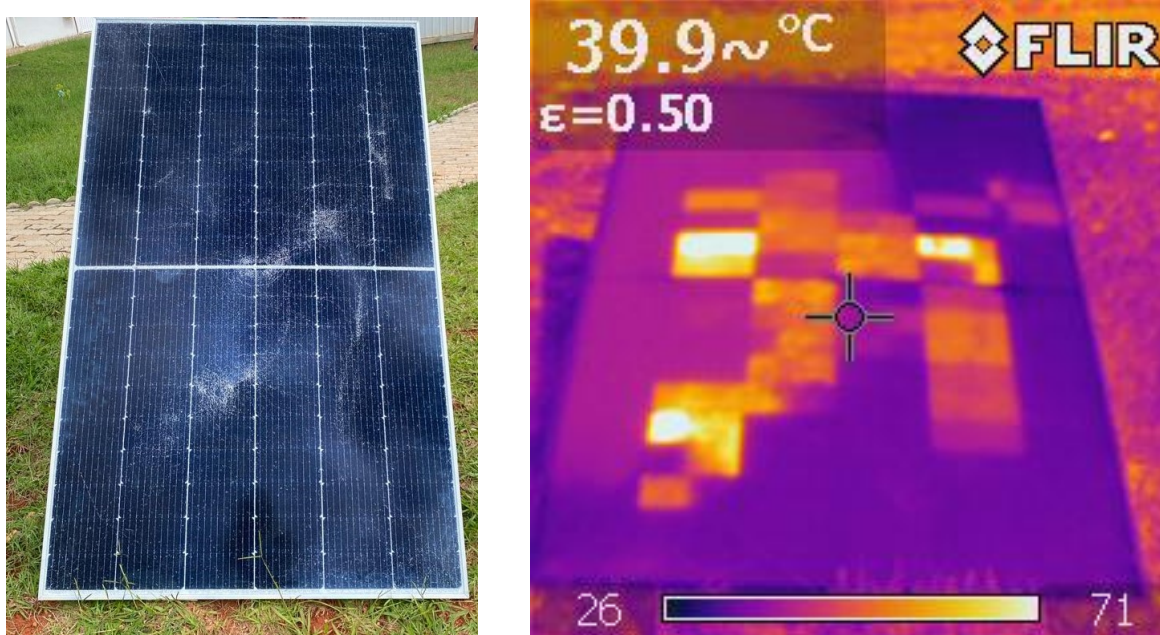


Figura 27 – Ensaio termográfico no módulo JKM440M-6TL4-V.

Ao comparar os valores obtidos nos testes do módulo JKM440M-6TL4-V, apresentados na Figura 28, com os valores do datasheet, mostrados na Figura 29, é possível verificar uma significativa queda nos valores de tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito, provavelmente devido à danificação das células causada pelo vidro quebrado.



Figura 28 – Ensaio de curto circuito e medição da tensão de circuito aberto no módulo JKM440M-6TL4-V.

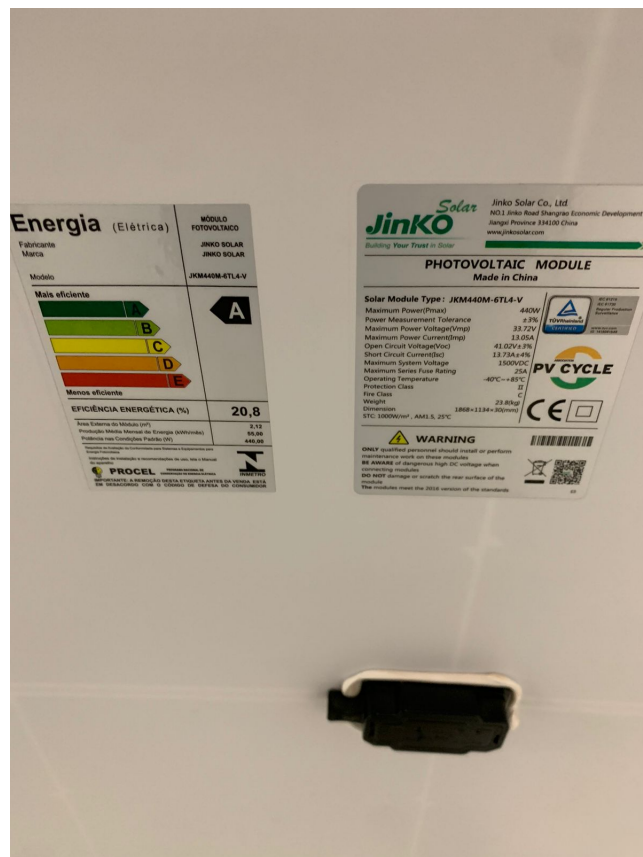


Figura 29 – Datasheet do módulo JKM440M-6TL4-V.

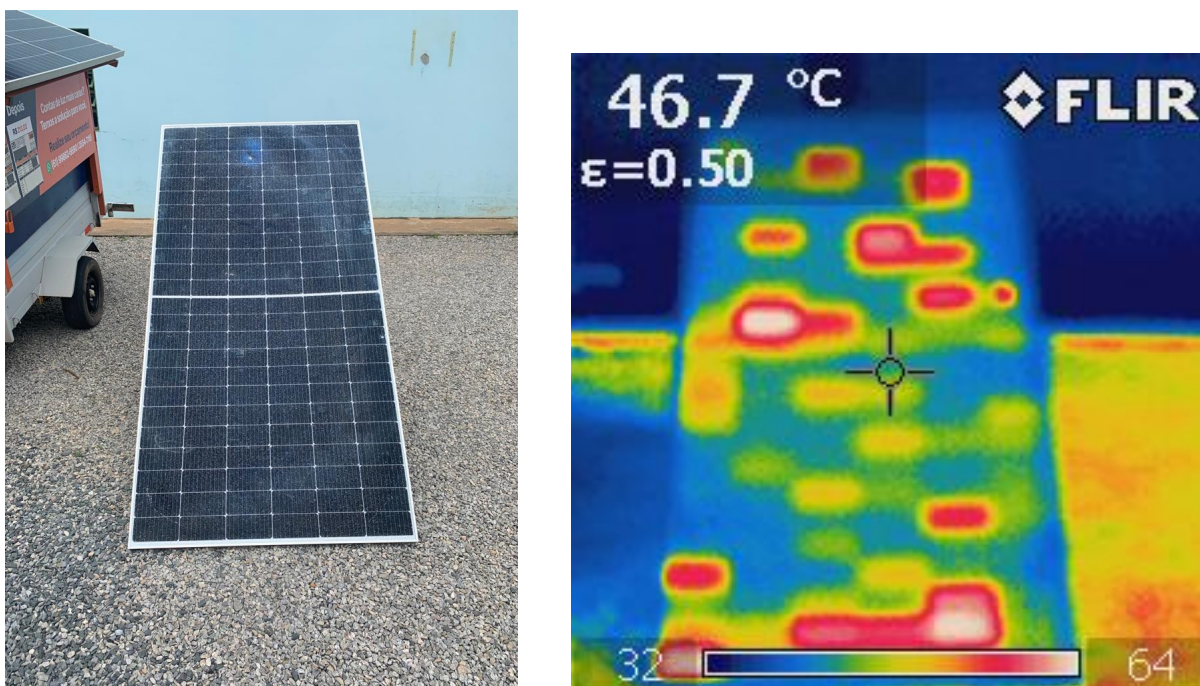
Quadro 2 – Tabela comparativa Jinko Solar JKM440M-6TL4-V.

Ensaio	Valores	Datasheet
Ensaio de Curto-Circuito	6,81A	13,73A
Ensaio de Tensão de Circuito Aberto	36,9V	41,02V

Conforme apresentado na Figura 27, é possível observar células superaquecidas em relação à temperatura do restante do módulo, sendo que esse aumento de temperatura é causado pela quebra do vidro. A quebra do vidro impacta mecanicamente na estrutura do módulo e, conseqüentemente, afeta principalmente sua corrente de curto-circuito.

4.4 Caso 04

Conforme indicado anteriormente, o módulo avaliado neste caso também apresenta fissuras advindas de choques mecânicos ocorridos no local de sua instalação. A Figura 30 apresenta a visão geral do módulo e a imagem advinda da camera termográfica, sendo possível identificar a ocorrência diversos pontos quentes nos locais de quebra do vidro, enquanto a Figura 31 mostra imagens mais detalhadas das fissuras.

**Figura 30** – Ensaio termográfico no módulo SF-M18/144 550W.

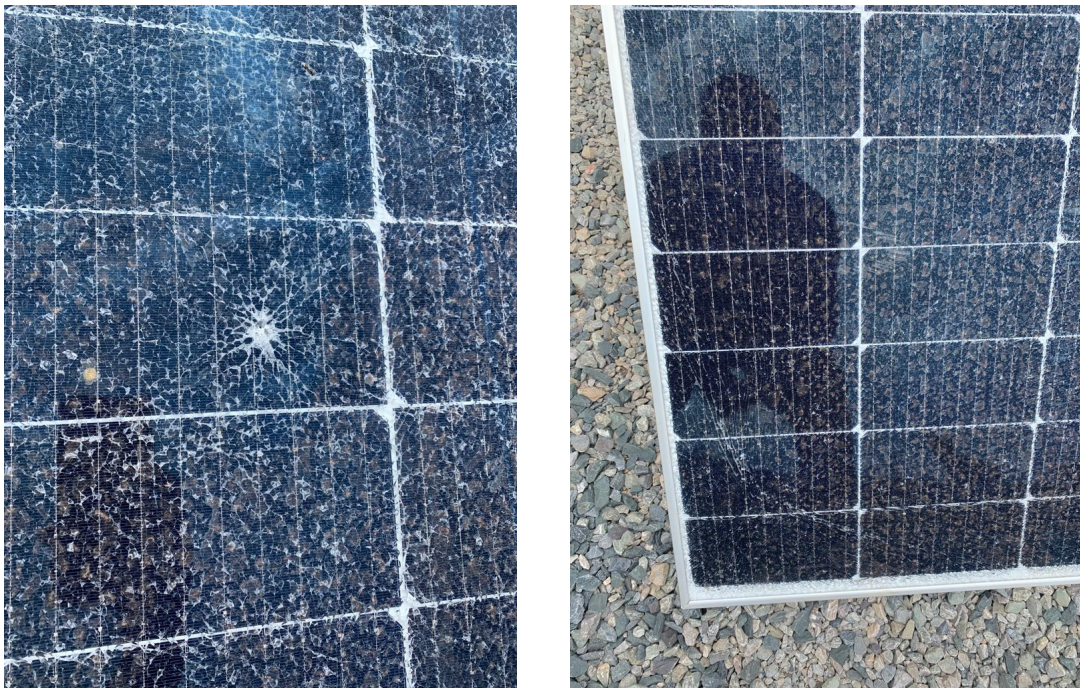


Figura 31 – Imagem aproximada da falha no módulo SF-M18/144 550W.

Os testes de ensaio de curto-circuito e medição da tensão de circuito aberto foram realizados no módulo SF-M18/144 550W com o objetivo de comparar com as condições de operação nominal apresentadas no datasheet do módulo.

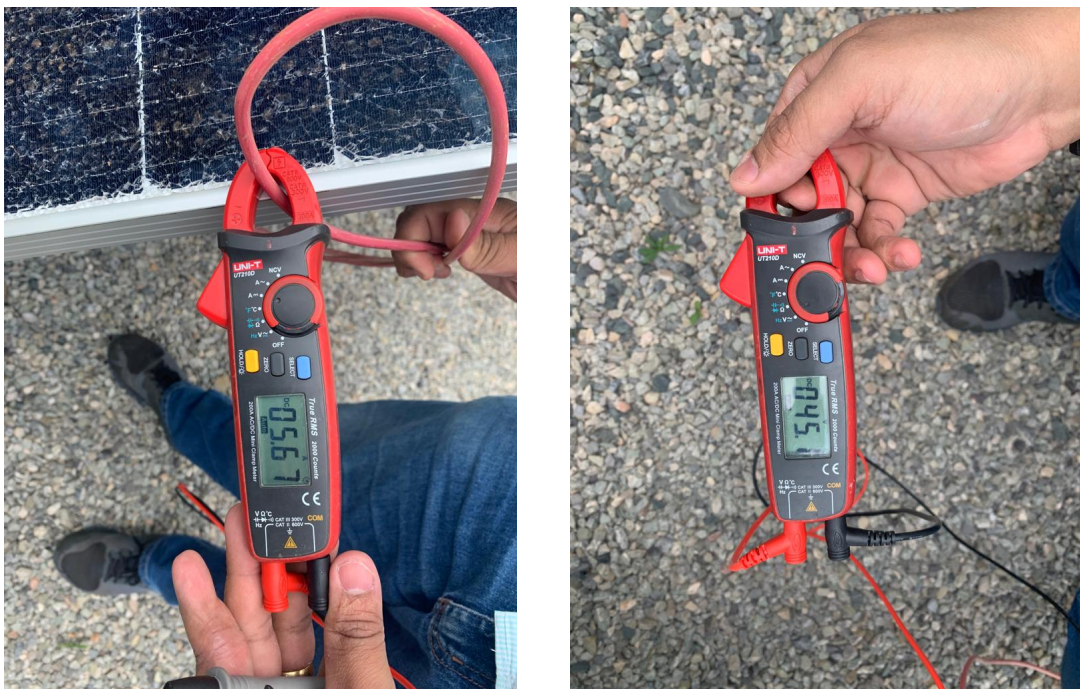


Figura 32 – Ensaio de curto circuito e medição da tensão de circuito aberto no módulo SF-M18/144 550W.

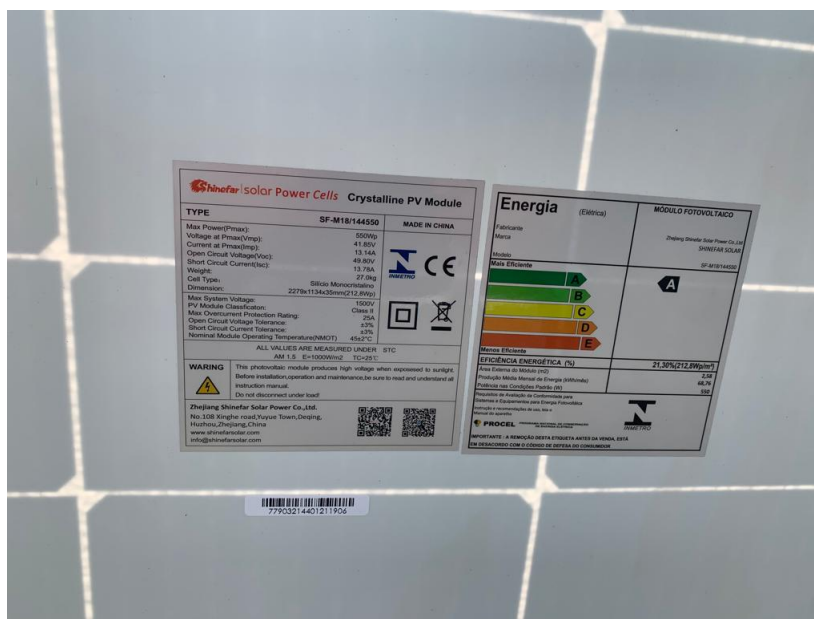


Figura 33 – Datasheet do módulo SF-M18/144 550W.

Quadro 3 – Tabela comparativa Shinefar SF-M18/144 550W.

Ensaio	Valores	Datasheet
Ensaio de Curto-Circuito	5,67A	13,78A
Ensaio de Tensão de Circuito Aberto	45,1V	49,8V

O problema apresentado no Caso 04 é semelhante ao do Caso 05, uma vez que ambos os módulos possuem vidro quebrado, resultando em superaquecimento das células danificadas pela quebra e, conseqüentemente, impactando na corrente de curto-circuito do módulo.

4.5 Caso 05

O último módulo analisado foi o Shinefar SF-M3/144 400W. Inicialmente, não se tinha conhecimento de qualquer falha neste módulo. No entanto, ao capturar uma imagem com a câmera termográfica, foi possível observar pontos quentes. A Figura 34 mostra a imagem capturada. Ao fazer uma observação mais detalhada, foi possível notar degradação por delaminação em alguns pontos, e na parte inferior do módulo havia uma linha branca atravessando-o, provavelmente causada por uma descoloração do material encapsulante, como pode ser visto na Figura 35.

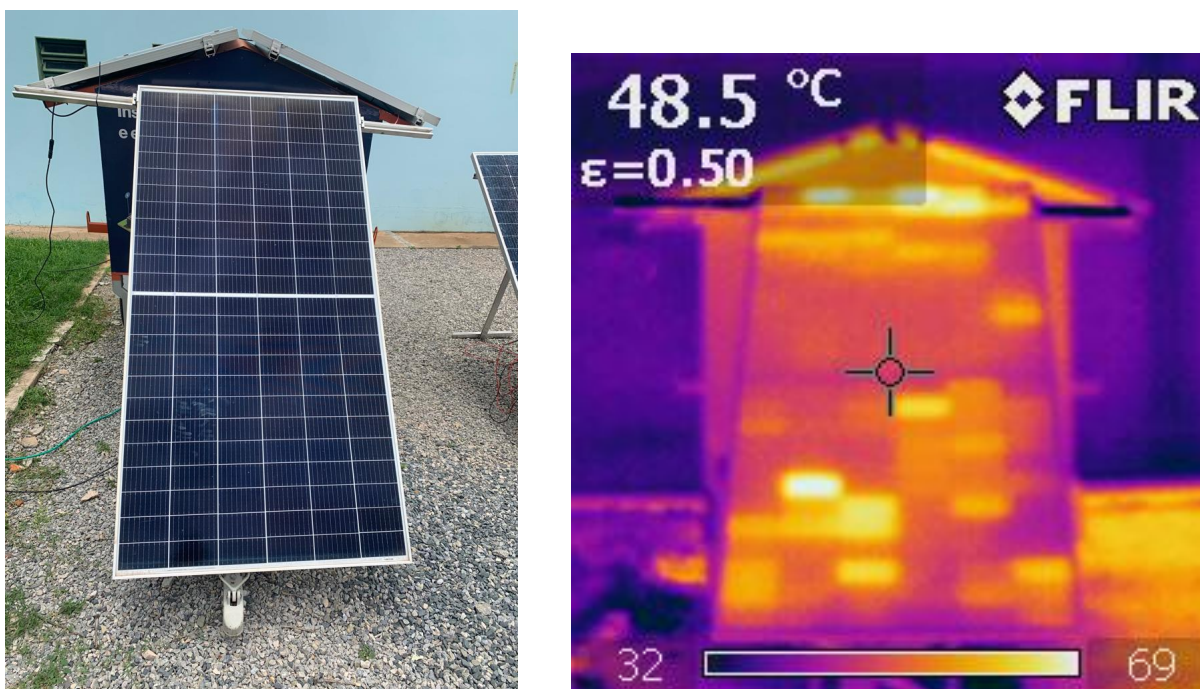


Figura 34 – Ensaio termográfico no módulo SF-M3/144 400W.



Figura 35 – Imagem aproximada da falha no módulo SF-M3/144 400W.

Com as medições da tensão de circuito aberto e corrente de curto-circuito em todos os módulos, os resultados podem ser visualizados na Figura 36. Ao comparar esses valores com os informados no datasheet do módulo Figura 37, é evidente uma queda nas leituras de tensão e corrente.

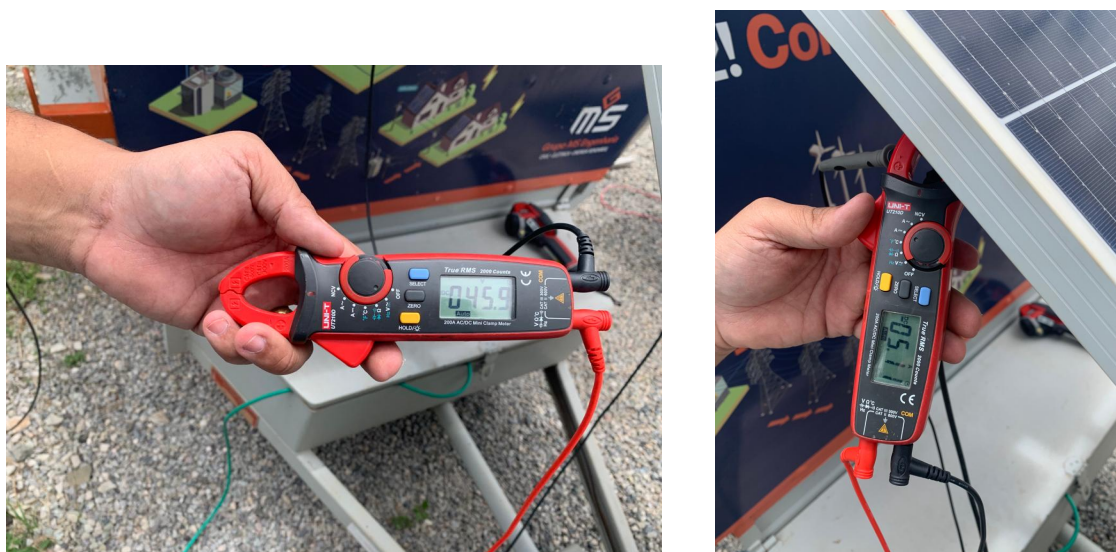


Figura 36 – Ensaio de curto circuito e medição da tensão de circuito aberto no módulo SF-M3/144 400W.

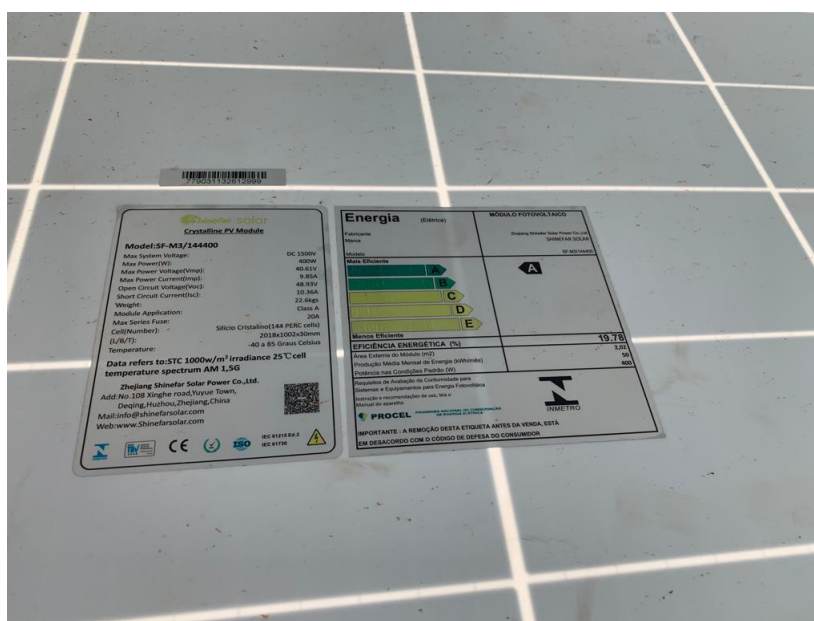


Figura 37 – Datasheet do módulo SF-M3/144 400W.

Quadro 4 – Tabela comparativa Shinefar SF-M3/144 400W.

Ensaio	Valores	Datasheet
Ensaio de Curto-Circuito	5,11A	10,36A
Ensaio de Tensão de Circuito Aberto	45,9V	48,93V

O processo de degradação por descoloração e delaminação impede que a célula absorva toda a irradiância solar, resultando na reflexão de uma boa parte da luz e, conseqüentemente, na

diminuição da corrente de curto-circuito. Essa reflexão da irradiância solar cria pontos de calor no módulo, como foi possível observar na imagem termográfica.

4.6 Conclusão sobre os resultados

De acordo com os casos apresentados, foi possível observar o funcionamento ideal de um módulo, sem quaisquer defeitos, a partir da imagem termográfica. Além disso, foi possível identificar como um módulo danificado se comporta, com pontos de superaquecimento visíveis nas imagens.

O quadro 5 apresenta as falhas identificadas em cada módulo analisado.

Quadro 5 – Comparação entre as falhas apresentadas em cada módulo.

Módulo	Delaminação	Descoloração	Quebra e Fissura	Sujeira
KD135SX-UPU	x			x
JKM440M-6TL4-V			x	
SF-M18/144 550W			x	
SF-M3/144 400W	x	x		

Com base nos dados de medição de corrente de curto-circuito e tensão de circuito aberto, foi possível visualizar como os defeitos afetam a corrente e a tensão do módulo. Quando relacionados a problemas mecânicos dos módulos, esses defeitos afetam principalmente a corrente.

5 Conclusão

Com o aumento da utilização da energia solar fotovoltaica no Brasil, torna-se cada vez mais crucial a implementação de rotinas de manutenção em usinas fotovoltaicas. Este trabalho buscou avaliar os diversos fatores e causas de degradação dos módulos que afetam diretamente a geração, destacando a importância da manutenção para evitar uma queda na produção de energia ao longo dos anos. Diversas técnicas de manutenção para módulos fotovoltaicos foram apresentadas, que quando combinadas ou realizadas individualmente, buscam identificar possíveis problemas nos módulos.

A técnica de termografia foi escolhida para o estudo de manutenção por ser uma técnica não-destrutiva e rápida que não requer o desligamento do sistema. A partir das imagens termográficas, foi possível observar como certos tipos de degradação ou fatores que causam perda afetam a temperatura do módulo.

Por meio de testes de termografia, ensaios de curto-circuito e medições de tensão de circuito aberto, foi possível analisar os quatro módulos disponíveis. Em todos eles, foram encontrados pontos de superaquecimento das células, e, ao examiná-los de perto, foram identificadas degradações, como delaminação, quebra de vidro e possíveis impactos sobre as células fotovoltaicas, bem como pontos de sujeira.

Esses pontos evidenciam as falhas nos módulos e, conseqüentemente, diminuem sua geração ao longo do tempo.

Por fim, dentre as possibilidades de continuidade dos trabalhos deste TCC, destaca-se:

- Traçar a curva IV de cada módulo estudado, com o objetivo de observar o comportamento da corrente e da tensão em vários pontos diferentes de análise.
- Desenvolvimento de bancos de dados, com imagem de termografias de diferentes módulos, sob diferentes condições de temperatura e carregamento, de forma a subsidiar o desenvolvimento de algoritmos de manutenção preventiva;
- Estudo de técnicas de monitoramento contínuo de temperatura, para elaboração de algoritmos de manutenção preditiva.

Referências

- ABSOLAR, A. B. de E. S. F. *Infográfico do panorama da solar fotovoltaica no Brasil e no mundo*. [S.l.], 2022. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 11.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 16274: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Rio de Janeiro, 2019. Citado na página 27.
- ASSUNÇÃO, H. Degradação de módulos fotovoltaicos de silício cristalino instalados no dee - ufc. 2014. Citado 3 vezes nas páginas 20, 21 e 22.
- BOSMAN, L. et al. Pv system predictive maintenance: Challenges, current approaches, and opportunities. 2020. Citado 4 vezes nas páginas 17, 23, 27 e 28.
- CALLEJO, L.; SAAVEDRA, S.; GÓMEZ, V. A review of photovoltaic systems: Design, operation and maintenance. 2019. Citado na página 27.
- CARVALHO, A. Metodologia para análise, caracterização e simulação de células fotovoltaicas. 2014. Citado 3 vezes nas páginas 24, 25 e 26.
- CONSULTING, I. *China exported 37.2 GW of modules in first quarter*. [S.l.], 2022. Citado 2 vezes nas páginas 12 e 13.
- ENERGÊS. *ENTENDA AS PRINCIPAIS DEGRADAÇÕES DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS*. 2020. Disponível em: <<https://energes.com.br/entenda-as-principais-degradacoes-dos-modulos-fotovoltaicos/>>. Acesso em: 24 Nov. 2020. Citado 3 vezes nas páginas 20, 21 e 22.
- EPE, E. de P. E. Balanço energético nacional. 2022. Citado na página 10.
- GREENER. *Relatório Trimestral de Módulos e Inversores 1º tri 2022*. [S.l.], 2022. Citado na página 12.
- MORO, N. Introdução à gestão da manutenção. 2007. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 16.
- MOURA, D.; ANDRADE, H.; SOUZA, M. Uma abordagem sobre diretrizes básicas para a realização de uma manutenção preditiva em sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede. 2021. Citado 4 vezes nas páginas 19, 23, 27 e 29.
- NOGUEIRA, J.; REIS, V. Emprego da termografia na inspeção preditiva. 2010. Citado na página 28.
- RAN, Y. et al. A survey of predictive maintenance: Systems, purposes and approaches. 2019. Citado 2 vezes nas páginas 15 e 17.
- SHARMA, V.; CHANDEL, S. Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review. 2013. Citado na página 20.

SILVA, A. Estudo e análise de desempenho de geradores fotovoltaicos distribuídos com vistas à avaliação de procedimentos para identificação de sinais de degradação e suas respectivas causas. 2018. Citado 9 vezes nas páginas [17](#), [18](#), [19](#), [20](#), [21](#), [22](#), [25](#), [26](#) e [29](#).

SILVA, A. Estudo de perdas em sistemas fotovoltaicos. 2020. Citado na página [20](#).

SILVA, A. et al. The study and application of evaluation methods for photovoltaic modules under real operational conditions, in a region of the brazilian southeast. 2019. Citado 2 vezes nas páginas [23](#) e [27](#).

SOLAR, C. Datasheet hiku cs3w-ms. 2020. Citado na página [18](#).

VIDYANANDAN, D. K. An overview of factors affecting the performance of solar pv systems. 2017. Citado 3 vezes nas páginas [17](#), [18](#) e [19](#).