
Maintenance and inspection applied to photovoltaic solar plant, a case study at UFERSA-Caraúbas

Manutenção e inspeção aplicada a usina solar fotovoltaica, um estudo de caso na UFERSA-Caraúbas

Received: 2023-01-11 | Accepted: 2023-02-12 | Published: 2023-03-04

Rafael Marinho Vieira

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-8574-8514>
Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Brasil
E-mail: rafael.vieira@alunos.ufersa.edu.br

Daniel Carlos de Carvalho Crisóstomo

ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9752-688X>
Universidade Federal Rural do Semi-Árido, Brasil
E-mail: daniel.crisostomo@ufersa.edu.br

ABSTRACT

The growing expansion of photovoltaic systems results in the need to perform maintenance routines and inspections in order to ensure that components and equipment function as expected, that is, normal productivity, operate with low risks to health, environment and safety. In this work, an analysis was carried out in the photovoltaic solar plant of UFERSA-Caraúbas, which included visual inspection and qualitative thermographic analysis, where the first one had the purpose of verifying the components and the photovoltaic arrangement itself, evidencing the factors considered abnormal; and the second, to recognize possible thermal anomalies present in the PV system and/or its components. Finally, it was possible to verify that the system in question has a considerable amount of modules with broken surface glass, in addition to the relevant presence of dirt on their surfaces. The thermographic inspection showed that the modules together with the inverters remain within the limit range determined by the manufacturers.

Keywords: Photovoltaic systems; Maintenance; Thermographic inspection; Visual inspection.

RESUMO

A crescente expansão de sistemas fotovoltaicos resulta na necessidade de executar rotinas e inspeções de manutenção, a fim de assegurar que os componentes e equipamentos funcionem dentro do esperado, ou seja, produtividade normal, operar com baixos riscos à saúde, meio ambiente e segurança. Neste trabalho, foi realizada uma análise na usina solar fotovoltaica da UFERSA-Caraúbas, que englobou a inspeção visual e a análise termográfica qualitativa, onde o primeiro teve como finalidade verificar os componentes e o arranjo fotovoltaico em si, evidenciando os fatores considerados anormais; e o segundo, reconhecer possíveis anomalias térmicas presentes no sistema FV e/ou em seus componentes. Por fim, foi possível verificar que o sistema em questão possui uma quantidade considerável de módulos com o vidro superficial quebrado, além da relevante presença de sujidade em suas superfícies. A inspeção termográfica evidenciou que os módulos juntamente com os inversores se mantêm dentro da faixa limite determinada pelos fabricantes.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos; Manutenção; Inspeção termográfica; Inspeção visual.

INTRODUÇÃO

Atualmente, os combustíveis fósseis ainda são considerados um recurso energético fundamental no mundo, representando cerca de 80% (IRENA, 2022) da geração de eletricidade mundial, prejudicando fortemente o meio ambiente e a humanidade com sua utilização e consequente liberação de gases poluentes (ABAS *et al.*, 2015).

Em virtude disso, nos últimos anos, para suprir às necessidades energéticas do mundo e simultaneamente preservar o meio ambiente, a geração de energia elétrica partindo de fontes renováveis tem sido impulsionada devido à disseminação de tecnologias que possibilitam a produção de sistemas de energia revolucionários e efetivos, reduzindo assim a difusão de gases poluentes (ALSEMA, 2012). Segundo a Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) (2022), o Brasil realiza um significativo acréscimo de fontes renováveis de energia, dando destaque para a fonte solar fotovoltaica, em sua matriz elétrica, dispondo de mais de 5 GW de potência em operação da fonte solar fotovoltaica em usinas consideradas de grande porte, isto é, correspondente a cerca de 2,2% da matriz elétrica.

Há cerca de dez anos, a geração distribuída solar não existia de maneira regulada no Brasil. E um dos principais impulsionadores do crescente desenvolvimento da energia solar fotovoltaica foi a Resolução Normativa de nº482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), onde foi definido as condições gerais para obtenção ao acesso de mini e microgeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica a partir de fontes renováveis, além de trazer conceitos importantes como microgeração e minigeração distribuída¹.

Sendo assim, para haver a devida integração desta fonte de energia no sistema elétrico e para assegurar a confiabilidade da geração de energia fotovoltaica, faz-se necessário realizar a adequada operação e manutenção (O&M) do arranjo fotovoltaico na totalidade. Dessa maneira, a verificação de degradação e defeitos em módulos fotovoltaicos é considerado um assunto essencial no âmbito de um sistema FV, pois a vida útil, atuação e confiabilidade são primordiais para o desempenho do sistema e para as condições de segurança e garantia (ALMEIDA, 2012) (MONDOC E POP, 2010) (MEYER *et al.*, 2014).

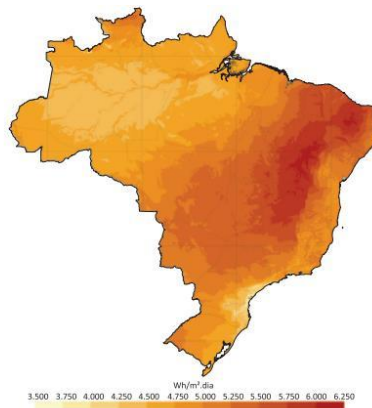
O presente trabalho possui o intuito de tratar o tema referente a manutenção em sistemas fotovoltaicos como um estudo de caso, que visa a análise das principais fontes de perda no sistema fotovoltaico da UFERSA – Caraúbas, realizando duas análises em específico, inspeção visual e a análise termográfica qualitativa.

¹ Microgeração refere-se a Central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (KW); minigeração refere-se a central geradora com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL

O Brasil é detentor de um território que abriga altos índices de irradiação solar, em virtude disso, no ano de 2017 o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE publicou o Atlas Brasileiro de Energia Solar que dispõe os dados, em termos de valores, médios anuais da irradiação solar no Brasil (Figura 1).

Figura 1 – Total diário de irradiação no plano inclinado na latitude – média anual.



Fonte: Pereira *et al.*, (2017).

A partir desse estudo, fica evidente que a região Nordeste é a que detém as melhores características, exibindo assim o maior nível de irradiação no plano inclinado² (média anual de 5,52 kWh/m².dia) e uma das menores taxas de variabilidade interanual durante o ano (PEREIRA *et al.*, 2017). Em virtude disso, segundo o Portal Solar (2023), a região Nordeste encerrou o ano de 2022 com um aumento que gira de em torno de 95% no número de instalações de energia solar, dessa maneira ao decorrer do ano tal região adicionou cerca de 1.81 GW na capacidade instalada (representa um aumento de 80%), além disso, atualmente (janeiro de 2023) a região Nordeste detém um total de 3.26 GW acumulados em energia solar operacional.

Salientando ainda que, o Brasil possui um potencial solar que excede o potencial de outras fontes. Efetivamente, como observa Sauaia (2019), o potencial brasileiro para a produção de energia elétrica com base de fontes renováveis é grandioso, onde possui 172 GW para a fonte hídrica (sendo mais de um terço na Região Amazônica), 440,5 GW para a fonte eólica, 28.519 GW para a fonte solar em projetos centralizados e 164,1 GW para essa fonte em projetos residenciais de geração distribuída.

Em virtude dos dados apresentados no parágrafo acima, para efeito comparativo, percebe-se que, segundo a ABSOLAR (2023) atualmente (janeiro de 2023) a capacidade instalada de

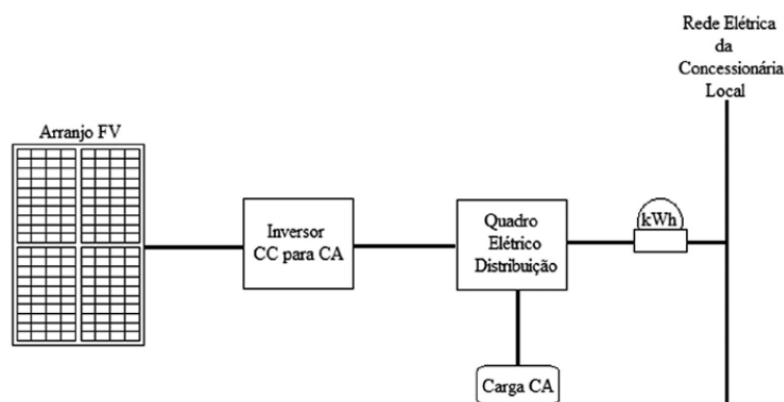
² Irradiância no plano inclinado se trata da taxa de energia total por unidade de área incidente sobre um plano inclinado na latitude do local em relação à superfície da Terra (PEREIRA *et al.*, 2017).

geração de energia elétrica no Brasil é de aproximadamente 206.212 MW³, na qual fonte solar fotovoltaica ocupa uma parcela de 11,2% que representa cerca de 24.000 MW, na qual 16.393 MW são oriundos da geração distribuída e 7.607 MW provenientes da geração centralizada.

SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE (SFCR)

Os módulos fotovoltaicos são unidades básicas estruturadas por um complexo de células fotovoltaicas, que estão relacionadas eletricamente e encapsuladas, tendo como objetivo a geração de energia elétrica (NBR 10899, 2013). Diante disso, o sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) se caracteriza por estar agregado a rede elétrica, na qual o excedente de energia é injetado na rede e contabilizado, ou seja, a partir desse sistema pode-se introduzir de forma direta a energia elétrica “extra” que é produzida pelos módulos fotovoltaicos na rede elétrica (CONRADO, 2021). Sendo ele (SFCR) composto basicamente por uma disposição em série/paralelo dos módulos fotovoltaicos, que quando estão submetidos à irradiação solar produzem energia elétrica, energia essa em corrente contínua, em que, o inversor que é o aparato responsável por transformar essa energia em corrente alternada realiza seu devido “papéis”. A Figura 2 apresenta um simples esquema de como esse sistema é estruturado.

Figura 2 – Esquematização de um SFCR.



Fonte: Júnior e Mendes (2016).

3 Para os dados apresentados, está sendo utilizado o portal ABSOLAR como fonte principal, que diferente do SIGA ANEEL inclui nos valores de capacidade instalada as quantidades de mini e microgeração distribuída associadas a cada tipo de fonte. Além disso, não é incluso na potência total o valor referente a Importação, seguindo o critério adotado pelo MME (Ministério de Minas e Energia).

IMPORTÂNCIA DA MANUTENÇÃO EM USINAS FOTOVOLTAICAS

Atualmente, devido a extrema complexidade da maioria dos equipamentos e também a necessidade requerida para estarem preparados a empregar as suas devidas funções durante o maior período de tempo possível, isso acaba gerando diversos esforços, considerados prejudiciais, como mecânicos, térmicos e elétricos, em que esses “custos” ocasionam na deterioração do sistema, ou seja, gera um desgaste, que atinge a maneira correta de operação e reduzindo assim a expectativa de vida útil desses equipamentos (TRISTÃO, 2021).

No âmbito da energia solar, a importância da manutenção está ligada ao investimento feito e a dependência que existe entre a disponibilidade e a receita produzida pelo sistema. O emprego da gestão da manutenção para esta variedade de sistema tem como propósito principal, por consequência, a redução dos custos operacionais provenientes da manutenção dos dispositivos no geral e o aumento máximo das receitas relativas à performance energética (SOUZA, 2021). É bastante recomendado realizar inspeções periódicas nos sistemas solares fotovoltaicos, na qual mínimos problemas podem ser encontrados e resolvidos, de maneira a não interferir na operação do sistema.

Devido às perdas por acúmulo de sujeira, pelo aumento da temperatura, perdas nos inversores e entre outros, faz com que torne-se imprescindível adquirir o conhecimento relacionado ao impacto que determinado fator apresenta sobre a usina solar, podendo ser considerado de interesse tanto econômico como técnico e científico (HICKEL, 2017). Com isso, diante de uma eficiência operativa intimamente baixa, objetiva-se uma análise de desempenho das instalações solares na totalidade, para ser possível assim garantir ao máximo a produção de energia (FERREIRA, 2018). Dessa maneira, torna-se crucial desenvolver e realizar um plano de operação e manutenção ótimo para a usina, pois como os custos para a produção de energia são considerados baixos, então deve se ter como resultado uma ótima gestão da manutenção aplicada ao sistema.

MATERIAL E MÉTODOS

A usina abordada no presente artigo iniciou sua operação em 08 de outubro de 2018, na qual a energia produzida é injetada na rede, e dessa maneira produz um crédito em quantidade de energia ativa, ou seja, não possui uma destinação a uma carga específica. Em que, os valores da produção de energia injetados na rede e consumidos são ponderados através de um medidor bidirecional.

Dito isto, apresentando as características gerais da central geradora da usina solar do Campus - Caraúbas. A usina solar em questão possui as seguintes coordenadas de localização, Latitude: 05° 46' 23" S e Longitude: 037° 34' 12" W, sendo instalada na Universidade Federal Rural do Semi-Árido (UFERSA) no município de Caraúbas-RN a 314,9 Km de distância da

capital do estado (Natal), na qual ocupa uma área de 372,4 m². Em que, o sistema fotovoltaico conectado à rede (SFCR) em questão, é constituído por 190 módulos fotovoltaicos policristalinos, (5 *strings*), modelo Trina Solar DUOMAX Dual Glass 72 – Cell module 330W, onde cada módulo possui 330 Wp de potência de pico, no qual foram dispostos em cinco fileiras de 39 módulos, conforme apresentado na Figura 8. Os módulos fotovoltaicos possuem uma eficiência de 16,8%, sofrendo uma degradação de 0,5% ao ano e com uma garantia linear de 30 anos. O arranjo em sua totalidade gera cerca de 62,7 kWp, além disso, o sistema também é composto por três inversores trifásicos, modelo SMA Sunny Tripower 25000TL (02 unidades) + 15000TL (01 unidade), ambos com 98,4% de eficiência, conforme evidencia a Figura 3. O SFCR disponibiliza o acompanhamento de geração de energia elétrica remoto através do “*Sunny Portal*”.

Figura 3 – (a) Usina solar da UFERSA – Caraúbas e (b) Inversores da usina solar da UFERSA - Caraúbas.



(a)

(b)

Fonte: Autoria Própria (2022).

Foi realizada uma pesquisa a fim de obter informações sobre as atividades de operação e manutenção (O&M) consideradas comuns para sistemas fotovoltaicos. Está relacionado a isso também, o reconhecimento de falhas, problemas e interrupções na geração dos sistemas, além de atividades relacionadas a limpeza dos módulos. Dessa maneira, foram adotadas duas medidas associadas diretamente com atividades de operação e manutenção, baseadas em pesquisas bibliográficas, sendo elas medidas periódicas que além de permitir a identificação de defeitos, previnem prováveis falhas e perdas relacionadas a geração do sistema fotovoltaico. Das quais, foram selecionadas, a inspeção visual e a análise termográfica, onde ambas foram executadas.

Para inspeção visual, é literalmente realizada uma análise visualmente a fim de verificar a integridade do sistema fotovoltaico, sendo assim uma ferramenta para detectar distintos modos de degradação dos módulos (PINHO; GALDINO, 2014) (FONSECA *et al.*, 2020). Desse modo, foram realizadas verificações na usina da UFERSA – Caraúbas a fim de analisar todos os componentes do sistema FV, com objetivo de identificar qualquer dano que venha a prejudicar o sistema e por consequência seu funcionamento correto e seguro.

Na inspeção termográfica, de acordo com a Associação Brasileira de Normas Técnicas, NBR 15424 Ensaios não destrutivos — Termografia infravermelha — Terminologia, as análises termográficas possibilitam inspecionar a operacionalidade de um componente, equipamento ou processo através da obtenção de temperaturas e observação de distribuição térmica, utilizando para isso câmeras termográficas com capacidade de fornecer imagens térmicas, que são comumente denominadas como termogramas, fundamentando-se na radiação infravermelha gerada pelos objetos. Vale salientar que, atualmente a definição de termografia também é empregada para o conceito geral de ensaios térmicos não destrutivos (NDTE – *Non Destructive Thermal Evaluation*), dessa maneira possibilita inspecionar materiais e componentes sem alterar sua integridade física ou estrutural. Foi empregada a inspeção termográfica infravermelha do tipo qualitativa na usina solar da UFERSA – Caraúbas, a fim de verificar se havia alguma anomalia presente no sistema FV em questão. Ou seja, adotou-se a análise baseada nos padrões térmicos para detectar irregularidades, na qual não foi objetivado medir qual o valor da temperatura de maneira precisa, mas sim identificar os padrões de temperatura dos elementos examinados para assim estabelecer um parâmetro de comparação entre eles. Desse modo, para o teste com intuito de inspecionar se havia degradação nos módulos FV e em alguns componentes que estruturam o sistema, foi empregado uma câmera termográfica para detectar pontos quentes (*Hot spots*).

Dito isto, o procedimento foi executado no dia 15 de outubro de 2022, por volta de 13:00 horas, na qual havia indícios de irradiância acima de 700 W/m² e uma temperatura ambiente em torno de 36°C, de acordo com os dados disponibilizados pela Estação Meteorológica Automática (EMA) presente no campus da UFERSA em Caraúbas.

A inspeção foi realizada por meio do equipamento: Câmera de Infravermelho com MSX® e Wi-Fi FLIR Modelo: E4 (Figura 4), na qual possui uma interface que permite o salvamento das imagens na própria câmera, elas podem ser transferidas utilizando um computador acoplado à entrada USB (*Universal Serial Bus*) da câmera. O equipamento foi fornecido pelo Centro de Engenharias da UFERSA Mossoró, mediante termo de responsabilidade, dessa maneira foi realizado o empréstimo para o uso do dispositivo. Dito isto, a técnica empregada foi baseada nas recomendações e precauções presentes na NBR 16818 – Ensaios não destrutivos: termografia infravermelha: procedimento para aplicações do método da termografia infravermelha – e no Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos (2014), adotando medidas protetivas e orientações segundo as NRs 06 e 10.

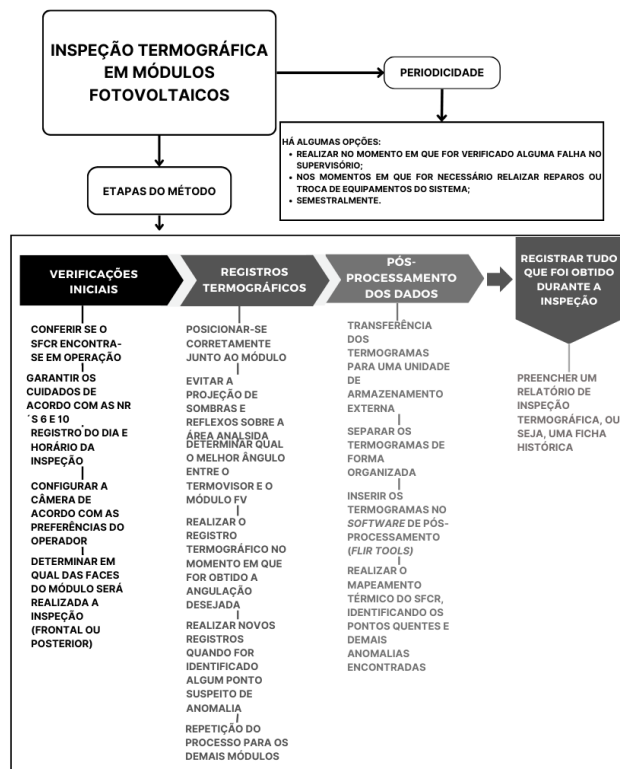
Figura 4 – Câmera de Infravermelho com MSX® e Wi-Fi FLIR Modelo: E4.



Fonte: TELEDYNE FLIR (2022).

Dessa maneira, foi utilizado um ângulo de visão relativamente baixo, pois evitou-se uma posição perpendicular aos módulos, com intuito de se precaver contra reflexões do vidro da superfície dos módulos na imagem da câmera termográfica. Realizando também a inspeção na parte traseira dos módulos e nos inversores com suas respectivas conexões. Após realizar a análise termográfica, foi feita a transferência das imagens obtidas pela câmera para uma unidade de armazenamento externa, a fim de executar o pós-processamento em todos os termogramas obtidos, utilizando para isso o *software FLIR Tools*. Para melhor entendimento, segue um esquema (Figura 5) que exibe o passo a passo empregado na inspeção termográfica.

Figura 5 – Passo a passo do processo de inspeção termográfica do sistema fotovoltaico.



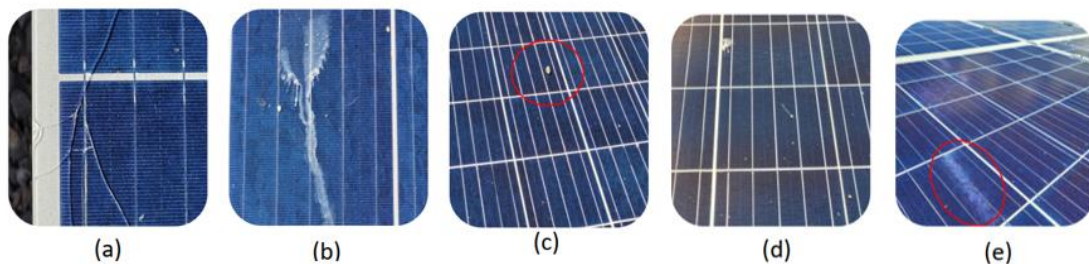
Fonte: adaptado de Costa, Hirashima e Ferreira (2021).

RESULTADOS E DISCUSSÕES

Inspeção visual

Diante da inspeção visual do sistema fotovoltaico em questão, foram identificadas as ocorrências de descoloração do encapsulante e/ou das células fotovoltaicas (*browning*, *yellowing*), foram observados também dejetos de pássaros, corpos estranhos na superfície dos módulos, além de defeitos como trincas no vidro temperado da superfície frontal de alguns módulos. Foi comprovado também o acúmulo de sujeira na face exterior dos módulos, além da concentração de sujeira em partes singulares nas regiões menos elevadas. A Figura 6 apresenta alguns dos registros fotográficos, realizados durante as visitas *in loco*, dos principais problemas identificados no sistema fotovoltaico da UFERSA – Caraúbas.

Figura 6 – (a) Vidro da superfície trincado, (b) dejetos de pássaros, (c) corpos estranhos, (d) acúmulo de sujeira e (e) descoloração



Fonte: Autoria Própria (2022).

Devido ao acúmulo de sujeira ser o fator mais frequente identificado durante a execução da inspeção visual, foi realizada então uma análise específica que procura evidenciar quais os principais contribuintes que levam o arranjo fotovoltaico a essa situação. Essa análise consistiu em um apanhado geral dos principais aspectos da região, pois segundo Ilse *et al.*, (2018), para análise dos fatores influenciadores, é tido que vem a depender de parâmetros ambientais (como a umidade relativa, temperatura ambiente, concentração de material particulado no ar), velocidade e direção do vento, propriedades do módulo, além das características relacionadas ao local e fatores da instalação dos módulos FV (solo, telhado, ângulo de inclinação, área arenosa, propriedades do vidro superficial) entre outros.

Em virtude disso, para a localidade em questão, é tido que os principais fatores que influenciam nesse acúmulo de sujeira são as condições do ambiente local, velocidade e direção do vento e também a localização onde o arranjo está disposto, pois como se trata de um local com características semi áridas, por consequência há uma menor incidência de chuvas durante o ano, fazendo com que na maior parte do ano seja predominante um clima seco, no qual a poeira pode ser carregada com maior facilidade pelo vento, ou seja, à medida que a velocidade do vento aumenta mais a há deposição de poeira sobre a superfície dos módulos. E também pelo fator

regional, a limpeza natural realizada pelas chuvas têm uma menor ocorrência, visto que elas são um forte contribuinte contra o acúmulo de sujeira. Salientando que ao falar de poeira, significa que se trata de uma mistura que além dela há, cinzas, partículas de fuligem, terra vermelha, materiais resultantes de atividades industriais e poluentes resultantes das queimadas realizadas em torno da região onde está localizada a usina. Além disso, como o sistema fotovoltaico está posicionado no solo, isso acaba influenciando no contato direto com a sujeira proveniente dele. Estando sujeito também a diferenças no acúmulo de sujeira em específicas áreas dos módulos, como foi citado anteriormente, dito isto, segundo Hickel *et al.*, (2016) relataram que há duas hipóteses quanto a essas diferenças no acúmulo de sujeira, o regime do vento que prevalece na localidade e a aderência do vidro empregado na fabricação do módulo FV. Por fim, segundo Santos, Posser e Garcia (2020), os problemas reconhecidos não causam a inutilização dos módulos, seja de maneira imediata ou em um futuro distante, entretanto, esses problemas afetam o rendimento energético do sistema fotovoltaico em um grau considerável.

Durante a realização da inspeção visual, os sombreamentos verificados foram apenas associados aos acúmulos de sujidades na superfície dos módulos, dos quais foram analisados principalmente a presença de corpos estranhos na superfície dos painéis e dejetos de pássaros, sendo essas as sujidades mais visíveis. Portanto, a quantidade de irradiância que incide na face dos módulos solares diminui, criando assim uma sombra devido à presença desses fatores, juntamente com a poeira.

Outro fator que merece destaque são as trincas presentes no vidro de alguns módulos FV, pois há uma quantidade considerável de módulos com essas características. No SFCR em questão, foi constatado que 32 (trinta e dois) painéis apresentam trincas no vidro superficial, de acordo com a Figura 7, identificados pela inspeção visual realizada no sistema.

Figura 7 – Identificação dos módulos com vidro rachado.



Fonte: adaptado de Souza *et al.*, (2020).

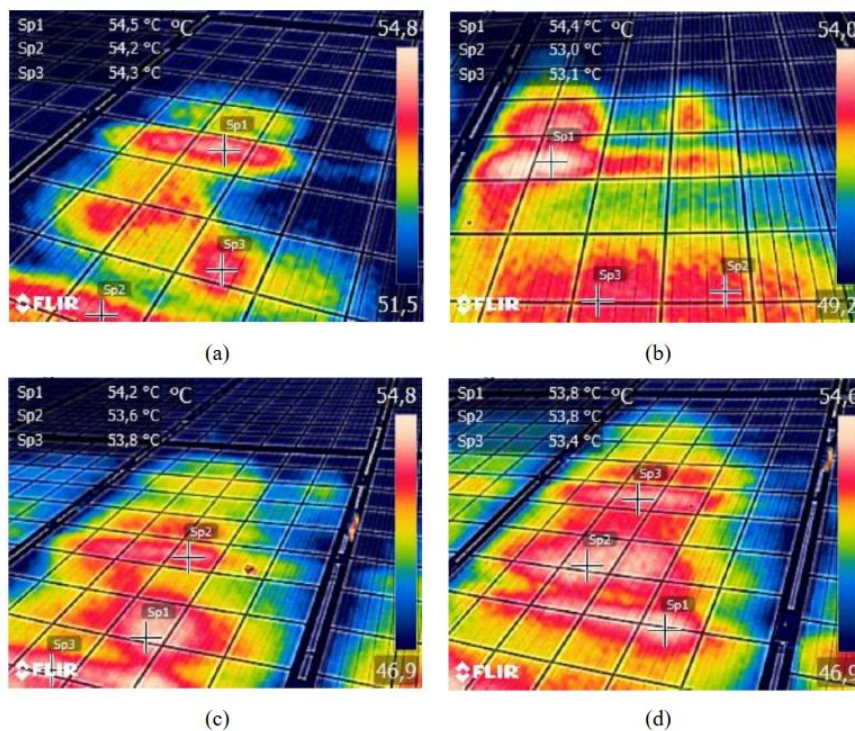
Rachaduras no vidro frontal do módulo causam uma considerável redução de desempenho, pois ocasiona a perda de vedação, ficando suscetível assim a penetrabilidade de umidade, infiltração e outros contaminantes. Provavelmente, o problema de quebra do vidro pode ter ocorrido em função do manuseio inadequado durante a instalação dos módulos FV.

Literaturas conceituadas citam a existência de outros prováveis fatores que podem ter ocorrido fazendo com que houvesse a quebra do vidro superficial, dentre eles, os esforços térmicos, granizo, vento – podendo ser diretamente, pelo impacto de objetos levados por ele e por pressão - ou até mesmo devido aos pontos quentes (*Hot Spots*), segundo Galdino e Silva (2014), ressalta-se que esses fenômenos não são recorrentes no Brasil. As normas IEC, ABNT e ASTM evidenciam o problema em questão e são específicas quanto a declaração da inutilização dos módulos FV que exibem as superfícies trincadas e/ou quebradas, desta forma, a IEC 61646:2008 apresenta no item 7, letra a) - *broken, cracked or torn external surfaces, including superstrates, substrates, frames and junction boxes* – que em tradução literal significa “superfícies externas quebradas, rachadas ou rasgadas, incluindo superestratos, substratos, molduras e caixas de junção.”

Inspeção termográfica

Foram obtidos termogramas com comportamento dos exibidos na Figura 8, através da análise termográfica.

Figura 8 – (a), (b), (c) e (d) Termogramas dos painéis fotovoltaicos obtidos com a câmera de infravermelho.



Fonte: Autoria Própria (2022).

Foi constatado que a usina solar fotovoltaica da UFERSA – Caraúbas apresentou módulos com pontos de sobreaquecimento⁴, as imagens que compõem a Figura 8, foram processadas pelo *software* mencionado anteriormente, na qual foi evidenciado os pontos mais quentes presentes nos termogramas. A partir da inspeção, foram apanhadas imagens termográficas com temperaturas médias que giram em torno de 50°C a aproximadamente 55°C, mesmo que a distribuição térmica não seja uniforme, ou seja, a superfície do módulo apresenta alguns pontos mais quentes que outros, é possível afirmar que, fundamentando-se nos dados técnicos disponibilizados pelo fabricante dos módulos FV, as temperaturas máximas observadas (próximas a 55°C) não são perigosas a integridade do sistema, salientando que a temperatura máxima de operação do módulo pode ser de até 85°C (dados do fabricante), isto é, o limite de temperatura que o módulo funciona de maneira normal.

Ainda assim, as temperaturas obtidas por meio dos termogramas evidenciam que elas estão bem acima da temperatura nominal de operação da célula, que é de 44°C ($\pm 2^\circ\text{C}$), dessa maneira, essa temperatura acima do usual causa decréscimos consideráveis no rendimento do sistema, onde tem-se $-0,41\%/^\circ\text{C}$, em outras palavras, para cada grau celsius ($^\circ\text{C}$) acima da temperatura nominal do módulo há uma perda de 0,41%, e como foi constatado que boa parte dos módulos apresentou essa média de temperatura, então é possível afirmar que o arranjo fotovoltaico em questão não está operando com capacidade máxima. Pois os pontos quentes estão gerando uma redução na tensão de operação nos módulos FVs.

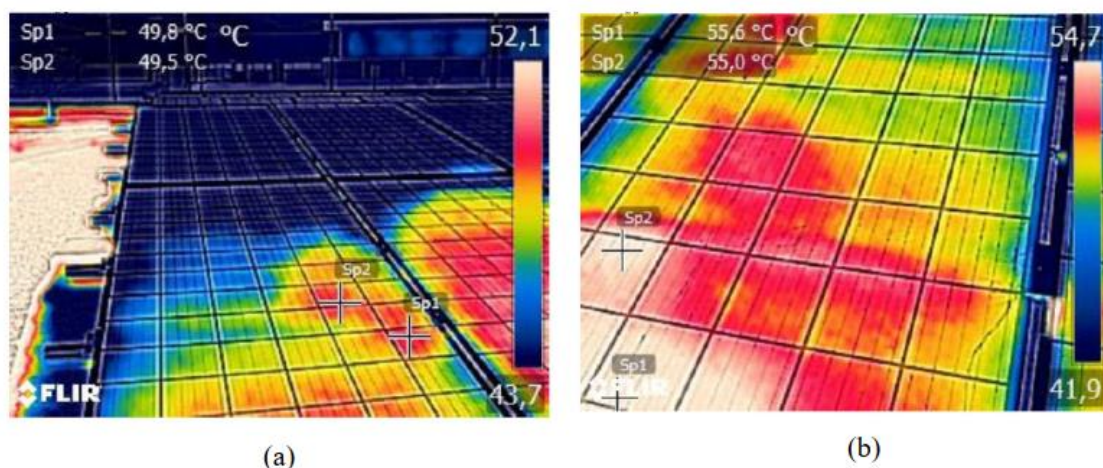
Tanto os termogramas exibidos na Figura 8 como os outros que foram obtidos a partir da inspeção termográfica, exibem um comportamento semelhante em termos de distribuição térmica, onde as temperaturas mais elevadas estão concentradas, em sua maioria, na região central e inferior dos módulos. De acordo com as imagens termográficas, é possível observar que foram exibidos três pontos de análise, e como todas apresentaram basicamente o mesmo comportamento, foi realizada uma análise mais específica em apenas um dos termogramas. Utilizando para isso o resultado da termografia exibido na Figura 8 (a), a partir dela é possível observar que o ponto que apresenta menor temperatura é o denominado como “Sp2” com 54,2°C, e que apresenta uma diferença de 0,3°C com o ponto que exibe a maior temperatura, “Sp1”, com 54,5°C, ou seja, a partir disso fica evidente que é apresentado uma faixa de temperatura próxima em uma mesma região do módulo, seja na parte central ou na parte inferior. Pois, a partir do termograma analisado e também dos demais, fica claro que a temperatura elevada se concentra

⁴ O termo sobreaquecimento, neste contexto, é considerado para temperaturas acima da temperatura nominal de operação dos módulos, isto é, acima da faixa definida pelo fabricante (44°C ($\pm 2^\circ\text{C}$)). Na qual, não representa necessariamente uma temperatura danosa aos módulos ao ponto substituí-los, pois ainda está dentro temperatura operacional máxima (85°C).

em específicas porções dos módulos, ou seja, é possível correlacionar o que foi obtido com sombreamento heterogêneo dos módulos a partir do acúmulo de sujeidade, como foi mencionado anteriormente na seção que retrata a inspeção visual, no qual pode ter ocorrido esse acúmulo de sujeidade em uma região específica devido a ação dos ventos, chuvas fracas e entre outros.

Além disso, vale ressaltar que, os módulos posicionados na região mais central do arranjo fotovoltaico da UFERSA – Caraúbas, apresentam uma maior concentração de calor, visto que estão expostas a pouca ventilação (em comparação com os módulos da região das bordas do arranjo) e por consequência uma menor dissipação de calor, dessa maneira, as áreas mais próximas às bordas dos módulos evidenciam normalmente uma menor temperatura. Por conseguinte, os módulos localizados nas extremidades do arranjo fotovoltaico, mostraram-se com uma distribuição de temperatura mais uniforme, ou seja, não foram verificadas variações tão significativas entre os valores de temperatura das bordas e do centro dos módulos, a exemplo disso segue a Figura 9.

Figura 9 – (a) Termograma de painel fotovoltaico localizado na extremidade do arranjo e (b) Termograma de painel fotovoltaico localizado no centro do arranjo.

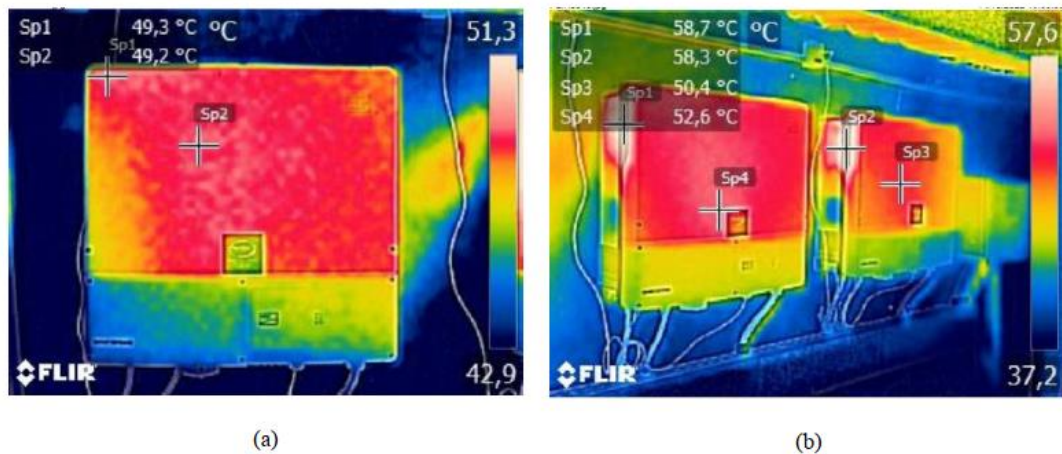


Fonte: Autoria Própria (2022).

Tomando como fundamento os resultados obtidos a partir da inspeção visual e da análise termográfica, torna-se possível afirmar que, as variações de temperatura são ocasionadas pela junção do sombreamento causado pelo acúmulo de sujeidade e da influência do modo de instalação, no qual ambos provocam o surgimento da distribuição não uniforme da temperatura nos módulos.

Também foi realizada a inspeção termográfica nos três inversores presentes na usina solar da UFERSA – Caraúbas, segue os termogramas obtidos a partir da análise térmica (Figura 10).

Figura 10 – (a) Termograma de um dos inversores e (b) Termograma dos inversores restantes



Fonte: Autoria Própria (2022).

De acordo com as imagens termográficas exibidas na Figura 10, é tido que os inversores estão operando na faixa de temperatura aceitável, segundo os dados disponibilizados pelo fabricante, foi verificado que o intervalo de temperatura ambiente de operação dos inversores é de -25 °C a $+60\text{ °C}$, em que a maior temperatura obtida foi de $58,7\text{ °C}$. Ainda que o inversor marcado pelo ponto “Sp1” apresente uma temperatura relativamente alta, ou seja, próxima do limite de operação definido pelo fabricante, é necessário levar em consideração diversas variáveis em conta, desde fatores internos até mesmo há fatores externos, como temperatura no dia em que o teste foi realizado, nível de produção dos módulos e entre outros.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A partir da inspeção visual do sistema fotovoltaico com quatro anos de operação, foi possível verificar que os módulos não exibem defeitos e/ou problemas que justifiquem a substituição ou reposição deles. Vale salientar que, na data em que foi realizada a inspeção visual (outubro de 2022) os módulos FV apresentaram em sua superfície um acúmulo relevante de sujidades, como dejetos de pássaros, corpos estranhos (pequenas pedras) e especialmente poeira, na qual há uma concentração maior na região central e inferior dos módulos. Isso pode ser explicado pelo difícil escoamento da sujeira, além da atuação dos ventos, responsável por carregar ainda mais material particulado para a superfície dos módulos. Dessa maneira, foi possível verificar que a ocorrência de deposição de sujidades está estreitamente associada com a precipitação atmosférica e a velocidade e direção dos ventos, na qual os fatores mencionados apresentam uma relação controversa, onde as chuvas auxiliam na limpeza e os ventos contribuem para o acúmulo de sujeira nas superfícies dos módulos fotovoltaicos. Vale ressaltar também a presença de diversos módulos FV que exibem o vidro superficial com rachaduras, mais precisamente 32 (trinta e dois) módulos distribuídos ao longo do arranjo fotovoltaico evidenciam

esse comportamento, na qual, tudo indica que o manuseio incorreto durante a instalação, foi o principal fator associado a esse comportamento.

Através da inspeção termográfica, do tipo qualitativa, conferiu-se que as regiões mais centrais e inferiores dos módulos exibiram um comportamento térmico superior em relação ao restante da superfície (parte superior), isto é, justamente onde foi identificado um maior acúmulo de sujidade. Salientando também que, os módulos localizados na região mais central do arranjo apresentaram uma distribuição de temperatura diferente dos módulos posicionados nas extremidades do arranjo fotovoltaico, ou seja, os painéis FV localizados nas regiões mais extremas apresentaram uma distribuição de temperatura mais uniforme, na qual esse comportamento é apresentado devido à incidência dos ventos ser mais efetiva nos módulos posicionados nas bordas do arranjo, e por consequência os módulos na parte central recebem uma menor incidência de vento, onde ele contribui na dissipação do calor gerado por eles. No entanto, as temperaturas anormais registradas, não apresentam grandes variações ao ponto de serem classificadas como *Hot Spots*, afirmando isso com base nos dados disponibilizados pelo fabricante dos módulos: eles apresentam uma temperatura máxima de operação de até 85°C, e como a maior temperatura obtida foi de 55,6°C, é tido então que os valores de temperatura registrados estão dentro da faixa aceitável. Ainda, sim, isso não deixa de ser preocupante, pois a não uniformidade térmica na superfície dos módulos pode ocasionar sérios problemas, além de reduzir consideravelmente a produção do sistema.

A inspeção termográfica proporcionou também uma análise nos três inversores presentes no arranjo fotovoltaico, onde foram observadas temperaturas dentro da faixa delimitada pelos fabricantes, ou seja, a maior temperatura verificada foi de 58,7°C, e a faixa de temperatura definida pelo fabricante vai até 60°C, em virtude disso, as temperaturas exibidas não apresentam uma justificativa para uma possível substituição dos inversores. No entanto, a situação observada merece uma maior atenção, pois um dos inversores está operando em uma temperatura bastante próxima do limite aceitável.

Portanto, a verificação e identificação efetiva das falhas, através da aferição dos dados de produção, assim como a execução de manutenções e limpezas recorrentes conseguirão possibilitar a predição do planejamento das atividades, além de reduzir o tempo de interrupções em função de manutenções ou de inoperância do sistema.

REFERÊNCIAS

Abas N, Kalair A, Khan N. Review of fossil fuels and future energy technologies. *Futures* 2015; 69:31–49.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899:2013**. Energia solar fotovoltaica — Terminologia. Rio de Janeiro, 2013.

ABNT – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 16818**: ensaios não destrutivos: termografia infravermelha: procedimento para aplicações do método da termografia infravermelha. Rio de Janeiro, 2020.

ALMEIDA, Marcelo Pinho. Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados á rede. 2012. Tese de Doutorado. Universidade de São Paulo. Disponível em: <<https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/86/86131/tde-28062012-102236/en.php>>. Acesso em 09 fev. 2023.

ALSEMA E. Energy payback time and CO2 emissions of PV systems. *Pract. Handb. Photovoltaics*, Elsevier; 2012, p. 1097–117.

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução normativa nº 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Consulta em fevereiro de 2023.

Associação Brasileira de Energia Solar (ABSOLAR). Energia Solar Fotovoltaico no Brasil Infográfico ABSOLAR. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 09 de fev. 2023.

Câmeras de Infravermelho com MSX® FLIR E4. 2022. Por **TELEDYNE FLIR**. Disponível em: <https://www.flir.com.br/products/e4/?vertical=condition+monitoring&segment=solution>. Acesso em: 16 out. 2022.

CASARIN, Ricardo. **Instalações de energia solar crescem 95% no Nordeste em 2022**. 2023. Por Portal Solar. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/noticias/mercado/geracao-distribuida/instalacoes-de-energia-solar-crescem-95-no-nordeste-em-2022>>. Acesso em: 05 fev. 2023.

CONRADO, Deyvison Muniz. **Estudo dos principais aspectos de manutenção em sistemas fotovoltaicos on-grid**. 2021. 91 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal Rural de Pernambuco, Cabo de Santo Agostinho, 2021.

COSTA, A. L. C.; HIRASHIMA, S. Q. da S.; FERREIRA, R. V. Operação e manutenção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede: inspeção termográfica e limpeza de módulos FV. **Ambiente Construído**, Porto Alegre, v. 21, n. 4, p. 201-220, out./dez. 2021.

FERREIRA, Rafael Augusto Magalhães. **METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS UTILIZANDO UM MODELO ELÉTRICO-TÉRMICO E TERMOGRAFIA QUANTITATIVA**. 2018. 140 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Mecânica, Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2018.

FONSECA, J.E.F... [et.al.] - Análise da degradação em duas instalações fotovoltaicas, localizadas em Porto Alegre, Brasil. In: CIES2020: As Energias Renováveis na Transição

Energética: Livro de Comunicações do XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Iberoamericano de Energia Solar. Helder Gonçalves, Manuel Romero (Ed.). Lisboa, Portugal: LNEG, 3-5 Novembro, 2020, p. 33-38.

GALDINO, M. A.; DA SILVA, P. de C. Subsídios para identificação visual de problemas em células e módulos fotovoltaicos. **Revista brasileira de energia solar**, v. 5, n. 2, p. 159-170, 2014.

HICKEL, B. M. et al. Análise da influência do acúmulo de sujeira sobre diferentes tecnologias de módulos fv: revisão e medições de campo. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 7., Belo Horizonte, 2016. **Anais [...]** Belo Horizonte, 2016.

HICKEL, Bernardo Meyer. **O IMPACTO NO DESEMPENHO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CAUSADO PELO ACÚMULO DE SUJEIRA SOBRE OS MÓDULOS FV – METODOLOGIA E AVALIAÇÃO ATRAVÉS DE CURVAS IxV EM CAMPO**. 2017. 110 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2017.

ILSE, Klemens K. et al. Fundamentals of soiling processes on photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, [s. l.], v. 98, n. January, p. 239-254, 2018.

IRENA. *Renewable Energy Statistics 2022*.

MEYER, S.; TIMMEL, S.; GLÄSER, M.; BRAUN, U.; WACHTENDORF, V.; HAGENDORF, C., 2014. Polymer foil additives trigger the formation of snail trails in photovoltaic modules. *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 130, pp. 64-70.

MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **NR 06** – Equipamento de Proteção Individual – EPI. Brasília: Ministério do Trabalho e Emprego, 2015. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/composicao/orgaos-especificos/secretariade-trabalho/inspecao/seguranca-e-saude-no-trabalho/ctpp-nrs/norma-regulamentadora-no-6-nr-6#:~:text=A%20Norma%20Regulamentadora%20n%C2%BA%206,setores%20ou%20atividades%20econ%C3%B4micas%20espec%C3%ADficas>. Acesso em: 07 out. 2022.

MINISTÉRIO DO TRABALHO E EMPREGO. **NR 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade**. Brasília: Ministério do Trabalho e Emprego, 2004. Disponível em: <https://www.gov.br/trabalho-e-previdencia/pt-br/composicao/orgaos-especificos/secretariade-trabalho/inspecao/seguranca-e-saude-no-trabalho/ctpp-nrs/norma-regulamentadora-no-10-nr-10>. Acesso em: 07 out. 2022.

MONDOC, B., POP, F., 2010. Factors Influencing the Performance of a Photovoltaic Power Plant. 3rd International conference on modern power systems, pp.271-276.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; GONÇALVES, A. R.; COSTA, R. S.; LIMA, F. J. L. de; RÜTHER, R.; ABREU, S. L. de; TIEPOLO, G. M.; PEREIRA, S. V.; SOUZA, J. G. de. **Atlas brasileiro de energia solar**. 2a. ed. São José dos Campos: INPE, 2017. Disponível em: < http://labren.ccst.inpe.br/atlas_2017.html >. Acesso em: 08 dez. 2023.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antônio (organizadores). **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito – Cresesb. Rio de Janeiro-RJ, 2014, 529p.

SANTOS, André; POSSER, Leonardo Soares; GARCIA, Sérgio Boscato. ASPECTOS DE MANUTENÇÃO E ANÁLISE DE DESEMPENHO DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO ON-GRID. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Fortaleza. **Anais CBENS 2020**. Fortaleza: Cbens, 2020. p. 1-11. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/999>. Acesso em: 22 out. 2022.

SAUAIA, R. L. Energia solar fotovoltaica: panorama, oportunidades e desafios. Audiência Pública, Comissão de Minas e Energia – CME, Câmara dos Deputados. Brasília, 13/08/2019. Disponível em: < <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoespermanentes/cme/apresentacoes-em-eventos/2019/13-08-2019-distribuicao-de-energia-solarfotovoltaica/2019.08.13%20ABSOLAR%20-%20Energia%20Solar%20Fotovoltaica%20-%20Dr.%20Rodrigo%20Lopes%20Sauaia.pdf> >. Acesso em: 15 dez. 2022.

SOUZA, Jocelia Dantas de *et al.* USINA SOLAR FOTOVOLTAICA DA UFERSA CAMPUS CARAÚBAS-RN. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 8., 2020, Fortaleza. **Anais CBENS 2020**. Fortaleza: Cbens, 2020. p. 1-8. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/873>. Acesso em: 10 jan. 2023.

SOUZA, Thiago Miranda de. **Estudo de Técnicas de Manutenção Preventiva em Instalações Fotovoltaicas**. 2021. 65 f. TCC (Doutorado) - Curso de Engenharia de Energia, Universidade de Brasília, Brasília, 2021.

TRINA SOLAR. THE DUOMAX DUAL GLASS 72-CELL MODULE. 2017. 2p.

TRISTÃO, Joarley Luciano. **INSPEÇÃO E MANUTENÇÃO DAS ESTRUTURAS DE FIXAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**. 2021. 51 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Mecânica, Centro Universitário do Sul de Minas, Varginha, 2021. Disponível em: <http://repositorio.unis.edu.br/handle/prefix/2214>. Acesso em: 20 nov. 2022.