

ANÁLISE DE PERDAS POR DEGRADAÇÃO E DESCASAMENTO DE MÓDULOS EM UM SISTEMA FOTOVOLTAICO DA UTFPR – CAMPUS CURITIBA

Édwin Augusto Tonolo – edwintonolo@gmail.com

Jair Urbanetz Junior – urbanetz@utfpr.edu.br

Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica (DAELT)

4.2 Tecnologia e ensaio de módulos fotovoltaicos

Resumo. A crescente demanda por energia e a preocupação com os elevados índices de emissão de poluentes na atmosfera ilustram a necessidade por diversificação na matriz elétrica mundial, onde as fontes renováveis de energia devem receber mais investimentos. Entre as opções consolidadas, segundo os relatórios mundiais, a energia fotovoltaica aparece como a mais crescente em potência instalada em todo o mundo. Contudo, para garantir que um sistema fotovoltaico gere o montante de energia elétrica esperado, muitos estudos sobre corretos procedimentos de instalação, operação e manutenção devem ser levados em consideração. Os módulos fotovoltaicos apresentam, ao longo do seu ciclo de vida, vários tipos de degradações, o que pode comprometer seu desempenho em relação ao momento em que foi instalado. Os módulos do sistema fotovoltaico do Escritório Verde (EV) da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) campus Curitiba, sede centro, estão em operação há 7 anos e meio e passaram por inspeção, tanto visual quanto com equipamentos específicos, onde foram constatados que apresentam degradação por browning, snail trail, pontos quentes (hot spot) e mismatch. Não é possível determinar o quanto cada um desses fatores impacta individualmente, porém utilizando um equipamento para traçar a curva I-V dos módulos é possível determinar qual o real percentual de redução de potência total, levando em conta todos os fatores de degradação associados. Os testes concluíram que há 3,9% de redução de potência no painel inteiro, índice que fica abaixo dos 7,5% (1% ao ano), especificado na folha de dados.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos, Energia solar fotovoltaica, Degradação de sistemas fotovoltaicos

1. INTRODUÇÃO

Em 2018, a demanda global de energia aumentou cerca de 2,3%, o maior aumento em uma década, saltando para aproximadamente 167.367 TWh. A demanda por eletricidade aumentou em 4%, ou 900 TWh, representando um crescimento duas vezes mais rápido do que a demanda geral por energia. O forte crescimento econômico global (3,7%) e a maior demanda de aquecimento e refrigeração em algumas regiões explicam esses aumentos. Como resultado do maior consumo de energia, as emissões globais de CO₂ para a geração de energia tiveram aumento de 1,7%, atingindo a marca histórica de 33,1 Gt (REN 21, 2019) (ENERDATA, 2019) (IEA, 2019).

Muitas fontes alternativas de energia podem ser usadas em vez de combustíveis fósseis. A decisão sobre que tipo de fonte de energia deve ser utilizada em cada caso deve ser tomada com base em considerações econômicas, ambientais e de segurança (Kalogirou, 2014).

A energia renovável tem sido estabelecida globalmente como das principais fontes de geração de eletricidade há vários anos. Houve crescimento de 4% a nível mundial, totalizando no mundo aproximadamente 2,378 TW de potência instalada. A participação estimada de renováveis na geração global de eletricidade era de mais de 26% até o final de 2018, impulsionada principalmente por metas e políticas estáveis. As adições líquidas de capacidade para energia renovável foram maiores do que para combustíveis fósseis e energia nuclear combinada pelo quarto ano consecutivo, e as energias renováveis agora representam mais de um terço da capacidade instalada global de energia (REN 21, 2019) (ENERDATA, 2019).

O mercado global anual de energia solar fotovoltaica registrou aumento em 2018, superando a marca de 100 GW pela primeira vez. A capacidade mundial acumulada aumentou aproximadamente 25%, para pelo menos 505 GW. No Brasil, estima-se que haviam 2,3 GW (REN 21, 2019) (IRENA, 2019). Até meados de fevereiro de 2020, já somam 4,65 GW de potência instalada (ANEEL, 2020a) (ANEEL, 2020b). Segundo BEN (2019), para o ano de 2018 o Brasil gerou 3.461 GWh com energia solar, representando apenas 0,64% da energia elétrica consumida no país.

Os módulos fotovoltaicos são dispositivos que convertem a luz solar, a fonte de energia mais abundante do planeta, diretamente em eletricidade, sem um mecanismo térmico ou rotativo. O equipamento fotovoltaico não possui partes móveis e, como resultado, requer manutenção mínima e apresenta longa vida útil. Gera eletricidade sem produzir gases de efeito estufa ou quaisquer outros gases e seu funcionamento é praticamente silencioso. Os sistemas fotovoltaicos são altamente confiáveis e requerem pouca manutenção (Kalogirou, 2014).

Os sistemas fotovoltaicos apresentam baixa necessidade de manutenção, no entanto, recomenda-se que sejam feitas inspeções periódicas, pois assim pequenos problemas podem ser identificados e corrigidos, ajudando a evitar falhas que possam levar a longos períodos de inatividade, o que, por sua vez, otimiza o rendimento, garante uma operação eficiente e ajuda a prevenir problemas mais graves no futuro (DGS, 2008) (Pinho e Galdino, 2014).

Para reduzir o custo de operação e manutenção, o diagnóstico precoce de falhas desempenha um papel importante, permitindo a longa vida útil efetiva dos módulos fotovoltaicos. Tradicionalmente, muitos métodos diferentes têm sido utilizados para inspeção e monitoramento de usinas solares. A inspeção visual ainda é usada para verificar as condições físicas de cada módulo fotovoltaico, certificando-se de que a superfície frontal está íntegra e limpa, as células não apresentam sinais de rachadura e descoloração, a estrutura de fixação do painel fotovoltaico está fixa, sem pontos de corrosão e devidamente aterrada (Pinho e Galdino, 2014) (Badescu, Lazariu e Barelli 2018).

Os sistemas fotovoltaicos apresentam diversas fontes de perdas, que podem ser encontrados desde os módulos até o ponto de conexão com a rede elétrica, diminuindo o desempenho do sistema, que é normalmente previsto em condições laboratoriais padrão. Contudo, nas instalações ao ar livre, os sistemas fotovoltaicos raramente experimentam essas condições (Almeida, 2012) (Mondoc e Pop, 2010).

Não há uma maneira "padrão" de prever o desempenho dos sistemas fotovoltaicos. A chave é um bom entendimento da tecnologia fotovoltaica, como ela funciona sob uma variedade de condições e como cada um dos fatores afeta o sistema em um local específico. A investigação de defeitos e degradação em módulos fotovoltaicos tornou-se um assunto importante, pois a confiabilidade e a vida útil do produto são essenciais para o desempenho do sistema e para as condições de garantia (Almeida, 2012) (Mondoc e Pop, 2010) (Meyer et al, 2014). Entre os vários fatores que influenciam a geração de energia em sistemas fotovoltaicos, há os vários tipos de degradação e o descasamento de módulos (*mismatch*), condições que serão estudadas.

2. MATERIAIS E MÉTODOS

Quando um módulo fotovoltaico apresenta sinais de degradação, é possível determinar quantitativamente esse valor, para isso são necessários alguns testes, como os que foram realizados. O mais simplificado e que não requer investimento com a compra de equipamentos, é a inspeção visual, onde pode-se detectar sinais mais superficiais. Para o segundo, foi utilizado o equipamento HT I-V500W, que é um traçador de curvas I-V e P-V. Para o terceiro ensaio, foi utilizada uma câmera termográfica.

O teste com o equipamento permite verificar como o módulo ou painel está operando em relação as condições especificadas pelo fabricante, como tensão, corrente e potência. Esse equipamento fornece em seu relatório final, a curva nominal, cujos dados foram inseridos da folha de dados disponibilizada pelo fabricante. A Segunda informação é a curva de operação instantânea, cujos resultados são obtidos no exato momento do teste, com os dados sendo coletados instantaneamente, e por fim, e a curva normalizada para as condições STC (standart test condition, do inglês condições padrão de testes), facilitando assim a comparação e determinação da real condição dos módulos fotovoltaicos.

Na folha de dados dos módulos fotovoltaicos, são apresentados todos os valores nominais de potência, tensão e corrente, como também uma garantia de perda de potência, ou seja, o fabricante esclarece o quanto o módulo fotovoltaico vai deixar de gerar com o passar do tempo em função de degradação.

Com inspeções visuais é possível determinar vários defeitos em módulos fotovoltaicos, como *browning*, *yellowing*, *snail trail*, delaminação, infiltração, degradação do revestimento, células com as bordas em contato, célula quebrada, metalização, bolhas de ar, corrosão, quebras, amassados e rachaduras e corrosão na caixa de conexão. Após inspeção nos módulos do EV, foram detectados dois problemas de degradação, que são o *browning* e o *snail trail*.

Browning é um fenômeno que pode ser visualmente detectado e corresponde ao escurecimento, de coloração amarronzada, da resina de EVA (etil vinil acetato) que se encontra presente na frente das células e tem como função o encapsulamento, protegendo do envelhecimento causado pelos raios UV (ultravioleta), temperatura extrema e umidade. Esse tipo de degradação compromete a eficiência dos módulos, pois reduz a transmissividade ótica do material (Galdino e Silva, 2014).

Um dos efeitos da degradação que tem sido observado cada vez mais nos últimos anos é o *snail trail*, por causa de sua aparência visual. Esse fenômeno ocorre em certo período (de vários meses a vários anos) após a instalação inicial e aparecem como descolorações nas bordas das células e como linhas escuras que se cruzam. No entanto, influências negativas de longo prazo não podem ser descartadas e requerem mais estudos. Sabe-se que a umidade é um fator-chave (Meyer et al, 2014).

Outro teste executado, foi a detecção de ponto quente (*hot spot*), fenômeno pode ser explicado como sendo uma área de um módulo fotovoltaico com temperatura mais alta que as demais. Pode ser causada por um sombreamento parcial, ou descasamento de características elétricas. Eletricamente, a corrente possa a fluir na célula fotovoltaica em sentido contrário ao da operação normal, transformando-a, assim, em uma carga elétrica, causando um superaquecimento, que se durar por muito tempo pode até resultar em sua destruição, inutilizando, desta forma, totalmente o módulo fotovoltaico (Galdino e Silva, 2014).

A potência máxima de saída do painel fotovoltaico total é sempre menor que a soma da saída máxima dos módulos individuais. Essa diferença é resultado de pequenas diferenças no desempenho de um módulo para o próximo e é chamada de descasamento de módulo (*mismatch*). Parte da energia total também é perdida devido à resistência na fiação do sistema. Essas perdas devem ser trabalhadas para que possam ser reduzidas ao mínimo (Mondoc e Pop, 2010).

3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

A Universidade Tecnológica Federal do Paraná campus Curitiba (UTFPR), possui um sistema fotovoltaico conectado à rede (SFVCR) composto por 10 módulos de 210 Wp cada, totalizando 2,1 kWp. O painel está instalado no telhado do Escritório Verde (EV), uma casa modelo construída para o melhor aproveitamento energético, apresentado na Fig. 1. O sistema fotovoltaico visto na parte superior não é objeto desse estudo.



Figura 1 - Painel fotovoltaico do EV.

Primeiramente, serão mostradas as formas de degradações obtidos a partir da inspeção visual, como o *browning* e o *snail trail*, que por serem mais simples, foram executados por primeiro.

O sistema fotovoltaico do EV está em operação a 7,5 anos e os 10 módulos apresentam o fenômeno de degradação *browning*, não havendo registros de quando o processo se iniciou. Na Fig. 2, estão ilustrados alguns exemplos em diferentes módulos. O círculo contínuo destaca as células degradadas, enquanto o pontilhado, as que estão com a coloração original.

Todos os 10 módulos fotovoltaicos apresentam *browning*, porém é uma condição pontual, estando presente em apenas algumas células, espalhadas aleatoriamente no módulo.

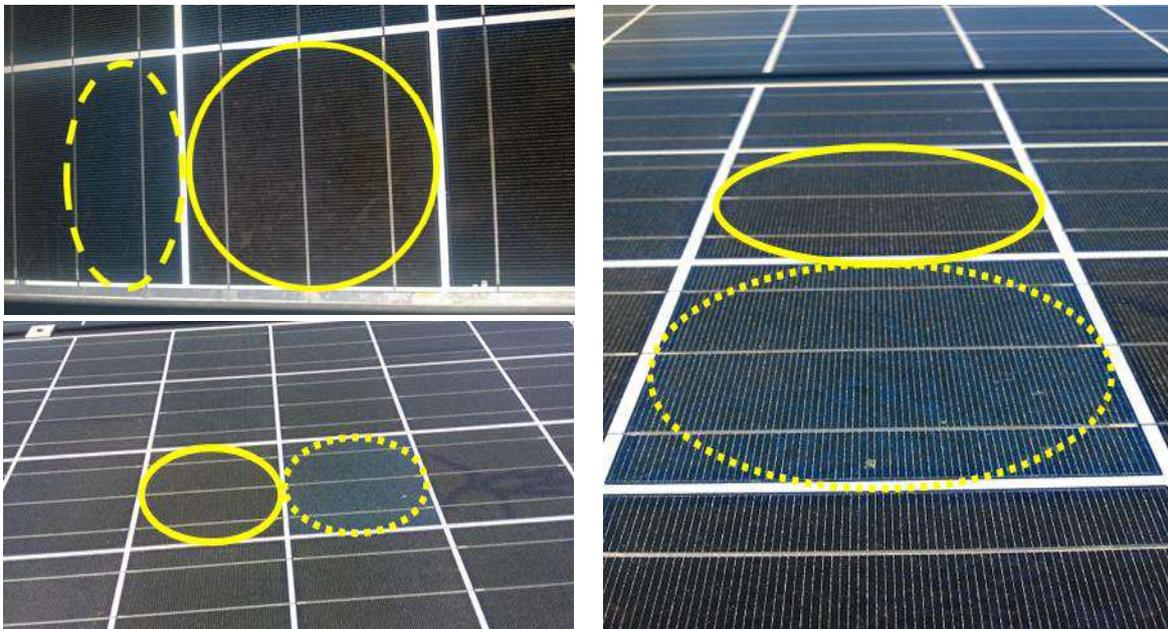


Figura 2 - Módulos do EV com *browning*.

O segundo teste visual é para detecção de *snail trail*. Na Fig. 3, estão destacados alguns exemplos. Novamente, todos os 10 módulos apresentam o fenômeno e também não há registro de quando se iniciou.

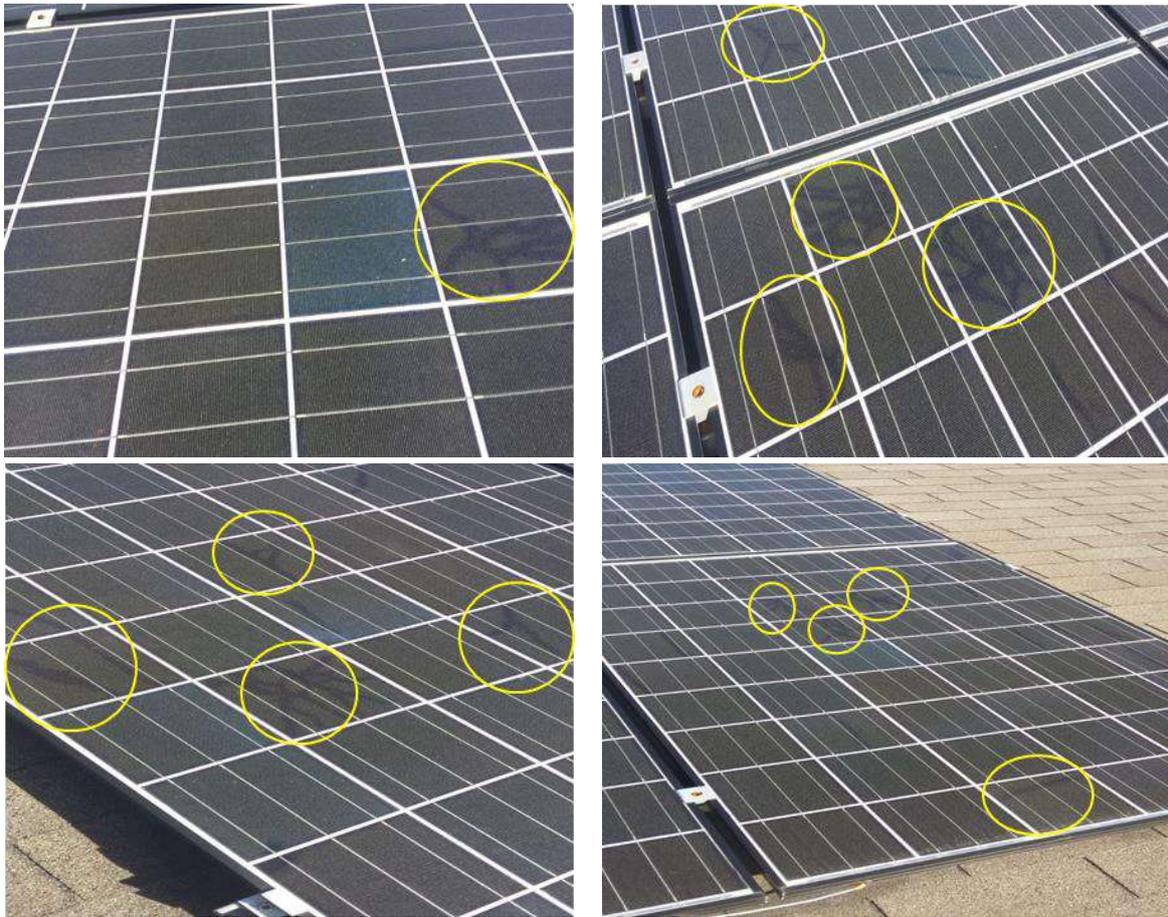


Figura 3 - Módulos do EV com *Snail Trail*.

Para poder detectar pontos quentes, foi necessário utilizar uma câmera térmica. O procedimento foi realizado com o equipamento Câmera Térmica ON PRO USB-C para Smartphone Android - FLIR-435-0007 que é acoplado à entrada USB do celular, utilizando-o como interface para o usuário. Para utilizar, é preciso instalar no smartphone o aplicativo FLIR ONE. Os testes foram realizados em dia completamente ensolarado e no horário de maior temperatura ambiente, próximo ao meio dia. Na Fig. 4(a) e Fig. 4(b), estão representados os 4 módulos do EV que apresentam o problema, sendo o mais crítico apresentado na Fig. 4(b) à direita, onde a diferença de temperatura ultrapassa os 10°C.

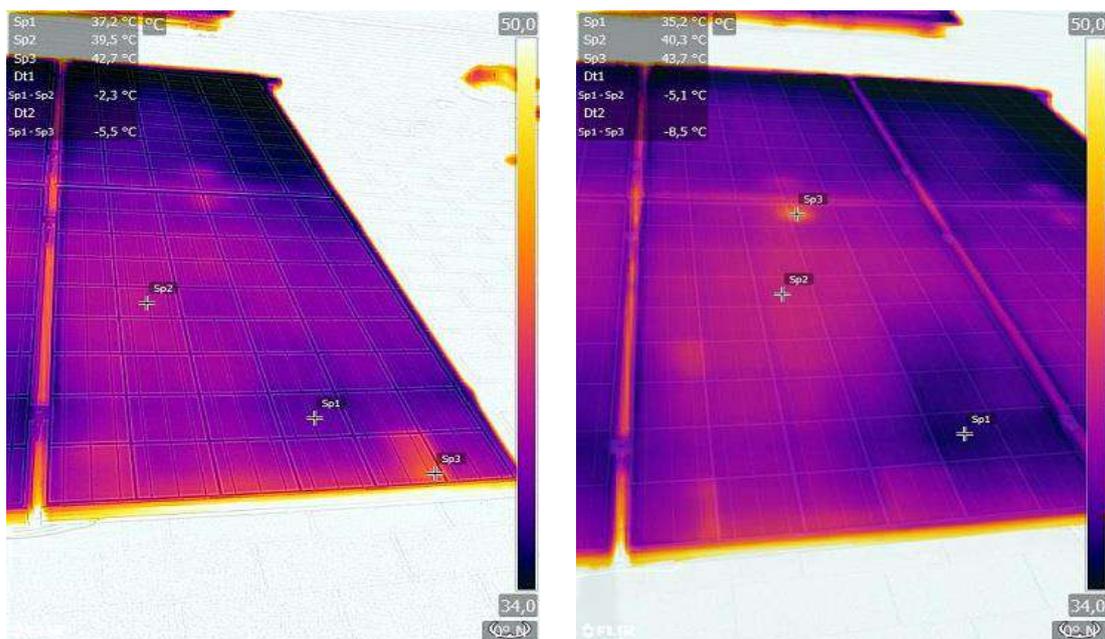


Figura 4(a) - Módulos do EV com pontos quentes.

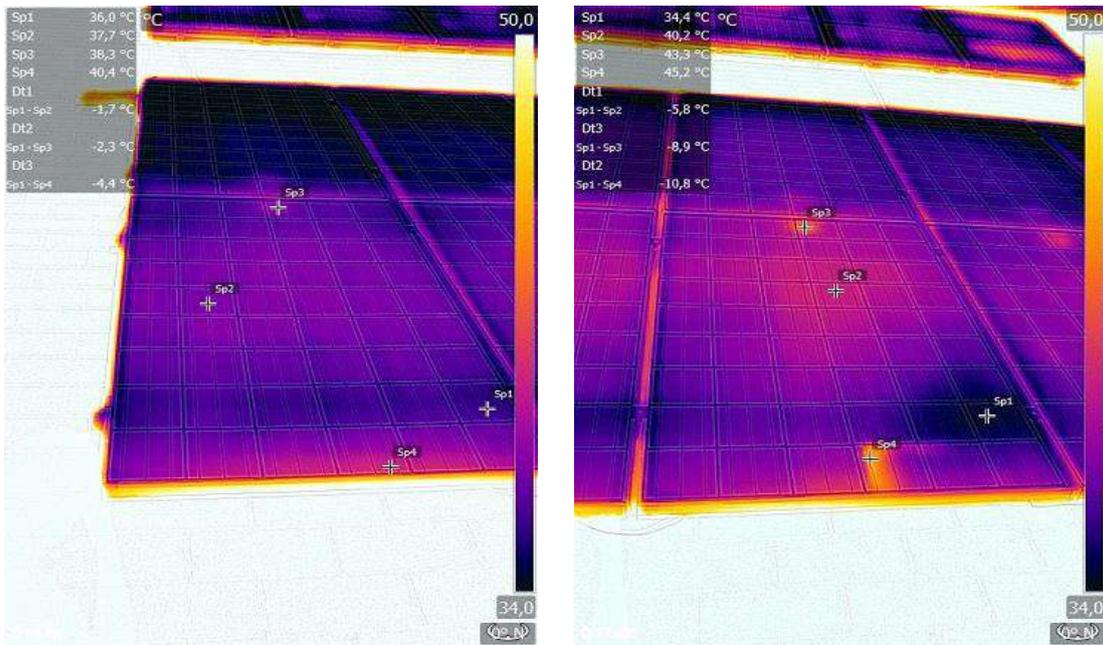


Figura 4(b) - Módulos do EV com pontos quentes.

Ao final, é realizado o teste para traçar a curva I-V dos módulos individualmente, e também do painel fotovoltaico. Conforme descrito anteriormente, foi utilizado o equipamento HT I-V500W. Antes de iniciar o procedimento, é necessário cadastrar no equipamento os dados do módulo fotovoltaico, como tensão, potência, fatores de temperatura alfa e beta e o tempo de operação. Posteriormente, o equipamento é conectado ao módulo via cabo MC4. Os testes, novamente, devem ser feitos sob condições de céu claro e em horário próximo ao meio dia, com irradiância superior a 700 W/m². Também é importante realizar limpeza nos módulos, para que a variável sujidade não interfira nos testes.

Na Fig. 5, está representado o gráfico I-V do painel do sistema fotovoltaico do EV. Pode-se visualizar que o teste foi realizado as 12:36, o painel apresentou potência instantânea de 1508,9 W, a irradiância no momento registrada foi de 824 W/m² e o painel apresentava temperatura de 47,7 °C.

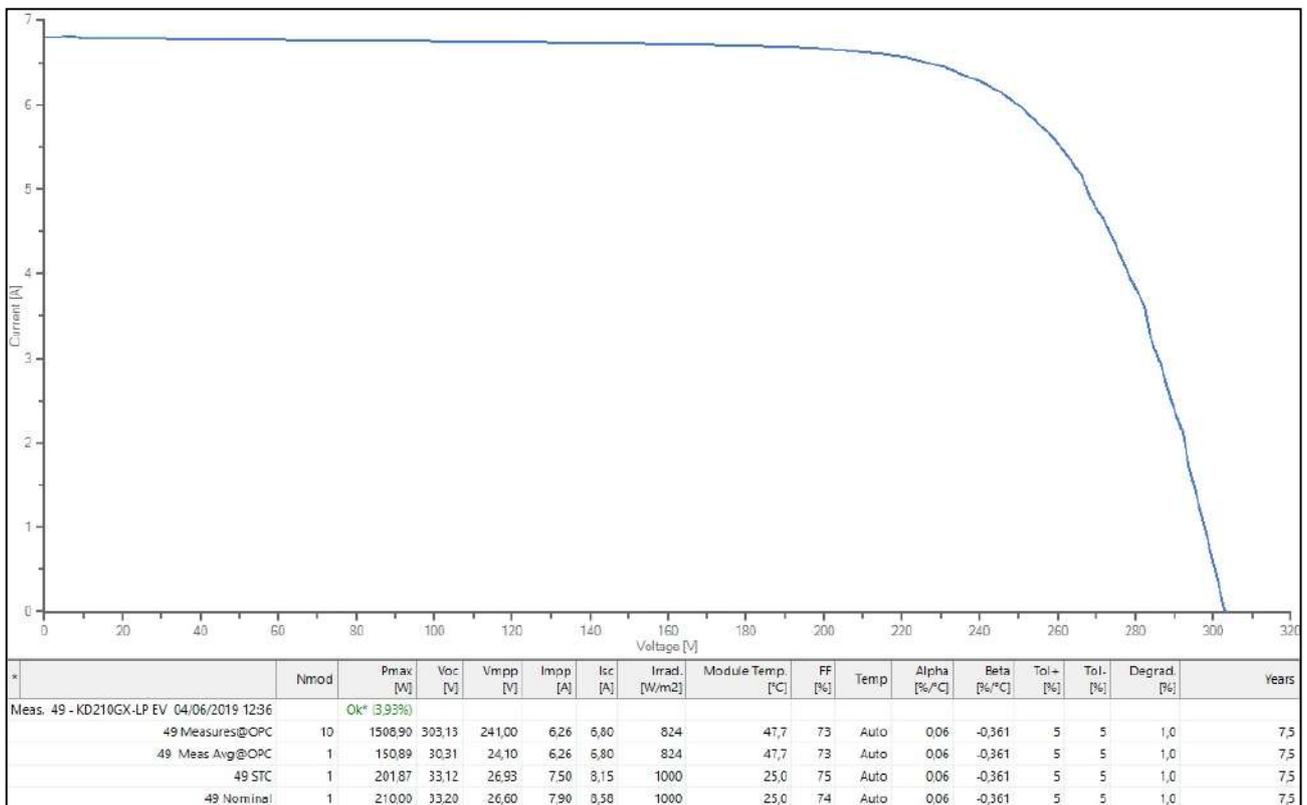


Figura 5 - Gráfico I-V do painel do EV.

Na Fig. 6, é apresentado novamente o gráfico I-V do sistema fotovoltaico do EV, a diferença é que nesse caso o resultado é apresentado em forma de média, ou seja, os valores obtidos no teste instantâneo foram divididos pela quantidade de módulos do painel, que nesse caso são 10.

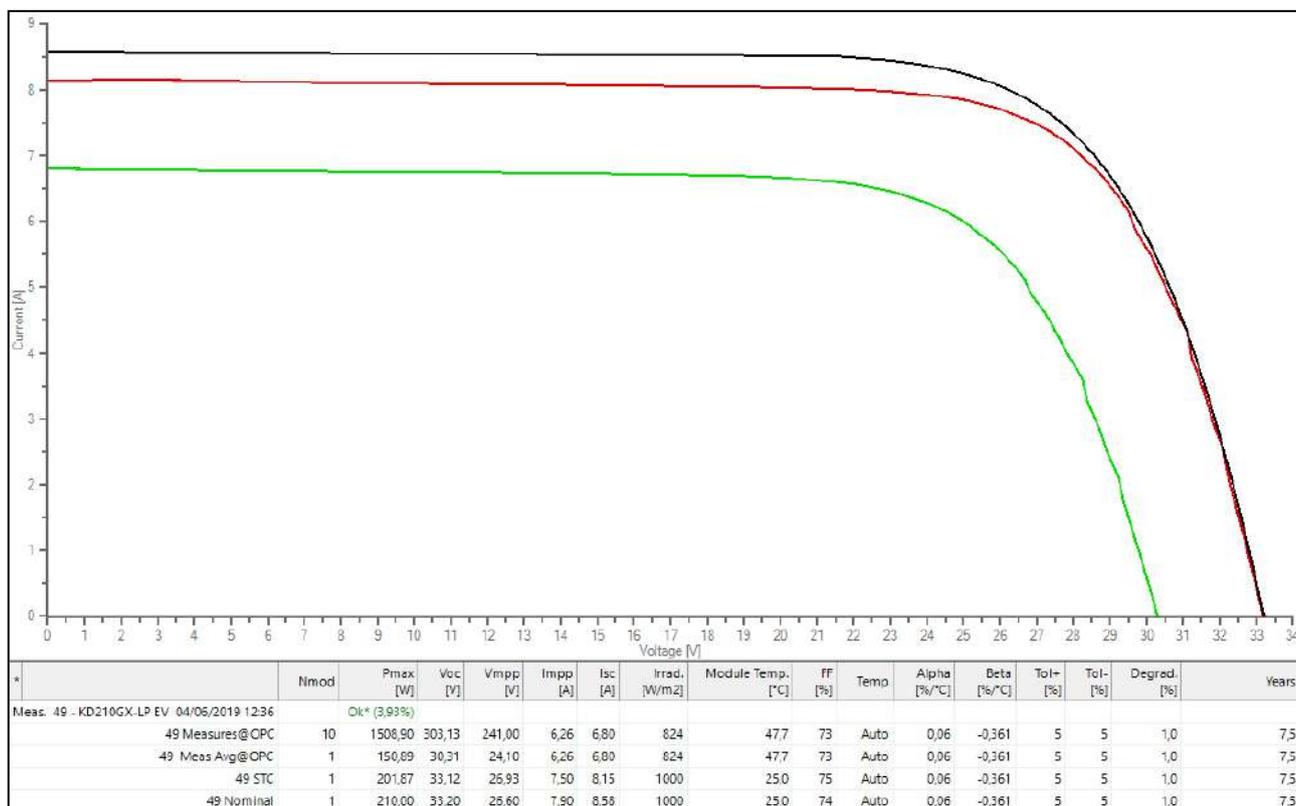


Figura 6 - Gráfico I-V do EV.

Para compreender o gráfico apresentado, a linha de cor preta representa os valores nominais dos módulos, ou seja, os dados que foram inseridos a partir das folhas de dados disponibilizados pelo fabricante dos módulos, seriam os valores ideais. Na linha verde, estão representados os dados instantâneos do teste, cujos valores são os que o módulo estaria gerando no exato momento em que o teste foi realizado. A linha vermelha representa os dados do experimento extrapolados para as condições STC, ou seja, o equipamento faz a correção da irradiância e temperatura e calcula quanto o módulo geraria nas condições padrão de teste.

Outro dado que é importante verificar, é o resultado final escrito em verde (ok* 3,93%), pois esse é o resultado final do teste que determina se a potência entregue pelo módulo atende ao que está especificado na folha de dados, ou seja, se o módulo está tendo degradação condizente com o que o fabricante garante.

O fabricante dos módulos fornece garantia de que poderá haver no máximo 1% de perda de potência por ano, ou seja, uma garantia de um valor máximo. Para fins de cálculos, esses valores foram tratados como uma expectativa. Como o sistema está instalado a 7,5 anos, o cálculo teórico resulta em 7,5% de perda de potência no período, resultando em uma potência máxima de 194,254 Wp.

Quando o teste é realizado, o equipamento não tem condições de separar todas as possíveis perdas existentes no módulo. Assim, as degradações anteriormente apresentadas somadas ao descasamento de módulos, não são medidas separadamente. O teste indica que o módulo está com um resultado positivo em relação a esses fatores, e que ao final do processo, o sistema ainda apresenta 3,93% de potência acima do esperado. Realizando o cálculo percentual, é possível averiguar que o painel apresenta apenas 3,57% de perdas, ou seja, está com condições superiores das garantidas pelo fabricante (7,5 %).

Os valores apresentados na tabela abaixo do gráfico são iguais aos da Fig. 5, pelo fato de que são do mesmo teste, diferenciando apenas as informações gráficas.

4. CONCLUSÃO

Por mais que a degradação por *browning* esteja bem consolidada na literatura, não há valores consolidados sobre seu real impacto no desempenho dos módulos fotovoltaicos. Sabe-se que o escurecimento do EVA causa obstrução da luz solar e que em estágios avançados pode causar até 50% de redução. Todos os módulos do EV apresentam esse tipo de degradação.

Por outro lado, o *snail trail* é um assunto mais recente nos estudos de módulos fotovoltaicos, e seu impacto, a longo tempo, ainda é desconhecido. Todos os módulos do EV apresentam esse tipo de degradação, tendo alguns apenas uma ou duas marcas, enquanto outros apresentam várias.

Para determinar se um módulo apresenta pontos quentes, é necessário utilizar uma câmera térmica, cuja finalidade é apresentar como todas as áreas dos módulos estão se comportando termicamente. Quatro dos dez módulos do EV apresentam pontos quentes, sendo que o mais crítico apresenta diferença de temperatura da ordem de 10,8°C. A caixa de conexão apresentar temperatura levemente superior ao restante do módulo é normal, pois é nesse ponto que toda a energia do módulo se concentra e a ventilação é menor.

Ao final, foi determinado como está a curva I-V do módulo em relação as garantias do fabricante. O equipamento que plota a curva fornece diferentes informações, como a curva nominal do módulo, que é fornecida pelo fabricante na folha de dados, a curva instantânea, que apresenta o resultado levando em consideração a irradiância e temperatura no momento em que o teste foi executado e a corrigida para as condições STC, onde o equipamento corrige os valores, para que assim seja possível ter uma ideia mais concreta da real condição do módulo, pois assim é possível comparar com os dados fornecido pelo fabricante.

A folha de dados apresenta valores de degradação de 1% ao ano, os quais são considerados para os cálculos teóricos dos valores de degradação esperado após os 7,5 anos de operação. O painel FV teve resultado final positivo, onde esperava-se que apenas as perdas pela degradação natural fossem de 7,5%. Ao final do experimento, foi detectado que o módulo apresenta redução de potência na ordem de 3,57%, um resultado satisfatório e acima do esperado.

Agradecimentos

Os autores agradecem a UTFPR pelo apoio e infraestrutura disponibilizada para o desenvolvimento desta pesquisa e a COPEL-Distribuição pelo apoio e financiamento dos recursos para realização deste projeto de P&D "ANEEL PD 2866-0464/2017 - Metodologia Para Análise, Monitoramento e Gerenciamento da GD por Fontes Incentivadas".

REFERÊNCIAS

- Almeida, M. P., 2012. Qualificação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, Dissertação de mestrado, USP, São Paulo.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020a. Banco de informações de geração. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em: 13 fev. 2020.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, 2020b. Geração Distribuída. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp. Acesso em 13 fev. 2020.
- Badescu, V., Lazaroiu, G. C., Barelli, L., 2019. Power Engineering: Advances and Challenges Part B: Electrical Power. CRC Press, 1ª Edição.
- BEM - Balanço Energético Nacional, 2019. Relatório síntese / ano base 2018. Empresa de Pesquisa Energética – EPE.
- DGS - Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (The German Energy Society), 2008. Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers. Earthscan, 2ª edição.
- ENERDATA, 2019. Statistical Review of World Energy. Disponível em: <https://yearbook.enerdata.net/total-energy/world-consumption-statistics.html>. Acesso em: 10 de nov. 2019.
- Galdino, M. A., Silva, P. C., 2014. Subsídios para identificação visual de problemas em células e módulos fotovoltaicos. Revista brasileira de energia solar, vol. 5, n. 2, pp. 159-170.
- IEA - International Energy Agency, 2019. Global Energy & CO2 Status Report. The latest trends in energy and emissions in 2018.
- IRENA - International Renewable Energy Agency, 2019. Renewable capacity statistics 2019.
- Kalogirou, S., 2014. Solar energy engineering: processes and systems. Academic Press, 2ª Edição.
- 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.
- Mondoc, B., Pop, F., 2010. Factors Influencing the Performance of a Photovoltaic Power Plant. 3rd International conference on modern power systems, pp. 271- 276.
- Pinho, J. T., Galdino, M. A., 2014. Manual de Engenharia Para Sistemas Fotovoltaicos, CRESESB.
- REN2 - Renewables global status report, 2019. Disponível em < <http://www.ren21.net/gsr-2019/> > Acesso em: 12 set. 2019.

ANALYSIS OF MODULES LOSSES BY DEGRADATION AND MISMATCH IN AN UTFPR PHOTOVOLTAIC SYSTEM - CAMPUS CURITIBA

Abstract. *Growing demand for energy and concerns about the high levels of pollutant emissions in the atmosphere illustrate the need for diversification in the world electricity matrix, where renewable energy sources should receive more investments. Among the consolidated options, according to various global reports, photovoltaics appears to be one of the fastest growing in the world, concerning installed power. However, to ensure that a photovoltaic system generates the expected amount of electricity, many studies on correct installation, operation and maintenance procedures must be taken into consideration. Photovoltaic modules have various types of degradation throughout their life cycle, which may compromise their performance if compared to the moment when they were installed. The modules of the Green Office's (EV) photovoltaic system of the Federal University of Technology – Paraná – Brazil (UTFPR) Curitiba campus, center headquarters, have been in operation for 7 and a half years and have been inspected, both visually and with specific equipment, where it was found that they show degradation by browning, snail trail, hot spots and mismatch. It is not possible to determine how much each of these factors impacts individually, but by using an I-V curve tracer in the modules it is possible to determine the actual percentage of total power reduction taking into account all associated degradation factors. The tests concluded that there is 3.87% power reduction across the entire panel, which is below the 7.5% (1% per year) specified in the datasheet.*

Key words: *Photovoltaic systems; Photovoltaic solar energy; Losses in photovoltaic systems*