

# AVALIAÇÃO DA DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS POLICRISTALINOS NA CIDADE DE NATAL APÓS 4 ANOS DE EXPOSIÇÃO AO AR LIVRE

André Luiz de Oliveira Lira – andre@isi-er.com.br

Alan Rodrigues de Sousa – alansousa@isi-er.com.br

Bruno do Nascimento e Silva – brunonascimento@isi-er.com.br

Samira de Azevedo Santos Emiliavaca – samira@isi-er.com.br

Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis, Natal, Rio Grande do Norte

**Resumo.** Este artigo apresenta uma avaliação da degradação do desempenho de módulos fotovoltaicos após alguns anos de operação na cidade de Natal, no estado do Rio Grande do Norte. Dois módulos de silício policristalinos foram expostos ao sol por um período de 4 anos e posteriormente foram ensaiados em condições padrão de teste STC (do termo em inglês, standard test conditions), com auxílio de um simulador solar classe A+A+A+ conforme definido na IEC 60904-9:2020, e posteriormente, foi realizado um ensaio ao ar livre, utilizando um traçador de curva I-V para verificar o desempenho dos módulos. O estudo mostrou também, que a corrente de máxima potência é o fator mais afetado pela degradação, contribuindo para a perda de rendimento do módulo com o passar dos anos.

**Palavras-chave:** Energia solar, Degradação de módulos, Desempenho de sistemas fotovoltaicos.

## 1. INTRODUÇÃO

A demanda por energia renovável aumentou em todo o mundo devido às mudanças climáticas causadas pelo aquecimento global e as questões de independência energética com o aumento do consumo de energia elétrica (Saravanan e Babu, 2016). Como resultado, houve um crescimento consideravelmente rápido em instalações de usinas de energia solar fotovoltaica em todo mundo (Dhoke, Sharma e Saha, 2018; Obi e Bass, 2016). No Brasil em especial, apesar de não ter uma grande representação na matriz de energia elétrica, sistemas fotovoltaicos conectados à rede estão em crescente expansão, muito em virtude da aprovação da normativa 482/2012 da ANEEL em 17 de abril de 2012, e modificada pelas Resoluções Normativas ANEEL no 687/2015 e no 786/2017, normativas estas que realizaram a regulamentação da geração distribuída de energia. Atrelado a regulamentação, a queda do preço dos módulos no mercado mundial foi outro fator importante para a expansão desses sistemas.

À medida que o mercado de geradores fotovoltaicos cresce, a necessidade de informações confiáveis a respeito de suas características elétricas e físicas aumentam (Ramos, 2006). Desta forma, obter a máxima quantidade de dados para um projeto solar fotovoltaico torna-se imprescindível.

Os módulos fotovoltaicos são projetados para serem expostos aos mais diferentes tipos de climas, variando de alpino a moderado e de áridos a tropicais. Assim, os materiais usados na sua fabricação devem resistir às mudanças permanentes nas condições ambientais ao longo de sua vida útil (Hülsmann e Weiss, 2015). Sendo a temperatura, a umidade, a radiação ultravioleta e a tensão de polarização negativa os principais fatores de degradação para módulos fotovoltaicos, afetando diretamente no desempenho do módulo, e consequentemente na energia gerada (Koehl, Hoffmann e Wiesmeier, 2017). Desta forma, a durabilidade dos módulos fotovoltaicos é um fator chave para a viabilidade financeira de uma instalação e potencialmente a principal distinção entre os diferentes tipos de módulos fotovoltaicos (ZHU et al., 2016). Por essa razão, organismos internacionais como a *International Electrotechnical Commission* IEC adotam testes de envelhecimento acelerado no processo de certificação dos módulos fotovoltaicos como: *Damp Heat*, *Humidity Freeze* e *Thermal Cycling Test* (Hülsmann e Weiss, 2015; Kawai et al., 2017). Mas segundo (Ferrara e Philipp, 2012), os testes de acordo com os padrões IEC atuais não são severos o suficiente para cobrir o estresse ao longo da vida. Portanto alguns autores sugerem o prolongamento desses ensaios afim de verificar melhor a influência desses testes na vida útil do módulo (Roy, Kumar e Gupta, 2019; Koehl, Hoffmann e Wiesmeier, 2017; Park, So e Kim, 2021).

O Brasil devido a suas proporções continentais possui climas distintos dependendo da região, tendo a região nordeste com os maiores valores de irradiação solar por metro quadrado de área (Pereira et al., 2017). Particularmente, a cidade de Natal possui um clima quente e úmido em todas as épocas do ano e segundo (Wu et al., 2014) a alta temperatura acelera a entrada de umidade no módulo, que é um dos principais fatores da degradação.

Neste artigo, a análise da degradação de módulos fotovoltaicos de silício policristalino após 4 anos de exposição ao ar livre no clima da cidade de Natal é avaliada. O objetivo desse estudo é apresentar os resultados da exposição ao ar livre no desempenho dos módulos fotovoltaicos. Para tanto, foi utilizado um simulador solar classe A+A+A+ e um traçador de curva I-V para avaliar o desempenho elétrico dos módulos.

## 2. METODOLOGIA E CONFIGURAÇÃO EXPERIMENTAL

O experimento foi montado no Instituto SENAI de Inovação em Energias Renováveis ISI-ER, localizado na cidade de Natal com a latitude  $-5,825^\circ$  e na longitude  $-35,227^\circ$  com sua altitude em relação ao nível do mar de 50 m. A localidade apresenta um clima tropical úmido com alta temperatura e a alta umidade durante o ano. Com auxílio da estação solarimétrica do ISI-ER, exibida pela Fig. 1, é possível definir com precisão as variáveis radiométricas e meteorológicas da localidade, sendo a média anual das principais variáveis apresentados na Tab. 1.



Figura 1 - Vista da estação solarimétrica do ISI-ER.

Tabela 1 - Valores médios anuais das variáveis meteorológicas medidas pela estação do ISI-ER.

	Radiação Global Horizontal [kWh/m <sup>2</sup> ]	Temperatura [°C]	Umidade Relativa [%]	Velocidade do Vento [m/s]
Média anual	5,787	27,46	73,825	9,23

Inicialmente, no ano zero, foram selecionados três módulos fotovoltaicos do fabricante JINKO Solar, modelo JKM260P-60, módulos novos e ainda não expostos ao sol. Primeiro passo foi expor os 3 módulos ao sol e um deles retirado com algumas horas ao sol, com o objetivo de verificar o efeito LID (do inglês, Light Induced Degradation), efeito este, que provoca uma queda da eficiência dos módulos nas primeiras horas de exposição ao sol. Posteriormente, foi realizado a medição da curva característica I-V desse módulo exposto ao sol por, somente algumas horas, com auxílio de um simulador solar, onde podem ser verificado o resultado na Tab. 2. Os três módulos foram denominados de teste 01, teste 02 e referência para diferenciar os módulos testados com quatro anos de exposição é o módulo que só teve a exposição inicial de algumas horas. Conforme mencionado, os módulos teste 01 e teste 02 ficaram expostos ao sol por um período de 4 anos, enquanto o módulo referência, aquele exposto somente por algumas horas ao sol, ficou armazenado em um lugar fechado para utilização com uma referência inicial do ano zero dos módulos teste 01 e teste 02. As especificações técnicas dos módulos retiradas do *datasheet* fornecido pelo fabricante e os resultados do ensaio do simulador solar para o módulo de referência antes e depois da exposição ao sol são apresentados na Tab. 2. Também, do *datasheet* do fabricante, é retirado a Fig. 2 que exibe a curva da perda da eficiência do módulo com o decorrer de 25 anos garantida pelo fabricante.

Tabela 2 - Características do módulo em experimento.

Características	Valores em STC	Antes	Depois
Tipo do material	Policristalino		
Máxima potencia	260 W	258,646 W	254,5 W
Eficiência	15,9%	15,8 %	15,6 %
Tensão de circuito aberto	38,1 V	38,005 V	37,600 V
Corrente de curto circuito	8,98 A	8,865 A	8,879 A
Tensão de máxima potencia	31,1 V	31,089 V	30,730 V
Corrente de máxima potencia	8,37V	8,319 A	8,282 A
Área do módulo	1,6368 m <sup>2</sup>		

Quantidade de células	60
Coefficiente de temperatura para corrente	0,06%/°C
Coefficiente de temperatura para tensão	-0,31%/°C

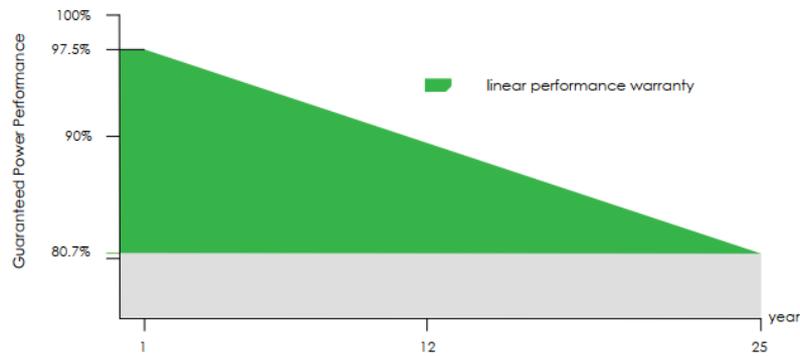


Figura 2 - Garantia de desempenho linear do módulo analisado.

Após o período 4 anos de exposição ao sol, os módulos teste 01 e teste 02, foram novamente ensaiados no simulador solar e em um traçador de curva I\*V, e os resultados das medições foram comparadas com o resultado obtido pelo módulo de referência, que estava armazenado, e também foi ensaiado após esse período para verificar se teve alteração mesmo armazenado. As medições foram realizadas seguindo as orientações descritas na IEC 60904-1:2020 para a medição da curva I-V ao ar livre e em simuladores solares.

Para ensaio com simulador solar foi utilizado o High LIGHT3 da Meyer Burger, representado na Fig. 3. O high LIGHT3 é classificado como Classe A+A+A+ pela IEC 60904-9 e possui incorporado na sua concepção todos os equipamentos necessários para realizar a medição da máxima potência em condições padrões de teste STC (do inglês, Standard Test Conditions). Isto é, uma irradiância de 1000 W/m<sup>2</sup>, um espectro AM1.5 G e a temperatura do módulo a 25 °C, como definido na IEC 60904-1:2020 e IEC 61215-1:2021.

Para o ensaio ao ar livre foi utilizado o traçador de curva I-V PVPM1500X da Photovoltaik Engineering, que mede juntamente com a característica I-V do módulo, também os valores de temperatura do módulo e da irradiação incidente, afim de extrapolar os resultados da medição para as condições STC.



Figura 3 - Vista do simulador solar High LIGHT3 da Meyer Burger.

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados obtidos, utilizando o simulador solar, após o período de 4 anos de exposição ao sol são apresentados nas Fig. 4, nas quais são apresentadas as curvas característica I-V e P-V dos três módulos em condição STC, respectivamente. A Fig 5, exibe os dados extraídos do relatório de ensaio dos três módulos.

Na Fig. 4a é possível observar que a tensão de circuito aberto não degradou com o passar dos anos, permanecendo quase que inalterada, enquanto a corrente foi a variável elétrica mais afetada por causa do aumento da resistência em série dos módulos expostos ao sol, como pode ser analisado nos resultados exibidos na Fig. 5. Resultados semelhantes foram obtidos por (Spinella e Bosco,2021; Roy, Kumar; Gupta, 2019), que realizaram testes de ciclagem térmica, um dos testes de envelhecimento acelerado proposto pela IEC 61215, e mostraram que a penetração de umidade contribui para o aumento na resistência serie do módulo, e por consequência ocorre a diminuição da corrente gerada. A Fig. 4b, que exibe a curva P-V dos módulos, complementa esse resultado mostrando a queda na potência máxima produzida pelos módulos, e por consequência, a queda na eficiência.

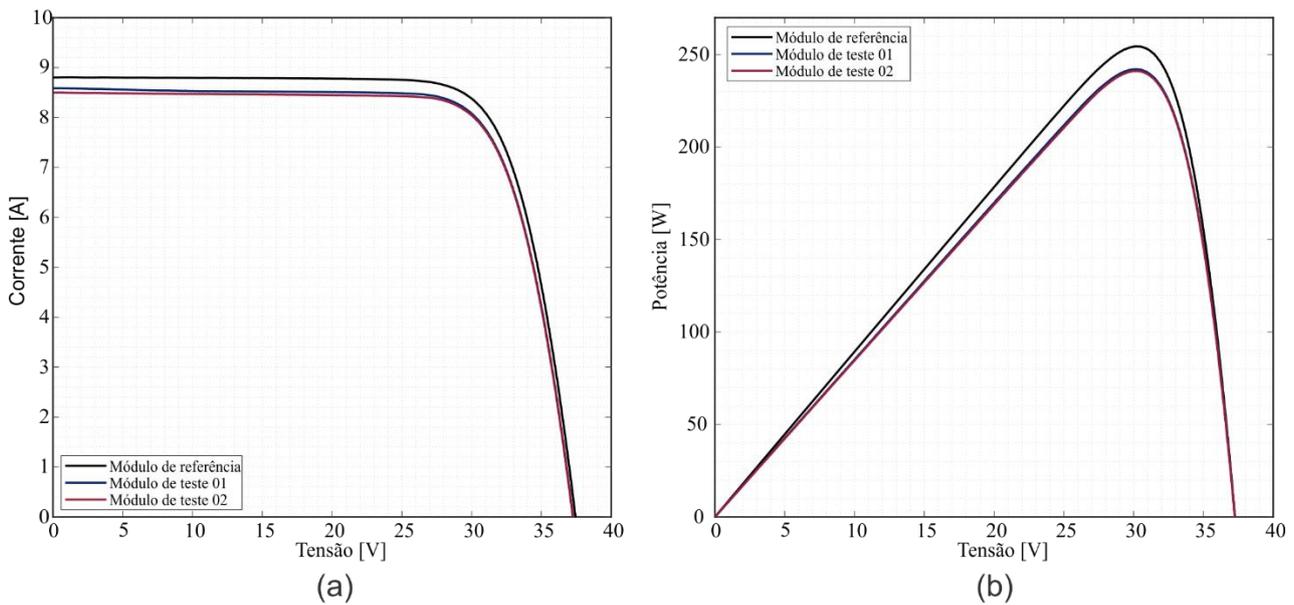


Figura 4 - Curvas características (a) I-V e (b) P-V em condições STC dos módulos ensaiados.

Afim de realizar uma comparação ao ar livre do desempenho dos três módulos, foi utilizado o traçador de curva I-V. Na Fig. 6, é possível observar que os módulos foram dispostos na horizontal e ensaiados um a um, próximo ao meio dia solar, com a radiação média de 1258 W/m<sup>2</sup>. O resultado do ensaio, pode ser visto na Fig. 7, na qual é exibida a curva I-V das medições nos módulos, confirmando os resultados obtidos pelo simulador, na qual os módulos expostos ao sol (teste 01 e teste 02) obtiveram uma queda da eficiência maior quando comparada com o módulo de referência. Por limitação do software do PVPM não é possível realizar a comparação das curvas em STC, mas os valores da medição corrigidos pelo software são apresentados na Tab. 3.

Módulo de referência		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	23.17 °C	Fill factor	76.94%
DUT temperature	24.09 °C	Cell efficiency	17.22%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	15.36%
Gavg	998.70 W/m <sup>2</sup>		
GstdDev	0.10 W/m <sup>2</sup>		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m <sup>2</sup>		
Voc (linear regr.)	37.607 V		
Isc (linear regr.)	8.879 A		
Regression linear for	0.465 Ω		
Rsh (linear regr.)	319.267 Ω		
Maximum power	254.506 W		
Voltage at Maximum	30.730 V		
Current at Maximum	8.282 A		

(a)

Módulo de teste 01		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	23.11 °C	Fill factor	75.98%
DUT temperature	23.52 °C	Cell efficiency	16.75%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	14.94%
Gavg	1012.97 W/m <sup>2</sup>		
GstdDev	0.19 W/m <sup>2</sup>		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m <sup>2</sup>		
Voc (linear regr.)	37.466 V		
Isc (linear regr.)	8.591 A		
Regression linear for	0.504 Ω		
Rsh (linear regr.)	210.394 Ω		
Maximum power	244.542 W		
Voltage at Maximum	30.369 V		
Current at Maximum	8.052 A		

(b)

Módulo de teste 02		Irradiance Channel 1	
Monitor cell temperature	23.20 °C	Fill factor	76.53%
DUT temperature	24.96 °C	Cell efficiency	16.65%
Compensated	25.00 °C	DUT efficiency	14.86%
Gavg	1013.45 W/m <sup>2</sup>		
GstdDev	0.15 W/m <sup>2</sup>		
Compensated Irradiance	1000.00 W/m <sup>2</sup>		
Voc (linear regr.)	37.428 V		
Isc (linear regr.)	8.489 A		
Regression linear for	0.502 Ω		
Rsh (linear regr.)	324.357 Ω		
Maximum power	243.174 W		
Voltage at Maximum	30.385 V		
Current at Maximum	8.003 A		

(c)

Figura 5 - Resultados dos ensaios dos três módulos, (a) módulo de referencia, (b) módulo de teste 01 e (c) módulo de teste 02.



Figura 6 - Vista da realização do ensaio utilizando o traçador de curva I-V.

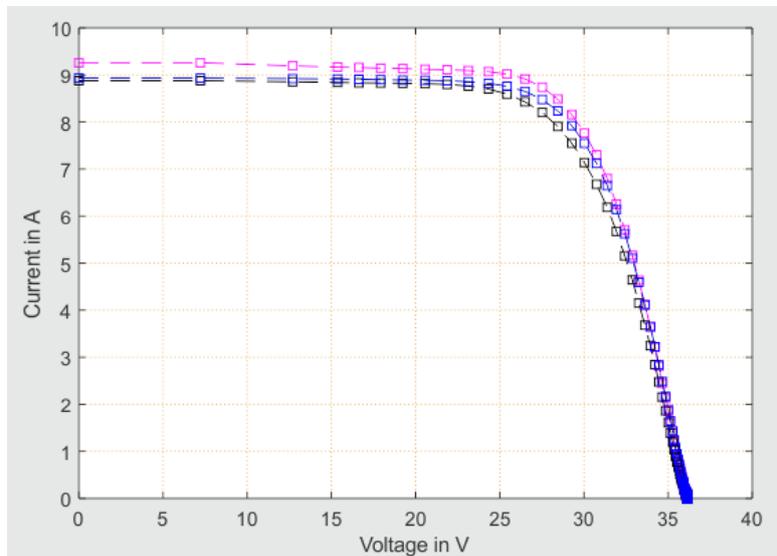


Figura 7 - Curvas características I-V medidas pelo PVPM 1500X, em roxo curva I-V do módulo de referência, em azul curva I-V do teste 01 e em preto curva I-V do teste 02.

Na Tab. 3 é exibido a comparação entre os resultados obtidos utilizando o simulador solar e o traçador de curva I-V. Na qual é possível observar que o módulo de referência tem a maior eficiência quando comparado com os módulos teste 01 e teste 02, já que o mesmo não ficou exposto ao sol por um período de 4 anos. Também é possível notar que a queda do desempenho dos módulos está maior que a prevista pelo fabricante (5,19%), considerando as medições realizadas no simulador solar. No qual, o fabricante afirma no *datasheet* e é exibido na Fig. 2 que o módulo possui uma queda inicial de 2,5% no início da sua operação e a partir disso, passar a degradar cerca de 0,67% ao ano. Como resultado, o módulo de teste 01 obteve uma queda de 5,45% e o módulo teste 02 uma queda de 5,98%. Esses valores acima do declarado pelo fabricante, podem ser justificados pelas condições climáticas da cidade de Natal, que possui um clima quente, com alta umidade e grande presença de nuvem durante o dia, que causa uma grande variação da irradiância que atinge a superfície do módulo. Desta forma, o módulo sofre um estresse maior que o esperado e garantido pelo fabricante.

Um ponto que merece destaque, é a incerteza inerente do traçador de curva I-V que é de 5% quando comparada com a incerteza do simulador solar que é de 0,89%. Essa diferença pode ser observada nos valores apresentados na Tab. 3, na qual existe uma discrepância nos valores. Essa incerteza do traçador pode mascarar os efeitos da degradação em campo, mas serve como um bom indicador da qualidade do sistema fotovoltaico, visto que sua utilização em campo tem uma excelente praticidade. Diferente de um simulador solar de alta precisão, que mostra com mais exatidão os valores reais da eficiência do módulo e é o padrão utilizado nos laboratórios de certificação, entretanto tem uma maior dificuldade para módulos já em uso serem enviados a um laboratório.

Tabela 3 - Comparação entre os resultados das características dos módulos medidos pelo simulador solar e o traçador de curva I-V após os quatro anos.

Parâmetros	Valores do datasheet	Módulo de referência – Sem exposição ao sol	Módulo de referência – Após exposição ao sol	Módulo em teste 01 - Simulador Solar	Módulo em teste 02 - Simulador Solar	Módulo em teste 01 - Traçador de Curva I-V	Módulo em teste 02 - Traçador de Curva I-V
Potência [W]	260	258,646	254,506	244,542	243,174	242,9	238,2
Eficiência [%]	15,90	15,80	15,60	14,94	14,86	14,84	14,55
Tensão de circuito aberto [V]	38,1	38,005	37,607	37,466	37,428	35,47	34,97
Corrente de curto-circuito [A]	8,98	8,865	8,879	8,591	8,489	9,11	8,92
Tensão de máxima potência [V]	31,1	31,089	30,730	30,369	30,385	28,7	28,6
Corrente de máxima potência [A]	8,37	8,319	8,282	8,052	8,003	8,46	8,34
Queda na eficiência após 4 anos de exposição ao sol [%]	5,19	****	1,60	5,45	5,98	6,09	7,91

#### 4. CONCLUSÕES

Este trabalho avaliou o efeito da degradação em dois módulos de silício policristalino quando submetidos ao clima da cidade de Natal, por um período de 4 anos de exposição. Foi possível observar através de ensaios em um simulador solar classificado como Classe A+A+A+ pela IEC 60904-9 e por um traçador de curva I-V portátil, que os módulos em testes apresentaram uma degradação condizente ao declarado pelo fabricante, cerca de 0,67% ao ano, mesmo para o clima quente e úmido da cidade de Natal. Também, é verificado que a corrente de máxima potência é o principal fator que leva à queda do desempenho dos módulos, em virtude do aumento da resistência em série do módulo. Também, foi observado que a tensão de circuito aberto não sofre grandes alterações quando o módulo é exposto ao sol.

#### Agradecimentos

Os autores agradecem ao ISI-ER pelo apoio no desenvolvimento deste trabalho, à Petrobras pelo suporte financeiro no âmbito do projeto ANEEL PD-0553-0017/2011 e à CTG Brasil pelo custeio da bolsa de pesquisa no âmbito do projeto ANEEL PD-10381-0620/2020.

#### REFERÊNCIAS

- Dhoke, A., Sharma, R., Saha, T. K., 2018. Pv module degradation analysis and impact on settings of overcurrent protection devices. *Solar Energy*, vol. 160, pp. 360–367.
- Ferrara, C., Philipp, D., 2012. Why do pv modules fail? *Energy Procedia*, vol. 15, pp. 379–387.
- Hülsmann, P., Weiss, K.-A., 2015. Simulation of water ingress into pv-modules: Iec-testing versus outdoor exposure. *Solar Energy*, vol. 115, pp. 347–353.
- Kawai, S. et al., 2017. Causes of degradation identified by the extended thermal cycling test on commercially available crystalline silicon photovoltaic modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 7, n. 6, pp. 1511–1518.
- Koehl, M., Hoffmann, S., Wiesmeier, S., 2017. Evaluation of damp-heat testing of photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, n. 2, pp. 175–183.

- Obi, M., Bass, R., 2016. Trends and challenges of grid-connected photovoltaic systems—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1082–1094, 2016.
- Spark, H., So, W., Kim, W., 2021. Performance evaluation of photovoltaic modules by combined damp heat and temperature cycle test. *Energies, Multidisciplinary Digital Publishing Institute*, vol. 14, n. 11, pp. 3328.
- Ramos, C. de M., 2006. Procedimentos para Caracterização e Qualificação de Módulos Fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado - Curso de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo - USP, São Paulo, Brasil.
- Roy, S., Kumar, S., Gupta, R., 2019. Investigation and analysis of finger breakages in commercial crystalline silicon photovoltaic modules under standard thermal cycling test. *Engineering Failure Analysis*, vol. 101, pp. 309–319.
- Saravanan, S., Babu, N. R., 2016. Maximum power point tracking algorithms for photovoltaic system—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 192–204.
- Spinella, L., Bosco, N., 2021. Thermomechanical fatigue resistance of low temperature solder for multiwire interconnects in photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 225, pp. 111054.
- Wu, D. et al., 2014. Degradation of interfacial adhesion strength within photovoltaic mini-modules during damp-heat exposure. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 22, n. 7, pp. 796–809.
- Zhu, J. et al., 2016. Changes of solar cell parameters during damp-heat exposure. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 24, n. 10, pp. 1346–1358.

## EVALUATION THE DEGRADATION OF POLYCRYSTALLINE PHOTOVOLTAIC MODULES IN NATAL CITY AFTER 4 YEARS OF OUTDOOR EXPOSURE

**Abstract.** *This paper presents an evaluation of the performance degradation of photovoltaic modules after some years of operation in the city of Natal, in the state of Rio Grande do Norte. Two polycrystalline silicon modules were exposed to the sun for a period of 4 years and then tested under Standard Test Conditions STC, with the aid of a solar class A+A+A simulator + as defined in IEC 60904-9: 2020, and subsequently, an outdoor test was carried out using an the meter of the IV curve to verify the performance of the modules. The study also revealed that the maximum power current is the factor most affected by degradation, contributing to the module's yield loss over the years.*

**Key words:** *Solar energy, Module degradation, Performance of photovoltaic systems.*