

## AVALIAÇÃO DE UM ARRANJO FOTOVOLTAICO APÓS ONZE ANOS DE OPERAÇÃO

**Fernando Schuck de Oliveira** – fernandoschuck@hotmail.com

**Lucas Della Méa Soares** – lucas.dmea@gmail.com

**César Wilhelm Massen Prieb** – cprieb@ufrgs.br

**Arno Krenzinger** – arno.krenzinger@ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Laboratório de Energia Solar

### 4.3 Aspectos técnicos de sistemas fotovoltaicos instalados

**Resumo.** No presente trabalho é apresentada a avaliação de um arranjo fotovoltaico composto por 16 módulos interligados de modo a formar duas séries de oito módulos conectadas em paralelo. A potência nominal na condição padrão de teste ( $1.000 \text{ W/m}^2$  e  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ) é de  $1.600 \text{ W}_p$ . O mesmo arranjo foi ensaiado no ano de 2006 e a curva I-V levantada nesta época foi usada para comparar com a curva determinada neste trabalho, em 2017. Os resultados indicam uma perda de, aproximadamente, 5 % na potência ao longo destes 11 anos. Além da análise dos parâmetros elétricos, foi realizada uma inspeção visual a fim de identificar as degradações ocorridas nos módulos. Foi possível observar que a totalidade dos módulos apresentou descoloração e boa parte apresentou delaminação.

**Palavras-chave:** Energia Solar Fotovoltaica, Degradação, Arranjo Fotovoltaico

## 1. INTRODUÇÃO

Para que um projeto de produção de eletricidade a partir da tecnologia fotovoltaica seja viável economicamente é importante conhecer a influência do envelhecimento dos módulos fotovoltaicos (unidade básica de geração) na capacidade de geração do sistema. Estudos sobre a degradação de módulos fotovoltaicos expostos às condições climáticas e, consequentemente, os efeitos desta sobre as suas características elétricas tornam-se necessários para a projeção do retorno de investimento. Experimentos de degradação acelerada em módulos fotovoltaicos podem ser realizados e, através destes, é possível quantificar e reproduzir falhas. Existem, no entanto, efeitos que somente podem ser constatados quando os módulos estão expostos a condições reais de funcionamento (Sánchez-Friera *et al.*, 2011). A degradação do módulo fotovoltaico tem influência direta na potência entregue ao sistema, provocando a diminuição da energia produzida com o passar dos anos. Estudos indicam que, a longo prazo, as perdas estão entre 0,2 % e 1,0 % ao ano (Branker *et al.*, 2011; Ndiaye *et al.*, 2013).

De acordo com o trabalho de Ndiaye *et al.* (2013), que trata-se de uma revisão de trabalhos publicados acerca da degradação em módulos fotovoltaicos, os principais tipos observados em módulos de silício cristalino são:

- Interconexões quebradas;
- Células quebradas;
- Corrosão;
- Delaminação;
- Descoloração (*browning* e *yellowing*);
- Vidro quebrado;
- Falhas no diodo de *bypass*;
- Falhas na fita de solda.

A corrosão é provocada pela entrada de umidade pelas bordas do laminado, ocasionando aumento na condutividade do material, cujo resultado é um incremento nas correntes de fuga do módulo. A delaminação é a perda de adesão entre as células e o material que as encapsula (em geral um polímero chamado EVA – *Ethylene Vinyl Acetate*) resultando em aumento na refletividade, cujo efeito é a atenuação da irradiância antes de atingir as células. No encapsulamento também pode ocorrer a formação de bolhas de ar, defeito similar à delaminação, porém com uma área afetada menor. Ainda este material pode sofrer um tipo de degradação identificada como descoloração que é o fenômeno que corresponde ao escurecimento desta resina. Este processo inicia em um tom amarelado (*yellowing*) e evolui para a cor marrom (*browning*), implicando em uma redução da transmissividade óptica deste material e consequentemente redução na potência gerada (Ndiaye *et al.*, 2013).

O trabalho de Galdino e Silva (2014) lista exemplos das ocorrências de diversos tipos de degradação em módulos fotovoltaicos. Todos estes exemplos estão acompanhados de um registro fotográfico que auxilia na condução de uma inspeção visual nestes dispositivos. Uma ferramenta para auxiliar no procedimento de inspeção visual foi desenvolvida

pelos pesquisadores do NREL (*National Renewable Energy Laboratory*). Esta ferramenta é baseada em uma lista de itens a serem verificados ao se realizar este procedimento de avaliação (Packard *et al.*, 2012). No trabalho de Larocca (2013) um estudo abrangendo a degradação de módulos fotovoltaicos foi apresentado, considerando efeitos elétricos, ópticos e mudanças químicas no material que encapsula as células que compõem o módulo.

Neste trabalho apresentamos a avaliação do desempenho de um arranjo fotovoltaico após 11 anos de operação. Para sua avaliação, a curva  $I-V$  foi levantada e os parâmetros elétricos extraídos foram comparados com os registrados no ano de 2006. Além disso, uma inspeção visual foi realizada com o objetivo de identificar as degradações ocorridas nos módulos durante este período de operação.

## 2. METODOLOGIA

O arranjo avaliado neste trabalho faz parte de um sistema fotovoltaico conectado à rede que foi instalado na fachada norte do Laboratório de Energia Solar da UFRGS (LABSOL) em 2004. Este sistema possui 48 módulos fotovoltaicos de silício cristalino da marca ISOFOTON, modelo I-100/24, com potência nominal de 100  $W_p$ . Com estes módulos foram formados três arranjos compostos por duas séries de oito módulos, resultando em uma potência nominal de 1.600  $W_p$  por arranjo e 4.800  $W_p$  para todo o sistema. Uma descrição completa deste sistema é encontrada em Dias (2006). Uma foto da fachada do prédio do LABSOL onde os módulos estão instalados pode ser vista na Fig. 1. Todos os módulos que compõem esta instalação tiveram suas curvas características (ou curvas  $I-V$ ) determinadas experimentalmente em condições de temperatura de célula  $T_{cel}$  entre 53 °C e 63 °C e irradiância  $G$  entre 890  $W/m^2$  e 1.010  $W/m^2$ . Posteriormente estas curvas foram transladas para a condição de 1.000  $W/m^2$  e 55 °C (Prieb e Krenzinger, 2007). Para um dos arranjos deste sistema foi determinada a curva  $I-V$  em 2006 e os resultados publicados no trabalho de Prieb e Krenzinger (2007). A partir destes resultados e de novos ensaios é possível obter uma amostra do desempenho deste sistema após 11 anos de operação. Além disso, é possível verificar, através de inspeção visual nos módulos fotovoltaicos, defeitos que estão relacionados à degradação.



Figura 1- Foto da fachada norte do prédio do LABSOL onde estão instalados os módulos que compõem o arranjo avaliado neste trabalho.

Para avaliar o desempenho deste arranjo fotovoltaico inicialmente, tal como realizado em 2006, procedeu-se a limpeza dos módulos a fim de eliminar a sujeira depositada. Em seguida foi levantada experimentalmente a curva  $I-V$  utilizando-se um equipamento comercial traçador de curvas  $I-V$ , que permite medir arranjos nos limites de 1.000 V e 30 A. A irradiância no momento do ensaio foi medida utilizando-se uma célula de referência calibrada posicionada no mesmo plano dos módulos e a temperatura de célula através de um termopar disposto no centro de uma célula de um dos módulos. Estes ensaios foram realizados em um dia de céu limpo em um horário próximo ao meio-dia solar. A nova curva, obtida na condição de  $G = 994,3 W/m^2$  e  $T_{cel} = 60,8 °C$ , assim como a obtida por Prieb e Krenzinger (2007) na condição de  $G = 997 W/m^2$  e  $T_{cel} = 59 °C$ , foram transladas à condição de  $G = 1.000 W/m^2$  e  $T_{cel} = 60 °C$  através do método geométrico proposto por Bühler *et al.* (2014). Além da análise dos parâmetros elétricos, realizou-se a avaliação física dos módulos que compõem este arranjo através de inspeção visual a fim de identificar alguns tipos de degradação.

## 3. RESULTADOS

As curvas  $I-V$  e  $P-V$  obtidas experimentalmente e levadas uma condição comum ( $G = 1.000 W/m^2$  e  $T_{cel} = 60 °C$ )

podem ser vistas nas Figs. 2 e 3, respectivamente.

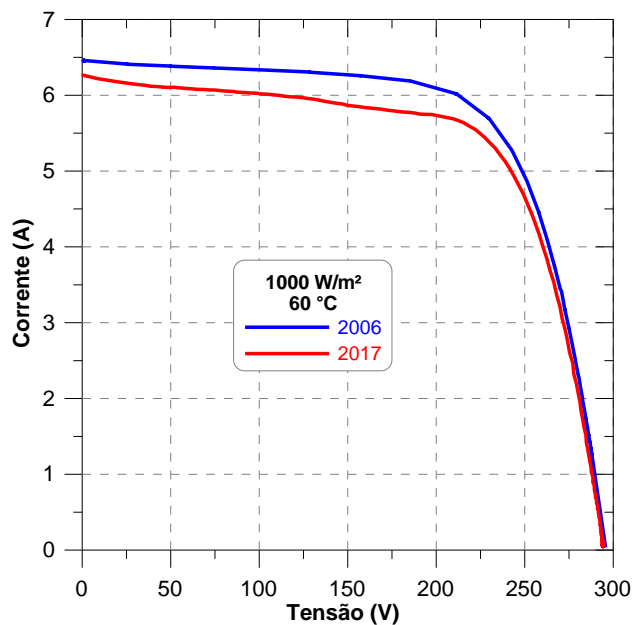


Figura 2 - Curvas  $I$ - $V$  levantadas em 2006 e 2017 e transladadas para a condição  $G = 1.000 \text{ W/m}^2$  e  $T_{cel} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ .

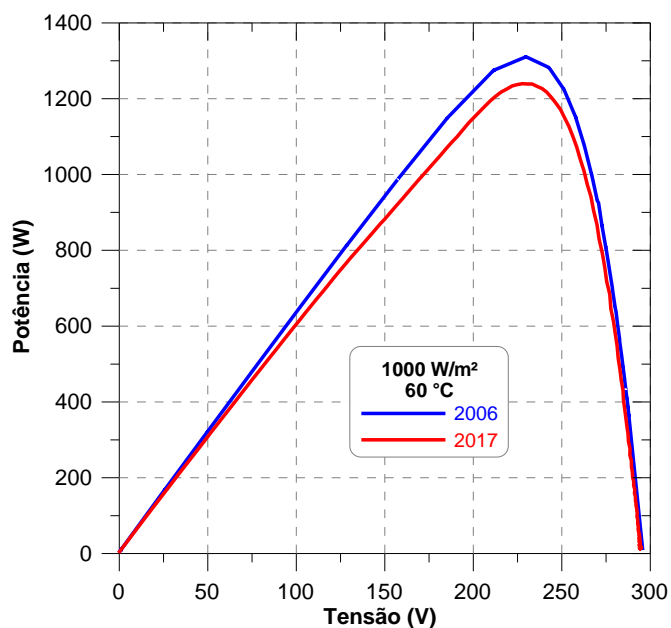


Figura 3 - Curvas  $P$ - $V$  levantadas em 2006 e 2017 e transladadas para a condição  $G = 1.000 \text{ W/m}^2$  e  $T_{cel} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ .

A Tab. 1 mostra os parâmetros obtidos a partir do pós-processamento das curvas determinadas experimentalmente e levadas à condição comum de  $G = 1.000 \text{ W/m}^2$  e  $T_{cel} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Tabela 1 - Dados obtidos a partir do pós-processamento das curvas determinadas experimentalmente e levadas à condição comum de  $G = 1.000 \text{ W/m}^2$  e  $T_{cel} = 60 \text{ }^\circ\text{C}$ .

Parâmetro	Avaliação de 2006	Avaliação de 2017	Variação (%)
$I_{SC}$ (A)	6,45	6,25	-3,1
$V_{OC}$ (V)	296,2	295,3	-0,3
$I_{MP}$ (A)	5,69	5,38	-5,4
$V_{MP}$ (V)	229,90	230,08	0,1
$P_{MP}$ (W)	1308,4	1239,3	-5,3
$FF$ (%)	68	67	-1,5

Embora existam incertezas relacionadas à irradiância e à temperatura, a partir da análise dos dados da Tab. 1 é possível inferir que a perda da potência do sistema de geração fotovoltaica avaliado (cerca de 5 %) está dentro previsto na literatura (entre 0,2 % e 1,0 % ao ano).

A inspeção visual mostrou que a maioria dos módulos do arranjo avaliado apresentou pelos menos um dos defeitos relacionados à degradação citados na seção 1. Os registros fotográficos da Fig. 4 mostram alguns módulos fotovoltaicos avaliados visualmente que apresentaram defeitos.

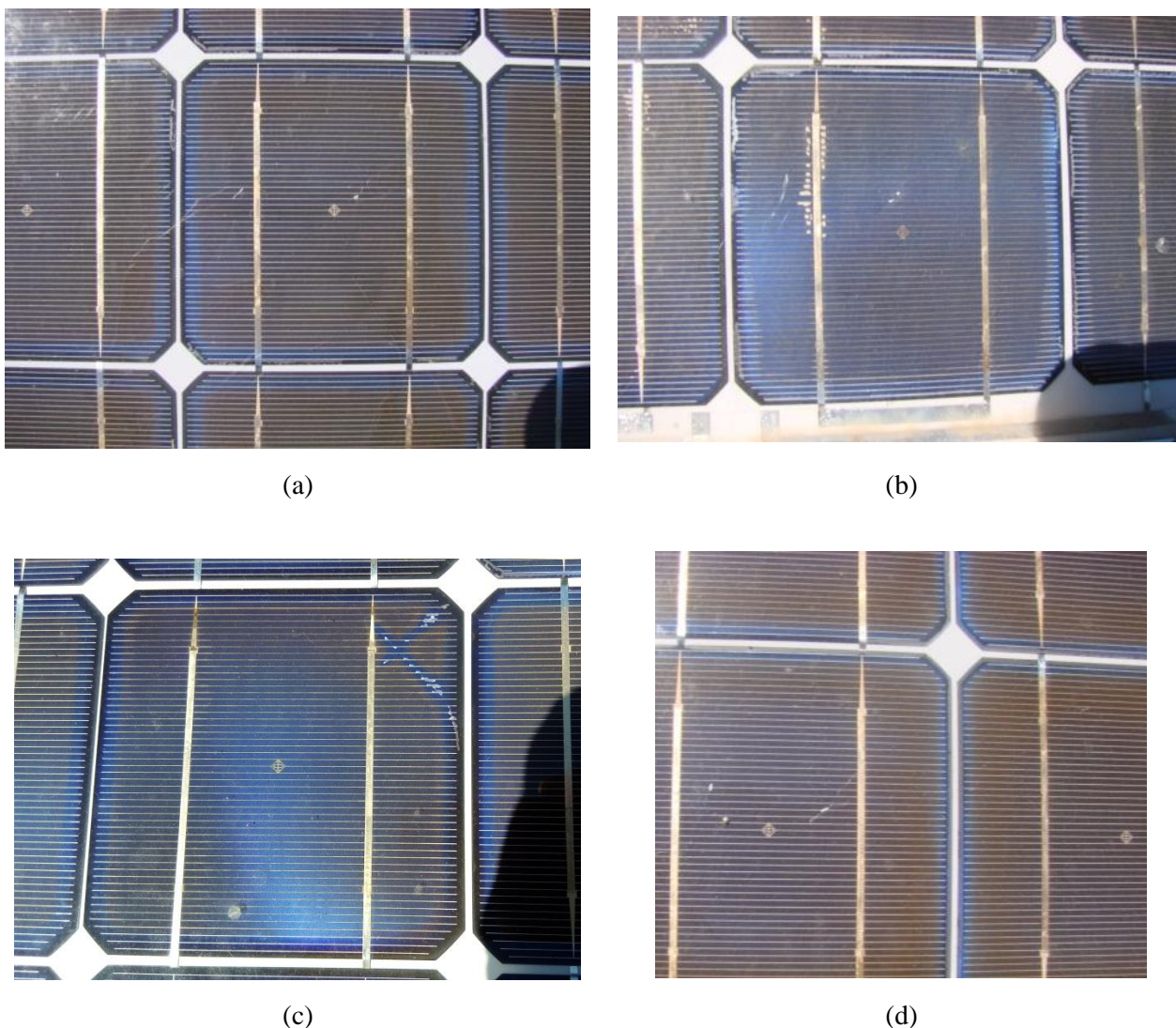


Figura 4 - Fotos das degradações encontradas durante a inspeção visual, sendo em (a) um exemplo de descoloração, em (b) um exemplo de delaminação, em (c) um exemplo de célula rachada e em (d) um exemplo de infiltração que pode ser observado nas bordas das células.

A Tab. 2 mostra os principais defeitos encontrados nos módulos inspecionados.

Tabela 2 - Principais defeitos encontrados nos módulos inspecionados.

Tipo de defeito	Módulos afetados	Módulos afetados (%)
Descoloração	16	100
Delaminação	13	81
Célula quebrada	2	12
Infiltração	4	25

### 3. CONCLUSÕES

Os módulos fotovoltaicos ao envelhecerem diminuem sua capacidade de fornecer potência. Conhecer como a

degradação influencia nos parâmetros elétricos dos módulos e, conseqüentemente, no seu desempenho é muito importante para avaliar o retorno de investimento durante sua vida útil. A literatura sugere que, a longo prazo, as perdas relacionadas com a degradação estão entre 0,2 % e 1 % ao ano.

Neste trabalho foi apresentada a avaliação do desempenho de um arranjo fotovoltaico após 11 anos de operação. Para sua avaliação, a curva *I-V* foi levantada e os parâmetros elétricos dela extraídos foram comparados com os registrados no ano de 2006. Além disso, uma inspeção visual foi realizada com o objetivo de identificar os tipos de degradação ocorridos nos módulos durante este período.

Os resultados obtidos indicam uma redução na potência de, aproximadamente, 5 % no período de 11 anos (em torno de 0,5 % ao ano). A inspeção visual revelou a presença dos tipos mais frequentes de degradação em módulos de silício cristalino, tais como descoloração e delaminação. Ainda, em alguns módulos, foram observados processos de infiltração.

### **Agradecimentos**

Os autores agradecem ao CNPq pelo apoio financeiro. O LABSOL é um laboratório associado ao Instituto Nacional de Ciência e Tecnologia de Energias Renováveis e Eficiência Energética da Amazônia, INCT-EREEA.

### **REFERÊNCIAS**

- Branker, K., Pathak, M. J. M., Pearce, J. M., 2011. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 15, pp. 4470-4482.
- Bühler, A. J., Gasparin, F. P., Krenzinger, A., 2014. Post-processing data of measured I-V curves of photovoltaic devices, *Renewable Energy*, vol. 68, pp. 602-610.
- Dias, J. B., 2006. Instalação fotovoltaica conectada à rede: estudo experimental para otimização do fator de dimensionamento, Tese de Doutorado, PROMEC, UFRGS, Porto Alegre.
- 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.
- Larocca, M. T. M., 2013. Degradación de módulos fotovoltaicos: análisis desde el punto de vista eléctrico y su interrelación con otros factores, Tese de Doutorado, Universidad Nacional de Salta, Salta, Argentina.
- Ndiaye, A., Charki, A., Kobi, A., Kébé, C. M. F., Ndiaye, P. A., Sambou, V., 2013. Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review, *Solar Energy*, vol. 96, pp. 140-151.
- Prieb, C. W. M., Krenzinger, A., 2007. Determinação de curva característica de arranjo fotovoltaico, I CBENS - I Congresso Brasileiro de Energia Solar, Fortaleza.
- Sánchez-Friera, P., Piliouline, M., Peláez, J., Carretero, J., Cardona, M. S., 2011. Analysis of degradation mechanisms of crystalline silicon PV modules after 12 years of operation in Southern Europe, *Progress in Photovoltaics*, vol. 19, pp. 658-666.

### **EVALUATION OF A PHOTOVOLTAIC ARRAY AFTER ELEVEN YEARS OF OPERATION**

**Abstract.** *This work presents the evaluation of a photovoltaic array composed by 16 modules in two series of eight modules connected in parallel. The rated power in the standard test condition (1000 W/m<sup>2</sup> and 25 °C) is 1,600 W<sub>p</sub>. Such array was tested in 2006 and the I-V curve then determined was compared to a curve determined in 2017. The results indicated a loss in power of approximately 5 % over these 11 years. In addition to the analysis of the electrical parameters, a visual inspection was carried out in order to identify the degradations that occurred in the modules. It was possible to observe that all the modules presented discoloration and many of them presented delamination.*

**Key words:** *Photovoltaic Energy, Module Degradation, Photovoltaic array*