

# ANÁLISE DA DEGRADAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS FABRICADOS COM DIFERENTES CÉLULAS SOLARES

Izete Zanescio – izete@puccs.br

Sérgio Boscato Garcia – sergio.garcia@puccs.br

Adriano Moehlecke – moehleck@puccs.br

Henrique Beck Valdivia – valdivia.henrique@gmail.com

Nathan Willig Lima – nathan.willig@acad.puccs.br

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Faculdade de Física, Programa de Pós-Graduação em Engenharia e Tecnologia de Materiais, Núcleo de Tecnologia em Energia Solar

**Resumo.** Problemas devido à degradação dos módulos fotovoltaicos e a perda de potência causada pelo acúmulo de pó podem influenciar a confiabilidade e o tempo de vida do sistema. O objetivo deste trabalho é analisar a degradação e a perda de potência por sujeira de módulos fotovoltaicos fabricados com células solares processadas em silício cristalino, com estrutura  $n^+pp^+$  e  $n^+pn^+$ , após 299 dias em condições de operação. Foram desenvolvidos dois processos independentes para fabricar as células solares  $n^+pp^+$ , com campo retrodifusor de Al e  $n^+pn^+$ , sem campo retrodifusor. Foi fabricado um módulo fotovoltaico com células solares com BSF e outro com dispositivos sem BSF. Em cada módulo foi associada uma carga resistiva para que operassem no ponto de máxima potência e foram expostos durante 299 dias às condições externas de operação. Foi realizada a medição da curva da corrente elétrica em função da tensão aplicada após diferentes períodos de tempo. Os módulos fotovoltaicos foram medidos sem limpeza das superfícies e após a limpeza. Dos resultados da medição dos módulos fotovoltaicos sem limpeza das superfícies constatou-se que a máxima variação da potência máxima no módulo com células com BSF foi de  $-4,1\%$  e no dispositivo com células  $n^+pn^+$  foi de  $-2,5\%$ . Somente ocorreu a degradação das células solares com BSF. Neste caso, a potência máxima do módulo fotovoltaico sofreu degradação de  $1,4\%$ . Concluiu-se que a perda de potência por acúmulo de sujeira nos dois módulos, independente do tipo de célula solar, é de no máximo aproximadamente  $2,5\%$  e que nestes módulos fotovoltaicos não foi observada a degradação dos materiais, somente das células solares com campo retrodifusor de Al.

**Palavras-chave:** Módulos Fotovoltaicos, Células Solares Com e Sem Campo Retrodifusor, Análise da Degradação

## 1. INTRODUÇÃO

Em um sistema fotovoltaico os módulos são os componentes que produzem energia elétrica, por meio do efeito fotovoltaico que ocorre nas células solares. Conseqüentemente, o módulo fotovoltaico é um dos principais dispositivos em relação à confiabilidade do sistema. Para que um sistema fotovoltaico produza energia com a confiabilidade necessária, o projeto, a instalação e a manutenção devem ser otimizados. No entanto, problemas devido à degradação podem surgir e devem ser estudados para definir a confiabilidade e o tempo de vida do sistema. Em geral alguns fabricantes dão garantia de  $90\%$  da potência máxima inicial após 10 anos e de  $80\%$  após 25 anos.

Atualmente, aproximadamente  $88\%$  dos módulos fotovoltaicos comercializados são produzidos com células solares processadas em lâminas de Si cristalino (mono e multicristalino). Em 2011 a produção mundial foi de 37 GW, com um crescimento de  $36\%$  em relação a 2010 (Hering, 2012) e em 2012 o crescimento foi de aproximadamente  $50\%$ , com produção de 56 GW (Masson et al., 2012). A maioria das células solares produzidas pela indústria é fabricada em lâminas de silício cristalino crescido pelo método Czochralski (Si-Cz), tipo p, dopadas com boro, com campo retrodifusor formado por pasta de alumínio e difusão em forno de esteira (Fath et al., 2009). Este tipo de substrato pode apresentar degradação induzida pela radiação solar, provavelmente, devido à concentração de oxigênio e de boro e estudos sugerem a formação de complexos boro-oxigênio (Saitoh et al., 2000).

Um módulo fotovoltaico é constituído de células solares conectadas eletricamente e encapsuladas, resultando em resistência mecânica e durabilidade maior que 25 anos. Porém, estes dispositivos podem sofrer degradação devido à incidência da radiação solar, principalmente a radiação ultravioleta que pode danificar os materiais e dispositivos, e à defeitos durante a fabricação, instalação e transporte. Os principais problemas de degradação em módulos com células solares de Si cristalino são: rompimento das interconexões, células solares e vidro; corrosão nos contatos; delaminação e escurecimento do EVA (acetato de vinila) bem como a degradação induzida devido ao potencial elétrico, a pontos quentes e a formação de bolhas na face posterior entre outros (Ndiaye et al., 2013). Os parâmetros ambientais que mais provocam a degradação de módulos fotovoltaicos são a temperatura, a umidade e a radiação ultravioleta (Ndiaye et al., 2013).

Outro fator que altera a potência produzida pelos módulos fotovoltaicos em condições de operação é a deposição e acúmulo de pó e sujeira. A perda de potência dos módulos fotovoltaicos devido ao acúmulo de sujeira e pó existente na

atmosfera depende das condições da instalação, do local e dos módulos, tais como clima, ângulo de inclinação, tipo de vidro dos módulos fotovoltaicos entre outros fatores. Por exemplo, Zorrilla-Casanova et al. (2013) verificaram que a perda de irradiação diária média que chega nas células solares dos módulos fotovoltaicos provocada pelo pó e outros tipos de sujeira é de aproximadamente 4 %. Também verificaram que depois de longos períodos sem chuva a perda de irradiação diária pode chegar a mais de 20 %. Esta avaliação foi realizada no período de um ano em Málaga, Espanha (latitude = 36,7°) com os módulos instalados em uma superfície inclinada de 30° em relação a horizontal. Em um estudo realizado com módulos fotovoltaicos instalados em Porto Alegre (latitude = 30,0°) foi verificada que a perda de potência devido à deposição de pó e outros materiais na superfície de módulos em operação em condições externas variou entre 1 % e 5 %. A corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) foi o parâmetro elétrico dos módulos fotovoltaicos mais afetado pelo acúmulo de sujeira na superfície (Moehlecke et al., 2013).

Portanto, o conhecimento da perda de potência por deposição de pó e dos efeitos da degradação dos módulos fotovoltaicos instalados em um sistema é importante para prever a confiabilidade e o tempo de vida do sistema e é de interesse de investidores e usuários desta tecnologia, pois a degradação afeta diretamente a potência produzida do sistema fotovoltaico. A degradação dos módulos fotovoltaicos vem sendo estudada desde várias décadas. Kaplani (2012) avaliou seis módulos de dois diferentes fabricantes, depois de 18 e 22 anos em condições de operação. Uma parte dos módulos fotovoltaicos foi exposta em condições externas durante 22 anos e a outra parte foi exposta durante 18 anos e depois submetida a procedimentos de envelhecimento acelerado durante alguns meses. Em relação ao primeiro grupo, foi verificada a ocorrência do escurecimento do EVA de forma não uniforme e a degradação do filme antirreflexo em algumas células solares. Nos módulos expostos durante 18 anos, observaram a degradação na interface célula/EVA, principalmente próximo às barras coletoras, ocorrendo a corrosão dos contatos. Na face posterior dos módulos, observaram o rompimento do revestimento posterior na região das barras coletoras além de bolhas e entrada de umidade, resultando na corrosão dos contatos. Por meio de análise termográfica, concluíram que a diferença de temperatura entre células solares no mesmo módulo é de aproximadamente 10 °C, após a exposição em condições externas. Os módulos expostos durante 22 anos apresentaram uma redução na potência entre 18,3 % e 23,6 % e a redução do fator de forma foi da ordem de 12 %.

Jordan e Kurtz (2013) realizaram uma análise de artigos publicados que tratavam da degradação de módulos fotovoltaicos. Concluíram que, em média, a potência de módulos fotovoltaicos de Si cristalino cai 0,8 % ao ano. Em geral, foi observada uma degradação dos módulos entre 0,5 % e 1,1% (Sánchez-Friera et al., 2011; Jordan e Kurtz, 2013; Munoz et al., 2011). Em módulos com células solares bifaciais processadas em lâminas de Si crescido pela técnica da fusão zonal flutuante e refletor difuso não foi verificada nenhuma redução na potência máxima (Moehlecke et al., 2013).

Coello (2011) avaliou a degradação dos parâmetros elétricos de 785 módulos fotovoltaicos instalados em duas centrais fotovoltaicas, durante os dois primeiros anos de operação. Verificou que a potência de pico diminuiu entre 1,0 % e 3,5 % no primeiro ano e entre 0,4 % e 1,3 % no segundo ano. Não ocorreu somente a redução da corrente elétrica de curto-circuito, mas também da tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ). Constatou que a tensão no ponto de máxima potência manteve-se praticamente constante durante o primeiro ano, mas caiu depois dos dois primeiros anos.

Por outro lado, Reis et al. (2002) ao avaliar 192 módulos após 11 anos de operação constatou que a maior redução foi na  $I_{sc}$ . Em geral foi observado que a maior degradação da potência máxima dos módulos fotovoltaicos em operação ocorre nos primeiros anos. Neste contexto, o objetivo deste artigo é analisar a degradação e a perda de potência por sujeira de módulos fotovoltaicos por meio da avaliação dos parâmetros elétricos de dispositivos fabricados com células solares processadas em Si-Cz, tipo p, com estrutura  $n^+pp^+$  e  $n^+pn^+$ , após 299 dias em condições de operação.

## 2. MATERIAIS E MÉTODOS

### 2.1 Células solares

As células solares foram fabricadas em lâminas de Si-Cz, tipo p, dopadas com boro, resistividade entre 1 ohm.cm e 10 ohms.cm, diâmetro de 100 mm, orientação dos planos cristalinos {100} e espessura de 300  $\mu$ m. Foram desenvolvidos dois processos independentes para fabricar células solares  $n^+pn^+$  e  $n^+pp^+$  (Moehlecke e Zanesco, 2012). Na Fig. 1 comparam-se as duas estruturas de células solares. Nas células solares  $n^+pn^+$  não foi formado o campo retrodifusor, também denominado de BSF (*back surface field*). Este é o processo mais simples e de menor custo de produção, porém resulta em células solares de menor eficiência. O processo de fabricação das células solares resume-se nas seguintes etapas: texturação, limpezas químicas, difusão de fósforo em ambas as faces, deposição do filme antirreflexo (AR), deposição da malha metálica frontal com pasta de Ag e da malha posterior com pasta de Al/Ag, queima simultânea das duas pastas metálicas no forno de esteira e isolamento das bordas com radiação laser. A pasta de Al/Ag perfura a região  $n^+$  posterior e contata a base tipo p. Para fabricar as células solares  $n^+pp^+$  com BSF foi necessário introduzir as seguintes etapas: crescimento de uma camada de  $SiO_2$ , deposição de resina fotossensível e ataque do óxido de silício na face posterior, limpeza da resina, deposição e difusão de Al na face posterior e crescimento de uma camada de  $SiO_2$  para passivação. Este processo produz células solares de maior eficiência. Em células solares de 4 cm<sup>2</sup> foi alcançada a eficiência de 16,1 % e 13,4 % para dispositivos com e sem BSF, respectivamente. Em dispositivos com BSF e 61,58 cm<sup>2</sup> de área a eficiência alcançada foi de 15,4 %.

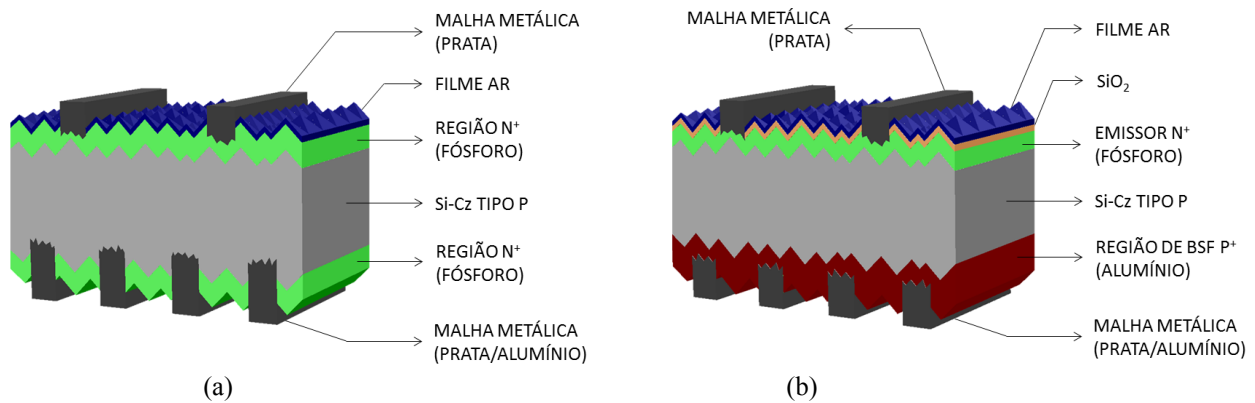


Figura 1 - Estrutura das células solares (a)  $n^+pn^+$  sem BSF e (b)  $n^+pp^+$  com BSF.

As células solares foram produzidas em escala piloto e foram caracterizadas em um simulador solar sob condições padrão de medição: irradiância de  $100 \text{ mW.cm}^{-2}$ , espectro solar AM1.5G e temperatura das células solares de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ . Duas células solares de referência (uma para cada tipo de estrutura), previamente calibradas no CalLab - FhG-ISE (*Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme*), Alemanha, foram usadas. Após a caracterização de todas as células solares, estas foram classificadas de acordo com a  $I_{sc}$  e o fator de forma (Moehlecke e Zanesco, 2012).

## 2.2 Módulos fotovoltaicos

Foi fabricado um módulo fotovoltaico com células solares com BSF e outro com dispositivos sem BSF. Os módulos são compostos por 36 células solares associadas em série e distribuídas em 4 tiras com 9 células solares em cada tira. Para a fabricação dos módulos fotovoltaicos foi utilizado um processo automatizado e otimizado para a soldagem das tiras, utilizando a soldadora ilustrada na Fig. 2. O tempo médio de solda de uma tira na máquina soldadora é de 4 minutos.



Figura 2 - Equipamento usado para a soldagem das tiras de células solares.

Conforme esquematizado na Fig. 3, os módulos fotovoltaicos foram montados com a seguinte sequência: vidro temperado de alta transparência, copolímero de acetato de vinila de alta transparência e resistente à radiação ultravioleta (EVA), células solares soldadas, EVA e filme posterior composto por Tedlar, PET e primer. O filme posterior produz bom isolamento para tensões elétricas de até  $1000 \text{ V}$ . Após a montagem, foi realizada a laminação e a cura do EVA. Uma moldura de alumínio anodizado e uma caixa de conexão elétrica com dois diodos de bloqueio foi acoplada em cada módulo.

Os módulos fotovoltaicos, com  $776 \text{ mm}$  de altura e  $357 \text{ mm}$  de largura, e acrescentando os rebites possuem a área de  $0,2807 \text{ m}^2$ . Na etapa de montagem do módulo, foi inserido um código de barras para identificação do dispositivo.

Após a fabricação, os dois módulos fotovoltaicos foram caracterizados eletricamente sob condições padrão de medição ( $1000 \text{ W/m}^2$ , espectro AM1.5G,  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ ). Para isso, foi utilizado o simulador solar classe A, modelo PSS8 da empresa BERGER Lichttechnik. Este equipamento possibilita a caracterização elétrica de módulos fotovoltaicos segundo as normas do INMETRO e IEC (*International Electrotechnical Commission*). As características elétricas dos módulos sob condições padrão foram medidas usando como referência um módulo fotovoltaico calibrado no *Joint Research Centre, Institute for Environment and Sustainability, Renewable Energies Unit, European Solar Test Installation (ESTI)*.

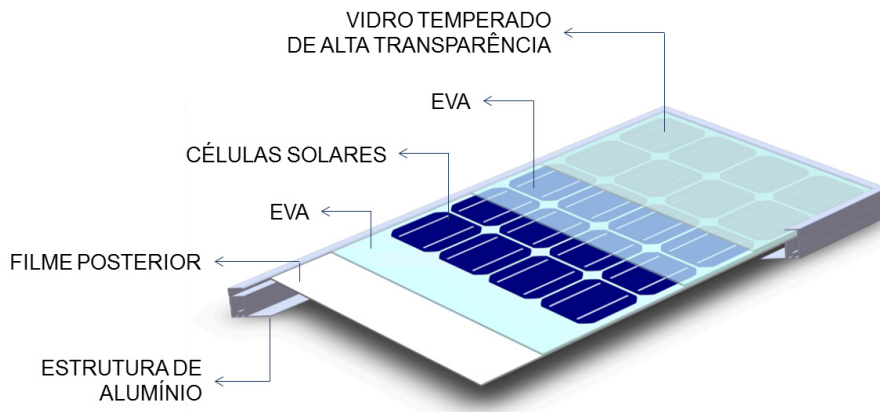


Figura 3 - Esquema dos materiais e células solares que constituem os módulos fotovoltaicos.

### 2.3 Exposição em condições externas

Os dois módulos fotovoltaicos foram instalados, juntamente com outros módulos fotovoltaicos, em uma estrutura de alumínio voltada para o norte e inclinada  $48^\circ$  em relação à horizontal, conforme ilustra a Fig 4. Em Porto Alegre, esta inclinação resulta em uma produção de energia elétrica aproximadamente constante ao longo do ano (Zanesco et al., 2004). Em cada módulo foi associada uma carga resistiva para que operassem no ponto de máxima potência e foram expostos durante 299 dias às condições externas de operação. Inicialmente, foi realizada a medição da curva da corrente elétrica em função da tensão aplicada (I-V) após três dias de exposição às condições externas. A segunda medição foi implementada após duas semanas e a partir de então a cada três meses. Desta forma, foi possível avaliar se ocorre uma degradação maior inicialmente. Primeiramente, os módulos fotovoltaicos foram medidos sem limpeza da superfície para avaliar a perda de potência provocada pela sujeira depositada na superfície e após uma limpeza profunda foi medida a curva I-V para avaliar a degradação dos parâmetros elétricos.

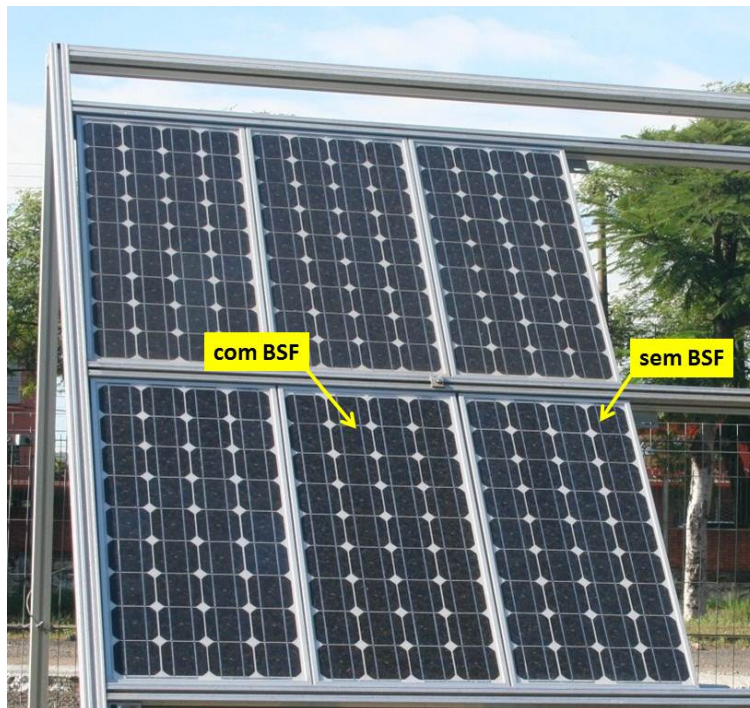


Figura 4 - Módulos fotovoltaicos expostos às condições externas de operação.

## 3. ANÁLISE DOS RESULTADOS

### 3.1 Perda de potência por sujeira

A tensão de circuito aberto, a corrente de curto-circuito, a potência máxima ( $P_{max}$ ), o fator de forma ( $FF$ ) e a eficiência ( $\eta$ ) dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares com e sem BSF medidos após a exposição em

condições externas durante três intervalos de tempo são apresentados nas Tab. 1 e Tab. 2, respectivamente. Também se apresenta a variação percentual de cada parâmetro elétrico na coluna destacada. Salienta-se que a variação da eficiência é absoluta. Observou-se que a maior deposição de sujeira estava localizada na parte inferior dos módulos, mas não estava sobre as células solares, somente na região com EVA.

Tabela 1 - Parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico fabricado com células solares com BSF após a exposição às condições externas de operação em diferentes períodos de tempo, medidos em condições padrão e sem limpeza das superfícies.

Parâmetros Elétricos	Inicial	30/04/2013 (110 dias)		31/07/2013 (201 dias)		07/11/2013 (299 dias)	
$V_{oc}$ [V]	21,1	21,1	-	20,9	- 0,9 %	20,8	- 1,4 %
$I_{sc}$ [A]	2,20	2,17	- 1,4 %	2,14	- 2,7 %	2,16	- 1,8 %
$P_{max}$ [W]	36,1	35,6	- 1,4 %	34,5	- 4,1 %	34,7	- 3,9 %
$FF$ [%]	77,7	77,7	-	77,2	- 0,5 %	77,2	- 0,5 %
$\eta$ [%]	12,9	12,7	- 0,2 %	12,3	- 0,6 %	12,4	- 0,5 %

Constatou-se que no módulo com células solares com BSF, o parâmetro que menos foi afetado pelo acúmulo de sujeira foi o  $FF$ , com variação máxima de 0,5 %. A tensão de circuito aberto foi reduzida de 0,9 % a 1,4 %, dependendo do período. A degradação da  $I_{sc}$  variou de 1,4 % a 2,7 %. Esta redução da  $I_{sc}$  é relativamente baixa, devido a inclinação elevada dos módulos fotovoltaicos e do clima subtropical com chuva frequente. No entanto, a redução na potência máxima foi de 1,4 % a 4,1 %, similar aos valores encontrados por outros pesquisadores (Moehlecke et al., 2013), (Zorrilla-Casanova et al., 2013). Como consequência da redução da potência máxima, a diminuição da eficiência foi de 0,2 % a 0,6 % (absoluto). Nesta análise está considerada a degradação dos materiais e das células solares além do efeito do acúmulo de pó e sujeira.

Dos resultados dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares sem BSF apresentados na Tab. 2, pode-se concluir que a redução da potência máxima foi menor que os resultados apresentados na Tab. 1. Este resultado indica que nos módulos com células solares com BSF pode haver degradação das células solares, pois o efeito da sujeira é similar em ambos os tipos de módulos. A redução da potência máxima variou entre 2,1 % a 2,5 % e foi causada principalmente pela redução da  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$ . Neste caso, a variação da  $I_{sc}$  foi de - 0,5 % a - 2,1 %, um pouco menor que o resultado observado em módulos com células solares com BSF. A redução da  $V_{oc}$  também foi um pouco menor, variando de - 0,5 % a - 1,0 %. Novamente, nota-se que o  $FF$  foi o parâmetro elétrico menos afetado pelo acúmulo de pó. Neste tipo de módulo a variação máxima da eficiência foi da ordem de 0,3 % (absoluta).

Tabela 2 - Parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico fabricado com células solares sem BSF após a exposição às condições externas de operação em diferentes períodos de tempo, medidos em condições padrão e sem limpeza das superfícies.

Parâmetros Elétricos	Inicial	30/04/2013 (110 dias)		31/07/2013 (201 dias)		07/11/2013 (299 dias)	
$V_{oc}$ [V]	19,5	19,5	-	19,4	- 0,5 %	19,3	- 1,0 %
$I_{sc}$ [A]	1,94	1,93	- 0,5 %	1,90	- 2,1 %	1,92	- 1,0 %
$P_{max}$ [W]	28,0	27,9	-	27,2	- 2,5 %	27,2	- 2,1 %
$FF$ [%]	73,9	74,0	+ 0,1 %	73,7	- 0,2 %	73,5	- 0,4 %
$\eta$ [%]	10,0	9,9	-	9,6	- 0,3 %	9,7	- 0,2 %

### 3.2 Análise da degradação

Na Tab. 3 e Tab. 4 mostram-se os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos fabricados com células solares com e sem BSF, respectivamente, após a exposição às condições externas e em operação em diferentes períodos de tempo e medidos após a limpeza das superfícies. Nas Fig. 5 e 6 apresentam-se as curvas I-V após diferentes períodos em condições de operação. Da Tab. 3 nota-se que a tensão de circuito aberto praticamente não foi alterada após 299 dias de operação dos módulos fotovoltaicos. O parâmetro que apresenta a maior degradação é a  $I_{sc}$ , como mostra a Fig. 6. Neste período, a  $I_{sc}$  sofreu uma redução de aproximadamente 1,4 %. O fator de forma também apresenta uma pequena tendência de degradação. Consequentemente, a potência do módulo fotovoltaico variou de 36,1 W para 35,6 W, resultando em uma degradação similar à degradação da  $I_{sc}$ . Da mesma forma, a eficiência diminuiu de 12,8 % para 12,6 %.

Dos parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico fabricado com células solares sem BSF mostrados na Tab. 4 verificou-se novamente que a  $I_{sc}$  não sofreu degradação no período de 299 dias. A  $V_{oc}$  também permaneceu praticamente a mesma. O fator de forma apresentou um pequeno aumento até o período de 201 dias, mas após 299 dias de exposição, o valor é similar ao inicial. Consequentemente, a eficiência e a potência máxima inicial de 27,9 W são as mesmas após 299 dias de operação. Portanto, foi observada que a redução da  $I_{sc}$  e  $FF$  somente no módulo com células



solares com BSF de Al e pode-se concluir que além da degradação dos materiais que formam o módulo fotovoltaico, a tecnologia de fabricação das células solares de silício afeta também a degradação da potência máxima.

Tabela 3 - Parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico fabricado com células solares com BSF medidos em condições padrão após a exposição do módulo às condições externas de operação em diferentes períodos de tempo.

Parâmetros Elétricos	Inicial	11/01/2013 (3 dias)	25/01/2013 (16 dias)	30/04/2013 (110 dias)	31/07/2013 (201 dias)	07/11/2013 (299 dias)
$V_{oc}$ [V]	21,1	21,1	21,1	21,2	21,1	21,1
$I_{sc}$ [A]	2,20	2,19	2,19	2,18	2,18	2,17
$P_{max}$ [W]	36,1	36,0	35,9	35,9	35,7	35,5
$FF$ [%]	77,7	77,8	77,7	77,7	77,7	77,6
$\eta$ [%]	12,9	12,8	12,8	12,8	12,7	12,6

Tabela 4 - Parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico fabricado com células solares sem BSF medidos em condições padrão após a exposição do módulo às condições externas de operação em diferentes períodos de tempo.

Parâmetros Elétricos	Inicial	11/01/2013 (3 dias)	25/01/2013 (16 dias)	30/04/2013 (110 dias)	31/07/2013 (201 dias)	07/11/2013 (299 dias)
$V_{oc}$ [V]	19,5	19,5	19,5	19,6	19,6	19,5
$I_{sc}$ [A]	1,94	1,94	1,95	1,94	1,94	1,94
$P_{max}$ [W]	28,0	28,1	28,1	28,3	28,2	27,9
$FF$ [%]	73,9	74,2	74,0	74,4	74,2	73,8
$\eta$ [%]	10,0	10,0	10,0	10,1	10,0	9,9

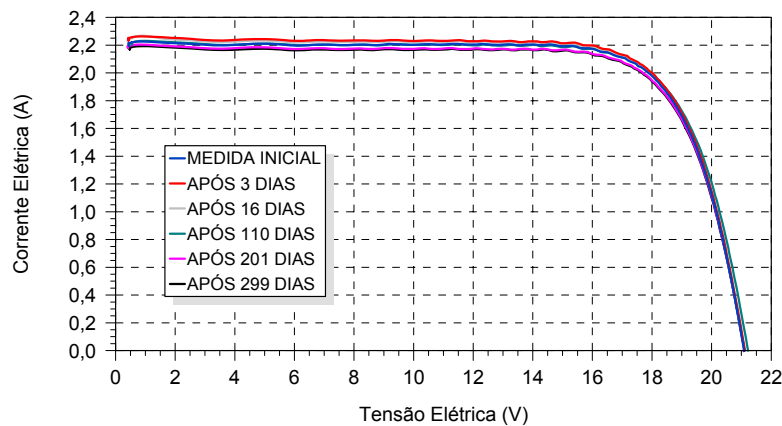


Figura 5 - Curvas I-V do módulo fotovoltaico fabricado com células solares  $n^+pp^+$  (com BSF) após diferentes períodos de operação em condições externas e com superfície limpa.

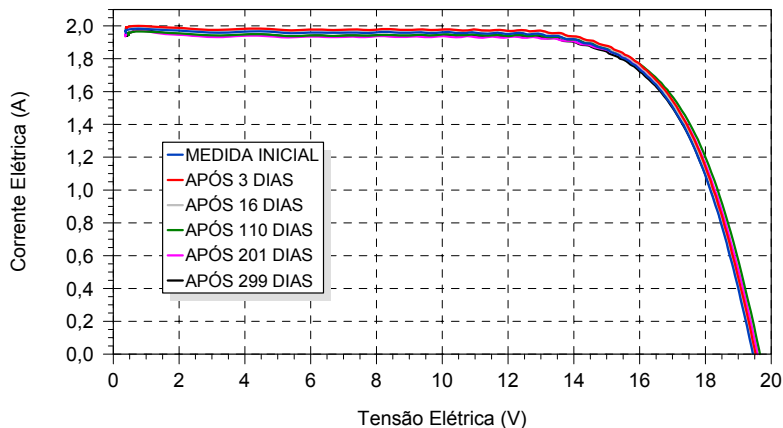


Figura 6 - Curvas I-V do módulo fotovoltaico fabricado com células solares  $n^+pn^+$  (sem BSF) após diferentes períodos de operação em condições externas e com superfície limpa.

#### 4. CONCLUSÕES

Avaliou-se a influência da degradação e da perda de potência pelo acúmulo de pó em módulos fotovoltaicos fabricados com células solares de silício com e sem campo retrodifusor de alumínio.

Dos resultados da medição da curva I-V dos módulos fotovoltaicos sem limpeza das superfícies após a operação em diferentes períodos de tempo, concluiu-se que em ambos os tipos de módulo, o parâmetro elétrico menos afetado pelo acúmulo de sujeira foi o  $FF$ , com variação máxima entre 0,4 % e 0,5 %. A redução máxima da tensão de circuito aberto do módulo com células solares com BSF foi um pouco maior, de 1,4 %, em comparação com o valor de 1,0 % obtido com o módulo com células solares sem BSF. O parâmetro mais afetado foi a  $I_{sc}$ . A máxima redução deste parâmetro foi de 2,7 % e 2,1 % no módulo com células solares com e sem BSF, respectivamente. Consequentemente, a máxima variação da potência máxima no módulo com células com BSF foi de - 4,1 % e no dispositivo com células  $n^+pn^+$  foi de - 2,5 %.

Da análise da degradação dos módulos fotovoltaicos com células solares  $n^+pp^+$  após a limpeza das superfícies, constatou-se que o parâmetro que apresentou a maior redução, de 1,4 %, foi a  $I_{sc}$ . O fator de forma também apresentou uma pequena degradação e a  $V_{oc}$  praticamente não foi alterada. Neste caso, a potência máxima do módulo fotovoltaico sofreu a mesma degradação de 1,4 % da  $I_{sc}$ . Portanto, considerando a degradação das células solares com BSF, a perda de potência máxima devido ao acúmulo de pó ou sujeira é de aproximadamente 2,5 %, similar ao valor máximo encontrado com o módulo com células solares sem BSF.

Em contraste, o módulo fotovoltaico fabricado com células solares sem BSF não apresentou degradação da  $I_{sc}$  no período de 299 dias. A  $V_{oc}$  e o  $FF$  também permaneceram praticamente os mesmos. Consequentemente, a potência máxima inicial permaneceu a mesma após 299 dias de operação do módulo fotovoltaico em condições externas, podendo-se constatar que não ocorreu a degradação dos materiais nem das células solares  $n^+pn^+$ .

Então, pode-se concluir que a perda de potência por acúmulo de sujeira nos dois módulos, independente do tipo de célula solar, é de no máximo aproximadamente 2,5 % e que nestes módulos fotovoltaicos não foi observada a degradação dos materiais. Porém as células solares com campo retrodifusor de alumínio apresentaram uma degradação de aproximadamente 1,4 % no período de 299 dias. Portanto, pode-se concluir também que a tecnologia de fabricação das células solares de silício influencia a degradação da potência máxima.

#### Agradecimentos

Os autores agradecem a Financiadora de Estudos e Projetos (FINEP), Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE), Eletrosul Centrais Elétricas S. A. (ELETROSUL), Petróleo Brasileiro S. A. (PETROBRAS) e o Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

#### REFERÊNCIAS

- Coello, J., 2011. Degradation of Crystalline Silicon Modules: A Case Study on 785 Samples After Two Years Under Operation, 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg.
- Fath, P. et al., 2009. Status and Perspective of Crystalline Silicon Solar Cell Production, 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Philadelphia.
- Hering, G., 2012. Enter the Dragon, Photon international, 3, pp. 132-160.
- Jordan, D. C., Kurtz, S. R., 2013. Photovoltaic Degradation Rates—An Analytical Review, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 21, pp. 12-29.
- Kaplani, E., 2012. Degradation Effects in sc-Si PV Modules Subjected to Natural and Induced Ageing after Several Years of Field Operation, Journal of Engineering Science and Technology Review, 5 (4), pp. 18-23.
- Masson, G. et al., 2013. Global Market Outlook for Photovoltaics 2013-2017. Epia, 59p. Disponível em <http://www.epia.org/news/publications/global-market-outlook-for-photovoltaics-2013-2017/>.
- Moehlecke, A., Febras, F. S., Zanenco, I., 2013. Electrical Performance Analysis of PV Modules with Bifacial Silicon Solar Cells and White Diffuse Reflector, Solar Energy, 96, pp. 253-262.
- Moehlecke, A., Zanenco, I., 2012. Development of Silicon Solar Cells and Photovoltaic Modules in Brazil: Analysis of a Pilot Production, Materials Research, 15 (4), pp. 581-588.
- Munoz, M. A., Chenlo, F., Alonso-García, M. C., 2011. Influence of Initial Power Stabilization Over Crystalline-Si Photovoltaic Modules Maximum Power, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 19, pp. 417-422.
- 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, 96, pp. 140-151.
- Reis, A.M., Coleman, N.T., Marshall, M.W., Lehman, P.A., Chamberlin, C.E., 2002. Comparison of PV Module Performance Before and After 11-years of Field Exposure, 29th PV Specialists Conference, New Orleans.
- Saitoh, T., Hashigami, H., Rein, S., Glunz, S., 2000. Overview of Light Degradation Research on Crystalline Silicon Solar Cells, Progress in Photovoltaics Research and Applications, 8, pp. 537-547.
- Sánchez-Friera, P., Piliouline, M., Peláez, J., Carretero, J., Sidrach de Cardona, M., 2011. Analysis of Degradation Mechanisms of Crystalline Silicon PV Modules After 12 Years of Operation in Southern Europe, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 19, pp. 658-666.

- Zanenco, I., Moehlecke, A., Medeiros, G. S., Mallmann, A. P., Alcântara, A. P., 2004. Analytic Method for Sizing Stand-Alone PV Systems in Brazil. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, França, pp. 2375-2378.
- Zorrilla-Casanova, J., Piliouguine, M., Carretero, J., Bernaola-Galván, P., Carpena, P., Mora-López, L., Sidrach-de-Cardona, M., 2013. Losses produced by soiling in the incoming radiation to photovoltaic modules, Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 21, pp. 790-796.

## ANALYSIS OF THE DEGRADATION OF PHOTOVOLTAIC MODULES WITH DIFFERENT SOLAR CELLS

**Abstract.** Problems due to the PV modules degradation and output power losses caused by the dust accumulation may affect the reliability and lifetime of the PV system. The aim of this paper is to analyze the degradation and power losses due the dirt deposited on the surface of PV modules manufactured with  $n^+pp^+$  and  $n^+pn^+$  crystalline silicon solar cells, after 299 days in operating conditions. Two independent processes were developed to manufacture  $n^+pp^+$  solar cells, with aluminum back surface field (BSF) and  $n^+pn^+$  devices, without BSF. One PV module was manufactured using solar cells with BSF and another one using solar cells without BSF. A resistive load was associated to the PV modules to reproduce the operating conditions in the maximum power point and the PV modules were exposed during 299 days to the outdoor conditions. The current as a function of the applied voltage ( $I$ - $V$  curve) was measured after different time periods. The PV modules were measured before and after the cleaning of the surfaces. The  $I$ - $V$  curve of the PV modules was measured after different outdoor exposure time and before and after the cleaning of the surfaces. From the  $I$ - $V$  curve of the PV modules measured before the cleaning of the surfaces it was found that the maximum variation of the maximum output power of the PV module with BSF solar cells was - 4.1 % and in the PV module without BSF solar cells the variation was - 2.5%. The degradation was verified only in the solar cells with BSF. In this case, the degradation of the maximum output power of the PV module was 1.4 %. Then, the output power losses of the two PV modules due to the dirt were around 2.5 %, independently of the types of solar cells. In both modules, the material degradation was not observed. The degradation was only observed in the solar cells with Al-BSF.

**Key words:** Photovoltaic Modules, Solar Cells With and Without BSF, Degradation Analysis