

## **COMPARAÇÃO DO DESEMPENHO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS APÓS SEIS ANOS DE OPERAÇÃO**

**Luis Horacio Vera, César Wilhelm Massen Prieb e Arno Krenzinger,**

Universidad Nacional de Nordeste, Departamento de Ingeniería Mecánica, Av. Las Heras n° 727, Resistencia, Chaco,  
Argentina, Teléfono: +54-3722-420076, Email: [lh\\_vera@yahoo.com.ar](mailto:lh_vera@yahoo.com.ar)

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Laboratório de Energia Solar - PROMEC, Rua Sarmento Leite n° 425, Porto  
Alegre, Rio Grande do Sul, Brasil, Telefone: +55-51-3316-6841, Email: [cprieb@ufrgs.br](mailto:cprieb@ufrgs.br), [arno@mecanica.ufrgs.br](mailto:arno@mecanica.ufrgs.br)

### **RESUMO**

Neste trabalho é analisada a degradação do desempenho de oito módulos fotovoltaicos após seis anos contínuos de operação. Estes módulos foram cuidadosamente caracterizados no ano de 2000, pouco antes de serem incorporados a um sistema fotovoltaico autônomo instalado no Laboratório de Energia Solar da UFRGS. No ano de 2006 novas curvas características foram obtidas, utilizando-se as mesmas metodologia e instrumentação. Os estudos do comportamento e desempenho de módulos fotovoltaicos ao longo de sua vida útil permitem determinar taxas de degradação ao longo do tempo. Estimar estas taxas é importante para determinar a energia que o sistema pode entregar e assim calcular o tempo de retorno do investimento inicial. Os resultados mostraram que diminuição da potência dos módulos foi da ordem de 6 % em comparação com sua potência inicial. Também foram levantadas as curvas para os módulos com deposição de poeira, determinando-se uma queda de potência da ordem de 4 %.

**Palavras Chaves:** Energia Solar, Sistemas Fotovoltaicos, Degradação.

### **INTRODUÇÃO**

Dentre as diferentes formas de utilização de energias renováveis, os sistemas fotovoltaicos destacam-se como uma alternativa promissora em função sua alta confiabilidade, possibilidade de geração descentralizada, caráter modular e baixo impacto ambiental. Apresentam ainda, do ponto de vista técnico, uma tendência ao aumento da sua eficiência e, do ponto de vista econômico, uma tendência à diminuição dos custos de produção. Entretanto, quando comparados com outras formas de produção de energia elétrica, os custos de implementação de sistemas de geração fotovoltaica são ainda elevados, o que leva à necessidade de conhecer-se profundamente o seu comportamento para um dimensionamento adequado, tanto técnica como economicamente. Para estimar o desempenho destes sistemas sob diversas condições de funcionamento, certos atributos operacionais e de projeto devem ser levados em conta, tais como topologia do sistema, probabilidade de perda de carga, tempo de vida útil dos componentes, degradação dos mesmos, etc. Desta forma, para prever-se o grau de confiabilidade de um sistema, é essencial saber-se as condições de operação, o tempo de vida de cada elemento do sistema e os diferentes mecanismos de falha que possam ocorrer ao longo da vida útil da instalação.

Os módulos fotovoltaicos são tipicamente desenvolvidos para serem componentes de sistemas. As conseqüências da degradação dos módulos refletem-se diretamente no desempenho global de uma instalação fotovoltaica. Assim, o projeto consciente de um sistema deve prever os efeitos que a exposição continuada à intempérie, incluindo a radiação solar, exerce sobre os módulos. Estes efeitos podem variar desde uma diminuição da eficiência de conversão até a sua falha total.

Investigações acerca dos mecanismos de degradação que afetam o desempenho de módulos fotovoltaicos após anos de operação têm recebido considerável atenção nos últimos anos. O principal objetivo procurado nestas pesquisas, é determinar a queda de eficiência dos dispositivos fotovoltaicos e o tempo de vida útil do sistema, objetivo também procurado pelos próprios fabricantes na tentativa de disponibilizar sistemas que alcancem até trinta anos de vida para módulos instalados. De qualquer forma o “tempo real de vida” é um conceito ainda discutido. Existem diferentes mecanismos pelo quais os módulos fotovoltaicos se degradam e diminuem a potência que eles podem fornecer. Estas fontes de degradação podem ser agrupadas em cinco categorias:

1. Degradação de encapsulante (EVA)
2. Perdas por deposição de sujeira no vidro
3. Degradação da conexão entre células
4. Degradação causada por intrusão de umidade e ar
5. Degradação do dispositivo semicondutor

As duas primeiras categorias são relacionadas às perdas óticas que sofrem os módulos. Uma alternativa para reduzir a degradação sofrida pelo encapsulante é a inclusão de cério na composição do vidro. Este elemento, quando adicionado ao vidro, comporta-se como uma barreira contra os raios UV da faixa de 300~350 nm, responsáveis em parte pela degradação do

EVA (Perretta et al., 2005). Também o vidro, em consequência da sua prolongada exposição à intempérie, pode sofrer desgaste devido à abrasão, tornando-se mais áspero e facilitando a aderência de sujeira. Entretanto, suas propriedades óticas não variam consideravelmente (Montero et al., 2002). Os outros itens são provenientes da metodologia de montagem do módulo.

A identificação das causas de degradação e o estabelecimento de taxas de degradação têm sido alvo de estudo e muitas ferramentas para diagnosticar os efeitos de degradação dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo têm sido empregadas. Um estudo sobre estas metodologias é apresentado por Quintana et al. (2003), o qual descreve uma série de metodologias para realizar ensaios destrutivos e não destrutivos que permitem investigar os diferentes caminhos para as transformações que afetam ótica, mecânica e eletricamente as características individuais ou em conjunto destes dispositivos.

No presente trabalho descreve-se como foi determinada, após seis anos de operação, a variação dos parâmetros característicos de um conjunto de módulos fotovoltaicos. Estes parâmetros foram obtidos a partir da determinação experimental das suas curvas  $I-V$ . Os módulos também foram submetidos a exames de inspeção visual e termográfica.

Os módulos analisados neste estudo foram utilizados em um sistema autônomo instalado no prédio anexo ao Laboratório de Energia Solar, situado no Campus do Vale da UFRGS, Porto Alegre-RS, Brasil. Este sistema, cuja implantação deu-se em meados do ano de 2000, foi projetado para auxiliar na análise das perdas por associação de módulos fotovoltaicos (Hecktheuer, 2001). Por este motivo, o gerador era originalmente constituído por módulos de silício monocristalino de diferentes potências. Eles foram instalados sobre o telhado do prédio, como apresentado na Figura 1, com uma inclinação de 30° em relação à horizontal e orientação azimutal coincidente com norte verdadeiro.

No ano de 2006 o sistema foi desmontado e, com a mesma metodologia anteriormente utilizada, os módulos foram novamente caracterizados. Durante este período os módulos estiveram expostos a uma radiação solar de aproximadamente 35 GJ/m<sup>2</sup>. Os oito módulos sob estudo apresentam as seguintes potências nominais: módulos 1 e 2: 65 Wp, módulos 3 a 6: 50 Wp e módulos 7 e 8: 46 Wp.



Figura 1: Sistema fotovoltaico autônomo instalado no prédio anexo ao Laboratório de Energia Solar da UFRGS.

## CARACTERIZAÇÃO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

De um modo geral, o objetivo da caracterização de um módulo fotovoltaico é verificar a potência que o mesmo é capaz de fornecer, além de detectar defeitos de fabricação e demonstrar a capacidade do módulo, ao longo de sua vida útil, em suportar a exposição prolongada a determinadas condições de utilização sem apresentar degradação significativa de suas características. A completa caracterização de um módulo fotovoltaico envolve tanto ensaios elétricos como mecânicos e ambientais, porém é a partir da análise de sua curva característica  $I-V$  que são obtidos os principais parâmetros que definem o comportamento de um módulo. As condições e procedimentos a serem utilizados nos ensaios são especificados em normas como ASTM E-1036, NBR11876 e a NBR12137, que definem como condições padrão de teste os valores de 1000 W/m<sup>2</sup> e 25 °C de irradiância e temperatura das células do módulo respectivamente.

Quanto à distribuição espectral, as normas ASTM E-891 e E-892 apresentam espectros de referência da irradiância solar terrestre direta normal e global, com massa de ar 1,5 para uma superfície com inclinação de 37 °. Na norma NBR12136 são prescritos os métodos e procedimentos aplicáveis na determinação da curva característica dos módulos fotovoltaicos de silício cristalino quando expostos à luz solar natural ou simulada.

## EQUIPAMENTOS UTILIZADOS NO ENSAIO

No sistema proposto, os valores de corrente e tensão (além da irradiância) são adquiridos através de multímetros de alta qualidade, individuais e independentes, em conjunto com uma fonte bipolar que polariza o dispositivo fotovoltaico desde antes do curto-circuito até após o circuito aberto. Todo o instrumental, alojado em um gabinete, é controlado por um *software* que garante a concomitância das medidas. O sistema foi desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS (Prieb,

2002). A seguir são descritos os equipamentos de medida utilizados para o ensaio de determinação experimental da curva característica de módulos fotovoltaicos.

1. Tensões e correntes: para as medidas elétricas (tensões do módulo, do shunt do módulo e do shunt da célula de referência) são utilizados multímetros HP34401A, fabricado pela Hewlett Packard. Os multímetros comunicam-se com o computador através de uma interface GPIB.
2. Carga eletrônica: para a polarização do módulo sob teste, nos diversos pontos constituintes de sua curva  $I-V$ , é utilizada uma fonte bipolar Kepco BOP 50-8M, a qual é capaz de fornecer uma corrente variando de -8 a +8 A, numa faixa de tensões desde -50 até +50 V.
3. Gerador de sinal de varredura: projetado e construído para controlar a carga eletrônica, o gerador de varredura produz um sinal em forma de rampa com final de excursão assintoticamente atenuado. Os limites do sinal de varredura são reguláveis entre -10 e +10 V (valores compatíveis com a entrada de controle externo da fonte Kepco) através de controles de amplitude e *offset* (tensão de início da varredura). O tempo de cada varredura é pré-ajustado para um valor coerente com o tempo gasto pelo sistema de aquisição de dados para coletar 512 pontos da curva (cerca de 1,5 segundos).
4. *Shunts* de corrente: para a medida da corrente do módulo é utilizado um shunt Hartmann & Braun com relação nominal de 5 A/300 mV, classe de exatidão 0,5 %. Para a medida da corrente da célula de referência são utilizados como shunt quatro resistores de filme metálico de 1  $\Omega$ , conectados em paralelo, perfazendo um total nominal de 0,25  $\Omega$ .
5. Célula de referência: para as medidas de irradiância é empregada uma célula de referência de silício monocristalino, calibrada no Instituto de Energia Solar – Universidad Politécnica de Madrid (IES/UPM).
6. Umidade relativa do ar e temperatura ambiente: medidas por um termo-higrômetro Minipa MTH-1630 para fins de registro e, se for o caso, constituindo dados de entrada para o programa ESPECTRO. Este programa, desenvolvido no Laboratório de Energia Solar da UFRGS, permite estimar a distribuição espectral da radiação solar a partir de dados atmosféricos.
7. Termômetro infravermelho: para verificar a uniformidade da distribuição da temperatura do módulo sob teste é utilizado um pirômetro eletrônico Raynger ST6, fabricado pela Raytek. A medição é feita pela face posterior do módulo.
8. Transferidores: para medir os ângulos de incidência e zênite.

A Figura 2 mostra um diagrama com os equipamentos utilizados para o ensaio de determinação da curva característica de módulos fotovoltaicos e suas interconexões.

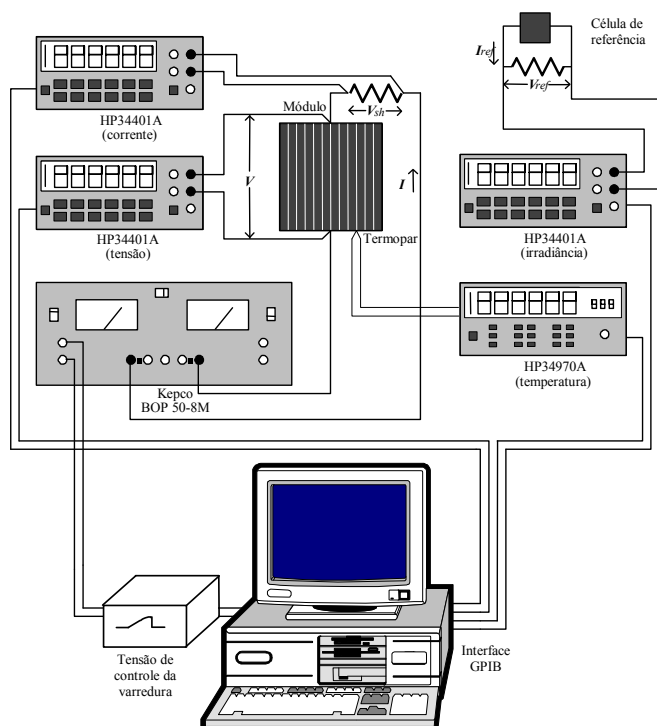


Figura 2: Equipamentos utilizados para o ensaio de determinação da curva característica de módulos fotovoltaicos e suas interconexões.

O programa que gerencia o instrumental e a aquisição de dados tem como principal característica a simultaneidade entre as medidas da tensão e da corrente. Em favor da velocidade na aquisição dos pontos, faz-se uso das memórias internas dos multímetros, capazes de armazenar até 512 leituras. Os dados somente são transferidos e apresentados após concluída a varredura. Terminada a medida, que dura cerca de 1,5 segundos, o programa recebe os dados das memórias dos multímetros e os apresenta graficamente na tela do computador e os grava no disco rígido.

Durante o traçado da curva  $I-V$  de um módulo fotovoltaico as temperaturas do módulo em teste e do dispositivo de referência devem ser uniformes e conhecidas. Entretanto, quando exposto à radiação solar, a temperatura do módulo tende a aumentar e estabilizar-se, na maioria das vezes, em uma temperatura não desejável para o traçado de sua curva característica. Para controlar a temperatura do módulo fotovoltaico é utilizada uma bancada refrigerada, onde são montados os módulos a serem ensaiados.

## **METODOLOGIA E PROCEDIMENTO DE ENSAIO**

As curvas características de módulos fotovoltaicos são traçadas no Laboratório de Energia Solar da UFRGS utilizando o próprio Sol como fonte de radiação solar. Para a execução das medidas são escolhidos dias de céu limpo, em horários tais que seja possível obterem-se valores de irradiância e espectro solar global próximos aos valores estabelecidos como padrão ( $1000 \text{ W/m}^2$  e massa de ar 1,5). A massa de ar é obtida a partir do ângulo de zênite, medido diretamente com a utilização de um transferidor ou calculado levando-se a hora solar, declinação e latitude do local. A bancada refrigerada, com o módulo e a célula de referência em seu interior, é colocada ao ar livre, em orientação tal que os raios solares atinjam o módulo o mais perpendicularmente possível. Para garantir a coplanaridade entre ambos, a célula de referência é fixada à moldura do módulo.

Se a temperatura ambiente é superior à temperatura de ensaio, simplesmente fecha-se a câmara da bancada com um anteparo opaco, obstruindo a incidência dos raios solares, e aciona-se o sistema de ventilação e refrigeração. Se a temperatura ambiente é inferior à temperatura de ensaio, faz-se necessário um pré-aquecimento do módulo a ser medido, expondo-o ao Sol por alguns minutos. O módulo enclausurado na câmara é então submetido a um lento resfriamento.

Com o sistema de medição da Figura 2 preparado, aguarda-se até o módulo atingir a temperatura estabelecida para o ensaio. Neste instante o anteparo é retirado e, por um comando de teclado, o gerador de varredura é disparado, fazendo com que a fonte polarize o módulo desde antes do curto-circuito até depois do circuito aberto. Ao mesmo tempo o programa dá início ao processo de aquisição dos pontos da curva. Um total de 512 pares  $I-V$  são coletados a cada varredura. Também é registrada a irradiância correspondente a cada ponto, além da temperatura do módulo imediatamente antes e imediatamente após a varredura.

Para que a curva medida seja considerada válida, os ensaios devem atender às seguintes condições:

1. Valores medidos de irradiância total (direta mais difusa) não devem sofrer flutuações maiores que  $\pm 1 \%$  durante as medições.
2. A irradiância no plano do módulo deve ser de, no mínimo,  $800 \text{ W/m}^2$ .
3. As temperaturas do módulo em teste e do dispositivo de referência devem ter um desvio máximo de  $2 \text{ }^\circ\text{C}$  com relação ao valor padrão. Para garantir esta condição, as células foram mantidas cobertas até o início das medições.

Quando se realiza a medida da curva característica de módulos fotovoltaicos, nem sempre é possível manter o módulo na condição padrão. Neste caso particular, é possível o controle da temperatura, mas não da irradiância sobre o módulo sob teste. Os pares de corrente e tensão medidos foram então corrigidos para a condição padrão de irradiância ( $1000 \text{ W/m}^2$ ) através da metodologia apresentada por Krenzinger (2004), na qual os pontos da curva são transladados de acordo com a norma NBR12302 e os valores de resistência série e resistência paralela são calculados pelas inclinações da curva característica invertida no curto-circuito e no circuito aberto respectivamente.

Os módulos tiveram suas curvas levantadas antes e depois de serem lavados, com o objetivo de avaliar o efeito do pó e sujeira depositados sobre o vidro no desempenho dos módulos.

Uma inspeção visual posterior permitiu detectar outros fatores potencialmente determinantes de diminuição de desempenho tais como descolamento entre EVA-célula e EVA-vidro, perda de transparência do EVA, entrada de umidade e ar, etc.

Finalmente os módulos foram conectados em curto-circuito e instalados de modo a receberem radiação solar como se estivessem em condições de operação. Com o auxílio de uma câmera para radiação infravermelha foram capturadas imagens termográficas que permitem detectar pontos quentes ou desuniformidade na distribuição de temperatura as quais, segundo vários autores (King et al., 2000 e Kengo et al., 2003), podem ser associados ao aumento da resistência série do módulo.

## **RESULTADOS DE ENSAIO E ANÁLISE DE INCERTEZAS**

A seguir é apresentada uma análise dos dados adquiridos através do comportamento das curvas características ( $I-V$ ) e da variação nos valores da potência máxima ( $P_m$ ), corrente de curto circuito ( $I_{sc}$ ), tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), tensão de máxima potência ( $V_m$ ), corrente de máxima potência ( $I_m$ ), fator de forma ( $FF$ ), resistência série ( $R_s$ ) e resistência paralela ( $R_p$ ). Esta análise foi dividida em duas etapas. A primeira levou em conta a variação de desempenho por deposição de sujeira.

Na segunda etapa foi avaliada a degradação dos módulos propriamente dita, comparando-se os dados medidos em 2006 com os obtidos no ano de 2000.

*Resultados obtidos comparando os módulos sujos e limpos*

Para a determinação dos efeitos produzidos pela deposição de poeira sobre o vidro dos módulos foi feita uma análise dos parâmetros característicos das curvas, resultando nos valores apresentados na Tabela 1.

Parâmetros	Vm %	Im %	Isc %	Voc %	Pm %	FF %
Módulo 1	-1,8	1,9	2,8	0,0	0,1	1,5
Módulo 2	-0,2	3,3	4,4	0,0	3,1	1,2
Módulo 3	-0,7	4,3	5,4	0,0	3,5	1,8
Módulo 4	-1,2	4,6	2,4	-0,6	3,4	-1,5
Módulo 5	-1,3	4,0	5,0	1,3	5,4	1,0
Módulo 6	-0,5	9,2	8,6	0,7	8,7	0,6
Módulo 7	0,2	4,8	5,9	0,8	4,9	1,6
Módulo 8	-1,7	3,7	4,4	-0,9	1,9	1,5
<b>Média</b>	<b>-0,9</b>	<b>4,5</b>	<b>4,8</b>	<b>0,2</b>	<b>3,9</b>	<b>1,0</b>

*Tabela 1: Variação percentual dos parâmetros encontrados para os módulos ensaiados antes e depois da sua lavagem.*

Valores positivos nesta tabela indicam que o parâmetro específico analisado teve aumentado seu valor após a limpeza do módulo. Como os valores de radiação obtidos durante o traçado das curvas dos módulos limpos e sujos apresentaram variação de uma medida para outra, foi necessário corrigir os valores para um mesmo valor de radiação. Optou-se por transladar as curvas dos módulos sujos para os valores de radiação no momento em que se realizaram as medições dos módulos limpos correspondentes.

Analisando-se os valores apresentados na Tabela 1 pode-se observar a grande influência que a poeira no vidro tem nos valores de *Isc*. Este agente externo produziu uma queda da ordem de 5 %, com a uma variação de mesma ordem nos valores de *Im*. Já para *Pm* a influência da poeira é menor, observando-se uma queda média de potência de 4 %. Essa menor variação na potência deve-se às pequenas variações de *Voc* e *Vm* em função da sujeira. A inspeção visual mostrou que a deposição de poeira sobre o vidro é mais ou menos uniforme em toda a área do módulo, exceto na região de junção com o marco de alumínio, especialmente na borda inferior, inclusive com o crescimento de musgo (Figura 3). Entretanto, como nos módulos analisados a distância entre as células e o marco de alumínio é maior nessa região, pode-se supor que a concentração de sujeira na borda inferior não teve resultado significativamente diferente do resto do módulo. Também foi observado que deposição de poeira sobre o módulo não afetou o formato das curvas características (Figura 5a).



*Figura 3. Detalhe mostrando o acúmulo de sujeira na borda inferior de um dos módulos analisados.*

*Resultados obtidos comparando os módulos após seis anos de operação*

A seguir foi realizada a comparação entre os parâmetros obtidos a partir das curvas características com os módulos limpos e aqueles obtidos por Hecktheuer (2001). Para ambos os casos foi aplicada a correção das curvas para as condições standard. Os resultados obtidos são apresentados na Figura 4 através de um gráfico de barras. A linha tracejada representa o valor da potência nominal de cada módulo, segundo dados do fabricante. Sobre cada valor encontra-se uma barra correspondente às incertezas associadas.

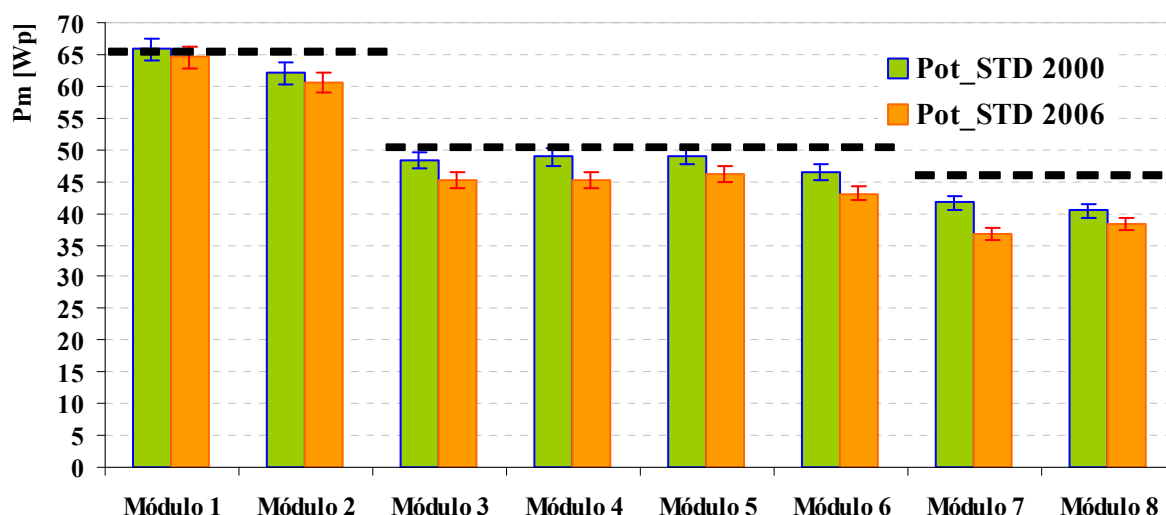


Figura 4. Valores de potência máxima, em condições padrão, para módulos fotovoltaicos antes e após seis anos de operação.

Em seguida, para a determinação dos efeitos produzidos pela exposição à intempérie nos seis anos de operação, foram analisados os parâmetros característicos da curva, resultando nos valores apresentados na Tabela 2. Valores positivos nesta tabela indicam que o parâmetro específico analisado teve o seu valor diminuído. Na denominação de cada variável são acrescentadas as letras STD para salientar que os valores apresentados são corrigidos para as condições standard ou padrão.

Parâmetros	Vm_STD%	Im_STD%	Isc_STD%	Voc_STD%	Pm_STD%	FF_STD%
Módulo 1	0,7	1,1	3,3	1,6	1,8	-3,2
Módulo 2	0,8	1,5	3,9	1,2	2,2	-3,1
Módulo 3	4,3	2,2	0,6	0,4	6,4	5,5
Módulo 4	6,1	1,6	0,7	0,6	7,6	6,3
Módulo 5	2,8	3,4	1,1	0,0	6,0	5,3
Módulo 6	4,2	2,9	2,3	0,5	7,0	4,3
Módulo 7	7,0	5,2	2,4	0,1	11,8	9,6
Módulo 8	3,4	2,1	0,6	1,0	5,5	3,9
<b>Média</b>	<b>3,7</b>	<b>2,5</b>	<b>1,9</b>	<b>0,7</b>	<b>6,0</b>	<b>3,6</b>

Tabela 2: Variação percentual dos parâmetros encontrados para os módulos ensaiados no ano 2000 e 2006.

Analisando os valores apresentados na Tabela 2 pode-se observar, a partir dos valores de  $I_{sc}$ , que a transparência do encapsulante não foi afetada consideravelmente ( $I_{sc}$  caiu na média 1,9 %), fato que também foi confirmado numa inspeção visual. Já para os valores de máxima potência esta variação é maior. A  $P_m$  média após seis anos de operação sofreu uma redução da ordem de 6 %. Esta diminuição de potência é principalmente devida a uma menor inclinação da curva característica nas proximidades do ponto  $V_{oc}$  (Figura 5b). Este comportamento pode ser associado a um aumento da resistência série do dispositivo.

King et al. (2003) e Morita et al. (2002) sugerem que o aumento da resistência série pode ser atribuído a efeitos de corrosão e descolamento entre contatos metálicos das células e propõem uma determinação deste aumento de resistência através da análise termográfica de pontos quentes nos módulos. Procedimento similar ao proposto pelos autores mencionados foi realizado, mas não foi possível associar este aumento de  $R_s$  com pontos quentes localizados.

As variações na tensão de circuito aberto  $V_{oc}$  são pequenas, podendo ser justificadas pela variação de temperatura durante o ensaio ou pelas incertezas próprias da instrumentação de medição, de forma que não se pode atribuir esta variação a uma degradação da célula. Também verificou-se que os perfis das curvas não apresentaram distorções na sua forma.

A porcentagem de diminuição observada no desempenho dos parâmetros  $P_m$ ,  $I_{sc}$  e  $V_{oc}$  apresentados na Tabela 2 são da mesma ordem dos valores apresentados por outros autores considerando tempo similares de operação (Kyoichi et al., 1997).

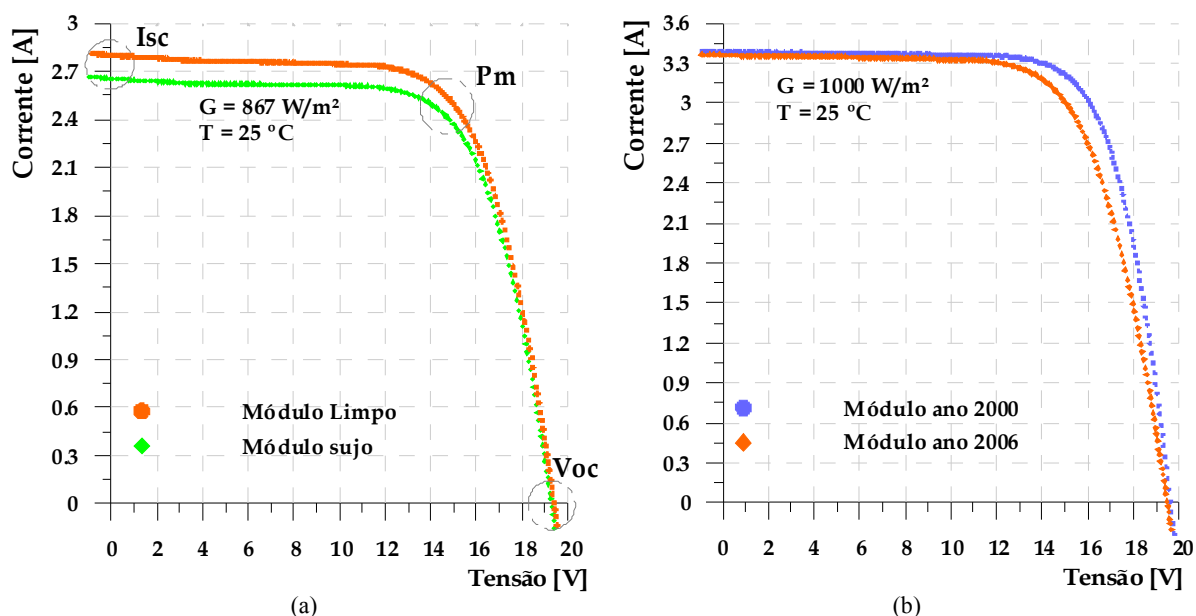


Figura 5. a) Curva característica do módulo 6 obtida antes e depois de sua lavagem, b) Curva característica do módulo 4 antes da instalação comparada com a curva obtida depois de seis anos de operação.

#### Análise de Incertezas

Além das incertezas associadas às medições propriamente ditas, decorrentes da instrumentação utilizada, foram levados em conta os efeitos que as incertezas relacionadas ao estabelecimento das condições de medida (irradiação e temperatura de célula) podem ocasionar sobre a grandeza em análise.

Na Tabela 3 apresenta-se um resumo com as grandezas medidas e suas respectivas incertezas para a determinação da curva *I-V*, calculadas segundo Holman (1971) a partir das informações contidas nos manuais dos instrumentos utilizados.

Símbolos	Denominação	Incertezas Percentuais
Voc_STD	Tensão de circuito aberto em condições standard	0,41 %
Isc_STD	Corrente de curto circuito em condições standard	2,3 %
Pm_STD	Potência máxima em condições standard	2,7 %
Vm_STD	Tensão no ponto Pm_STD	0,41 %
Im_STD	Corrente no ponto Pm_STD	2,3 %
G	Radiação Solar	2,2 %
FF_STD	Fator de Forma em condições standard	-

Tabela 3: Denominação de variáveis utilizadas com suas correspondentes incertezas percentuais.

## CONCLUSÕES

A comparação entre as medidas realizadas antes e depois da limpeza dos módulos mostrou que, na média, os valores de *Isc* e *Pm* sofreram uma variação da ordem de 5 % e 4 % respectivamente. A variação de *Voc* foi desprezível. Pode-se dizer que a poeira não introduziu distorções no formato das curvas *I-V*, mesmo em módulos nos quais a deposição de sujeira não foi totalmente uniforme. Fica evidente a necessidade da limpeza periódica dos módulos a fim de evitar a perda de potência por sujeira e a conseqüente queda no desempenho geral do sistema.

A comparação entre as medidas realizadas após seis anos de operação mostrou que, na média, os valores de *Isc* e *Pm* sofreram reduções da ordem de 2 % e 6 % respectivamente. A variação média de *Voc* foi pequena (cabe destacar que esta variação não pode levar a análises conclusivas, já que variações de temperatura de 1 a 2 °C produzem variações da mesma ordem às encontradas nas medições, e estas variações se encontram dentro das incertezas de medida). A queda da potência máxima é reflexo da variação da pendente da curva nas proximidades de *Voc*, comportamento que pode ser associado a um aumento de *Rs*.

Os outros fatores de degradação antes apresentados, como alteração de coloração ou opacidade do encapsulante, entrada de umidade ou ar nos módulos, embora observados em alguns módulos, não resultaram em variações sensíveis de desempenho.

Pode-se concluir que a variação na potência de saída para os módulos depois de seis anos de operação encontra-se numa faixa que varia de 1,8 % até 11,8 % verificando-se que os módulos 1 e 2 apresentam uma variação dentro dos limites das incertezas das medidas. Com os valores analisados chega-se a um valor médio da ordem de 6 %. Se fosse considerado o efeito da poeira acumulada, a média da redução de potência seria estendida à ordem de 10 %.

## AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem o apoio financeiro do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - CNPq, entidade governamental brasileira promotora do desenvolvimento científico e tecnológico, além da FINEP e Eletrobrás.

## REFERÊNCIAS

- Parretta, A, Bombace, M., Graditi, G. and Schioppo, R. (2005). Optical degradation of long-term, field-aged c-Si photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 86, 3, 349-364.
- Hecktheuer, L., Krenzinger, A. e Prieb, C.W.M. (2001). Rated Versus Measured Power of PV Modules Used in Brazilian Rural Properties Electrification. *Anais do 17th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Munique, Alemanha.
- Holman, J.P., 1971. "Experimental Methods for Engineering", Ed. McGraw-Hill, New York, 7ª ed.
- Kengo, M., Hiroshi, K., Izumi, T., Yoshihiro, H. (2003). Degradation Factor Analysis of Crystalline-Si PV Modules Through Long-Term Field Exposure Test. *3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion*, Osaka, Japan.
- King, D.L. Kratochvil, J.A. Quintana, M.A. McMahon, T.J. (2000). Applications for infrared imaging equipment in photovoltaic cell, module, and system testing. *Photovoltaic Specialists Conference - Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE*, 1487-1490.
- Krenzinger, A. (2004). Programa de Pós-Processamento de Dados para Ensaios de Módulos Fotovoltaicos. *Libro de Actas del XII Congreso Ibérico e VII Congreso Iberoamericano de Energia Solar*, v. 2, p. 763-768, Vigo, Espanha.
- Kyoichi, M., Takeo, Y. and Tatsuo, H. (1997). Secular degradation of crystalline photovoltaic modules. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 47, 1-4, 149-153.
- Montero, M; Acosta, D; Fernández, G; Cadena (2002). Deterioro del Eva de Paneles Fotovoltaicos. *Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente* 6, 1, 4.43 – 4.48
- Prieb, C.W.M. (2002). Desenvolvimento de um Sistema de Ensaio de Módulos Fotovoltaicos. *Dissertação de Mestrado, PROMEC/UFRGS, Porto Alegre RS, Brasil.*
- Quintana, M.A. King, D.L. McMahon, T.J. Osterwald, C.R (2002). Commonly observed degradation in field-aged photovoltaic modules. *Photovoltaic Specialists Conference - Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE* 1436- 1439.

## ABSTRACT

This work presents the evaluation of the performance degradation of eight photovoltaic modules after six years in operation. These modules had been characterized in 2000, before being incorporated to a stand-alone photovoltaic system installed at the Solar Energy Laboratory of UFRGS. In 2006 new characteristic curves were traced using the same methodology and instrumentation. Power degradation rates can be obtained from studies of the behavior and performance of photovoltaic modules throughout its useful life. These rates allow one to determine the energy that can be delivered by the system and thus to calculate the pay-back time of the initial investment. The results show that the reduction of the power of the modules was in the order of 6 % in comparison with its initial power. Curves were also traced for the modules with dust deposition, showing an average decrease in power of about 4 %.

**Keywords:** Solar energy, Photovoltaic System, Degradation.