

# ANÁLISE DA DEGRADAÇÃO INDUZIDA PELO POTENCIAL EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS NA UTFPR CÂMPUS CURITIBA

Renan de Oliveira Alves Takeuchi – renan.takeuchi@gmail.com

Nicole Polityto Cremasco – nicnicolecrem@gmail.com

Jair Urbanetz Junior – urbanetz@utfpr.edu.br

Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia

## 4.4. Controle e monitoramento de sistemas fotovoltaicos

**Resumo.** *Por serem instalados em condições externas, os módulos fotovoltaicos (FV) estão passíveis a variação das condições ambientais e a maiores potências em relação à terra devido a expansão do setor. Podendo estes fatores originar alguns tipos de degradação no módulo FV, que afetam o desempenho e a confiabilidade dos módulos e do sistema FV. Elementos como estes, associados ou não, podem motivar a presença de um fenômeno denominado PID (Degradação Induzida pelo Potencial). O PID tornou-se notável na última década em razão da sua influência negativa no desempenho dos módulos FV em condições de campo. Diferentes tecnologias de módulos FV são suscetíveis ao PID, tendo consequências associadas a cada uma, que podem levar a falhas catastróficas de módulos FV em campo. Embora estudos extensos já tenham sido realizados nessa área, o entendimento do fenômeno PID ainda está incompleto e continua sendo um grande problema no setor FV. Para o desenvolvimento deste trabalho foram realizadas a análise do ponto de máxima potência e a análise visual em módulos localizados nos sistemas FV instalados na Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR) em Curitiba, sendo dada ênfase às tecnologias de Telureto de Cádmio (CdTe) na sede Neville e de Silício Policristalino (p-Si) na sede centro, no Escritório Verde (EV). Os resultados mostraram que houve degradação produzida pelo potencial em ambas tecnologias, mas os níveis de degradação ainda estão dentro do assegurado pelos fabricantes e no caso do EV, outros tipos de degradação também foram identificados.*

**Palavras-chave:** *Degradação Induzida pelo Potencial, Telureto de Cádmio, Silício Policristalino.*

## 1. INTRODUÇÃO

A Degradação Induzida pelo Potencial (*Potential Induced Degradation* – PID) em módulos FV de silício cristalino (c-Si) e de filme fino de silício amorfo (a-Si) foi relatado pela primeira vez pelo *Jet Propulsion Laboratory* (JPL) em 1985 (Mon e Ross, 1985; Monet *et al.*, 1985). Os riscos do estresse de alta tensão (*High - Voltage Stress* – HVS), que posteriormente passaram a ser tratados por alta diferença de potencial entre o sistema e a terra, também foram investigados no início dos anos 2000 pelo *National Renewable Energy Laboratory* (NREL), *Florida Solar Energy Center* (FSEC) e BP solar em diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos (Carlson *et al.*, 2003; Osterwald *et al.*, 2003; Del Cueto e McMahon, 2002; Dhere *et al.*, 2001;2003; McMahon e Jorgensen, 2001). Em 2005, em uma matriz de testes ao ar livre na Alemanha, foi constatado o fenômeno em módulos FV da *SunPower* na sua tecnologia de *back contact* (Swanson, 2005) e em módulos *standard* da *Evergreen* com *wafers* de silício em série (Rutschmann, 2008a;2008b). Na última década o PID teve maior notoriedade, em seu início Pingel *et al.* (2010) concebeu o termo “PID” e a partir deste estudo, diversos institutos de pesquisa fotovoltaica realizaram pesquisas sobre a ocorrência do PID em módulos fotovoltaicos convencionais de silício policristalino (p-Si) (Berghold *et al.*, 2010; Hacke *et al.*, 2010a; 2010b; 2011; 2012; 2013; 2014; Naumann *et al.*, 2012; 2013a; 2013b). Um número expressivo de estudos também foi realizado através de testes de HVS em diferentes tipos de módulos FV de filme fino (Gossla *et al.*, 2010; Voswinckel *et al.*, 2013; Fjällström *et al.*, 2013). O *Solar Energy Research Institute of Singapore* (SERIS) realizou entre 2009 e 2012 estudos sobre o PID em dez tipos diferentes de módulos fotovoltaicos comerciais, compreendendo filmes finos e c-Si, e elucidaram as sensibilidades relativas ao PID de várias tecnologias comerciais de absorção (Xiong *et al.*, 2011; Walsh *et al.*, 2012).

Apesar de se ter obtido uma evolução significativa no entendimento da ocorrência do PID em módulos FV, ainda existem muitas perguntas que permanecem sem resposta. Em um trabalho recente, Luo *et al.* (2017) afirmam que os efeitos do PID são influenciados por vários aspectos, como as topologias de sistema, modos de construção, materiais de encapsulamento, propriedades do revestimento anti-reflexo (AR) da célula, condições ambientais, sujidade e exposição à luz. A complexidade do PID, bem como o entendimento incompleto do PID, apresenta um sério desafio para os pesquisadores abordá-lo, assim como o progresso científico no desenvolvimento de tecnologias fotovoltaicas completamente livres do PID.

Os efeitos do PID conhecidos em diferentes tecnologias têm uma característica comum: a degradação depende da polaridade e da diferença do potencial entre a célula e a terra (Pingel *et al.*, 2010). Em Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFVCR), os módulos são tipicamente conectados em série para aumentar o nível de tensão e sua moldura assim como os dispositivos de fixação, são aterrados por motivos de segurança. Conforme a topologia empregada na concepção do inversor usado em no SFVCR, uma alta diferença de potencial entre as células e a moldura do módulo resulta um campo elétrico, que causa uma transferência de carga devido a polarização de íons de sódio ( $\text{Na}^+$ ) presentes na composição do vidro do módulo quando a parte ativa da célula está com potencial elétrico negativo em relação a moldura, representando uma fuga de corrente para a terra, o que resulta o PID. A Fig. 1 ilustra a seção transversal de módulo FV de filme fino superstrato, no qual pode ser verificado os possíveis deslocamentos da corrente de fuga, dando-se da parte ativa da célula para a moldura aterrada através do vidro e/ou do encapsulante.

Esse problema tende a se agravar, uma vez que com o aumento dos sistemas FV a tensão de operação concomitante é maior. Existem diferentes padrões em relação à configuração de um sistema FV, por exemplo, na Europa são permitidas tensões de sistema de até 1000V e, nos EUA, apenas 600V para sistemas residenciais. Variando assim conforme a região e regulamentação, assim como alguns países determinam ou recomendam configurações de aterramento do sistema fotovoltaico, outros não (Pingel *et al.*, 2010). A indústria fotovoltaica atualmente já comercializa equipamentos que trabalham com tensões máxima de 1000V e 1500V. Recentemente a Associação Brasileira de Normas Técnicas - ABNT (2019) publicou a NBR 16690, que estabelece os requisitos de projeto das instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos, sendo aplicada aos arranjos FV até 1500V.

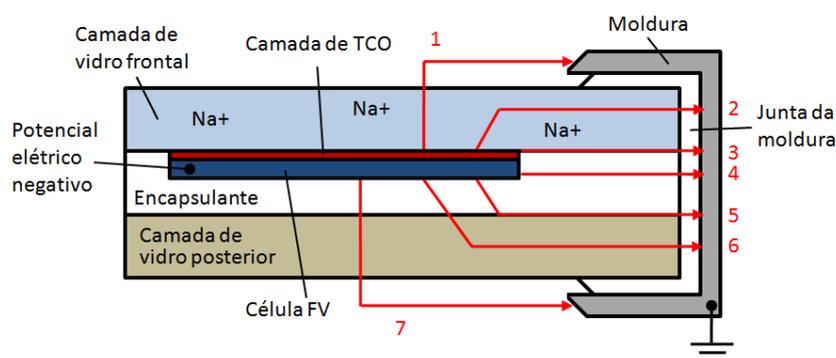


Figura 1 – Seção transversal de um módulo FV de filme fino e modelagem da corrente de fuga.

Segundo a literatura, os módulos de filme fino de Seleneto de Cobre Índio Gálio (CIGS), a-Si e CdTe são suscetíveis ao PID quando suas células FV estão com potencial elétrico negativo, provocado por topologias que imponham a polarização negativa do gerador (aterramento do polo positivo ou operar em flutuação) (Mon e Ross, 1985; Del Cueto e McMahon, 2002; Xiong *et al.*, 2011; Walsh *et al.*, 2012; Lechner *et al.*, 2013; Voswinckel *et al.*, 2014; 2015; Yamaguchi *et al.*, 2015). Podem ocorrer dois cenários diferentes, dependendo da entrada de umidade. A qualidade da selagem do módulo influencia diretamente na entrada de umidade, além das condições ambientais (por exemplo, temperatura e umidade). Na ausência de entrada de umidade, o  $\text{Na}^+$  é reduzido ao  $\text{Na}$  elementar. Jansen e Delahoy (2013) comprovaram essa redução como efeito de escurecimento em filmes de dióxido de estanho ( $\text{SnO}_2$ ) e em óxido de zinco ( $\text{ZnO}$ ). Apesar de ser reversível, o acúmulo de  $\text{Na}$  também afeta muito o desempenho elétrico (Fjällström *et al.*, 2013; Yamaguchi *et al.*, 2015). Por outro lado, quando a umidade penetra nos módulos, uma combinação de redução de  $\text{Na}^+$  com a entrada de umidade resultará em corrosão eletroquímica não reversível da camada de Óxido Condutor Transparente (TCO) à base de  $\text{SnO}_2$  (Carlson *et al.*, 2003; Osterwald *et al.*, 2003; Jansen e Delahoy, 2013). A reação química ocorre por três etapas separadas, conforme indicado nas Eq. (1), Eq. (2) e Eq. (3):

Reação de redução de  $\text{Na}^+$ :



Formação do hidrogênio elementar:



Reação de oxidação-redução:



Como é possível observar na Fig. 2, o acúmulo de  $\text{Na}$  e a oxidação aumentam o estresse mecânico, fazendo com que a camada de TCO comece a formar fissuras e pode vir a delaminar, portanto sua capacidade condutora é reduzida.

Além da umidade no interior do módulo, fatores como a temperatura do módulo e a redução da resistividade elétrica da superfície do módulo (umidade externa, contato entre vidro e moldura), catalisam a corrosão e facilitam o caminho para a corrente de fuga. Por se tratar de danos internos no módulo, estes são irreversíveis por não ser possível sua reparação e provocam perdas consideráveis de desempenho. Uma das medidas tomadas pela indústria para reduzir o PID foi a remoção da moldura, porém foi comprovado que mesmo o módulo sendo vidro sobre vidro, na região do grampo de fixação há corrente de fuga (Hacke *et al.*, 2016).

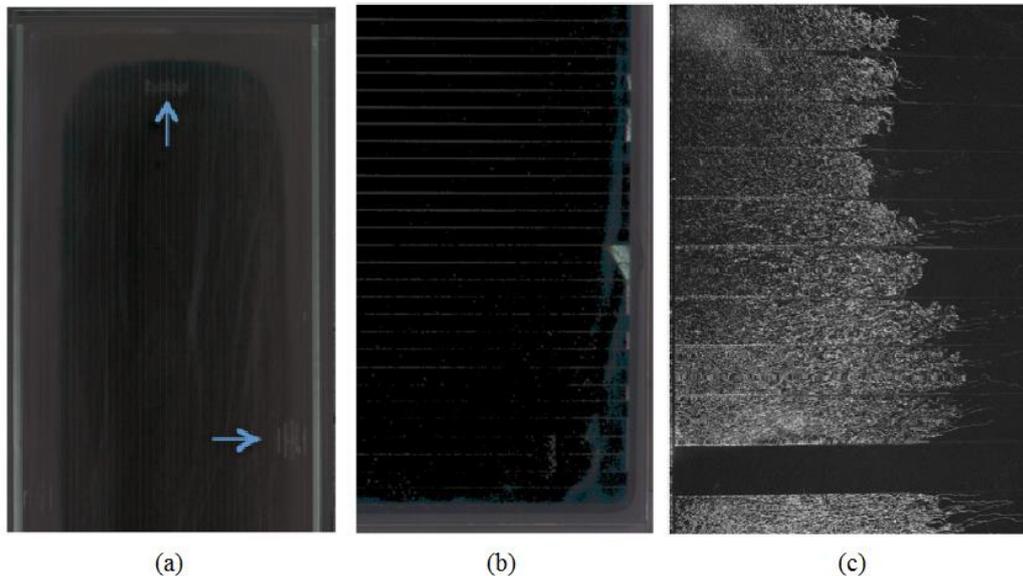


Figura 2 – Exibição da delaminação e corrosão na camada de TCO em módulos de filme fino sendo (a) CIGS, (b) CdTe e (c) a-Si.

A literatura relata a ocorrência do fenômeno da degradação devido à polarização em células e módulos fotovoltaicos convencionais de c-Si com polarização negativa. Para células com base tipo p, o acúmulo de sódio na camada AR e a difusão na rede cristalina da junção pn devido ao campo elétrico existente entre a moldura aterrada e as células localizadas em potenciais negativos do gerador fazem com que a junção perca suas propriedades gradativamente, afetando principalmente a resistência paralela ( $R_p$ ) das células afetadas. Para células com base tipo n, a polarização negativa da célula faz com que a camada de passivação se torne majoritariamente positiva, atraindo portadores minoritários do emissor p, o que resulta em aumento da recombinação superficial, com consequente perda de sensibilidade espectral em comprimentos de onda curtos.

Sendo assim, devido à importância deste fator nas perdas em módulos fotovoltaicos, este artigo abrange o estudo da influência deste parâmetro em dois sistemas de tecnologias distintas, com tempo de operação diferente.

## 2. MÉTODOS

Para o desenvolvimento do estudo do PID nos módulos FV instalados na cidade de Curitiba-PR, algumas etapas foram realizadas: através de visita ao sistema FV, visando a medição de parâmetros elétricos do sistema FV e as variáveis ambientais do local, e através destes valores obtidos, foram comparados o impacto do PID nos módulos FV com dados do fabricante. A comparação dos resultados obtidos com o que é informado pela literatura, teve como objetivo confirmar o perfil da degradação. Por conta do fato de que em casos de ocorrência do PID pode surgir fissuras ou delaminação das camadas do módulo FV de filme fino, para analisar este cenário foi realizada inspeção visual.

Os materiais utilizados para cada etapa deste estudo, assim como a explanação detalhada de cada procedimento efetuado para cada etapa do método implementado são descritos nas subseções a seguir.

### 2.1 Obtenção e avaliação de curvas $I \times V$

O método definido para avaliar a perda de desempenho provocada pelo PID neste trabalho foi a obtenção de valores de Ponto de máxima potência ( $P_{mpp}$ ), obtidos através da aquisição de curvas  $I \times V$  de cada módulo FV pelo equipamento específico denominado traçador de curva  $I \times V$ . Diversos são os autores que utilizaram deste método (Pingel *et al.* 2010; Leite, 2012; Hacke *et al.*, 2015a; 2015b; 2016; Figueiredo, 2017).

Este método consiste nos seguintes passos: Limpeza dos módulos FV dos sistemas analisados; Aquisição de curva  $I \times V$ ; Cálculo do índice de perda de desempenho do sistema FV originado pelo PID, através da relação entre os valores de  $P_{mpp}$  obtidos no sistemas analisados.

As aquisições das curvas IxV foram realizadas no período do dia com alta irradiância, ou seja, próximo ao meio dia, com céu completamente ensolarado e, principalmente, sem cobertura de nuvens, assim não havendo risco das medições sofrerem interferência do fenômeno de borda de nuvem.

Tais aquisições foram realizadas no mesmo instante do levantamento dos valores de temperatura dos módulos e do ambiente, irradiância e umidade relativa do ar, visando controlar as variáveis ambientais. Sendo os valores de irradiância e temperatura do módulo FV adquiridos por meio da célula de referência do traçador de curva IxV e as medições da umidade relativa do ar foram efetuadas por instrumento apropriado para a aquisição desta grandeza.

Uma vez adquirida a curva IxV, o valor de  $P_{mpp}$  de cada curva foi obtido, como previamente apresentado, e através do cálculo do índice de perda, foi possível obter o valor de perda de desempenho devido ao PID no gerador FV.

O procedimento de limpeza dos módulos FV, o equipamento para aquisição de curva IxV e a figura de mérito utilizada para a análise são detalhadas nas subseções a seguir.

**Limpeza dos módulos fotovoltaicos.** Alguns fabricantes apresentam diferentes métodos para o procedimento de limpeza dos módulos (First Solar, 2013), sobretudo sendo dividida em dois subgrupos, limpeza a seco e limpeza com água.

Os dois métodos foram testados e a limpeza com água teve melhor resultado, sendo este o método utilizado no sistema localizado em uma região mais afastada do centro, com menos tráfego, a sujeira era mais caracterizada por poeira e alguns dejetos de aves. A limpeza foi realizada sem a utilização de substâncias abrasivas e com utensílios com materiais de borracha leve e de algodão, para facilitar a remoção da camada de sujeira e visando preservar a integridade dos módulos FV. O método de limpeza utilizado nesta análise, consiste nos seguintes passos: Aplicação de água no módulo FV; Utilização de um rodo de borracha leve, para a remoção da camada grossa de sujeira; Utilização de um pano de algodão macio molhado, para a remoção da camada impregnada de sujeira; Utilização de um pano de algodão macio seco, para o acabamento.

Já no sistema localizado na região do centro foi necessário um processo de limpeza minucioso, sendo esfregado com água e sabão (Tonolo, 2019).

**Equipamento de aquisição de curvas I x V.** As aquisições de curva IxV foram realizadas utilizando um traçador de curva modelo HT I-V500W, que também dispõe de uma célula de referência, responsável por adquirir os valores instantâneos de irradiância e temperatura no instante da aquisição da curva, conforme ilustrado por meio da Fig. 3. Este equipamento realiza medições de corrente e tensão independentemente, através do método de quatro cabos, que através da variação de uma carga capacitiva, diversos valores instantâneos de tensão e corrente são adquiridos.



Figura 3 - Traçador de Curva IxV utilizado - modelo HT I-V500W

Segundo seu fabricante (HT Instruments, 2017) inicialmente o instrumento realiza a aquisição da curva IxV nas condições reais de funcionamento OPC (*Operating Conditions*), fornecendo resultados da medição tanto na forma numérica como gráfica. Estes resultados são automaticamente “traduzidos” para as condições *Standard STC* (*Standard Test Condition*) através do método 2 da normativa de referência IEC/EN60891. Este método é baseado no modelo simplificado de um diodo de dispositivos fotovoltaicos. As equações de tradução semiempírica contêm 5 parâmetros de correção I-V que podem ser determinados pela medição de curvas I-V em diferentes condições de temperatura e irradiância. O procedimento de correção de corrente e tensão é definido pelas Eq. (4) e Eq. (5):

$$I_2 = I_1 * (1 + \alpha_{rel} * (T_2 - T_1)) * \left(\frac{G_2}{G_1}\right) \quad (4)$$

$$V_2 = V_1 + V_{OC1} * (\beta_{rel} * (T_2 - T_1) + a * \ln\left(\frac{G_2}{G_1}\right)) - R'_s * (I_2 - I_1) - k' * I_2 * (T_2 - T_1) \quad (5)$$

Em que,  $I_1$  e  $V_1$  são os pontos medidos em OPC a serem corrigidos,  $I_2$  e  $V_2$  são os pontos corrigidos para temperatura e irradiância desejada,  $G_1$  e  $T_1$  é a irradiância e temperatura no momento da medição,  $G_2$  e  $T_2$  é a irradiância

e temperatura em STC ou outras condições desejadas,  $V_{OC1}$  é a tensão de circuito aberto medida em  $G_1$  e  $T_1$ ,  $\alpha_{rel}$  e  $\beta_{rel}$  são os coeficientes de temperatura normalizados de corrente e tensão, respectivamente, medido a  $1000 \text{ W/m}^2$ . A normalização é feita dividindo os coeficientes térmicos  $\alpha$  pela corrente de curto-circuito e  $\beta$  pela tensão circuito aberto em STC.  $a$  é um fator de correção de curva interpretado como a tensão térmica do diodo.  $R'_s$  é a resistência série interna, e  $k'$  é um fator de correção da curva, interpretado como o coeficiente de temperatura da resistência série interna  $R'_s$ .

As medições foram realizadas cumprindo os procedimentos descritos no manual do equipamento, como valores mínimos de irradiância, calibração e posicionamento dos sensores, sendo estes procedimentos referenciados pela norma internacional IEC/EN 60891 (2009).

Apesar da existência de função teórica com capacidade de atuação em irradiâncias superiores a  $300 \text{ W/m}^2$ , as medições foram realizadas somente quando os valores de irradiância foram superiores  $700 \text{ W/m}^2$ , em decorrência do fato de que na atuação prática do dispositivo não realiza medições com valores inferiores a este. Os valores de precisão do traçador de curvas são representados por meio da Tab. 1.

Tabela 1 - Precisão do Traçador de Curvas utilizado - modelo HT I-V500W(dados do fabricante)

CARACTERÍSTICAS	PRECISÃO <sup>1</sup>
Potência Medida	1rgd % + 6dgt
Tensão Medida	0,5rgd % + 2dgt
Corrente Medida	1rgd % + 1dgt
Potência STC	5rgd % + 1dgt
Tensão STC	4rgd % + 2dgt
Corrente STC	4rgd % + 2dgt
Irradiância	1rdg % +5dgt

**Figura de mérito utilizada.** Para este estudo foi utilizada uma figura de mérito para quantificar a perda de desempenho do sistema provocada pela ocorrência do PID. Através do cálculo pela Eq. (6) utilizando os valores medidos de  $P_{mpp}$ , pelos fatores previamente discutidos.

$$GP(\%) = \frac{P_{S1} - P_{S2}}{P_{S1}} \quad (6)$$

Onde GP representa o ganho de potência percentual,  $P_{S1}$  é o valor do  $P_{mpp}$  do módulo FV em estudo segundo dados do fabricante, e  $P_{S2}$  representa o valor do  $P_{mpp}$  do módulo FV na data do levantamento da curva IxV.

## 2.2 Sistemas FV avaliados

As análises de perda de desempenho pelo PID foram realizadas em dois sistemas FV diferentes, ambos localizados nas cidades de Curitiba, no estado do Paraná. A Fig. 4 ilustra a localização de cada sistema no mapa. A descrição detalhada de cada região, assim como o detalhe dos sistemas FV avaliados estão apresentadas nas subseções a seguir.

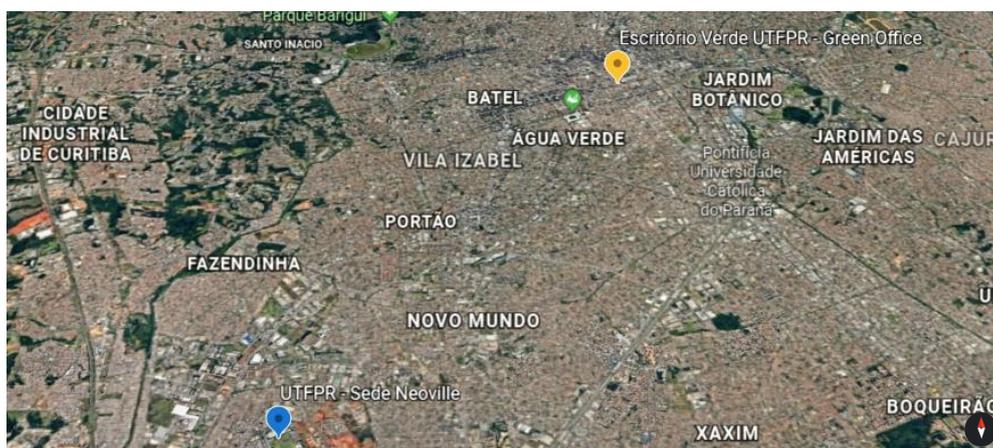


Figura 4 - Localização dos sistemas fotovoltaicos da UTFPR campus Curitiba

<sup>1</sup> A precisão é especificada no formato ( $\pm xx\%$  rdg  $\pm xx$  dgt). A primeira parte (rdg – *reading*) identifica um erro de porcentagem em relação à leitura, o que significa que é proporcional à entrada. A segunda parte (dgt - *digits*) é um erro, em dígitos, que é constante, independentemente da entrada.

**Sistema FV UTFPR sede Neville.** O sistema faz parte do P&D ANEEL/COPEL Distribuição, visto na Fig. 5, está instalado no terreno da sede Neville da UTFPR situado em uma região afastada do centro, no bairro Cidade Industrial de Curitiba. Instalado nas condições ideais, com inclinação igual à latitude, 25° e com orientação voltada ao norte, ou seja, com desvio azimutal de 0°. Lá são encontrados cinco subsistemas, compostos por quatro tecnologias fotovoltaicas: filmes finos de Telureto de Cádmio e Disseleneto de Cobre Gálio e Índio, Silício Policristalino e Silício Monocristalino PERC. O subsistema estudado é formado por 18 módulos Calyxo de CdTe sem moldura de alumínio de modelo CX3 85 (ligados em 3 *strings* de 6 módulos), cuja a potência nominal é de 1,53 kW<sub>p</sub>, tendo o início de sua operação em 29 de abril de 2019.



Figura 5 - Sistema fotovoltaico da UTFPR campus Curitiba sede Neville

**Sistema FV UTFPR sede centro – Escritório Verde (EV).** O sistema faz parte de uma edificação sustentável modelo de 150 m<sup>2</sup>. O SFVCR está instalado no telhado do EV da UTFPR, representado na Fig. 6, possui inclinação de 15° e desvio azimutal de 22° para o oeste. É formado por 10 módulos Kyocera de silício policristalino, modelo KD210GX-LP (ligados em série), totalizando a potência nominal de 2,1kW<sub>p</sub>, tendo o início de sua operação em 14 de dezembro de 2011 (URBANETZ JUNIOR *et al.*, 2016).



Figura 6 - Sistema fotovoltaico da UTFPR campus Curitiba sede Centro - EV

### 3. RESULTADOS E DISCUSSÃO

Todas as análises foram conduzidas através dos métodos descritos na seção 2, utilizando os mesmos instrumentos de medição.

#### 3.1 Análise de perda de desempenho provocada pelo PID através de curvas $I \times V$

**Sistema FV UTFPR sede Neville.** A metodologia de avaliação foi executada no dia 11 de outubro de 2019, onde foi levantada a curva característica dos módulos FV deste sistema individualmente. Sendo selecionado um módulo que apresentou degradação, conforme pode ser observado na Fig. 7. Onde a curva nominal está traçada em verde escuro, a curva calculada para as condições STC está representada em verde claro, já na cor azul estão representadas as curvas de

potência sendo em azul claro a nominal e azul escuro a curva calculada para as condições STC. As especificações elétricas nominais do módulo, retiradas do catálogo do fabricante, são apresentadas na Tab. 2.

Segundo dados do *datasheet*, a potência de pico nominal dos módulos é equivalente a 85 Wp. O fabricante garante a de perda de potência de 1% ao ano durante os primeiros 10 anos e 0,67% até 25 anos, ou seja, 0,85 Wp por ano, então para estas condições os módulos após 6 meses de operação, teoricamente deverá ter potência de pico de 84,57 Wp. Analisando os resultados apresentados pelo equipamento, é possível visualizar que o módulo FV apresenta potência máxima de 84,84 W, nas condições STC. Isso significa que o módulo FV apresenta baixo índice de degradação. Para os casos em que a análise é feita a partir dos dados extrapolados para a condição STC, segundo o manual, o equipamento apresenta erro de 5%, portanto esse valor pode ser um pouco maior ou menor.

Fazendo o uso da figura de mérito podemos calcular a perda provocada pela degradação, representando para este sistema analisado um percentual de 0,18% durante os primeiros meses de operação, estando este do especificado pelo fabricante.

Tabela 2 - Especificações elétricas do módulo Calyxo CX3 85 para as condições STC (dados do fabricante)

CARACTERÍSTICAS	VALOR
Máxima Potência	85 W (+10% / -5%)
Tensão de Máxima Potência	47,8 V
Corrente de Máxima Potência	1,78 A
Tensão de Circuito Aberto	63,6 V
Corrente de Curto-Circuito	2,06 A
Tensão máxima do sistema	1000V
Coefficiente de temperatura ISC	+0,02 (%/K)
Coefficiente de temperatura VOC	-0,24 (%/K)

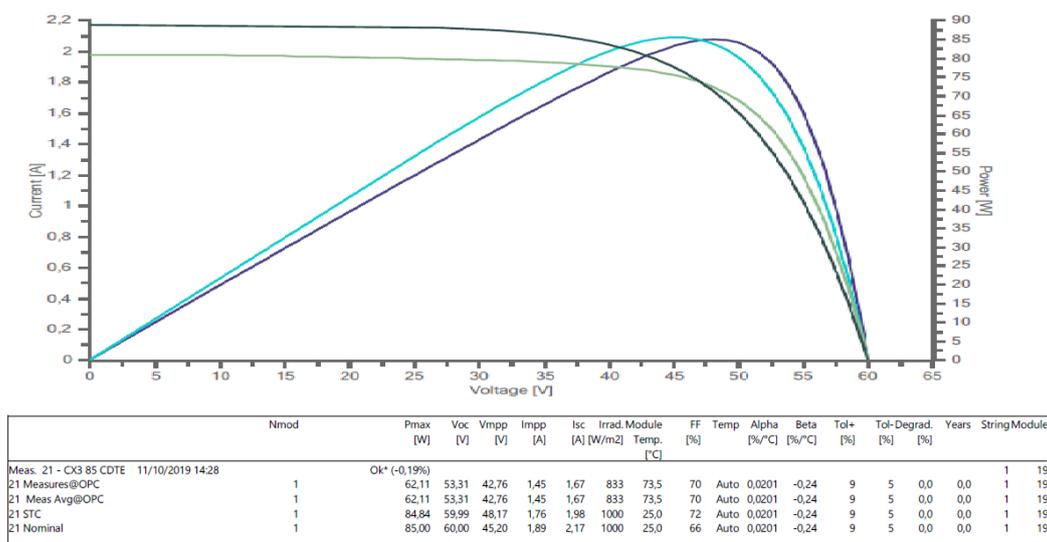


Figura 7 - Curvas características I-V e P-I do módulo FV do SFVCR Neville

**Sistema FV UTFPR sede centro - EV.** A metodologia de avaliação foi executada no dia 04 de junho de 2019, onde foi levantada a curva característica do painel FV como um todo, para determinar o quanto o painel foi degradado em relação ao valor inicial informado na folha de dados. Quando os testes são realizados num painel, no equipamento é inserida a quantidade de módulos e o *software* apresenta a opção de ver o resultado do painel como um todo, ou como uma média, onde o valor total de potência e tensão são divididos pelo número de módulos contidos na *string* (Tonolo, 2019). Na Fig.8 está representado o resultado do teste obtido no painel do EV, onde a curva nominal está traçada em preto, a curva calculada para as condições STC está representada em vermelho e a curva operacional instantânea média está traçada em verde. As especificações elétricas nominais do módulo, retiradas do catálogo do fabricante, são apresentadas na Tab. 2.

Segundo a folha de dados, para as condições STC os módulos possuem potência de pico de 210 Wp. O fabricante garante a perda de potência de 1% ao ano, ou seja, 2,1 Wp por ano, então para estas condições os módulos após 7,5 anos de operação, teoricamente deverão ter potência de pico de 194,25 Wp. Analisando os resultados apresentados pelo equipamento, é possível visualizar que o painel fotovoltaico apresenta potência instantânea de 1.508,9 W e média por módulo, nas condições STC, de 201,87 W. Isso significa que o painel fotovoltaico apresenta baixo índice de degradação. Para os casos em que a análise é feita a partir dos dados extrapolados para a condição STC, segundo o manual, o equipamento apresenta erro de 5%, portanto esse valor pode ser um pouco maior ou menor (Tonolo, 2019).

Fazendo o uso da figura de mérito é possível calcular a perda provocada pela degradação, representando para este sistema analisado um percentual de 3,87%, estando este valor dentro do especificado pelo fabricante.

Tabela 3 - Especificações elétricas do módulo Kyocera KD210GX-LP para as condições STC (dados do fabricante)

CARACTERÍSTICAS	VALOR
Máxima Potência	210 W(+5% / -5%)
Tensão de Máxima Potência	26,6 V
Corrente de Máxima Potência	7,90 A
Tensão de Circuito Aberto	33,2 V
Corrente de Curto-Circuito	8,58 A
Tensão máxima do sistema	600V
Coefficiente de temperatura ISC	-0,12 V/°C
Coefficiente de temperatura VOC	5,15x10 <sup>-3</sup> A/°C

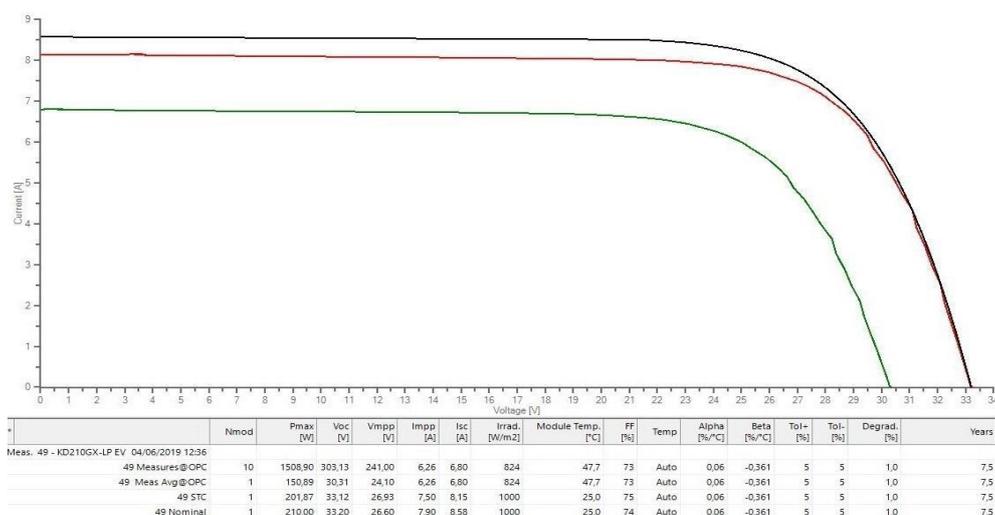


Figura 8 - Curvas características I-V do painel do EV

### 3.1 Análise da degradação provocada pelo PID através da inspeção visual.

**Sistema FV UTFPR sede Neville.** Após a limpeza foi verificado que os módulos deste sistema não apresentaram alteração visual nos componentes do equipamento.

**Sistema FV UTFPR sede centro - EV.** Tonolo (2019) observou que outros sinais de degradação que não estão necessariamente ligados a ocorrência de PID, mas possuem coparticipação na perda de desempenho do sistema em questão. O fenômeno denominado *browning* foi identificado pela diferença de coloração entre algumas células e segundo Galdino e Silva (2014), esse fenômeno pode ser responsável pela redução de até 50% da eficiência do módulo fotovoltaico. Outro fenômeno identificado por Tonolo (2019) nos 10 módulos do sistema foi o *snailtrail*, também conhecido por “caminho da lesma”, porém este tipo de degradação não é uniforme nos módulos, e as perdas de geração a curto prazo para esse fenômeno ainda são indeterminadas.

## 4. CONCLUSÃO

Este trabalho apresentou o fenômeno da Degradação Induzida pelo Potencial em módulos fotovoltaicos, com ênfase nas tecnologias CdTe e p-Si, ilustrando a caracterização física do fenômeno, que pode ocorrer em algumas tecnologias de módulos fotovoltaicos, sendo dado ênfase ao CdTe e p-Si. Foram apresentados os parâmetros que influenciam na ocorrência do fenômeno e fatores catalisadores. Na revisão bibliográfica foram levantados os pontos mais importantes para direcionar a pesquisa para o foco principal. Foi entendido que seria relevante apresentar a caracterização do PID e suas consequências para as tecnologias estudadas. Foram explanadas as formas de detectar PID abordadas na literatura e a que se apresentou mais exequível foi utilizada para o levantamento dos dados.

Com relação a realização das medições realizadas por meio das curvas IxV para análise da degradação foi possível observar que os percentuais de perda por degradação atenderam aos valores fornecidos pelos fabricantes. A degradação

no sistema de CdTe foi inferior a que ocorreu com o sistema p-Si por conta do fato de que o tempo de operação dos dois sistemas foi distinto, todavia conforme o esperado a degradação do sistema com maior tempo de operação foi superior.

A partir da análise visual foi possível constatar a existência de diferentes tipos de degradação no sistema do EV, no caso *browsing* e *snailtrail*, que não foram encontradas no sistema da sede Neville, situação que pode ser relacionada as diferenças de tempo de operação e de condição de operação destes sistemas. A presença de outros tipos de degradação dificultou neste estudo a identificação do nível de perda provocado exclusivamente pela ocorrência do PID.

### Agradecimentos

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

### REFERÊNCIAS

- Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 16690: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos - Requisitos de projeto. Rio de Janeiro, p. 65. 2019.
- Berghold, J.; Frank, O.; Hoehne, H.; Pingel, S.; Richardson, B.; Winkler, M. Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spain, 2010, pp. 3753–3759.
- Carlson, D.; Romero, R.; Willing, F.; Meakin, D.; Gonzalez, L.; Murphy, R.; Moutinho, H.; Al Jassim, M. Prog. Photovoltaics, 2003, 11, 377–386.
- Del Cueto, J. A.; Rummel, S. R. Degradation of Photovoltaic Modules under High Voltage Stress in the Field. SPIE Optics and Photonics Conference, San Diego, California, 2010.
- Del Cueto, J.; McMahon, T. Prog. Photovoltaics, 2002, 10, 15–28.
- Dhere, N. G.; Bet, S. M.; Patil, H. P. Proceedings of 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, Osaka, Japan, 2003, vol. 2, pp. 1923–1926.
- Dhere, N. G.; Pandit, M. B.; Jahagirdar, A. H.; Gade, V. S.; Kadam, A. A.; Kulkarni, S. S.; Mehta, N. S.; Bet, S. M.; Patil, H. P. Proceedings of NCPV program Review Meeting, Lakewood, CO, USA, 2001, pp. 313–314.
- Figueiredo, G. P. F. Degradação Induzida pelo Potencial em Módulos e Instalações Fotovoltaicas de c-Si. Tese de Doutorado, Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, 2017.
- First Solar - FS-Series PV Module Cleaning Guidelines, 2013.
- Fjällström, V.; Salome, P.; Hultqvist, A.; Edoff, M.; Jarmar, T.; Aitken, B.; Zhang, K.; Fuller, K.; Williams, K. IEEE Journal of Photovoltaics, 2013, 3, 1090–1094.
- GALDINO, M. A.; DA SILVA, P. de C. Subsídios para identificação visual de problemas em células e módulos fotovoltaicos. Revista brasileira de energia solar, v. 5, n. 2, p. 159-170, 2014.
- Gossila, M.; Hälker, T.; Krull, S.; Rakusa, F.; Roth, F.; Sinicco, I. Proc. SPIE, San Diego, CA, USA, 2010, vol. 7773, p.777300.
- Hacke, P., Spataru, S., Terwilliger, K., Perrin, G., Glick, S., Kurtz, S., Wohlgemuth, J. 2015b. "Accelerated Testing and Modeling of Potential-Induced Degradation as a Function of Temperature and Relative Humidity." IEEE Journal of Photovoltaics, 5 (6), pp 1549-1553.
- Hacke, P.; Kempe, M.; Terwilliger, K.; Glick, S. Call, N.; Johnston, S.; Kurtz, S. Bennett, I.; Kloos, M. Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia, Spain, 2010b, pp. 3760–3765.
- Hacke, P.; Smith, R.; Terwilliger, K.; Glick, S.; Jordan, D.; Johnston, S.; Kempe, M.; Kurtz, S. Proceedings of 2013 IEEE International Reliability Physics Symposium (IRPS), Anaheim, CA, USA, 2013, pp. 4B.1.1–4B.1.5.
- Hacke, P.; Smith, R.; Terwilliger, K.; Glick, S.; Jordan, D.; Johnston, S.; Kempe, M.; Kurtz, S. Proceedings of the 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Austin, TX, USA, 2012, pp. 1–8.
- Hacke, P.; Smith, R.; Terwilliger, K.; Glick, S.; Pankow, J.; Kempe, M.; Bennett, I.; Kloos, M. Proceedings of the 37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Seattle, WA, USA, 2011, pp. 000814–000820.
- Hacke, P.; Smith, R.; Terwilliger, K.; Perrin, G.; Sekulic, B.; Kurtz, S. Prog. Photovoltaics, 2014, 22, 775–783.
- Hacke, P.; Terwilliger, K.; Glick, S. H.; Perrin, G.; Wohlgemuth, J.; Kurtz, S.; Showalter, K.; Sherwin, J.; Schneller, E.; Barkaszi, S.; Smith, R. Survey of potential-induced degradation in thin-film modules. Journal of Photonics for Energy, v. 5, n. 1, p. 53083, 2015a.
- Hacke, P.; Terwilliger, K.; Glick, S.; Trudell, D.; Bosco, N.; Johnston, S.; Kurtz, S. Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, HI, USA, 2010a, pp. 000244–000250.
- HT Instruments. I-V400w – SOLAR I-Ww – I-V500w – SOLAR I-Ve: Manual de utilização. Itália. 2017. Versão PT 2.00.
- International Electrotechnical Commission, IEC 60891, Photovoltaic devices – Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics. 2nd ed, 2009.
- Jansen, K.; Delahoy, A. Thin Solid Films, 2003, 423, 153–160.

- Lechner, P.; Hummel, S.; Geyer, D.; Mohring, H. Proceedings of the 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, France, 2013, pp. 2810–2815.
- Leite, D. S. Degradação Induzida pelo Potencial (PID) em Módulos Fotovoltaicos. Dissertação de Mestrado. Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto, Porto, Portugal. 2012
- McMahon, T.; Jorgensen, G. Proceedings of 2001 NCPV Program Review Meeting, Lakewood, CO, USA, 2001, pp. 137–138.
- Mon, G.; Ross, R. Proceedings of the 18th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Las Vegas, NV, USA, 1985, pp. 1142–1149.
- Mon, G.; Wen L.; Ross, R.; D. Adent. Proceedings of the 18th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Las Vegas, NV, USA, 1985, pp. 1179–1185.
- Moretón, R.; Lorenzo, E.; Narvarte, L. Experimental observations on hotspots and derived acceptance/rejection criteria Solar Energy, 2015.
- Naumann, V.; Hagendorf, C.; Grosser, S.; Werner, M.; Bagdahn, J. Energy Procedia, 2012, 27, 1–6.
- Naumann, V.; Lausch, D.; Graff, A.; Werner, M.; Swatek, S.; Bauer, J.; Hähnel, A.; Breitenstein, O.; Grober, S.; Bagdahn, J. Phys. Status Solidi RRL, 2013b, 7, 315–318.
- Naumann, V.; Lausch, D.; Grober, S.; Werner, M.; Swatek, S.; Hagendorf, C.; Bagdahn, J. Energy Procedia, 2013a, 33, 76–83.
- Osterwald, C.; McMahon, T.; Del Cueto, J. Sol. Energy Mater. Sol. Cells, 2003, 79, 21–33.
- P. Hacke; S. Spataru; S. Johnston; K. Terwilliger; K. VanSant; M. Kempe; J. Wohlgemuth; S. Kurtz; A. Olsson; M. Propst. Elucidating PID Degradation Mechanisms and In Situ Dark I–V Monitoring for Modeling Degradation Rate in CdTe Thin-Film Modules. IEEE Journal of Photovoltaics, 2016, vol 6, 1635–1640.
- Pingel, S.; Frank, O.; Winkler, M.; Daryan, S.; Geipel, T.; Hoehne, H.; Berghold, J. Proceedings of the 35th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Honolulu, HI, USA, 2010, pp. 2817–2822.
- Rutschmann, I. Photon, 2008a, 1, 122–123.
- Rutschmann, I. Photon, 2008b, 8, 124–125.
- Swanson, R.; Cudzinovic, M.; DeCeuster, D.; Desai, V.; Jürgens, J.; Kaminar, N.; Mulligan, W.; Barbarosa, L.; Rose, D.; Smith, D. Proceedings of 15th International Photovoltaic Science and Engineering Conference, Shanghai, China, 2005, pp. 410–411.
- Tonolo, E. A. Análise dos fatores de perdas nos sistemas fotovoltaicos da UTFPR Campus Curitiba. Dissertação de Mestrado, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, Brasil, 2019.
- Urbanetz Junior, J.; Tiepolo, G. M.; Casagrande Junior, E. F.; Tonin, F. S.; Mariano, J. D. Geração distribuída fotovoltaica: o caso dos sistemas fotovoltaicos da UTFPR em Curitiba. X Congresso brasileiro de planejamento energético, Gramado, p. 1-12, 2016.
- Voswinckel, S.; Manz, P.; Schmidt, C.; Wesselak, V. Energy Procedia, 2014, 57, 56–64.
- Voswinckel, S.; Manz, P.; Schmidt, C.; Wesselak, V.; Fokuhl, E.; Trautmann, B. Proceedings of the 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, France, 2013, pp. 2478–2483.
- Voswinckel, S.; Wesselak, V.; Fokuhl, E.; Schmidt, C.; Watzlawik, K. Proceedings of the 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, Germany, 2015, pp. 2508–2512.
- Walsh, T.; Xiong, Z.; Khoo, Y.; Tay, A.; Aberle, A. Energy Procedia, 2012, 15, 388–395.
- Xiong, Z.; Walsh, T.; Aberle, A. Energy Procedia, 2011, 8, 384–389.
- Yamaguchi, S.; Jonai, S.; Hara, K.; Komaki, H.; Shimizu-Kamikawa, Y.; Shibata, H.; Niki, S.; Kawakami, Y.; Masuda, A. Jpn. J. Appl. Phys., 2015, 54, 08KC13.

## ANALYSIS OF POTENTIAL INDUCED DEGRADATION IN PHOTOVOLTAIC MODULES AT UTFPR CAMPUS CURITIBA

**Abstract.** *As they are installed under outdoor conditions, the photovoltaic modules (PV) are subject to variations in environmental conditions and greater powers in relation to the ground due to the expansion of the sector. These elements may lead to some types of degradation in the PV module, which affect the performance and reliability of modules and the PV system. Elements such as these, associated or not, can motivate the presence of a phenomenon called PID (Potential Induced Degradation). PID has become remarkable in the last decade because of its negative influence on PV module performance in field conditions. Different technologies of PV modules are susceptible to PID, having consequences associated with each, which can lead to catastrophic failures of PV modules in field conditions. Although extensive studies have already been conducted in this area, the understanding of the PID phenomenon is still incomplete and remains a major problem in the PV sector. For the development of this paper, were performed maximum power point analyses and visual analyses in modules located in PV systems installed at the Federal Technological University of Paraná (UTFPR), emphasis is placed on Cadmium Telluride technology (CdTe) at Neoville head office and polycrystalline silicon (p-Si) at the head office downtown Green Office (GO). The results showed that there was degradation produced by potential in both technologies, but degradation levels are still within the guaranteed by manufacturers and in the case of GO, other types of degradation have also been identified.*

**Key words:** *Potential Induced Degradation, Cadmium Telluride, Polycrystalline Silicon.*