

DEGRADAÇÃO INDUZIDA POR POTENCIAL (PID) EM MÓDULOS FOTOVOLTAICOS: UMA BREVE REVISÃO

Mendelsson Rainer Macedo Neves – mendelsonrainer@gmail.com
Guilherme Cerbato Schmitt Prym – guilhermeprym@gmail.com
Marcelo Gradella Villalva – villalva@unicamp.br

Laboratório de Energia e Sistemas Fotovoltaicos – LESF, FEEC/UNICAMP

Resumo. Os módulos fotovoltaicos (FV) em usinas de energia devem suportar altas tensões de polarização entre as camadas que compõem os módulos e a estrutura de montagem em que se encontram os módulos. Assim, esta alta tensão tem aumentado a degradação de módulos em campo prejudicando o desempenho do módulo fotovoltaico, ocasionando um grande problema para a indústria fotovoltaica. Este estresse de alta tensão resulta na degradação induzida por potencial (PID – potencial induced degradation). Neste artigo será fornecida uma revisão da literatura, tendo como objetivo fornecer uma visão geral das pesquisas que foram realizadas para a compreensão do PID e a situação atual da pesquisa sobre o tema para módulos FV de silício cristalino. Este artigo consiste em três partes. Na primeira parte, são discutidas as possíveis causas do PID e o mecanismo de como essa degradação atua nos módulos de silício cristalino (c-Si), examinando como a temperatura, umidade e tensão estão correlacionadas no avanço do PID. Na segunda parte são abordados os testes usados atualmente para avaliar a durabilidade de módulos FV para PID. Na terceira parte são apresentadas medidas preventivas contra PID a nível de célula, módulo e sistema.

Palavras-chave: Degradação de módulos, PID, Sistemas fotovoltaicos

1. INTRODUÇÃO

O avanço em pesquisas acadêmicas e industriais na área de fotovoltaica tem fornecido produtos que conseguem competir com as fontes de energia convencionais e demais fontes renováveis de energia. Isso devido a melhora na eficiência dos produtos fotovoltaicos (FV) e redução nos custos de fabricação dos equipamentos que compõem todo o sistema FV. O módulo FV é o equipamento que possui maior vida útil em um sistema FV, em torno de 25 anos, exigindo confiabilidade e durabilidade da indústria. Apesar do avanço nos principais elementos da cadeia de valor da tecnologia de silício cristalino (c-Si): wafer, célula e módulo. O módulo FV ainda é suscetível a mecanismos de falha e degradação, como corrosão e delaminação. Entre as degradações que podem ocorrer nos módulos FV, a degradação induzida por potencial (PID) é uma delas, que ganhou importância e relevância com o surgimento de módulos de alta potência que suportam tensões de até 1500V. Uma vez não tratado, o PID resulta em grandes riscos técnicos e perdas financeiras para os proprietários de plantas fotovoltaicas.

Em sistemas fotovoltaicos conectados à rede, os módulos FV são conectados em série para aumentar a saída de tensão, enquanto as estruturas dos módulos são aterradas por razão de segurança. Dependendo do tipo de inversor usado em um sistema FV, uma alta diferença de potencial elétrico entre as células solares e a estrutura do módulo pode ser induzida em módulos em qualquer extremidade de uma série de módulos. A diferença de potencial faz com que correntes de fuga fluam da estrutura do módulo para as células solares, o que resulta em PID (Wei Luo *et al.*, 2017a).

A literatura relata que as células do tipo p podem ser afetadas por PID em um potencial de tensão negativo, enquanto as células do tipo n podem ser afetadas com tensão positiva e negativa, dependendo da topologia disposta nos módulos (Šlamberger *et al.*, 2018). Além da tensão do sistema, o PID é fortemente dependente da temperatura e da umidade relativa do ambiente em que estão os módulos. Essa degradação tem sido tipicamente estudada em módulos fotovoltaicos de Si baseados no tipo p, tendo como causadores a presença de íons metálicos, como o sódio (Na) que compõem o vidro de cal-soda, que migram em direção à célula de Si devido ao estresse de alta tensão (Hara; Jonai; Masuda, 2015; Kumari *et al.*, 2020). A corrente de fuga decorrente dos movimentos dos íons de Na causam a diminuição da resistência shunt dos módulos, sendo essa uma característica de módulos afetados por PID (Naumann *et al.*, 2013).

Quando analisado em campo o PID resulta em grandes riscos técnicos e perdas financeiras para os proprietários de plantas fotovoltaicas. A análise do PID em campo gera dificuldade, já que a maioria dos estudos e testes são realizados em laboratório, havendo a necessidade de métodos eficientes de diagnóstico de PID em usinas fotovoltaicas ao ar livre (Oh *et al.*, 2018). Além disso, a compreensão e mitigação do PID recebem atenção e importância cada vez maiores, devido ao aumento consistente das tensões operacionais em usinas fotovoltaicas (Carolus *et al.*, 2019). Devido à variedade de topologias existentes, os inversores devem possuir equipamentos adicionais que permitam disponibilizar um funcionamento ideal para cada tecnologia de módulos.

Os efeitos do PID são influenciados por muitos fatores, como as propriedades do revestimento antirreflexo (AR) da célula solar, materiais de encapsulamento, estruturas dos módulos e topologias do sistema. As condições do ambiente (temperatura e umidade) também influenciam na magnitude da degradação, assim como as condições de aterramento da superfície do vidro (úmida ou seca) e exposição à luz. A complexidade do PID, bem como a compreensão incompleta desta degradação

Este artigo, uma revisão da literatura sobre PID em módulos FV é apresentada para ilustrar o status atual da pesquisa e possíveis caminhos de pesquisa para abordar questões relacionadas ao PID. Além de fornecer informações atualizadas contribuindo para maior conhecimento do PID para a base de referência de publicações para pesquisadores, fabricantes, profissionais e entusiastas de sistemas fotovoltaicos.

2. CAUSAS E MECANISMOS DO PID EM MÓDULOS FV

Existem diversos estudos na literatura relatando como o PID ocorre, todos apresentam uma concordância em relação aos possíveis efeitos macroscópicos, mas a nível microscópico perguntas ainda devem ser respondidas. O uso de técnicas de caracterização, como medição de curvas I-V, eletroluminescência e técnicas de espectroscopia, das células e módulos são essenciais para o estudo do PID, pois as causas raiz do PID são diferentes para cada tecnologia fotovoltaica. Havendo a existência de diferentes modos de PID na mesma tecnologia de célula fotovoltaica quando submetido a estresse em condições diferentes.

A alta diferença de potencial entre o circuito ativo e a estrutura dos módulos em cada extremidade de uma sequência de módulos, vide Fig. 1, irá induzir correntes de fuga que fluem através dos componentes do módulo, levando potencialmente a uma perda significativa de eficiência do módulo. Em módulos FV c-Si do tipo p, as correntes de fuga podem fluir da estrutura do módulo para as células solares por diversos caminhos, como mostrado na Fig. 1.

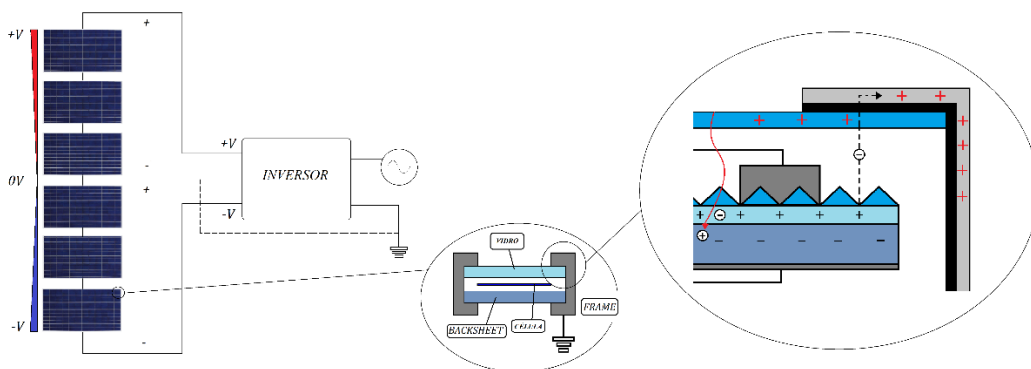


Figura 1. Representação da célula solar de um módulo FV c-Si convencional em uma string de módulos. No corte da célula temos a construção vidro frontal/encapsulante/célula/encapsulante/backsheet e o caminho seguido pela fuga de corrente. Há um armazenamento de cargas elétricas através de uma corrente de fuga entre a célula solar e a armação do módulo. Adaptado de (SMA, 2015).

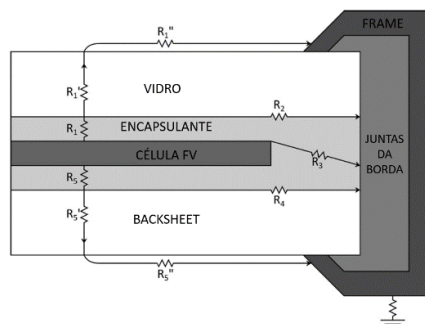


Figura 2. Seção transversal de um módulo mostrando os diferentes caminhos da corrente de fuga do módulo. Fonte: (Dhere; Shiradkar; Schneller, 2014)

A Fig. 2 mostra a seção transversal de um módulo FV e vários caminhos de fuga de corrente do circuito da célula para a estrutura. Levando em consideração que o vidro utilizado nesta representação do módulo é do tipo cal-soda e o backsheet de polímero, podemos modelar resistências ôhmicas dos materiais que compõem o módulo. No lado frontal, a resistência em massa do encapsulante (R_1), resistência do vidro frontal (R_1'), e a resistência da superfície do vidro (R_1'') estão em série. Para a parte traseira, a resistência do backsheet (R_5) é alta, assim uma corrente insignificante flui por este caminho. Portanto, os dois principais caminhos de corrente de fuga são através da maior parte do vidro frontal e lateralmente ao longo das interfaces entre o encapsulante frontal (R_2) e encapsulante traseiro (R_4) (Dhere; Shiradkar; Schneller, 2014).

Um fato a notar em relação ao caminho da corrente de fuga, é que a resistividade da superfície do vidro de cal-soda é conhecida por ser significativamente maior do que a resistividade total das demais resistências. Portanto, se a superfície do módulo estiver uniformemente molhada ou coberta com uma folha metálica condutora, então as correntes mais altas são observadas, pois a resistência do vidro é reduzida a zero (Dhere; Shiradkar; Schneller, 2014; Hansen *et al.*, 2017; Kwembur *et al.*, 2020). Uma vez que a maioria dos módulos FV são fabricados em vidro de cal-soda que é composto por

13-14% de Na, com os íons podendo derivar em direção às células devido ao campo elétrico. Estes íons de Na irão se acumular na interface entre o encapsulamento e o revestimento antirreflexo e na concentração correta de íons Na se difundem no revestimento antirreflexo e, eventualmente, na junção pn, resultando em uma degradação massiva de energia (Kwembur *et al.*, 2020).

O PID-shunting (PID-s) é o tipo mais comum de PID que ocorre nos módulos monofaciais convencionais do tipo p. Este mecanismo de degradação está associado a redução da resistência shunt (R_{sh}) do módulo e conseqüentemente perda de desempenho. Os módulos fotovoltaicos de c-Si do tipo p apresentam um potencial negativo em relação à terra e em relação ao aterramento, quando aterrado. Devido a esta diferença de potencial, o íon no ânodo (geralmente íon Na⁺, apontado como causador desta degradação) flui da placa de vidro para o material semiconductor da célula solar e contamina a célula. Quanto maior a diferença de potencial (de ~200 a 500V), mais rápida é a migração do íon Na⁺ (Kumari *et al.*, 2020; Kwembur *et al.*, 2020; Naumann *et al.*, 2012). Este efeito pode ser visto na Fig. 3.

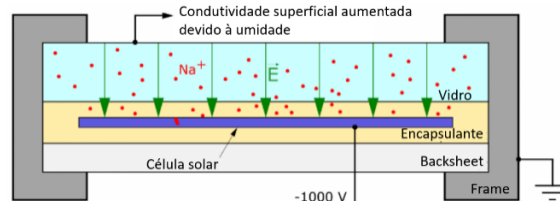


Figura 3. A alta tensão do sistema faz com que haja a migração de íons de metal alcalino, neste caso o Na, a movimentar-se para a matriz da célula solar. Fonte: Adaptado de (Pingel *et al.*, 2010).

A relação entre PID-s e Na é baseada em resultados experimentais usando espectrometria de massa de íons secundários de tempo de voo (ToF-SIMS), microscopia eletrônica de varredura (SEM) com medições de corrente induzida por feixe de elétrons (EBIC) e Dark Lock-in Termografia (DLIT), que demonstrou que as regiões desviadas das células solares afetadas por PID se correlacionam fortemente com os locais de acúmulo de Na na interface entre o filme dielétrico AR e Si.

Conforme afirmado em (Pingel *et al.*, 2010), PID-s é caracterizado por uma redução da resistência shunt. No processo de PID-s, isso causa uma queda do fator de preenchimento e, portanto, a saída de potência diminui. Em altos níveis de PID-s, mesmo a tensão de circuito aberto (V_{oc}) e a corrente de curto-circuito (I_{sc}) diminuem devido a um curto-circuito interno massivo.

Segundo Naumann *et al.*, a resistência paralela de uma célula afetada por PID é reduzida devido a uma série de shunts localizados. As posições de shunt investigadas exibem acumulações locais de Na coincidentes na interface SiN/Si. Os shunts induzidos por potencial investigados estão associados a falhas de empilhamento cristalográficos que cruzam a junção p-n e alcançam a superfície.

A junção n parece ser a principal razão que leva ao PID em módulos FV de Si tipo p. Levando em consideração o mecanismo de PID em módulos fotovoltaicos de Si tipo p, o PID pode ser basicamente evitado usando substratos de cobertura frontal sem Na ou encapsulante cuja resistividade de volume é alta, para diminuir a migração de Na em direção à superfície das células de Si (Hara *et al.*, 2015). Quando um vidro quimicamente reforçado cujo Na⁺ na superfície do vidro é trocado por potássio (K) é usado como a tampa de vidro frontal em vez de um vidro de cal sodada convencional, nenhuma degradação do módulo FV de Si cristalino por PID foi observada. Foi relatado que o PID pode ser significativo a supressão com o uso de um acrílico (Hara; Jonai; Masuda, 2015; Singha; Solanki, 2017).

Em células do tipo n, foi mostrado que a mobilidade elétrica de íons Na não é o motivo da perda de energia sob alta tensão do sistema. O mecanismo PID presumido em células solares do tipo n é a polarização da superfície, onde há cargas negativas e positivas, a depender da topologia, acumuladas na camada SiN_x, vide Fig. 4. Este age como elemento de passivação e antirreflexo (AR). Nas células solares c-Si n-PERT (emissor passivado totalmente difuso traseiro), devido ao negativo elétrico do campo, as cargas positivas aumentam a taxa de recombinação, forçando a superfície do emissor a se esgotar. Isso torna mais difícil para as lacunas alcançarem a grade de metalização e, à medida que passa mais tempo/distância a probabilidade de recombinação aumenta (Chen *et al.*, 2018; Hara; Jonai; Masuda, 2015; Šlamberger *et al.*, 2018; Suhaimi *et al.*, 2019).

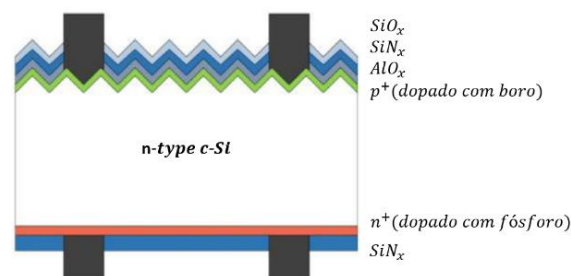


Figura 4. Estrutura esquemática de uma célula tipo n com a representação de suas camadas. Com o uso de AlO_x como camada de passivação e o SiN_x como camada antirreflexo. Fonte: (Suhaimi *et al.*, 2019).

A maioria das observações também pode ser bem explicada pela teoria da polarização de superfície. No entanto, deve-se notar que o modelo de polarização de superfície não é capaz de explicar todos os efeitos PID que ocorrem em módulos baseados em c-Si tipo n. Existem outros modos PID, que podem existir além do efeito de polarização de superfície. Por exemplo, verificou-se que os módulos FV mono c-Si do tipo n com um emissor do lado traseiro se degradaram modestamente quando foram submetidos a polarização negativa (Chen *et al.*, 2018; Hara; Jonai; Masuda, 2015; Šlamberger *et al.*, 2018; Suhaimi *et al.*, 2019).

Em um módulo fotovoltaico individual, os efeitos PID são mais fortes em células que estão localizadas mais perto da estrutura de alumínio (Kwembur *et al.*, 2020; Pingel *et al.*, 2010), como visto na Fig. 5. O fato de apresentar correntes de fuga percorrendo a estrutura do frame dos módulos, torna possível diversos caminhos para a corrente de fuga através dos materiais que compõem o módulo. Entre esses caminhos o mais prejudicial e que mais ocorre em campo, corresponde ao que passa através da maior parte da superfície frontal dos e do encapsulante, isso se deve pela condutividade da superfície do vidro aumentar sob chuva e condições de alta umidade. Os efeitos PID são menos expressivos nas células que estão localizadas no centro do módulo. Na string de módulos fotovoltaicos, o efeito PID é mais forte em painéis que estão mais próximos do polo negativo. Quanto maior for o potencial em relação à Terra, maior será o efeito PID.

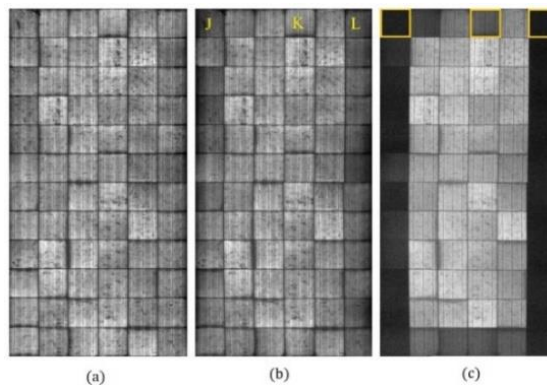


Figura 5. Imagem de eletroluminescência de um módulo afetado por PID. Em (a) temos o módulo antes de sofrer o PID, em (b) o módulo já começou a sofrer o PID, e em (c) o módulo apresenta as células mais escuras já bastante degradadas pelo PID. Adaptado de (Kwembur *et al.*, 2020).

Embora a PID ocorra também em células monofaciais, ela causa mais danos em células bifaciais em embalagens de vidro / vidro, uma vez que o mecanismo pode ser acionado de ambos os lados. Arquiteturas de dispositivos mais intrincadas com camadas mais finas também parecem ser mais sensíveis a ele, sugerindo pesquisas críticas no campo de TOPCon e outros tipos de células avançadas (Bora *et al.*, 2021; Naumann *et al.*, 2012; Nguyen *et al.*, 2020).

O design para confiabilidade para módulos fotovoltaicos bifaciais deve abordar suas correntes operacionais intrinsecamente mais altas, o uso de layouts de vidro duplo (tampa frontal e traseira) ou novos materiais de folha transparente e a tendência para tensões mais altas. Com base nisso, é recomendado hoje verificar não apenas um teste aprovado pela IEC 61215 no tipo de módulo fotovoltaico bifacial considerado para uso, mas também para testes adicionais, para PID (IEC TS 62804) e caixas de junção/diodos de bypass (IEC 62979 e IEC TS 62916)

O PID em módulos bifaciais demonstrou desencadear riscos de confiabilidade significativos e perdas rápidas de energia em módulos e sistemas fotovoltaicos bifaciais, portanto é considerado um dos modos de falha mais críticos, com alto impacto no rendimento de energia e nas perdas financeiras.

Pesquisas identificaram três modos diferentes de PID para células solares c-Si bifaciais, são eles, PID do tipo shunting (PID-s), PID tipo polarização (PID-p), e PID tipo corrosivo (PID-c). Para o PID-s foi mostrado ser causado por sódio (Na) difundido em falhas de empilhamento de silício através da junção pn e, portando causando o desvio na célula. Este modo de degradação afeta principalmente o fator de preenchimento (FF), seguido da tensão de circuito aberto (Voc) e, por último, a corrente de curto-circuito (Isc) (Carolus *et al.*, 2020; Ferrara; Philipp, 2012). O PID-p é descrito como uma degradação temporária e reversível na camada de passivação, que reduz o desempenho devido ao aumento da recombinação da superfície. O PID-p pode ser identificado por uma perda significativa em Isc e Voc, enquanto o FF permanece inalterado. Para o mecanismo PID-c observado em células solares bifaciais, assume-se que abaixo da camada de passivação de AlOx/SiNy ocorre um processo de corrosão da superfície de Si, resultando na formação de uma camada de SiO₂, vide Fig. 6. Foi demonstrado que este modo de degradação afeta apenas Isc e Voc de forma semelhante ao comportamento em PID-p (Carolus *et al.*, 2019, 2020; Hansen *et al.*, 2017; Luo *et al.*, 2018). Porém o PID-c apresenta um comportamento irreversível, enquanto o PID-s e PID-p se mostram reversíveis com tratamento térmico e/ou aplicação de polarização reversa entre o circuito da célula ativa e a estrutura do módulo aterrado. A Fig. 7 mostra os locais em que ocorrem o PID-s e PID-p nas células bifaciais. Além disso, a degradação devido ao PID-p tem se mostrado recuperável pela luz, o que pode retardar ou mesmo atenuar o processo de degradação em campo (Carolus *et al.*, 2020).

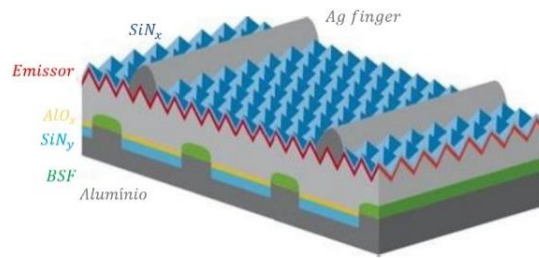


Figura 6. Estrutura de uma célula solar PERC com camada de passivação traseira AlO_x/SiN_y .
Fonte: (Banerjee; Das, 2020)

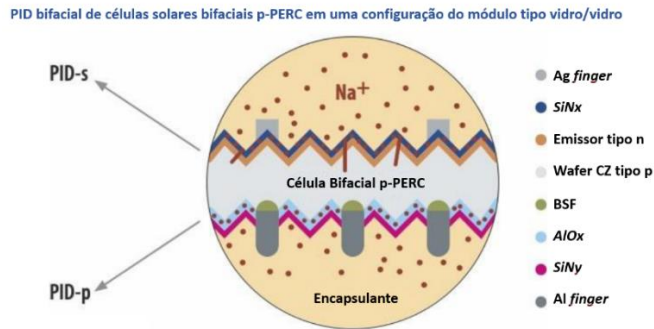


Figura 7. Representação dos locais em que ocorrem os modos de PID em uma célula bifacial PERC.
Fonte: (Hansen *et al.*, 2017).

Compreender completamente a física e as características elétricas, térmicas e ópticas que envolvem o efeito PID é de importância fundamental para definir testes de confiabilidade suficientes e adequados, bem como as melhores práticas para caracterização e seleção de material ideal para componentes do módulo e tecnologia de células bifaciais.

3. MÉTODOS DE TESTE PARA DETECÇÃO DE PID EM MÓDULOS FV

Diferentes métodos de teste interno foram desenvolvidos ao longo dos anos para investigar a suscetibilidade PID de módulos fotovoltaicos, usando combinações de diferentes variáveis de estresse. A gravidade dos danos induzidos aos módulos depende dos métodos de teste. Mesmo módulos nominalmente idênticos que passam pelo mesmo método de teste PID podem apresentar diferentes perdas de energia. Além disso, a compreensão da correlação entre os testes PID internos e externos ainda é relativamente escassa. Portanto, é essencial entender os diferentes métodos de teste PID para o desenvolvimento de um teste de qualificação PID para avaliar a estabilidade do PID de um módulo FV. Aqui, um breve resumo dos métodos de teste PID de laboratório a nível de módulo é fornecido em primeiro lugar. Em seguida, sua aplicação, vantagens e desvantagens também são abordadas.

O método mais utilizado para teste PID é polarizar os módulos FV com alta tensão em um ambiente de alta umidade e temperatura. A norma IEC que descreve os métodos de teste PID é a IEC TS 62804-1:2015 e em sua versão mais recente a IEC 61215-2:2021. Ambas as normas demonstram como deve ser realizado o teste em câmara climática e a ligação do módulo com a fonte de alta tensão. Neste procedimento os cabos do módulo são curto-circuitados e conectados ao terminal negativo da fonte. A armação do módulo é aterrada e ligada ao terminal positivo da fonte. Sendo possível a adição de um amperímetro para o monitoramento da corrente de fuga, como mostrado na Fig. 8.

A norma IEC 62804-1 descreve dois métodos para testar o módulo: o método (a) trata-se de um ensaio em câmara climática, que se baseia em fornecer um contato elétrico na superfície do módulo com umidade relativa elevada de 85% e temperatura de 60 °C por uma duração de 96 horas com a aplicação da alta tensão no valor de tensão do sistema suportado pelo módulo testado, geralmente em torno de -1000 a -1500 V, como mostrado na Fig. 9; para o método (b), uma folha de material condutor, podendo ser folha de alumínio é colocada em contato com a superfície do módulo cobrindo-a totalmente em um ambiente com temperatura controlada de 25 °C com uma umidade relativa inferior a 60% por uma duração de 168 horas com a aplicação da alta tensão no valor de tensão do sistema suportado pelo módulo testado, geralmente em torno de -1000 a -1500 V, como mostrado na Fig. 11. Estes são métodos de testes concebidos para garantir a repetibilidade em laboratório para laboratório e não para critérios de qualidade. Em critérios de qualidade de módulos são tratados na IEC 61215-2. Mas o teste PID não se limita somente a esses valores de temperatura, umidade e tensão descritos nas normas, pois a escolha das variáveis de estresse depende da finalidade do teste.

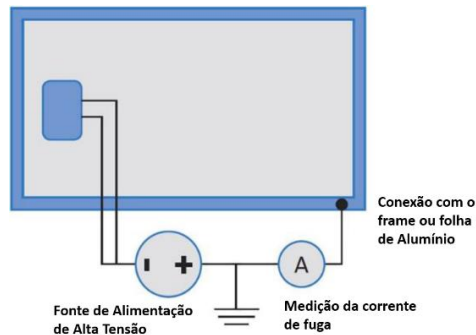


Figura 8. Diagrama esquemático da configuração do teste PID em uma câmara climática. Os cabos são curto-circuitados e conectados ao terminal negativo da fonte de alimentação de alta tensão. Adaptado de (Wei Luo *et al.*, 2017a)

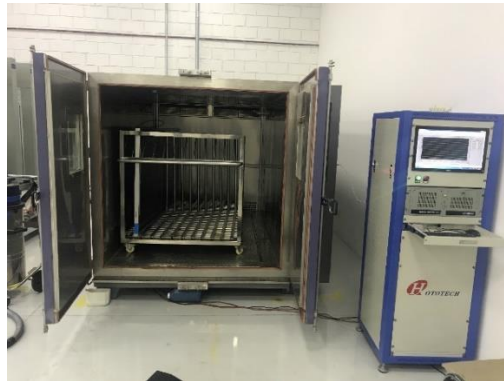


Figura 9. Montagem do método (a) para teste PID. Ao fundo temos o módulo dentro da câmara climática com as suas conexões com a fonte já realizadas. Ao lado direito temos o módulo de monitoramento e aplicação de tensão no módulo FV. Foto: Laboratório de Energia e Sistemas Fotovoltaicos (LESF) da UNICAMP.

Ao realizar o teste na câmara climática o controle de temperatura e umidade devem ser precisos para validar o teste e garantir a sua repetibilidade, pois essas duas variáveis de estresse causam um grande impacto no resultado final do teste. É necessário acompanhar a temperatura devido ao atraso entre a temperatura do módulo e a temperatura da câmara. As taxas de rampa para temperatura e umidade devem ser otimizadas para evitar condensação e também minimizar o tempo de rampa. É exigido no IEC 62804-1 que a temperatura do módulo deve ser estabilizada primeiro antes de ajustar a umidade ao nível de estresse e uma estabilização adicional da umidade é realizada antes da aplicação da polarização de tensão, vide Fig. 10.

Este teste é realizado em temperatura ambiente sem o uso de uma câmara climática. A diferença entre este método e o teste PID de câmara, é que uma camada condutora é colocada na parte frontal do módulo fotovoltaico, podendo ser usada uma folha de alumínio (Al) ou cobre (Cu). A folha de alumínio fornece um caminho condutor na superfície do vidro, que é equivalente às condições de alta umidade. Nesta configuração de teste, é necessário um controle mais preciso de temperatura, mas o controle de umidade é reduzido devido à presença da folha de alumínio. No processo de montagem do teste deve-se garantir que haja contato uniforme entre a folha de alumínio e a superfície frontal do módulo.

O teste PID de folha de alumínio apresenta algumas vantagens em relação ao teste de PID de câmara, como menores requisitos para controle de umidade e maiores taxas de degradação para a mesma temperatura de estresse. No entanto, os testes PID de câmara incluem fatores do ambiente natural, como umidade e temperatura elevada, ao contrário dos testes PID de folha de Al. Portanto, os testes de PID em câmara são geralmente mais relevantes em campo do que os testes de PID com folha de Al.

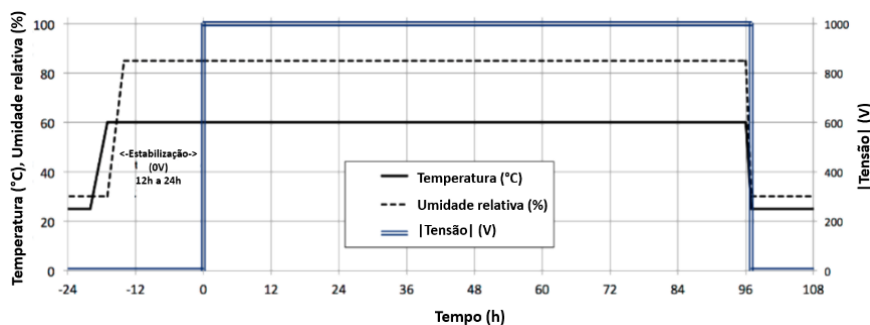


Figura 10. Exemplo de teste de PID em câmara climática em função da tempo-temperatura-umidade-tensão. Fonte: IEC 62804-1. Fonte: (Wang, 2020)

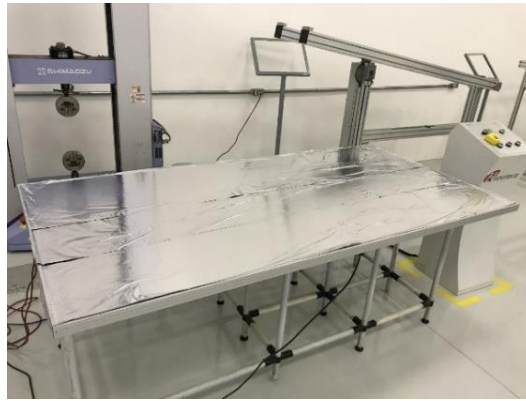


Figura 11. Módulo com a superfície frontal coberta com papel alumínio, e em contato com a superfície do módulo como exigido para o teste simulando uma superfície condutiva, eliminando a necessidade de controle de umidade no ambiente de teste. Foto: Laboratório de Energia e Sistemas Fotovoltaicos (LESF) da UNICAMP.

Tratando-se de casos de teste PID em câmara climática em que seja realizado com uma duração prolongada, acima da estabelecida pela norma IEC 61215, pode afetar o módulo de forma que o teste não simule uma situação experimentada em campo pelo módulo. No teste com folha de alumínio é esperado resultados diferentes em termos de nível de degradação PID, que é constatado através das técnicas de caracterização do módulo, principalmente através da eletroluminescência (EL). É possível averiguar que os efeitos PID ocorridos em campo iniciam a partir das regiões próximas ao frame, que se assemelha ao quando testado em laboratório em câmara, mostrado na Fig. 12(A). O mesmo padrão não se repete de forma consistente com o método utilizando a folha de Alumínio, que apresenta uma degradação em todas as células, e não somente nas células localizadas próximas às bordas dos frames, mostrado na Fig. 12(B).

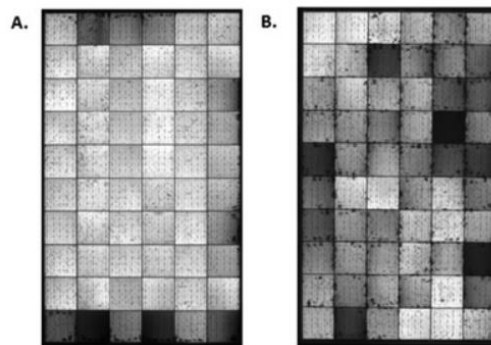


Figura 12. Imagens EL de módulos degradados na câmara climática (A) e pelo método da folha de alumínio (B). Fonte: (Wei Luo *et al.*, 2017a).

4. TRATAMENTO E MITIGAÇÃO CONTRA PID EM MÓDULOS FV

Existem medidas preventivas desenvolvidas para minimizar os efeitos PID nos módulos fotovoltaicos, sendo caracterizadas em três níveis: célula, módulo e sistema. Na mitigação do efeito PID, a nível de célula, a principal forma existente é tratar na etapa de fabricação das células fotovoltaicas utilizando materiais de qualidade que diminuem o efeito do PID para próximo de zero, aumentando a resistência elétrica entre a célula e a carcaça metálica (Carolus *et al.*, 2019; Hoffmann; Koehl, 2014; Naumann *et al.*, 2013). No nível de módulo, o PID pode ser minimizado na escolha de materiais de qualidade que compõem o encapsulante e o vidro. Na recuperação do PID nos módulos fotovoltaicos existem intervenções possíveis nos sistemas instalados em campo, mais particularmente entre módulos e sistema.

Até agora, diferentes soluções PID foram propostas em diferentes níveis. Ao nível da célula, o revestimento antirreflexo desempenha um papel essencial na sensibilidade PID. Ajustando a condutividade dessa camada durante o processo de produção, a célula solar se torna menos suscetível ao PID (Carolus *et al.*, 2019; Hoffmann; Koehl, 2014; Luo *et al.*, 2018; Naumann *et al.*, 2013, 2014; Oh *et al.*, 2018). Foi demonstrado em várias publicações que aumentar o índice de refração melhora de forma eficiente a resistência das células solares contra os PID-s (Bora *et al.*, 2021; Kwembur *et al.*, 2020; Naumann *et al.*, 2012). Levando a uma diminuição da suscetibilidade de PID no nível da célula por meio da neutralização do avanço de íons de Na⁺ e redução do campo elétrico para deriva de Na⁺ na camada de SiNx (Carolus *et al.*, 2019; Hara; Jonai; Masuda, 2015; Oh *et al.*, 2018; Wei Luo *et al.*, 2017b). Descobriu-se que a espessura do revestimento SiNx e sua tecnologia de deposição têm algumas influências na resistência PID da célula solar (Nguyen *et al.*, 2020).

O vidro de silicato de cal sodada contribui favoravelmente para os efeitos PID em módulos PV c-Si tipo p porque contém uma quantidade significativa de íons alcalinos (predominantemente Na⁺ etc.) e tem apenas uma resistividade moderada (Luo *et al.*, 2018; Naumann *et al.*, 2014; Oh *et al.*, 2018). Isso leva a uma alta corrente de fuga, quando as

células são polarizadas com alta tensão em relação à estrutura do módulo. No nível do módulo, existem materiais alternativos que tornam os módulos fotovoltaicos resistentes ao PID (ou “livres de PID”) e estão sendo otimizados. Materiais como materiais de encapsulamento sem PID ou vidro de alumino silicato limitam a mobilidade do sódio em direção à célula solar. No entanto, usar esses vidros PID-resistentes na fabricação de módulos se traduz em um custo muito mais alto, o que não é desejável para os fabricantes de módulos.

Uma solução alternativa é aplicar um revestimento no vidro para inibir a migração de íons e, assim, reduzir a corrente de fuga. No entanto, o desempenho óptico desses módulos é reduzido substancialmente, pois o filme extra reflete, espalha e absorve a luz incidente. Isso leva a uma redução da intensidade da luz recebida pelas células solares ativas e, portanto, a uma diminuição da eficiência do módulo (Kumari *et al.*, 2020; Naumann *et al.*, 2012; Nguyen *et al.*, 2020).

Em módulos fotovoltaicos c-Si padrão, as células solares são incorporadas ao material de encapsulamento, o que fornece estabilidade térmica, resistência à umidade, estabilidade contra degradação UV e proteção elétrica para componentes do módulo. Entre todas as propriedades físicas dos materiais de encapsulamento, a resistividade ôhmica foi identificada como o parâmetro mais relevante para os efeitos PID (Carolus *et al.*, 2019; Hara; Jonai; Masuda, 2015; Luo *et al.*, 2018; Šlamberger *et al.*, 2018). Uma resistividade ôhmica mais alta leva a uma corrente de fuga menor para uma mesma diferença de potencial elétrico, reduzindo o acúmulo de tensão na superfície da célula solar para as células solares e, assim, mitigando os efeitos PID (Hara; Jonai; Masuda, 2015; Oh *et al.*, 2018). Os materiais de encapsulamento à base de poliolefina, ionômero e silicone possuem uma resistividade mais alta que o acetato vinilo de etileno (EVA). Portanto, esses materiais de encapsulamento podem ser usados para substituir o EVA para minimizar os efeitos do PID no nível do módulo sem perda óptica (Carolus *et al.*, 2019; Hara; Jonai; Masuda, 2015; Luo *et al.*, 2018; Šlamberger *et al.*, 2018).

No nível do sistema, com um esquema de aterramento diferente, o campo elétrico pode promover a migração dos íons para longe da célula solar. Finalmente, os otimizadores de energia ou inversores de nível de módulo evitam um grande aumento de tensão entre a matriz da célula solar e a estrutura do módulo aterrada, permitindo, assim, tensões operacionais mais baixas no nível do módulo. Assim, nas instalações fotovoltaicas com inversores com isolamento, por exemplo, utilizando um transformador, o PID pode ser evitado mediante o aterramento do polo negativo da string, uma vez que o potencial do arranjo fotovoltaico é transferido para o positivo, removendo o efeito PID dos módulos fotovoltaicos de c-Si do tipo p com polarização negativa (Gu *et al.*, 2013; Naumann *et al.*, 2014; Oh *et al.*, 2018). Ao aterrar o polo negativo do sistema, garantimos que todos os módulos serão polarizados positivamente, eliminando o PID, apresentando como vantagem uma forma barata e eficaz em reduzir o efeito PID. Entretanto não é permitido a ligação direta ao solo no sistema de inversores sem transformador. Aumentando o risco de choque elétrico caso ocorra uma falha do fusível ou do resistor, não sendo muito utilizado podendo danificar os inversores.

É importante lembrar que a determinação do tipo de esquema de aterramento mais apropriado no circuito de corrente contínua está relacionada a tecnologia de módulo e do inversor utilizado. Contudo, a determinação do potencial elétrico a ser conectado ao terra dependerá da tecnologia da célula, caso seja do tipo p deve ser ligado o terra ao polo negativo da string (Gu *et al.*, 2013). E sendo do tipo n deve ser ligado o terra ao polo positivo. Por essa razão devem ser consideradas as especificações dos fabricantes de módulos fotovoltaicos e de inversores previamente.

Devido à forte tendência na indústria fotovoltaica em usar topologias sem transformador, que resulta em um potencial flutuante fazendo com que alguns módulos sejam polarizados negativamente e outros positivamente em relação ao solo, não permitem a solução anterior. Desta forma para instalações fotovoltaicas com inversores sem transformador, quando a tensão do arranjo cai abaixo de um limite definido (após o pôr do sol, por ex.) um equipamento externo eleva o potencial da string (entre +400 V e +1000V para a Terra), revertendo o efeito de polarização que ocorreu durante a operação havendo a regeneração do módulo próximo as condições iniciais. O uso de equipamento de offset FV noturno (PV offset box) para regeneração dos módulos tem sido uma solução contra o PID (Gu *et al.*, 2013). A principal vantagem consiste de existir uma caixa externa de compensação PV que pode ser adaptada as instalações antigas existentes e reparar os efeitos PID, como mostrado na Fig. 13. A princípio, há incompatibilidade, com inversores FV de diferentes fabricantes. Como desvantagem é necessária uma fonte de alimentação CA para o equipamento, além de cabeamento a partir do equipamento para o polo negativo e polos positivos das strings. Para o sistema de inversores múltiplos, são necessários múltiplos equipamentos de compensação, o que pode causar um custo elevado aumentando as despesas de capital (CAPEX) dos empreendimentos fotovoltaicos.

Soluções inovadoras como o conceito de barramento CC virtual para inversores sem transformador, permitem que o polo negativo do sistema seja virtualmente aterrado, mudando assim o potencial dos módulos para o positivo, protegendo os módulos contra o PID (Luo *et al.*, 2018; Wei Luo *et al.*, 2017a). Seu funcionamento ocorre de forma que ao conectar a linha neutra da rede diretamente ao polo negativo do barramento CC, a capacitância parasita entre os módulos fotovoltaicos e o aterramento é contornada. Como resultado, a corrente de fuga (principal causadora do efeito PID) à terra vinda dos módulos pode ser suprimida completamente (Gu *et al.*, 2013). Tecnologias que simulem este aterramento virtual estão sendo desenvolvidas para que possam ser aplicadas através de um único dispositivo a vários inversores, reduzindo o custo final de uma usina fotovoltaica e aumentando a segurança da instalação. E meios de regeneração dos módulos estão sendo acoplados pelos fabricantes aos inversores do sistema fotovoltaico, tratando preventivamente a degradação nos módulos, já que estudos presentes na literatura sugerem que a prevenção de PID melhora a geração 3% a mais do que a recuperação de PID (Bora *et al.*, 2021; Luo *et al.*, 2018).

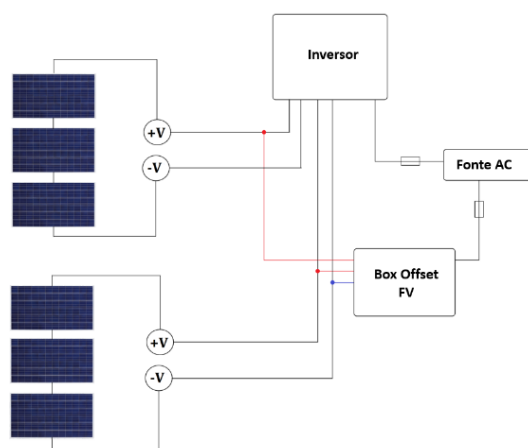


Figura 13. Instalação da Box Offset FV com strings de módulo separadas. Fonte: Adaptado de (SMA, 2015).

5. CONCLUSÃO

Neste artigo, o progresso da pesquisa mais recente em PID de módulos FV é revisado. Os caminhos da corrente de fuga foram identificados, além de que sua importância relativa depende das condições ambientais, bem como dos materiais que compõem o módulo. Um progresso significativo foi feito no sentido de compreender os princípios subjacentes que causam a perda de eficiência PV devido ao PID, onde a migração do íon sódio (Na^+) desempenha um papel crucial na evolução do PID. O efeito de polarização da superfície e PID-s, é um mecanismo de PID mais comum em módulos c-Si tipo n e tipo p padrão. Para módulos bifaciais temos a presença de três modos de degradação PID, o PID-s, PID-p e PID-c cada um deles atuando de forma diferente no módulo, cada um com suas particularidades. Dois tipos de métodos de teste estão disponíveis para avaliar a suscetibilidade PID a nível do módulo, embasadas em normas internacionais e dos pesquisadores aqui referenciados. Em um nível de módulo, os testes de PID na câmara climática e PID com folha de alumínio são frequentemente usados.

A maioria dos estudos de PID realizados até agora lidam com módulos c-Si tipo p padrão PERC, uma vez que eles dominam o mercado fotovoltaico atual. A progressão dos PID-s em módulos c-Si padrão depende da tensão aplicada, umidade e temperatura. Alguns métodos também foram encontrados para prevenir eficazmente o PID em módulos c-Si do tipo p. No nível da célula, a resistência PID pode ser melhorada, ajustando a quantidade do revestimento AR para um valor mais alto para aumentar a condutividade elétrica. No nível do módulo, o PID pode ser evitado usando materiais de encapsulamento ou / e folhas de vidro com alta resistividade ôhmica. No nível do sistema, os PID-s podem ser atenuados garantindo que o circuito ativo dos módulos fotovoltaicos não seja polarizado negativamente em relação ao aterramento ou aplicando uma tensão reversa à noite. Em alternativa, pode ser evitado de forma eficaz com a aplicação de microinversores. Além disso, os PID-s em módulos fotovoltaicos c-Si tipo p foram considerados reversíveis.

A investigação de defeitos em módulos fotovoltaicos de silício cristalino é muito importante para a indústria fotovoltaica. Então existe a necessidade eminente de continuar os estudos sobre PID até mesmo para que, em um futuro próximo chegar a um consenso sobre a real causa desta degradação e a melhor maneira de mitiga-la.

Agradecimentos

Este trabalho foi apoiado pela BYD Energy Brasil, através do PADIS/MCTI (Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores). Os autores também agradecem o suporte do CNPq e da CAPES.

REFERÊNCIAS

- Banerjee, S.; Das, M. K. Review of Rear Surface passivation in Passivated Emitter Rear Cell(PERC) using Different Process Technologies. 2020 National Conference on Emerging Trends on Sustainable Technology and Engineering Applications, NCETSTE 2020, 1 fev. 2020.
- Bora, B. *et al.* Accelerated stress testing of potential induced degradation susceptibility of PV modules under different climatic conditions. *Solar Energy*, v. 223, p. 158–167, 15 jul. 2021.
- Carolus, J. *et al.* Physics of potential-induced degradation in bifacial p-PERC solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 200, p. 109950, 15 set. 2019.
- Carolus, J. *et al.* Why and how to adapt PID testing for bifacial PV modules? *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 28, n. 10, p. 1045–1053, 1 out. 2020.
- Chen, D. *et al.* Hydrogen induced degradation: A possible mechanism for light- and elevated temperature- induced degradation in n-type silicon. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 185, p. 174–182, 1 out. 2018.

- Dhere, N. G.; Shiradkar, N. S.; Schneller, E. Evolution of leakage current paths in MC-Si PV modules from leading manufacturers undergoing high-voltage bias testing. *IEEE Journal of Photovoltaics*, v. 4, n. 2, p. 654–658, mar. 2014.
- Ferrara, C.; Philipp, D. Energy Procedia Energy Procedia 00 (2011) 000-000 International Conference on Materials for Advanced Technologies 2011, Symposium O Why Do PV Modules Fail? *Energy Procedia*, v. 15, p. 379–387, 2012.
- Gu, Y. *et al.* Transformerless Inverter With Virtual DC Bus Concept for Cost-Effective Grid-Connected PV Power Systems. *IEEE Transactions on Power Electronics*, v. 28, n. 2, p. 793–805, fev. 2013.
- Hansen, C. W. *et al.* Analysis of irradiance models for bifacial PV modules. 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2017, p. 1376–1380, 2017.
- Hara, K.; Jonai, S.; Masuda, A. Potential-induced degradation in photovoltaic modules based on n-type single crystalline Si solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 140, p. 361–365, 1 set. 2015.
- Hoffmann, S.; Koehl, M. Effect of humidity and temperature on the potential-induced degradation. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 22, n. 2, p. 173–179, 1 fev. 2014.
- Kumari, V. *et al.* Estimation of potential induced degradation in solar Mini-modules. *Materials Today: Proceedings*, v. 30, p. 229–233, 1 jan. 2020.
- Kwembur, I. M. *et al.* Detection of Potential Induced Degradation in mono and multi-crystalline silicon photovoltaic modules. *Physica B: Condensed Matter*, v. 581, p. 411938, 15 mar. 2020.
- Luo, W. *et al.* Elucidating potential-induced degradation in bifacial PERC silicon photovoltaic modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, v. 26, n. 10, p. 859–867, 1 out. 2018.
- Naumann, V. *et al.* Micro Structural Root Cause Analysis of Potential Induced Degradation in c-Si Solar Cells. *Energy Procedia*, v. 27, p. 1–6, 1 jan. 2012.
- Naumann, V. *et al.* Microstructural Analysis of Crystal Defects Leading to Potential-Induced Degradation (PID) of Si Solar Cells. *Energy Procedia*, v. 33, p. 76–83, 1 jan. 2013.
- Naumann, V. *et al.* Explanation of potential-induced degradation of the shunting type by Na decoration of stacking faults in Si solar cells. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, v. 120, n. PART A, p. 383–389, 1 jan. 2014.
- Nguyen, D. C. *et al.* Elucidating the mechanism of potential induced degradation delay effect by ultraviolet light irradiation for p-type crystalline silicon solar cells. *Solar Energy*, v. 199, p. 55–62, 15 mar. 2020.
- Oh, W. *et al.* Initial detection of potential-induced degradation using dark I–V characteristics of crystalline silicon photovoltaic modules in the outdoors. *Microelectronics Reliability*, v. 88–90, p. 998–1002, 1 set. 2018.
- Pingel, S. *et al.* Potential induced degradation of solar cells and panels. *Conference Record of the IEEE Photovoltaic Specialists Conference*, p. 2817–2822, 2010.
- Singha, B.; Solanki, C. S. N-type solar cells: advantages, issues, and current scenarios. *Materials Research Express*, v. 4, n. 7, p. 072001, 5 jul. 2017.
- Šlamberger, J. *et al.* Comparison of potential-induced degradation (PID) of n-type and p-type silicon solar cells. *Energy*, v. 161, p. 266–276, 15 out. 2018.
- Solar Technology, S. A. Module Technology - SMA inverters provide the optimum solution for every module. [s.d.].
- Suhaimi, F. Bin *et al.* Design, fabrication, and analysis of double-layer antireflection coatings (ARC) for industrial bifacial n-type crystalline silicon solar cells. *Applied Optics*, Vol. 58, Issue 15, pp. E1–E6, v. 58, n. 15, p. E1–E6, 20 maio 2019.
- Wang, Q. Research on the effect of encapsulation material on anti-PID performance of 1500 V solar module. *Optik*, v. 202, p. 163540, 1 fev. 2020.
- Wei Luo *et al.* Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review. *Energy & Environmental Science*, v. 10, n. 1, p. 43–68, 18 jan. 2017a.
- Wei Luo *et al.* Potential-induced degradation in photovoltaic modules: a critical review. *Energy & Environmental Science*, v. 10, n. 1, p. 43–68, 18 jan. 2017b.

POTENTIAL INDUCED DEGRADATION (PID) IN PHOTOVOLTAIC MODULES: A BRIEF REVIEW

Abstract. *Photovoltaic (PV) modules in power plants must withstand high polarization voltages between the layers that make up the modules and the mounting structure in which the modules are located. Thus, this high voltage has increased the degradation of modules in the field, harming the performance of the photovoltaic module, causing a major problem for the photovoltaic industry. This high voltage stress results in potential induced degradation (PID). In this article, a review of the literature will be provided, aiming to provide an overview of the research that has been carried out to understand the PID and the current status of research on the topic of crystalline silicon PV modules. This article consists of three parts. In the first part, the possible causes of PID and the mechanism of how this degradation acts in crystalline silicon modules (c-Si) are discussed, examining how temperature, humidity, and voltage are correlated in the advance of PID. The second part discusses the tests currently used to assess the durability of PV modules for PID. The third part presents preventive measures against PID at the cell, module, and system levels.*

Key words: *Module degradation, PID, Photovoltaic systems*