

IDENTIFICAÇÃO VISUAL DE PROBLEMAS EM CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Marco Antonio Galdino – marcoag@cepel.br

Patrícia de Castro da Silva – patricia@cepel.br

Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica; Rio de Janeiro-RJ

Resumo. Este artigo apresenta um guia visual para identificação de diversos tipos de problemas em módulos fotovoltaicos de silício cristalino (c-Si), juntamente com suas possíveis causas e consequências, baseado em uma longa experiência de inspeções reais de sistemas instalados em campo no Brasil. Problemas como browning, delaminação, infiltração e pontos quentes são abordados e interpretados de acordo com a normalização aplicável, incluindo as normas IEC, ASTM e ABNT. Os diversos tipos de problemas que ocorrem nos módulos podem ser atribuídos a vários fatores, como fabricação, degradação e instalação/manuseio inadequados, entre outros. Acreditamos que a experiência aqui apresentada poderá ser de auxílio para trabalhos similares de inspeção em sistemas fotovoltaicos.

Palavras-chave: inspeção de módulos fotovoltaicos; defeitos em módulos fotovoltaicos; módulos fotovoltaicos;

1. INTRODUÇÃO

O presente artigo tem por objetivo compartilhar a experiência na identificação visual de problemas de diversas naturezas em módulos fotovoltaicos de silício cristalino (c-Si), experiência essa decorrente de inspeções reais em campo de sistemas fotovoltaicos no âmbito de vários projetos.

As fotos aqui apresentadas são de crédito do Cepel, sendo consideradas as mais representativas dos respectivos problemas disponíveis em nosso banco de imagens. A maioria delas retrata módulos fotovoltaicos do MME/Prodeem ou do Cepel e foram tomadas pelo próprio autor.

Em relação à normalização que fornece subsídios para este tipo de trabalho, a norma ASTM E1799-12 (2012), pelo que sabemos, é a única norma específica sobre inspeção visual de módulos fotovoltaicos e apresenta em seu item 5.1 uma lista de anomalias e defeitos que devem ser observados e registrados. Apesar de apresentar uma abrangente lista de condições a serem observadas, esta norma, quanto aos critérios para aceitação ou reprovação de um módulo contendo determinada anomalia, contudo, deixa praticamente a decisão a cargo do examinador, em seu item 4.4:

“4.4 Many of these defects are subjective. In order to determine if a module has passed a visual inspection, the user of this practice must specify what changes or conditions are acceptable. The user may have to judge whether changes noted during an inspection will limit the useful life of a module design.”

As normas IEC 61215 (2005) e IEC 61646 (2008) também contêm recomendações para a inspeção visual de módulos fotovoltaicos em seus itens 7 (Major visual defects) e 10.1 (Visual inspection). Nesta norma, entretanto, a presença das condições listadas no item 7 é considerada inaceitável e, portanto, motivo de reprovação dos módulos.

A norma IEC 61730-2 (2004), por sua vez, em seu item 10.1 (Visual inspection MST01) praticamente reproduz as recomendações das outras duas normas IEC citadas no parágrafo anterior.

Na normalização brasileira, a norma ABNT NBR 11876:2010, em seu item 5.1 (Inspeção visual), também apresenta um completo conjunto de situações que devem ser observadas, além de, em seu item 6.1 (Critérios de rejeição), relacionar as ocorrências a serem consideradas como fatores de rejeição de módulos. Esta norma substitui e cancela a sua versão anterior ABNT NBR 11876/1992, datada de 1992, que, em alguns aspectos, é mais esclarecedora do que a segunda edição, uma vez que apresentava em seu Anexo figuras ilustrativas dos problemas descritos, e que também é referenciada no presente artigo.

Deve-se observar que estas normas, em princípio, destinam-se à avaliação de módulos novos (testes de aceitação), e também que, em alguns casos, um determinado problema pode ser enquadrado em mais de uma das recomendações.

Muitas das ocorrências listadas em todas estas normas são exemplificadas no presente artigo, que traz um registro fotográfico dos inúmeros tipos de problemas encontrados em módulos fotovoltaicos, acompanhado das respectivas interpretações e referências às normas pertinentes, quando aplicáveis, o que acreditamos poderá ser de auxílio àqueles que eventualmente efetuarem trabalhos similares.

Neste artigo, os problemas nos módulos estão classificados nas seguintes categorias: degradação, fabricação, instalação, manuseio e outros.

2. REGISTRO FOTOGRÁFICO DE PROBLEMAS EM CÉLULAS E MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

2.1 Defeitos relacionados à degradação

Browning – fenômeno que corresponde a um escurecimento da resina EVA (EVA – *Ethil-Vynil-Acetate*, é geralmente a resina transparente de preenchimento dos módulos fotovoltaicos de c-Si, e que tem diversas funções: suporte das células fotovoltaicas, isolamento elétrico, condutividade térmica e acoplamento óptico) de encapsulamento dos módulos fotovoltaicos (Fig. 1), a qual assume uma cor marrom sobre a superfície das células. O fenômeno acarreta em redução da eficiência dos módulos devido à redução da transmitividade óptica do material, o que faz com que menos irradiação efetivamente atinja as células. A literatura atribui a causa de tal degradação à radiação UV, associada à composição da resina e do vidro usados (Dunn *et alli*, 2013). Supostamente, ao menos parte do problema é causado pelo uso de resina de encapsulamento com qualidade inadequada (falta de determinados aditivos na resina, como estabilizadores e antioxidantes) às condições tropicais. Segundo a literatura, o *browning* pode reduzir a eficiência do módulo de até 50% (Meyer e van Dyk, 2004). Entre as normas citadas, relacionadas à inspeção visual, a única que menciona claramente este tipo de problema é a ASTM E1799-12 (item 5.5.5.10 – *Discoloration of superstrate encapsulating materials*) e entendemos que ele deve ser considerado como motivo de rejeição dos módulos.

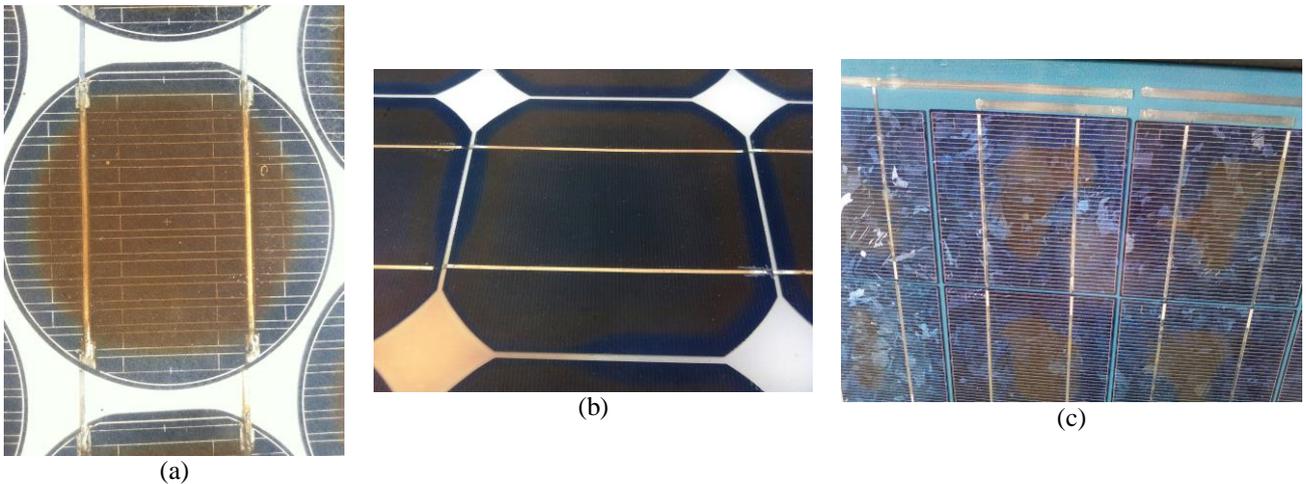


Figura 1 – *Browning* em células de Silício monocristalino - m-Si (a, b) e policristalino - p-Si (c) – o módulo (a) permaneceu instalado na área externa do Cepel (Rio de Janeiro-RJ) por cerca de 20 anos; o módulo (b) está instalado há cerca de 10 anos no telhado do Cepel; o módulo (c) pertence ao MME/Prodeem e foi utilizado em sistema instalado em campo no município de Cristália-MG

Yellowing – neste caso, a resina EVA assume uma cor amarelada. Normalmente a literatura considera o *yellowing* como um passo inicial do *browning* e, portanto, também efeito da incidência de irradiação UV, recaindo-se no item anterior. Todavia, a experiência do Cepel tem constatado a ocorrência de uma outra forma de *yellowing* em módulos armazenados por longos períodos (vários anos) sem exposição à radiação solar (Fig. 2). Trata-se, portanto, de fenômeno diferente do relatado na literatura, inclusive por ser reversível após alguns dias de exposição ao Sol. A hipótese de que se trata de fungos que supostamente se desenvolveriam na resina não pôde ser comprovada por meio de microscopia, de forma que aparentemente o fenômeno é decorrente de uma degradação natural ao longo do tempo da resina EVA, degradação esta, no entanto, reversível.

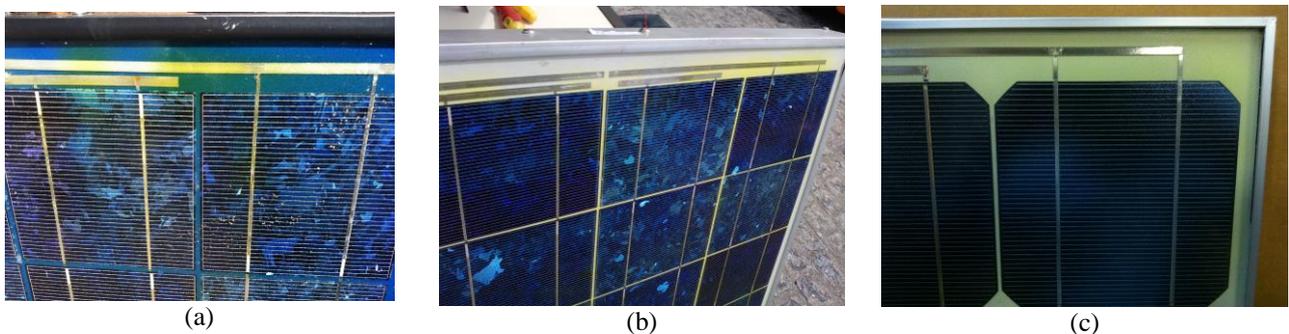


Figura 2 – *Yellowing* em módulos de p-Si (a, b) e de m-Si (c) - os módulos (a) e (c) pertencem ao MME/Prodeem e ficaram em seu estoque estratégico no almoxarifado do Cepel por 20 anos (nunca foram usados em campo); o módulo (b) pertence ao MME/Prodeem e chegou a ser usado em campo, no interior da Região Nordeste, mas foi posteriormente recolhido ao almoxarifado da Chesf (Abreu e Lima-PE) onde permaneceu armazenado por vários anos

Delaminação – é um “descolamento” (falta de adesão) da resina EVA da superfície das células fotovoltaicas (Fig. 3). A delaminação também resulta em redução da eficiência do módulo pela introdução de uma interface óptica adicional, mudando assim as propriedades ópticas do encapsulamento e aumentando sua refletividade, o que também faz com que menos luz efetivamente atinja as células fotovoltaicas. A delaminação pode também ser atribuída à fabricação, usando no encapsulamento resina de qualidade inadequada à vida útil do módulo. As normas IEC mencionam explicitamente, como condições inaceitáveis, as delaminações que formem um caminho entre as células e as bordas (molduras) dos módulos (item 10.1.3 c) (*bubbles or delamination forming a continuous path between any part of the electrical circuit and the edge of the module*), e interpretamos que tal recomendação decorre principalmente por tais anomalias afetarem a segurança do módulo, em função de possibilitarem a ocorrência de correntes de fuga e o aparecimento de tensão na borda do módulo. Já a atual norma brasileira ABNT NBR 11876:2010 recomenda, em seu item 6.1.4 (Delaminação do encapsulamento), a rejeição de módulos com este tipo de problema, independentemente de sua localização, o que julgamos ser a decisão mais adequada.

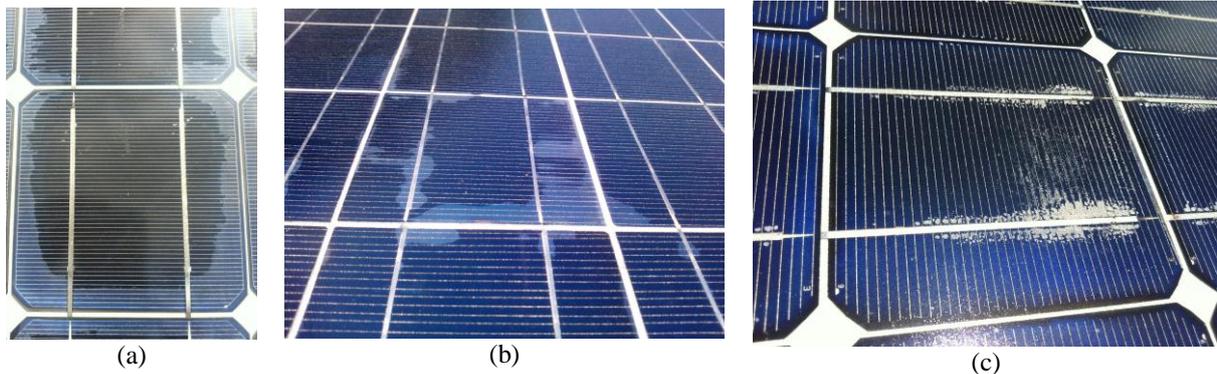


Figura 3 – Delaminação de módulos fotovoltaicos de m-Si – os módulos (a) e (c) estão instalados na área externa do Cepel por cerca de 20 anos; o módulo (b) pertence ao MME/Prodeem e ficou instalado na Região Sudeste por vários anos

Infiltração – consiste na penetração de umidade no interior do módulo (Fig. 4), seja a partir das bordas ou mesmo da caixa de conexão. A penetração de umidade causa a degradação das células fotovoltaicas e a corrosão das conexões elétricas internas ao módulo, levando, eventualmente, à sua inutilização. A Fig. 4(a) ilustra uma célula bastante atingida por uma infiltração. Trata-se principalmente de um problema de fabricação, decorrente de vedação inadequada do módulo. Embora a infiltração não seja uma condição mencionada explicitamente em nenhuma das normas citadas, entendemos que pode ser enquadrada no item 5.1.8 da ASTM E1799-12 (*Corrosion of fasteners, mechanical members, or electrical circuit elements*), bem como no item 6.1.3 (Juntas de vedação) da ABNT NBR 11876:2010. Com base nestes itens, entendemos que qualquer indício de infiltração deve ser considerado como uma condição que implica na reprovação do módulo.

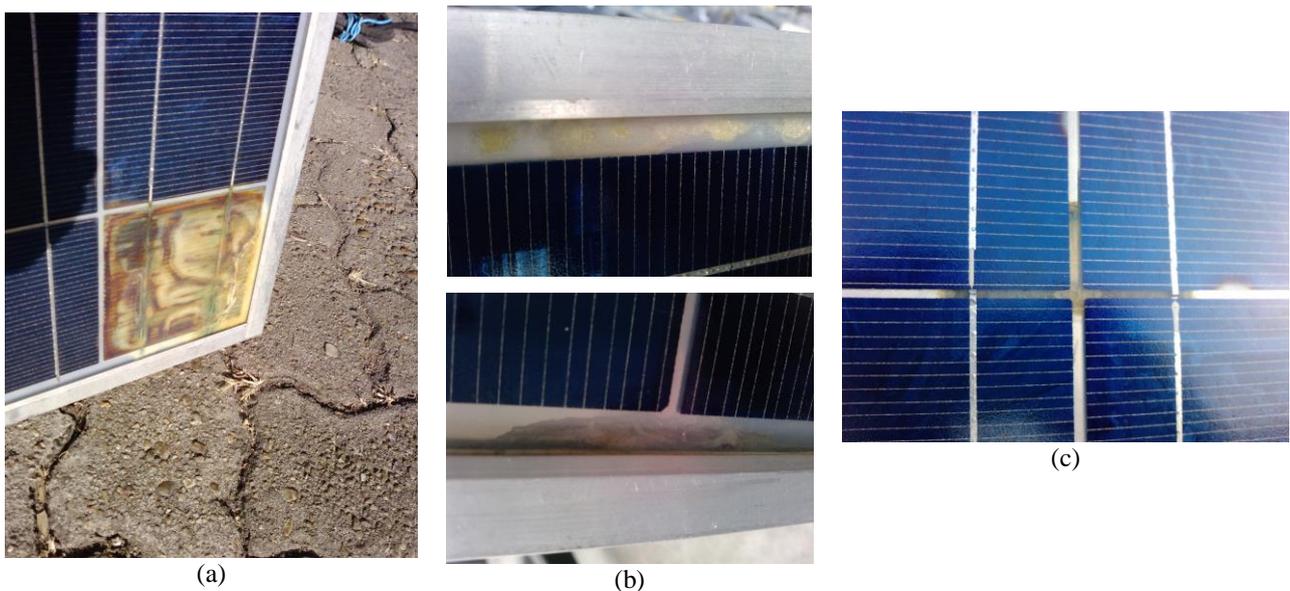


Figura 4 – Infiltrações a partir das bordas (a, b) e da caixa de conexão (b) de módulos fotovoltaicos – os módulos pertencem ao MME/Prodeem e fazem parte de um modelo que apresentou alta incidência de problemas de infiltração, quando instalados em sistemas em vários locais do Brasil - (a) e (c) Região Sudeste e (b) Região Nordeste

Degradação do revestimento antirreflexivo – caracterizada pelo “desbotamento” da camada anti-reflexiva (AR) das células fotovoltaicas (Fig. 5), responsável pela tonalidade azulada (do azul-escuro ao preto) das células de Silício cristalino (c-Si). Com isso, as células assumem uma cor acinzentada próxima à sua cor original. Em nossos trabalhos, esta degradação já foi constatada, tanto em módulos expostos ao Sol, quanto em módulos armazenados por longos períodos sem exposição. Assim sendo, conclui-se que se trata de uma forma de degradação que pode independer da exposição à radiação solar. Sem a camada AR, mais de 30% da luz que atinge a célula pode ser refletida, resultando, portanto, em redução de sua eficiência. Uma vez que o efeito se faz presente em diferentes graus num mesmo módulo, surge o problema adicional de *mismatch* (descasamento) entre células dentro do mesmo módulo, resultando possivelmente em pontos quentes (ver item 2.3). Considera-se também ser uma consequência do emprego de material de qualidade inadequada na fabricação da célula. A norma ASTM E1799-12 (2012) é a única que menciona explicitamente o desbotamento como uma condição (item 5.1.1.11 – *Discoloration of active photovoltaic elements*) a ser observada. A ABNT NBR 11876:2010, em seu item 5.1.1 c), recomenda verificar a existência de marcas/manchas, no qual o desbotamento poderia ser enquadrado, muito embora a referida norma, em seu item 6.1.1, não cite o desbotamento como critério para rejeição. Entendemos que a análise cuidadosa do problema de desbotamento, se detectado pela inspeção visual, irá requerer ensaios (levantamento da curva característica I-V - tensão x corrente - do módulo fotovoltaico e de seu ponto de potência máxima P_{MP}) para avaliar seu real impacto no desempenho do equipamento, e que, na impossibilidade de efetuar tais ensaios, o módulo deva ser reprovado.

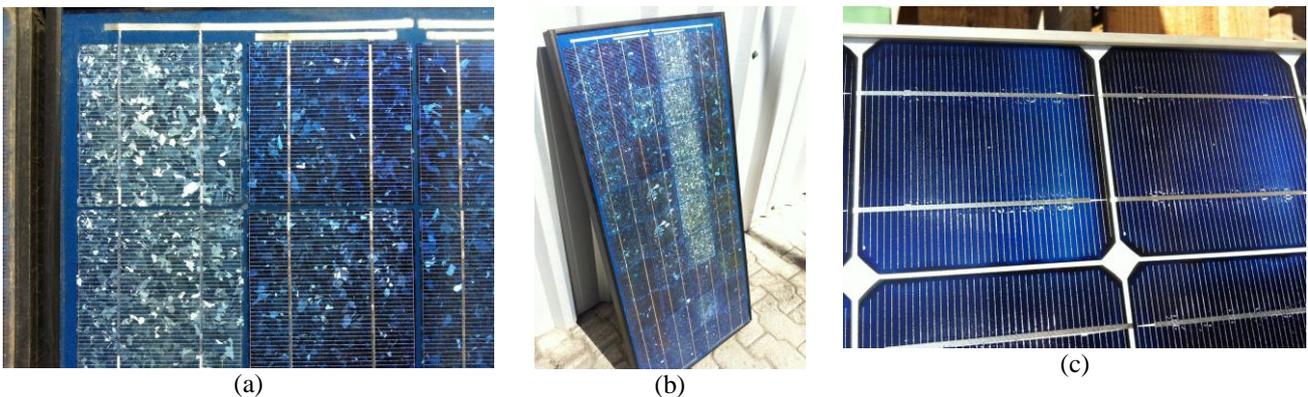


Figura 5 – Degradação da camada AR de células de módulos de p-Si – duas células à esquerda (a); uma fileira de 6 células (b); degradação discreta de um módulo de m-Si (c) – os módulos (a) e (b) pertencem ao MME/Prodeem e ficaram em seu estoque estratégico no almoxarifado do Cepel por 20 anos (nunca foram usados em campo); o módulo (c) pertence ao Cepel e permaneceu instalado na área externa por mais de 10 anos

2.2 Defeitos de fabricação

Células com as bordas em contato – outro defeito de fabricação que consideramos totalmente inaceitável em módulos fotovoltaicos (Fig. 6), indicando uma péssima qualidade no material. Nesta Fig. 6, observa-se que as bordas das células aparentemente estão em contato elétrico, o que resulta em modificação imprevisível da curva característica I-V do módulo fotovoltaico, bem como de seu desempenho. Outra vez, esta condição é mencionada explicitamente somente nas normas ASTM E1799-12 (2012) (item 5.1.1.16 – *A photovoltaic cell touching another cell or the module frame*) e na ABNT NBR 11876/1992. Também neste caso, a versão mais antiga da norma brasileira apresenta maiores detalhes sobre o problema, afirmando que células associadas em série, que se encontrem com as bordas em contato, desqualificam o módulo (é o caso da Fig. 6). Contudo, também afirma que o mesmo problema para células conectadas em paralelo é considerado aceitável. Outra vez, tal consideração não aparece na nova versão, a qual desqualifica incondicionalmente módulos com células em contato (item 6.1.1 c) e d)), com o que também concordamos.



Figura 6 – Módulo fotovoltaico com células em contato. Observa-se que as duas células superiores na figura estão aparentemente em contato elétrico, enquanto que as duas células inferiores (abaixo das primeiras) estão bastante próximas - o módulo pertence ao estoque estratégico do MME/Prodeem no almoxarifado do Cepel e nunca foi usado

Célula quebrada/rachada – defeito óbvio de fabricação em módulos fotovoltaicos, que entendemos como inaceitável por ser, em módulos novos, indicador de material de muito baixa qualidade, justificando, portanto, a sua reprovação. Em módulos instalados em campo, segundo a literatura, as quebras podem ser resultado de impacto de granizo (improvável no Brasil) e de esforços térmicos (dilatação/contração dos materiais), podendo, ainda, eventualmente, aparecerem em campo rachaduras “latentes” resultantes de avarias nas células ocorridas durante a montagem do módulo. O problema é mencionado na norma ASTM E1799-12 (2012) (5.1.1.13 – *Broken or cracked active photovoltaic elements*), mas é a versão mais antiga da norma brasileira ABNT NBR 11876/1992 que disponibiliza uma análise bastante detalhada. Segundo esta referência, o caso da Fig. 7(b) seria considerado totalmente inaceitável, uma vez que uma parte significativa da célula está quebrada e provavelmente está isolada do restante (a corrente gerada nesta área é perdida), de forma que esta célula defeituosa tem uma corrente significativamente inferior às demais, limitando assim o desempenho do módulo (e recaindo em *mismatch*). Segundo a mesma norma, já o caso da Fig. 7(a) seria considerado menos grave, uma vez que a rachadura encontra-se entre os coletores metálicos da célula, de forma que possivelmente apenas a pequena parte separada representa perda efetiva de corrente da célula. Não obstante, tais considerações foram eliminadas na versão atual da norma ABNT NBR 11876:2010, na qual qualquer rachadura ou quebra em célula é considerada inaceitável (itens 6.1.1 a) e b)), com o que concordamos integralmente.



Figura 7 – Módulos fotovoltaicos de m-Si com células quebradas – o módulo (a) pertence ao estoque estratégico do MME/Prodeem no almoxarifado do Cepel e nunca foi usado; o módulo (b) também pertence ao MME/Prodeem e foi instalado na Região Sudeste por vários anos

Defeitos na Metalização – mais um problema de fabricação em módulos fotovoltaicos (Fig. 8), na medida em que o contato metálico frontal das células apresenta defeitos (falhas de continuidade elétrica). Isto reduz a eficiência das células, por aumentar sua resistência série, limitando, assim, o desempenho do módulo. Nos casos apresentados na Fig. 8, o efeito provavelmente será desprezível, mas também é sem dúvida um indicador de que o material não é de boa qualidade. Entendemos que na norma ASTM E1799-12 (2012) esta condição é classificada no item 5.1.1.18 – *Missing, peeling, or damaged metal layers on cell surfaces*. A norma atual ABNT NBR 11876:2010 não o menciona, mas a versão anterior o descrevia, considerando-o aceitável. Nosso entendimento para este caso é de que a decisão teria de ser baseada em ensaios adicionais (levantamento da curva I-V e do P_{MP}), devendo-se decidir pela rejeição, na impossibilidade de efetuar os ensaios.



Figura 8 – Defeitos na metalização de células fotovoltaicas de m-Si - os módulos pertencem ao estoque estratégico do MME/Prodeem no almoxarifado do Cepel e nunca foram usados

Bolhas de Ar – bolhas de ar no interior da resina EVA também constituem um defeito de fabricação em módulos fotovoltaicos (Fig. 9). Se as bolhas forem de pequena extensão e não atingirem significativamente a superfície das células, conforme as mostradas na Fig. 9, então não interferem, em princípio, diretamente no funcionamento do módulo. Entretanto, caso as bolhas sejam maiores e atinjam a superfície das células, então poderão apresentar um efeito de modificar as propriedades ópticas do encapsulamento (da mesma forma que a delaminação) e, conseqüentemente, reduzir a eficiência das células afetadas, com as demais conseqüências já mencionadas em itens anteriores. Todas as

normas (ASTM, IEC e ABNT) citadas incluem as bolhas de ar na mesma classe da delaminação, sendo que, conforme já mencionado anteriormente, as normas IEC consideram como inaceitáveis aquelas que formem um caminho entre as células e as bordas do módulo. Já a interpretação da norma ABNT NBR 11876:2010 nos leva a considerar inaceitável a existência de qualquer bolha de ar.



Figura 9 – Bolhas de ar (pequenas) no interior da resina EVA – módulos do estoque estratégico do MME/Prodeem no almoxarifado do Cepel

2.3 Problemas na instalação

Ponto Quente – é um problema (Fig. 10) que pode ser causado por sombreamento parcial no módulo (decorrente, por exemplo, de uma folha de vegetação sobre a superfície do módulo), quando este é instalado sem a devida proteção por meio de diodos de passagem. Esta parece ser a causa mais comum verificada em campo para o problema, sendo, por isso, ele aqui classificado como problema de instalação. Pode também ser resultado de um descasamento (*mismatch*) entre células originado por outras condições (células quebradas, degradação do AR etc). Em qualquer caso, a corrente pode fluir na célula fotovoltaica sombreada/descasada em sentido contrário ao da operação normal, transformando-a assim em uma carga elétrica (equivale a uma mudança no quadrante de operação) e causando um superaquecimento, que pode até resultar em sua destruição, conforme mostrado na Fig. 10, inutilizando, assim, totalmente o módulo fotovoltaico. A norma IEC 61730-2 (2004) aponta como defeito inaceitável qualquer evidência de encapsulamento ou componente fotovoltaico queimado ou fundido (item 10.1.3 d) - *evidence of any molten or burned encapsulant, back sheet, diode or active PV component*).

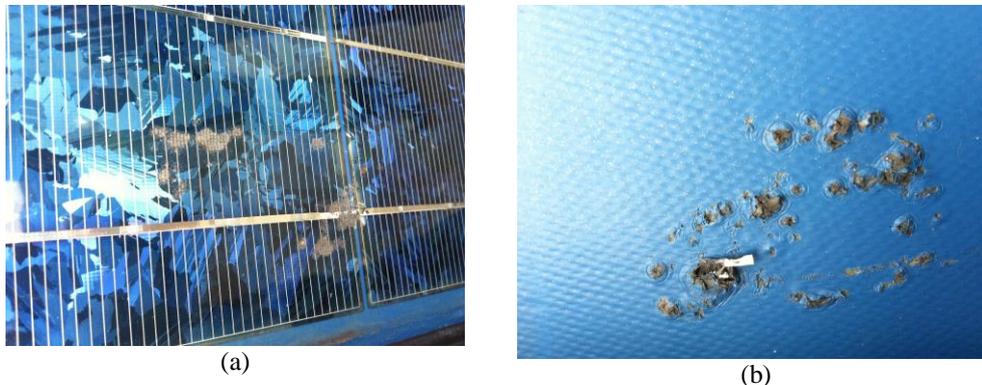


Figura 10 – Graves avarias resultantes de ponto quente em célula fotovoltaica, vista frontal (a) e vista traseira (b) – o módulo pertence ao MME/Prodeem e fez parte de sistema instalado na Região Sudeste

Corrosão na caixa de conexão – é resultante da instalação de módulos em campo sem os cuidados apropriados na vedação na caixa de conexão (Fig. 11), tal como a utilização de prensa-cabos nas entradas da fiação. Trata-se de algo relativamente frequente no Brasil. A longo prazo resulta na inutilização do módulo fotovoltaico, pois fica impossibilitada sua conexão elétrica, conforme os casos mostrados na Fig.11. Entendemos que esta condição deve ser enquadrada na norma ASTM E1799-12, item 5.1.8 (*Corrosion of fasteners, mechanical members, or electrical circuit elements*).



Figura 11 – Corrosão no interior de caixas de conexão de módulos fotovoltaicos – são ambos módulos do MME/Prodeem, sendo o da esquerda de um sistema na Região Sudeste e o da direita na Região Nordeste

2.4 Manuseio inadequado

Moldura de Alumínio amassada, entortada ou desencaixada – as molduras de Alumínio podem ser danificadas (Fig. 12) se o manuseio dos módulos fotovoltaicos for inadequado nas operações de transporte e/ou instalação. A moldura pode ser entortada ou desencaixada do módulo (solta), sendo que, em ambos os casos, o módulo é considerado inutilizado, por ficar impossibilitada sua adequada fixação. Os casos de moldura solta (Fig. 12 (b) e (c)) também implicarão em futuros problemas de infiltração. Eventualmente, pode ser também um problema decorrente de atos de vandalismo (intencional), o que tem aparentemente se verificado no interior do Brasil. Podem haver tentativas de desamassar, substituir ou colar a moldura, para “consertar” o módulo, com o que não concordamos, por entendermos que a confiabilidade fica comprometida. O problema é mencionado em todas as normas citadas (ASTM, IEC e ABNT) como fator de desqualificação do módulo. No caso da ABNT NBR 11876:2010, podemos nos referir aos itens 6.1.3 (juntas de vedação), 6.1.5 b) (empenamento), d) (amassamento da moldura) e e) (rigidez mecânica em desacordo com as especificações).

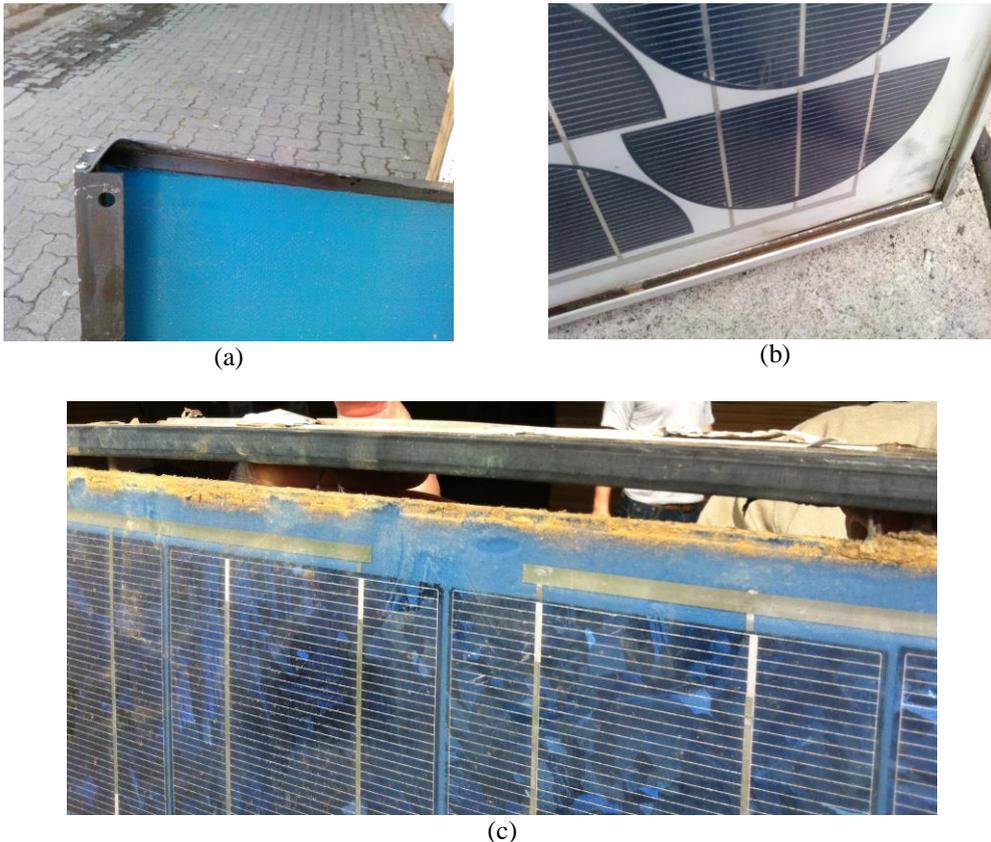


Figura 12 – Problemas em molduras de módulos: moldura entortada (a), desencaixada (b) e solta (c) – os módulos são do MME/Prodeem, sendo (a) e (c) de sistemas da Região Sudeste e (b) da Região Nordeste

Arranhões na superfície traseira – a grande maioria das superfícies traseiras dos módulos (também chamadas de *backsheet*) é em Tedlar® (algumas são de vidro – ver item 2.5 a seguir), material que pode ser danificado por manuseio inadequado, causando arranhões, em operações de transporte ou instalação (Fig. 13). Tais arranhões rompem a vedação do módulo, permitindo a infiltração de umidade, o que a longo prazo resulta em sua degradação. Isso se aplica àqueles

arranhões que são apenas superficiais, pois outros mais profundos podem danificar diretamente as próprias células, inutilizando imediatamente o módulo. No primeiro caso, algumas pessoas tendem a tentar contornar o problema pela aplicação de uma pintura ou selante na superfície traseira, o que não recomendamos por, outra vez, entendermos que a confiabilidade do equipamento fica comprometida. Eventualmente, tais arranhões podem ser também decorrentes de atos de vandalismo (intencional). Este problema é mencionado em todas as normas citadas (ASTM, IEC e ABNT) como fator de desqualificação do módulo. No caso da ABNT NBR 11876:2010, pode-se enquadrar no item 6.1.6 b) (riscos visíveis a olho nu). À guisa de informação adicional, a versão anterior da norma brasileira ABNT NBR 11876/1992 classificava explicitamente como inaceitável somente a ocorrência de riscos profundos com mais de 5 cm de comprimento, com o que não concordamos, por considerarmos que qualquer arranhão deve ser motivo de reprovação.

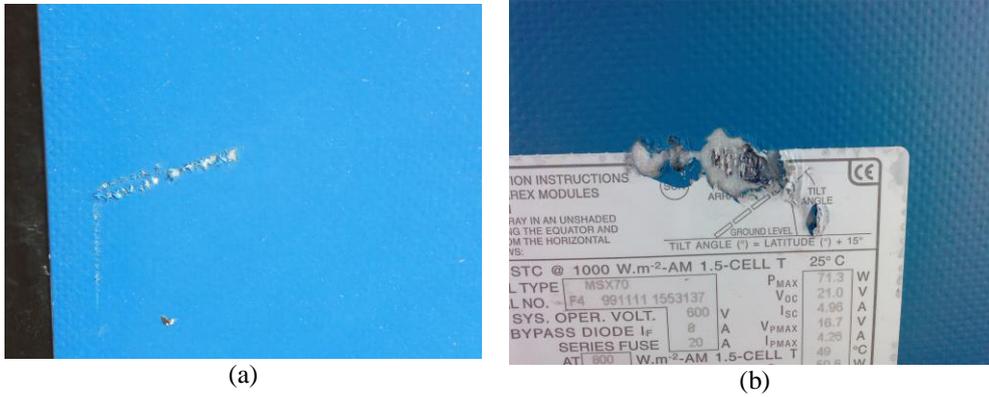


Figura 13 – Danos na superfície traseira de módulos, decorrentes de manuseio inadequado: arranhão superficial (a), arranhão profundo danificando uma célula fotovoltaica (b) – tratam-se de módulos do MME/Prodeem que foram usados em sistemas instalados na Região Sudeste

2.5 Outros Problemas

Avarias na caixa de conexão – danos diversos nas caixas de conexão, como borneiras quebradas ou arrancadas, ou a própria caixa quebrada, têm sido frequentes no Brasil (Fig. 14). Em alguns casos podem ser decorrentes de manuseio inadequado, mas a maioria parece ser o resultado de atos intencionais (vandalismo) que muitas vezes inutilizam o módulo, pois não há possibilidade de reparo e a conexão elétrica fica impossibilitada. As normas IEC mencionam claramente tais problemas na caixa de conexão como fatores de rejeição, por exemplo, nos itens 7 a) e b) da IEC 61646:2008.

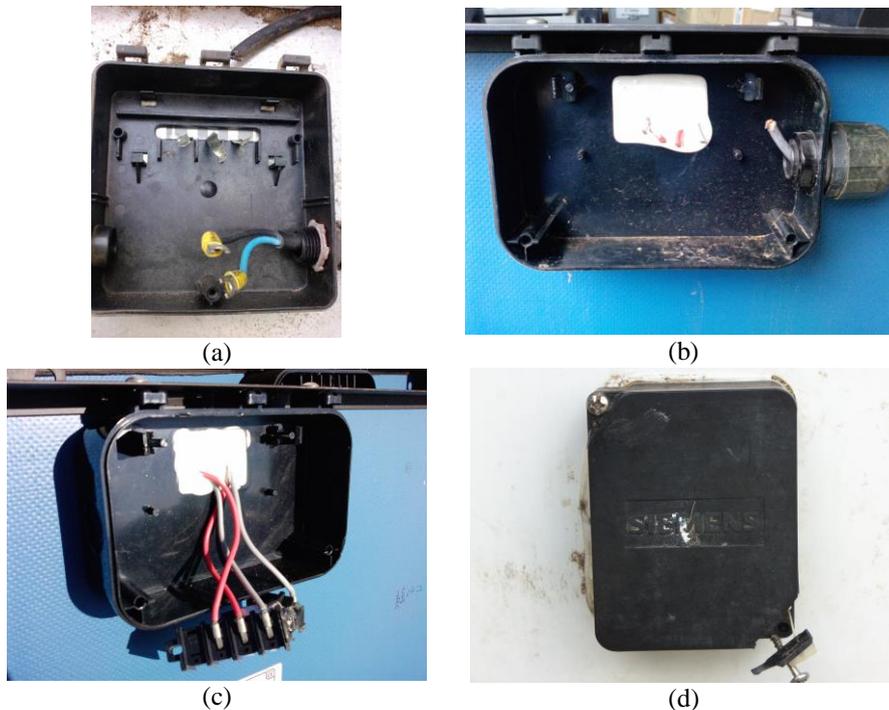


Figura 14 – Borneiras de conexão arrancadas (a, b), borneira quebrada (c) e tampa da caixa de conexão quebrada (d) – são módulos do MME/Prodeem, da Região Nordeste (a) e (b) e Sudeste (c) e (d)

Impacto de objetos – no interior do Brasil, os módulos fotovoltaicos muitas vezes são alvo de arremesso de pedras ou outros objetos (ou mesmo de golpes), seja de forma acidental ou premeditada (atos de vandalismo), resultando em estilhaçamento do vidro temperado da superfície frontal (ou traseira) do módulo e em quebra da(s) célula(s) fotovoltaica(s) diretamente atingida(s) (Fig. 15). Uma grande degradação inicial de desempenho decorre da quebra de células, mas ao longo do tempo a degradação evolui em função da perda da vedação e da consequente penetração de umidade e outros contaminantes. Eventualmente, o problema pode também ser decorrente de manuseio inadequado. A literatura cita esforços térmicos, pontos quentes, granizo e vento (seja diretamente, por pressão, ou mesmo pelo impacto de objetos carregados pelo vento) como outras possíveis causas para o estilhaçamento, as quais, entretanto, parecem ser infrequentes no Brasil. Módulos atingidos por disparos de armas de fogo constituem uma ocorrência incomum, mas também por vezes observada no Brasil cujas consequências são mais graves do que o impacto de objetos, resultando na imediata inutilização do módulo. Todas as normas (ASTM, IEC e ABNT) mencionam o problema e são claras quanto a considerar inutilizados módulos que apresentem superfícies quebradas, como, por exemplo, a IEC 61646:2008, em seu item 7 a) (*broken, cracked or torn external surfaces, including superstrates, substrates, frames and junction boxes*).

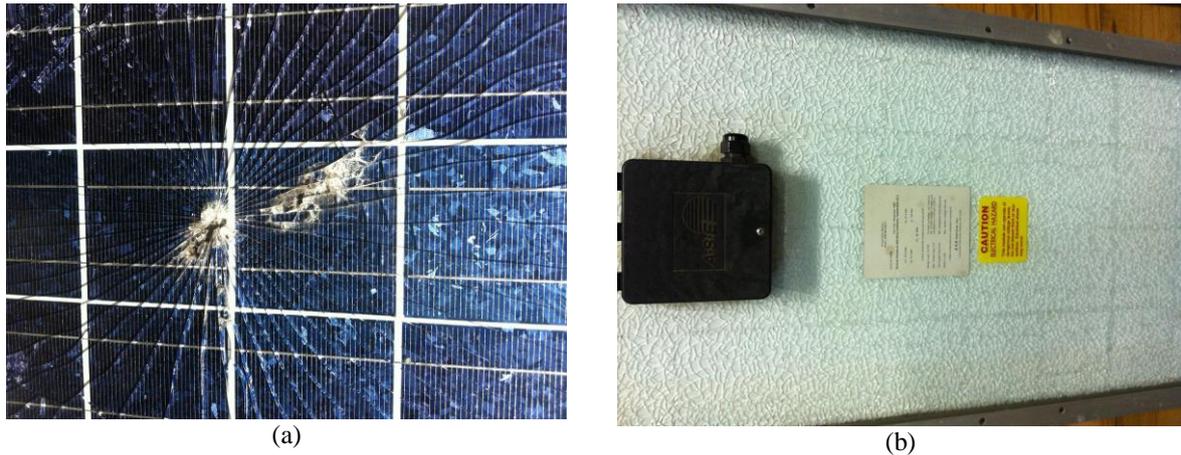


Figura 15 – Estilhaçamento do vidro (a) frontal (vidro laminado) e traseiro (b) (vidro temperado) de módulos fotovoltaicos

Descarga atmosférica – outra ocorrência pouco comum, mas que também tem sido relatada no interior do Brasil (Fig. 17). A corrente produzida pelo impacto direto de uma descarga atmosférica passa nos condutores do interior do módulo, o que resulta em sua destruição instantânea, bem como de todo o sistema fotovoltaico, apresentando inclusive graves riscos de incêndio e de lesões pessoais. Por isso, é imperativo que os sistemas sejam dotados das medidas de proteção apropriadas, visando minimizar tais riscos, o que inclui SPDA (sistema de proteção contra descargas atmosféricas), aterramento e DPS's (dispositivos de proteção contra surtos).

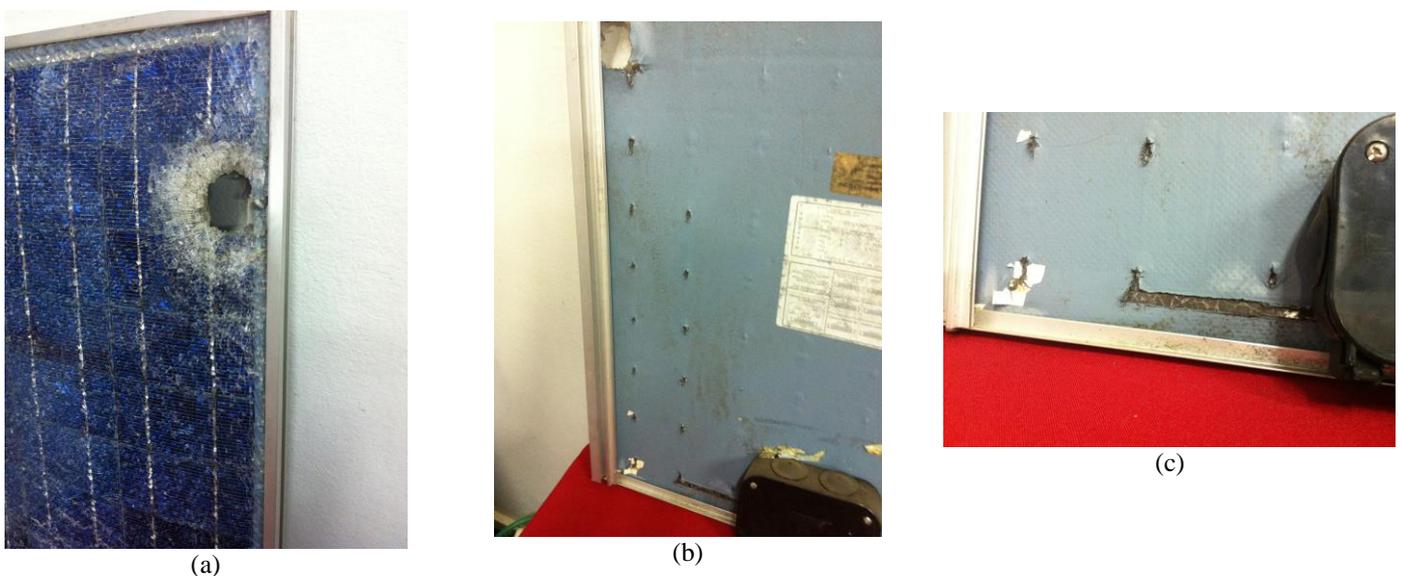


Figura 17 – Módulo fotovoltaico atingido por raio: ponto de entrada (a) e percurso da corrente no interior do módulo (b) (c) até a caixa de conexão (c) – fonte: módulo em exposição no Centro de Treinamento da Cemig em Sete Lagoas-MG

3. CONCLUSÃO

Pelo exposto nas figuras deste artigo, observa-se que os módulos fotovoltaicos apresentam uma variedade de problemas que podem ser facilmente identificados por inspeção visual. Entre eles, a experiência indica que os mais frequentes no Brasil são aqueles aqui apresentados nos itens 2.4 (manuseio inadequado) e 2.5 (outros problemas).

As normas ASTM, IEC e ABNT aqui citadas e utilizadas como referência para a inspeção visual apresentam importantes considerações sobre as anomalias e defeitos a serem observados, bem como sobre os critérios de rejeição.

É importante ressaltar que muitos dos problemas aqui mostrados efetivamente inutilizam o módulo, seja imediatamente ou a médio prazo. Outros problemas, embora não o inutilizem, causam degradação e afetam seu rendimento. O impacto real desta última situação só pode ser corretamente avaliado (Meyer e van Dyk, 2004) por meio de levantamento da curva I-V e/ou outros ensaios complementares, tais como medidas das resistências internas, medidas de isolamento, termografia etc.

Agradecimentos

Agradecemos ao Eng. Marcio Eli Moreira de Souza pela oportunidade de visitar o Centro de Treinamento da Cemig em Sete Lagoas-MG, onde se encontra exposto o módulo atingido por descarga atmosférica mostrado no item 2.5.

REFERÊNCIAS

- ABNT NBR 11876/1992; Módulos Fotovoltaicos - Especificação; Associação Brasileira de Normas Técnicas; Abril de 1992.
- ABNT NBR 11876:2010; Módulos Fotovoltaicos - Especificação; Associação Brasileira de Normas Técnicas; Segunda Edição; 30 de março de 2010;
- ASTM E1799-12; Standard Practice for Visual Inspection of Photovoltaic Modules; American Society for Testing and Materials; 2012.
- Dunn, Lawrence; Gostein, Michael; Stueve, Bill; Literature Review of The Effects of UV Exposure on PV Modules; apresentação em NREL PV Module Reliability Workshop; February 16-17, 2013.
- IEC 61730-2; Photovoltaic (PV) module safety qualification- Part 2: Requirements for testing, International Electrotechnical Commission; 2004.
- IEC 61215; Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval; Edition 2.0; International Electrotechnical Commission; 2005.
- IEC 61646; Thin-film terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval; Edition 2.0; International Electrotechnical Commission; 2008.
- Meyer, Edson L.; van Dyk, E. Ernest; Assessing the Reliability and Degradation of Photovoltaic Module Performance Parameters; IEEE Transactions on Reliability; Vol. 53, no. 1, March, 2004.

VISUAL IDENTIFICATION OF PROBLEMS IN PV CELLS AND MODULES

Abstract. *This article presents a visual guide to identifying various types of problems in photovoltaic modules of crystalline silicon (c-Si), along with possible causes and consequences of these problems, and is based on a long experience of real field inspections of systems installed in Brazilian outbacks. Problems like browning, delamination, infiltration and hot spots are discussed and interpreted according to the applicable standards, including IEC, ASTM and ABNT. The various types of problems in the modules can be assigned to several factors such as manufacturing, degradation and improper installation and/or handling, among others. We believe that the experience presented here may be of effective help for similar inspections in photovoltaic systems.*

Key words: *inspection of PV modules; defects in PV modules; PV modules;*