

# RISCOS E MEDIDAS DE PROTEÇÃO CONTRA INCÊNDIO EM SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Marco Antonio Galdino – marcoag@cepel.br  
Cepel – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, Rio de Janeiro-RJ

**Resumo.** O incêndio em sistemas fotovoltaicos é uma ocorrência que vem sendo registrada em inúmeros países com o aumento da penetração desta forma de geração. Em alguns casos, os prejuízos decorrentes destes incêndios são consideráveis, além dos riscos pessoais envolvidos. No Brasil, com o aumento do número de sistemas fotovoltaicos em operação, que já atinge cerca de 1,1 milhão, cuja potência instalada perfaz 16,4 GW, a preocupação com os incêndios também surgiu e motivou a atuação dos agentes do setor. O presente artigo descreve as principais causas apontadas para os incêndios, que são arcos elétricos e os pontos quentes, associados a problemas na instalação elétrica DC e/ou nos módulos FV. São ainda apresentados diversos requisitos previstos na normalização internacional e de alguns países em relação à proteção contra incêndios e feita a comparação com as atuais normalização e regulamentações brasileiras. Por fim são apresentadas algumas recomendações em relação ao aperfeiçoamento da normalização/regulamentação brasileiras sobre o tema.

**Palavras-chave:** incêndios em sistemas fotovoltaicos, falhas em sistemas fotovoltaicos, arcos elétricos

## 1. INTRODUÇÃO

Em países do primeiro mundo, como EUA, Japão, Itália e Alemanha, entre outros, têm sido registrados nos últimos anos centenas de incêndios originados em sistemas fotovoltaicos. Alguns destes acidentes resultam na destruição completa de edificações de grande porte, com prejuízos da ordem de milhões de dólares, além de riscos de lesões pessoais e óbitos.

O problema chamou a atenção de diversos agentes na cadeia da indústria fotovoltaica, como instaladores, órgãos financiadores e companhias seguradoras, além dos corpos de bombeiros locais.

Na Alemanha, para um universo de cerca de 2 milhões de sistemas FV em operação, 0,006% dos sistemas sofreram incêndios graves. Num prazo de 20 anos, 350 sistemas sofreram incêndios na Alemanha, sendo que os incêndios foram graves em 75 casos, e 10 deles resultaram na destruição completa da edificação (Wirth & Schneider, 2021).

Na Itália, no período de 2002 a 2015 foram registrados cerca de 2.500 incêndios envolvendo sistemas FV, para um total de cerca de 550.000 sistemas FV em operação em 2015, porém na referência não está claro se os sistemas FV foram identificados como os causadores dos incêndios em todos estes casos (Bonomo *et al.*, 2017).

Não temos conhecimento de estatísticas sobre incêndios em sistemas fotovoltaicos no Brasil, mas sabe-se que casos tem sido divulgados em redes sociais.

No Brasil, o número de sistemas fotovoltaicos instalados atingiu cerca de 1,1 milhões com uma potência total instalada de 16,4 GW (julho de 2022), e a preocupação com incêndios também já se faz presente, desencadeando a atuação sobre neste tema dos órgãos de regulamentação e normalização: Inmetro e ABNT.

De acordo com a classificação adotada no Brasil, o incêndio num arranjo fotovoltaico é de Classe C, o que corresponde a equipamento elétrico energizado, uma vez que o módulo fotovoltaico não pode ser “desligado”. Para o combate a este tipo de incêndio a rigor deveria ser utilizado o agente extintor apropriado, não condutor de eletricidade, que é o pó químico. Entretanto, a norma alemã DIN VDE 0132 (VDE, 2018), em função das baixas tensões (até 1.500 VDC e 1.00VAC) presentes nos sistemas fotovoltaicos, admite o uso de água, desde que mantidas distâncias mínimas de segurança de acordo com o tipo de bocal empregado no combate, sendo especificados 5 m para jato sólido e 1 m para spray.

Observa-se que o incêndio em módulos fotovoltaicos produz fumaça espessa e escura, em função dos materiais poliméricos utilizados em sua fabricação, o que inclui o *backsheet*, o encapsulante e a caixa de conexão. Isto implica em riscos adicionais de inalação de gases ou particulados tóxicos, caso alguém se aproxime sem a devida proteção respiratória. Os produtos da combustão incluem CO (monóxido de carbono) e compostos orgânicos voláteis (VOCs-*volatile organic compounds*), tendo sido identificados em ensaios em laboratório, entre outros, ácido acético, dimetil butano, compostos alifáticos de baixa massa molecular e hidrocarbonetos saturados de diferentes comprimentos de cadeia carbônica (Liciotti *et al.*, 2014), além de pequenas quantidades de SO<sub>2</sub> e HCN (Liao *et al.*, 2021).

Há também o risco de tensão de toque na estrutura metálica de fixação dos módulos, uma vez que o incêndio irá destruir o isolamento dos condutores, permitindo a exposição das partes vivas e seu contato com a estrutura metálica.

A análise apresentada no presente trabalho é voltada para a identificação na normalização internacional e de alguns países dos requisitos destinados a mitigar os riscos de incêndio em sistemas fotovoltaicos. e sua comparação com a atual regulamentação e normalização brasileiras, em particular o RTAC do Inmetro para equipamentos de sistemas

fotovoltaicos (Inmetro, 2022), promulgado pela Portaria Nº 140, de 21 de março de 2022, bem como as normas ABNT em vigor (NBR 16690 e NBR 16274). Deve-se lembrar que na legislação brasileira os regulamentos são de cumprimento obrigatório, o que é o caso da RTAC do Inmetro e, portanto, em caso de divergência, têm precedência sobre as normas ABNT.

É importante ter-se em mente que o setor de energia solar fotovoltaica tem apresentado crescimento acelerado e evolução tecnológica notável, de forma que a normalização/regulamentação busca acompanhar esta evolução por meio de frequentes revisões. No Brasil, sabe-se que as normas ABNT do setor encontram-se atualmente em processo de revisão.

## 2. CAUSAS DE INCÊNDIOS EM SISTEMAS FV

No caso da Alemanha, a Fig. 1 apresenta estatística de causas apontadas para incêndios em sistemas fotovoltaicos, onde se observa que componentes da instalação elétrica originam a maior parte das ocorrências.

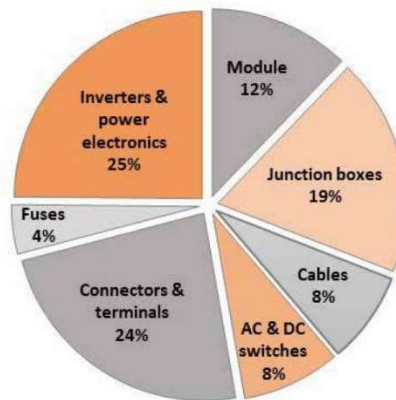


Figura 1 – Componentes identificados como responsáveis por 180 incêndios em sistemas FV na Alemanha, incluindo sistemas montados sobre o solo ou em telhados, no período de 1995 a 2012 (IEA, 2017)

Os incêndios podem ser originados no módulo fotovoltaico ou em outros pontos da instalação elétrica DC do arranjo fotovoltaico, tendo sido relatadas como causas:

- pontos quentes – *hotspots nos módulos FV*;
- arco elétrico interno no módulo FV – arco em série ou à terra;
- superaquecimento e/ou arco elétrico em série na caixa de conexão do módulo FV;
- corrente reversa em módulos FV;
- mau contato em conectores, caixas de junção etc. – arco elétrico em série na instalação elétrica DC;
- curto/arco elétrico para terra na instalação elétrica DC;

Segundo algumas fontes, a maior causa de incêndios nos sistemas fotovoltaicos é o arco elétrico, que pode ocorrer em diferentes pontos da instalação.

Nas seções 2.1 a 2.5 são apresentadas considerações em relação a todas estas possíveis causas de incêndios em sistemas FV.

### 2.1 Pontos quentes – *hotspots*

Os pontos quentes em módulos fotovoltaicos aparecem nas seguintes condições:

- sombreamento parcial por objetos próximos;
- sujidades (folhas, dejetos de aves, poeira etc.)
- células trincadas;
- descasamento – *mismatch*;
- fonte externa de calor (geralmente fonte sob o módulo, podendo ser um inversor, caixa de junção etc.)

Uma célula FV afetada pelas condições acima listadas gera uma corrente inferior às demais células, passando a operar como carga, no segundo quadrante, e, mesmo protegida pelos diodos de *bypass*, pode atingir temperaturas elevadas.

O ensaio de resistência de módulos FV a pontos quentes (*hotspots*), é o ensaio MQT 09 da norma IEC 61215 (IEC,2021), cujas especificações são transcritas na Fig. 2. Este ensaio não é previsto no atual RTAC do Inmetro. Trata-se de um ensaio caro, para o qual a maioria dos laboratórios do país não está preparada, por exigir o uso de um simulador solar contínuo.

MQT 09	4.9	Hot-spot endurance test	Exposure to irradiance in worst-case hot-spot condition as per the technology specific part and IEC 61215-2. For monofacial modules, irradiance is 1 000 W/m <sup>2</sup> . For bifacial modules the irradiance is BSI.
--------	-----	-------------------------	---

Figura 2 – Ensaio MST 22 de resistência a pontos quentes para módulos FV (IEC, 2021)

Pontos quentes nos módulos fotovoltaicos em operação podem ser detectados por meio de termografia (Fig. 3), conforme o item 7.2 da norma NBR 16274 (ABNT, 2014), que é uma norma voltada para o comissionamento e inspeção de sistemas FV.

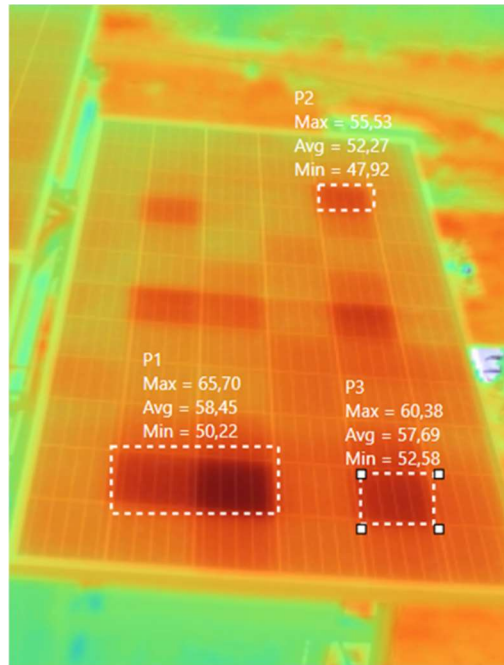


Figura 3 – Imagem termográfica de módulo FV, evidenciando a presença de pontos quentes (*hotspots*).

## 2.2 Arco elétrico interno no módulo FV

**Arco elétrico em série:** um mau contato e/ou corrosão nas conexões entre células no interior do módulo FV pode causar superaquecimento ou arco elétrico em série (Fig. 4) e a consequente ignição do módulo. Trata-se de um resultado da degradação do módulo ao longo de seu tempo de exposição em campo, como, por exemplo, pela penetração de umidade causando a corrosão das fitas metálicas e soldas do circuito interno do módulo. Não há nas normas um ensaio único específico para isso. As normas IEC preveem várias sequências de ensaios com aplicação de ciclos térmicos, cargas mecânicas, névoa salina, amônia etc. visando expor os módulos de uma forma acelerada às condições que causam degradação, porém, trata-se de um conjunto de ensaios extremamente caro e que exigem uma infraestrutura não disponível nos laboratórios do país.



Figura 4 – Arco elétrico em série interno no módulo FV (fonte TÜV Rheinland)

A proteção contra o arco elétrico DC em série é efetuada pelo dispositivo denominado AFCI (*arc fault circuit interrupter*), que funciona por processamento de sinais em tempo real usando um DSP, pois a corrente contém componentes de alta frequência na presença do arco, identificados por meio de FFT (*fast fourier transform*). Diversos métodos para detecção têm sido usados com sucesso, como análise no domínio do tempo, *wavelets*, redes neurais, *fuzzy logic* etc.

O AFCI pode ser instalado como um dispositivo externo, mas os inversores fotovoltaicos dos maiores fabricantes já o incorporam internamente, desligando a entrada correspondente do inversor quando da detecção de um arco em série, permitindo em alguns casos somente o religamento manual.

A interrupção da corrente (desconexão do circuito DC afetado) extingue o arco em série.

Nos EUA, por exemplo, o AFCI para sistemas fotovoltaicos já é exigido pela norma NEC (NEC, 2020) desde 2011.

No Brasil o AFCI ainda não é exigido pela norma NBR 5410 nas instalações elétricas AC convencionais em BT, e, embora o arco série seja mencionado no Anexo D da norma NBR 16690 (ABNT, 2019), de projeto de sistemas fotovoltaicos, esta também não o exige. O referido anexo D da NBR 16690 afirma inclusive que a norma deveria ser revisada no futuro com a disponibilização comercial de dispositivos AFCI, o que já ocorre atualmente em 2022.

O atual RTAC do Inmetro também ainda não exige o AFCI no inversor, mas especifica (itens 5.4.7 e 5.4.8) que, caso existente, este deve detectar e/ou interromper o arco série em, no máximo, 2,5 s ou antes da energia do arco exceder 750 J, o que ocorrer primeiro. O RTAC, não prevê, contudo, algum ensaio visando comprovar que o AFCI atenda a estas especificações, que foram transcritas da norma norte-americana UL 1699B (UL, 2018).

A norma chinesa CGC/GF 175 (CGC/GF, 2020) é a que estabelece requisitos mais severos para AFCI em sistemas FV, mostrados na Tab. 1, na qual são previstos quatro níveis de AFCI, sendo que já existem inversores no mercado que atendem ao especificado para o nível L4, que é o mais exigente (o nível L1 equivale à UL 1699B).

Tabela 1 – Requisitos para AFCI em inversores fotovoltaicos, segundo a normalização chinesa (CGC & Huawei, 2020)

Nível	L1	L2	L3	L4
Distância de cabo	61 m	80 m	80 m (monofásico) 200 m (trifásico)	80 m (monofásico) 200 m (trifásico)
Energia do arco	750 J	650 J	600 J	500 J
Tempo de desconexão	2,5 seg	2,0 seg	1,5 seg	0,5 seg

**Arco elétrico à terra:** uma falha de isolamento entre o circuito do interno do módulo e a moldura metálica (geralmente aterrada), pode causar corrente de fuga, superaquecimento ou curto/arco elétrico à terra. Trata-se de uma condição que também pode ser resultado da degradação do módulo ao longo do seu tempo de exposição.

Para os módulos FV novos, o RTAC já exige os ensaios segundo a norma IEC 61215, o que inclui medidas de resistência de isolamento a seco (MQT 03) e úmido (MQT15) – Fig 5. Como critério de aceitação, em ambas as medidas, para módulos com área maior que 0,1 m<sup>2</sup>, a resistência elétrica multiplicada pela área do módulo deve ser  $\geq 40 \text{ M}\Omega \cdot \text{m}^2$ , e para módulos com área menor que 0,1 m<sup>2</sup> a resistência deve ser  $\geq 400 \text{ M}\Omega$  (item 5.1.3 do RTAC).

MQT 03	4.3	Insulation test	Test levels vary between 500 V minimum and $1,35 \times (2000 + 4 \times V_{\text{sys}})$ maximum depending on system voltage, module class, and presence of cemented joints. See MQT 03 procedure for further detail.
MQT 15	4.15	Wet leakage current test	Test voltage increase at a rate not exceeding 500 V/s to 500 V or the maximum system voltage for the module, whichever is greater. Maintain the voltage at this level for 2 min. Solution temperature is $(22 \pm 2) \text{ }^\circ\text{C}$ .

Figura 5 – Ensaios de resistência de isolamento de módulos FV, segundo a norma IEC 61215

Este tipo de arco elétrico é considerado de fácil detecção, por meio de dispositivos tipo supervisor de isolamento e DSCR (corrente diferencial-residual), atualmente também já incorporados internamente na maioria dos inversores e já exigidos no RTAC em vigor (itens 5.4.5 e 5.4.6), bem como na norma NBR 16690.

Por outro lado, a desconexão do circuito FV afetado pode eventualmente não extinguir um arco à terra, dependendo da forma de aterramento adotada (sistemas FV com aterramento funcional num dos polos).

Pode-se observar que o corpo de normas/regulamentos brasileiros não está alinhado em relação a este tema de detecção de falta/arco à terra, como será demonstrado no texto que se segue.

Segundo o item 5.4.5 do RTAC, o inversor deve indicar falta caso a supervisão de isolamento detecte uma resistência inferior ao valor obtido pela equação  $R = (V_{\text{maxcc}} / 30 \text{ mA}) \Omega$  entre todos os terminais da(s) porta(s) fotovoltaica(s) e a terra. A equação prevê uma corrente de fuga máxima de 30 mA, mas o parâmetro  $V_{\text{maxcc}}$  da fórmula não é especificado no RTAC.

Por sua vez, o item 5.4.6 do RTAC traz diversas especificações quanto à corrente diferencial residual na porta AC do inversor. É exigido um sistema de monitoramento da corrente residual na porta AC, que possua uma banda passante mínima de 2 kHz e que realize sua desconexão automática da rede, sem possibilidade de reconexão automática, quando a corrente de modo comum violar uma das seguintes condições:

- Quando a corrente eficaz de modo comum exceder 300 mA para inversores com potência inferior ou igual a 30 kVA, ou exceder 10 mA/kVA para inversores com potência superior a 30 kVA;
- Quando a corrente eficaz de modo comum apresentar variações repentinas de acordo com a Tab. 2.

Tabela 2 – Tempo máximo de desconexão para variações abruptas a corrente de modo comum (Inmetro, 2022)

Varição súbita da corrente de modo comum eficaz	Tempo máximo de desconexão da rede
30 mA	0,30 s
60 mA	0,15 s
150 mA	0,04 s

Ainda segundo o RTAC, a comprovação do atendimento às exigências dos citados itens 5.4.5 e 5.4.6 deve ser feita por meio dos ensaios previstos na norma IEC 62109-2.

Entretanto, observa-se que estas especificações do RTAC não estão completamente alinhadas àquelas presentes na norma NBR 16690 em vigor (norma de projeto de sistemas fotovoltaicos).

Pela NBR 16690 (item 5.7.3.1.1) a resistência de isolamento deve seguir a Tab. 3, que é referenciada à potência do arranjo fotovoltaico, enquanto a equação constante no RTAC (item 5.4.5) é referenciada ao parâmetro  $V_{maxcc}$ , que constitui um valor de tensão DC.

Tabela 3 – Valores mínimos de resistência de isolamento para detecção de baixa isolamento (ABNT, 2019)

Potência do arranjo FV (kW)	R mínimo (kΩ)
≤ 20	30
> 20 e ≤ 30	20
> 30 e ≤ 50	15
> 50 e ≤ 100	10
> 100 e ≤ 200	7
> 200 e ≤ 400	4
> 400 e ≤ 500	2
≥ 500	1
NOTA Recomenda-se que o valor mínimo de detecção de resistência de isolamento, sempre que possível, seja fixado em valores maiores que os valores mínimos especificados nesta Tabela. Um valor mais alto aumenta a segurança do sistema, detectando possíveis falhas antecipadamente.	

Quanto à corrente diferencial residual, as especificações da NBR16690 (item 5.7.3.1.2) coincidem com as do RTAC em relação aos valores máximos admitidos em função da potência do inversor, mas a NBR16690 especifica também um tempo de desconexão máximo de 0,3 s, o que não é mencionado no item 5.4.6 RTAC.

As especificações também diferem significativamente em relação às variações bruscas, pois a NBR 16690 menciona uma desconexão em 0,5 s caso haja uma variação de 100 mA, o que é bem menos severo do que as especificações do item 5.4.6 do RTAC, constantes na Tab. 1.

Um outro ponto de discordância entre a NBR 16690 e o RTAC diz respeito à reconexão quando da detecção de falhas de isolamento: o RTAC é mais severo ao não permitir a reconexão automática (item 5.4.6), enquanto a NBR 16690 admite a reconexão automática se as condições de resistência de isolamento e corrente diferencial-residual voltarem a valores permitidos.

Por sua vez, a norma NBR16274, para comissionamento e inspeção de sistemas fotovoltaicos, apresenta ainda outros diferentes requisitos quanto à detecção de problemas de isolamento em arranjos fotovoltaicos, não alinhados ao RTAC e nem à NBR 16690.

A NBR 16274 em seu item 5.2.3 também exige a presença de dispositivos supervisor de isolamento e detector de corrente diferencial-residual, estes de acordo com a norma IEC 60364-7-712.

Nas especificações de ensaios de comissionamento e inspeção de sistemas FV, a NBR 16274 especifica (item 6.7) que as medidas da resistência de isolamento do arranjo FV devem atender aos critérios de aprovação de acordo com a Tab. 4, na qual são apresentados valores de resistência muito superiores aos da NBR 16690 (ABNT, 2019), constantes na Tab. 3, muito embora esta comparação não seja direta, uma vez que a Tab. 4 é referenciada à tensão do sistema enquanto a Tab. 3 é referenciada à potência do arranjo. Uma vez que atualmente todos os sistemas FV operam em tensões DC superiores a 120 V, na prática, pela Tab. 4 sua resistência de isolamento terá de ser no mínimo 1 MΩ, de acordo com a NBR 16274. A NBR 16274 especifica também, em seu item 8.3, uma medida de isolamento úmido do

arranjo FV, sem que sejam claramente especificados os valores de resistência esperados, medida esta a ser feita principalmente se a medida a seco não for satisfatória.

Já o RTAC, com o uso de sua equação  $R = (V_{\max cc} / 30 \text{ mA}) \Omega$  é o documento que exige os valores mais restritivos para a resistência de isolamento, pois se considerarmos os valores de  $V_{\max cc}$  como 120 V e 500 V, extraídos da Tab. 4, obtemos resistências de isolamento de 4 M $\Omega$  e 16,7 M $\Omega$ , respectivamente.

Tabela 4 – Valores mínimos de resistência de isolamento (ABNT, 2014)

Método de ensaio	Tensão do sistema (V <sub>OC STC X 1,25</sub> )	Tensão de ensaio	Resistência de isolamento mínima
<b>Método de ensaio 1</b> Ensaio separado no positivo e no negativo do arranjo fotovoltaico	≤ 120 V	250V	0,5 M $\Omega$
	120 - 500 V	500 v	1 M $\Omega$
	> 500 V	1000 V	1 M $\Omega$
<b>Método de ensaio 2</b> Positivo e negativo do arranjo fotovoltaico em curto-circuito	≤ 120 V	250V	0,5 M $\Omega$
	120 - 500 V	500 v	1 M $\Omega$
	> 500 V	1000 V	1 M $\Omega$

### 2.3 Arco elétrico interno na caixa de conexão do módulo FV

Um superaquecimento na caixa de conexão de um módulo FV pode ser causado pelos seguintes problemas:

- diodos de *bypass* mal dimensionados
- dissipação térmica insuficiente
- mau contato, corrosão

O último caso, que implica em mau contato e/ou corrosão interna na caixa de junção também pode ser considerado como resultante de degradação do módulo FV ao longo do tempo e pode implicar num arco elétrico em série interno na caixa de junção e resultar em incêndio. Este arco elétrico em série na caixa de junção constitui um caso análogo ao arco interno no módulo já detalhado na seção 2.2, e que pode ser igualmente detectado e eliminado pelo dispositivo de proteção AFCI.

Já os dois primeiros casos são relacionados a superaquecimento nos diodos de *bypass*, o que é objeto do ensaio MQT 18 da norma IEC 61215, cujas especificações são transcritas na Fig. 6. O referido ensaio não é previsto no atual RTAC do Inmetro, e trata-se, outra vez, de um ensaio caro, para o qual a maioria dos laboratórios do país também não está preparada, por exigir a disponibilidade de uma câmara climática para o módulo FV.

MQT 18	4.18	Bypass diode thermal test	<p>MQT 18.1: Bypass diode thermal test: 1 h at <math>I_{sc}</math> and 75 °C 1 h at 1,25 times <math>I_{sc}</math> and 75 °C</p> <p>MQT 18.2: Bypass diode functionality test At 25 °C perform voltage and current measurements</p> <p>For bifacial modules, <math>I_{sc}</math> in the conditions above is that measured at elevated irradiance BSI.</p>
--------	------	---------------------------	---

Figura 6 – Ensaio térmico de diodos de *bypass*, segundo a norma IEC 61215 (IEC, 2021)

O superaquecimento na caixa de junção em um sistema FV em operação pode ser identificado por termografia, conforme recomendado pela norma ABNT 16274 para os ensaios de comissionamento e inspeção. Contudo, deve-se ressaltar que, no caso de módulos FV montados em telhados, a termografia da superfície traseira destes módulos pode não se mostrar viável.

O diodo de *bypass* é um componente essencial para a operação segura do módulo FV. Geralmente os módulos são dotados de 3 diodos, do tipo Schottky (baixa queda). Se um diodo de *bypass* é destruído, geralmente fica em estado de circuito aberto, o que implica em um risco de aparecimento de um arco elétrico em série. Além disso, com um diodo falhado, o módulo fica parcialmente sem proteção contra os *hotspots* (seção 2.1), aumentando assim significativamente seu risco de superaquecimento e incêndio.

### 2.4 Arcos elétricos na instalação DC

Arcos elétricos em série podem ocorrer em diversos pontos da instalação elétrica DC de um sistema FV, devido à presença de maus contatos. Um arranjo fotovoltaico geralmente implica em dezenas de conexões em série com conectores tipo MC4, os quais tem sido usados nos módulos FV, em caixas de junção e em inversores, e são causa frequente deste tipo de ocorrência (Fig. 7).

Vale lembrar que, quanto aos conectores MC4, existe a recomendação de utilizar sempre conectores de boa qualidade e de mesmo fabricante, uma vez que modelos de diferentes fabricantes podem não ser 100 % compatíveis.

Conexões usando diferentes combinações de conectores de vários fabricantes foram submetidas a ensaios em laboratório incluindo ciclos térmicos e exposição a calor e umidade, os quais demonstraram que várias das combinações apresentaram resistência de contato elevada ao final do processo (Muntwyler, 2016).

Apesar de, em tese, ser esta uma medida simples para prevenção contra incêndios, a citada recomendação de utilizar conectores sempre do mesmo fabricante é considerada polêmica, pois implica na necessidade de adquirir conectores de diferentes procedências para a montagem de uma instalação, uma vez que os fabricantes de módulos, inversores e caixas de junção podem adotar diferentes fornecedores. A identificação dos fabricantes dos conectores geralmente não é trivial. Além disso, a montagem dos conectores é uma operação crítica e recomenda-se utilizar ferramentas de montagem (crimpagem) de boa qualidade, indicadas pelo fabricante do conector, podendo também aqui haver necessidade de diferentes ferramentas para conectores de diferentes procedências. Com tudo isso, na prática, o custo e a complexidade da montagem do arranjo fotovoltaico ficam aumentados.

O arco elétrico em série em qualquer ponto da instalação constitui caso análogo ao arco interno no módulo FV, já detalhado na seção 2.2, e que pode ser detectado e eliminado pelo dispositivo de proteção AFCI. Igualmente, o problema também aqui pode ser detectado por meio de termografia, com a ressalva de que a termografia dos conectores pode não ser viável em sistemas montados em telhados.



Figura 7 – Conector MC4 danificado por superaquecimento/arco elétrico

Faltas/arcos elétricos à terra também podem ocorrer em diversos pontos da instalação DC de sistemas FV, devido a falhas de isolamento em condutores e conectores. Um possível exemplo desta situação é o isolamento de um condutor danificado por atrito com uma aresta metálica da estrutura. Outra vez, a condição pode também ser resultado da degradação dos materiais de isolamento de condutores e conectores ao longo do tempo. Trata-se de situação totalmente análoga ao arco elétrico à terra nos módulos FV, já descrita na seção 2.2., permanecendo todas as considerações lá apresentadas válidas também para este caso, cuja proteção é igualmente obtida por meio de dispositivos supervisores de isolamento e de corrente diferencial-residual.

## 2.5 Corrente reversa

A corrente reversa é uma corrente em sentido contrário da corrente de operação normal de um módulo FV, que pode ocorrer quando várias *strings* de módulos FV são conectadas em paralelo e a tensão de uma delas é inferior à das demais devido, por exemplo, a situações como: sombreamento, sujidades e *mismatch*, nas quais a *string* afetada passa a operar no quarto quadrante, transformando-se em carga para as demais e tornando-se assim sujeita a superaquecimento.

O ensaio de suportabilidade térmica de módulos FV à corrente reversa é previsto na norma IEC 61730 (IEC, 2016), a ser feito de acordo com a norma norte-americana UL 1703, segundo a qual o módulo deve ser submetido a uma corrente reversa correspondendo a 135% da  $I_{OCPR}$  por um período de duas horas, onde este parâmetro  $I_{OCPR}$  (*overcurrent protection rating*) é uma corrente que deve ser informada pelo fabricante do módulo.

A proteção contra sobrecorrente de *strings* e arranjos FV deve ser dimensionada conforme especifica o item 5.3 da norma NBR 16690, segundo o qual, a corrente  $I_{OCPR}$  deve servir de base para este dimensionamento. Como este é o parâmetro pelo qual os módulos são ensaiados pela IEC 61730, caso isso não seja feito no projeto da instalação elétrica, o módulo estará em risco de superaquecimento e incêndio na presença de correntes reversas superiores a  $I_{OCPR}$ . Cabe registrar que este parâmetro  $I_{OCPR}$  não é solicitado ao fabricante no PET-Planilha de Especificações Técnicas de módulos FV constante no RTAC, e que o supracitado ensaio de corrente reversa da norma IEC 61730 não é requerido pelo RTAC e não é feito no Brasil.

Em sistemas FV em operação, o problema de corrente reversa pode ser detectado por meio de termografia, na qual a *string* afetada aparecerá toda em temperatura superior às demais *strings* do arranjo.

## 3. ENSAIOS DE RESISTÊNCIA A FOGO PARA MÓDULOS FV

Para testar a resistência de módulos fotovoltaicos às diversas situações que podem resultar em incêndio, a norma IEC 61730 (IEC, 2016) prevê os ensaios mostrados na Fig. 8, sendo que nenhum deles é atualmente realizado no Brasil.

### Fire hazard tests

Test	Title	Referenced standards	Based on
			IEC 61215-2
MST 21	Temperature test	ANSI/UL 1703:2015	-
MST 22	Hot-spot endurance test	-	<b>MQT 09</b>
MST 23*	Fire test	-	National/Local code
MST 24	Ignitability test	ISO 11925-2	-
MST 25	Bypass diode thermal test	-	<b>MQT 18</b>
MST 26	Reverse current overload test	ANSI/UL 1703:2015	-

\* Fire tests are locally regulated and typically only required for building integrated or building added products, typically to verify their ability to resist fire from external sources.

Figura 8 – Ensaios de resistência a fogo para módulos fotovoltaicos (IEC, 2016)

Os ensaios MST 22 (*hot spot endurance test*), MST 25 (*bypass diode thermal test*) e MST 26 (*reverse current overload test*) já foram discutidos nas seções 2.1, 2.3 e 2.5, respectivamente. Os ensaios MST 22 e MST 25 correspondem respectivamente aos MQT 09 e MQT 18 da IEC 61215.

De acordo com a IEC 61730, o ensaio MST 23, de resistência do módulo FV a fogo, deve ser feito de acordo com regulamentações locais de cada país, sendo que, neste escopo, a norma, em seu Anexo B, informa um conjunto de regulamentações pertinentes de várias organizações (ISO, UL, ENV). O Brasil ainda não dispõe de regulamentação própria quanto a isso, e, portanto, esta deve ser estabelecida.

No caso dos EUA, o referido ensaio segue o especificado na norma UL 1703 (UL, 2015) e consiste em duas etapas (Figs. 10 e 11), denominadas, respectivamente, chama na superfície frontal (*spread of flame on top surface*) e tora de madeira em chamas na superfície frontal (*burning brand on top surface*). O módulo não é ensaiado como um componente isolado, mas sim associado a uma estrutura de fixação e um material de cobertura da edificação que são geralmente utilizados nas instalações. Cada ensaio prevê três classes: A, B e C, sendo a mais alta a classe A.

A Classe A do teste de espalhamento de chama na superfície frontal (*spread of flame on top surface*) implica em resistir por 10 min a uma chama na temperatura de  $760 \pm 28^\circ\text{C}$ , com velocidade do vento de  $5,4 \pm 0,2$  m/s ( $12 \pm 0,5$  mph), admitindo uma distância máxima de espalhamento da chama de 1,82 m (6'). A Classe B implica em resistir por 10 min com distância máxima de espalhamento da chama de 2,43 m (6'), e a Classe C em resistir por 4 min com espalhamento máximo de 3,96 m (13'). Um arranjo experimental é mostrado na Fig. 9. Para melhorar o desempenho do conjunto podem ser utilizados defletores de fogo (Fig. 9), mas caso a certificação seja feita com o uso de tais defletores, estes terão de fazer obrigatoriamente parte das instalações. Uma análise preliminar permite supor que o uso dos citados defletores de fogo na estrutura de fixação do arranjo FV prejudicará a circulação de ar sob o arranjo, resultando em uma temperatura de operação mais elevada para os módulos FV, sacrificando assim o desempenho em função da segurança.

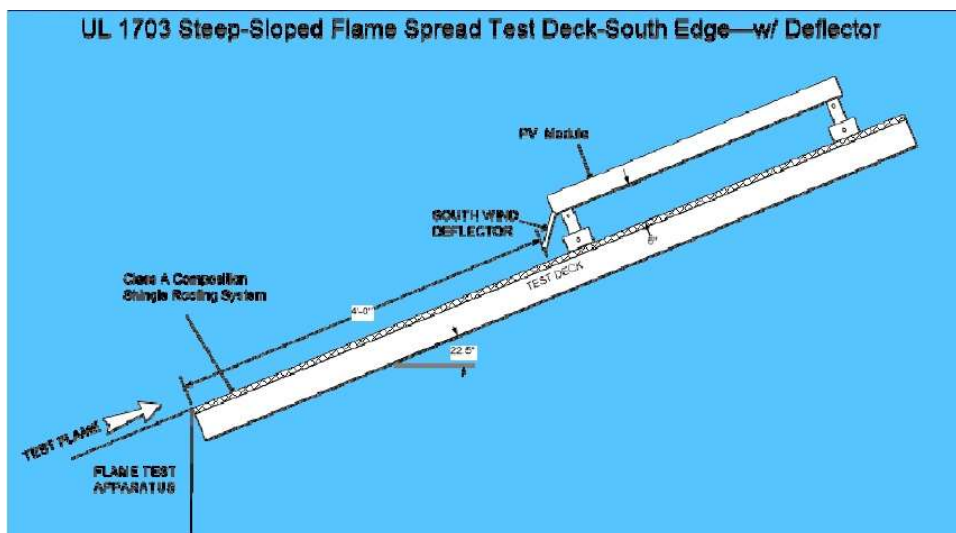


Figura 9 – Exemplo de arranjo experimental para o ensaio de MST 23 de resistência a fogo de um módulo FV - chama na superfície frontal (*spread of flame on top surface*), segundo a norma UL 1703

O ensaio de tora de madeira em chamas (*burning brand on top surface*) requer uma tora de dimensões 12" x 12" para classe A, 6" x 6" para a classe B e 1" x 1" para a classe C, sempre com a mesma velocidade do vento de  $5,4 \pm 0,2$  m/s ( $12 \pm 0,5$  mph). Neste ensaio, até o momento todos os módulos FV com *backsheet* polimérico atingem somente a classe C, sendo as classes A e B somente para módulos do tipo vidro-vidro.

Com base em suas características construtivas e nestes dois ensaios de resistência a fogo, os módulos FV são então classificados nos EUA em 15 tipos, conforme mostrado na Tab. 5.

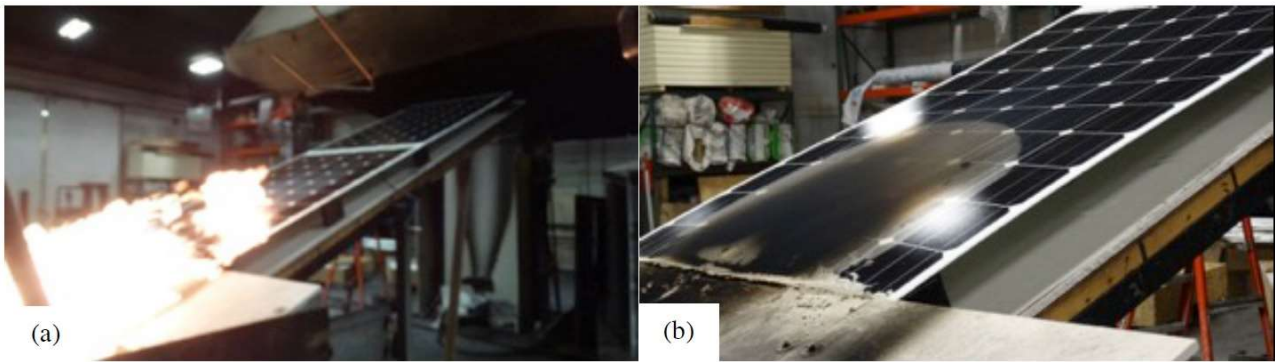


Figura 10 – Exemplo de ensaio MST 23 de resistência a fogo de um módulo FV na Classe A - chama na superfície frontal (*spread of flame on top surface*) por um período de 10 minutos: (a) ensaio e (b) resultado final; o ensaio não deve causar a ignição do módulo e nem liberação de material em fusão (WFCI, 2016)

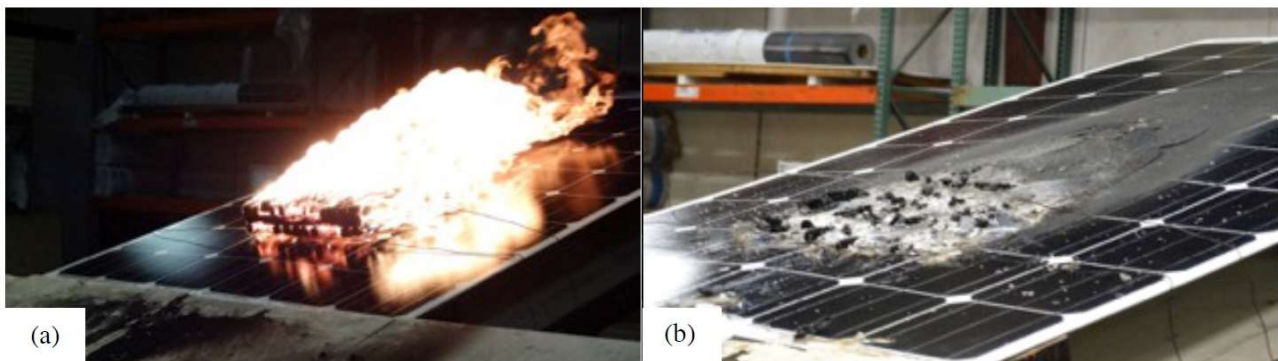


Figura 11 – Exemplo de ensaio MST 23 de resistência a fogo de um módulo FV na Classe A - tora de madeira em chamas na superfície frontal (*burning brand on top surface*): (a) ensaio e (b) resultado final; o ensaio não deve causar a ignição do módulo e nem liberação de material em fusão (WFCI, 2016)

Tabela 5 – Os 15 tipos de módulos FV a partir da classificação segundo a norma norte americana UL 1703 quanto à resistência a fogo.

Type	Glass	Frame	Encapsulant (Super/Cell)	Encapsulant (Cell/Sub)	Backsheet	Spread of Flame	Burning Brand
1	Thick	Metal	Thin	Thin	Thick Polymer	6 feet in 10 minutes	C Brand
2	Thick	Metal	Thin	Thin	Thin Polymer	6 feet in 10 minutes	C Brand
3	Thin	-	-	Thick	Glass	6 feet in 10 minutes	C Brand
4	Thick	Metal	Thin	Thin	Thick Polymer	13 feet in 4 minutes	C Brand
5	Thick	Metal	Thin	Thin	Thin Polymer	13 feet in 4 minutes	C Brand
6	Thin	-	-	Thick	Glass	13 feet in 4 minutes	C Brand
7	Thick	Metal	Thin	Thin	Thick Polymer	8 feet in 10 minutes	C Brand
8	Thick	Metal	Thin	Thin	Thin Polymer	8 feet in 10 minutes	C Brand
9	Thin	-	-	Thick	Glass	8 feet in 10 minutes	C Brand
10	Thin	-	-	Thick	Glass	6 feet in 10 minutes	B Brand
11	Thin	-	-	Thick	Glass	13 feet in 4 minutes	B Brand
12	Thin	-	-	Thick	Glass	8 feet in 10 minutes	B Brand
13	Thin	-	-	Thick	Glass	6 feet in 10 minutes	A Brand
14	Thin	-	-	Thick	Glass	13 feet in 4 minutes	A Brand
15	Thin	-	-	Thick	Glass	8 feet in 10 minutes	A Brand

#### 4. DISPOSITIVO DE DESCONEXÃO RÁPIDA

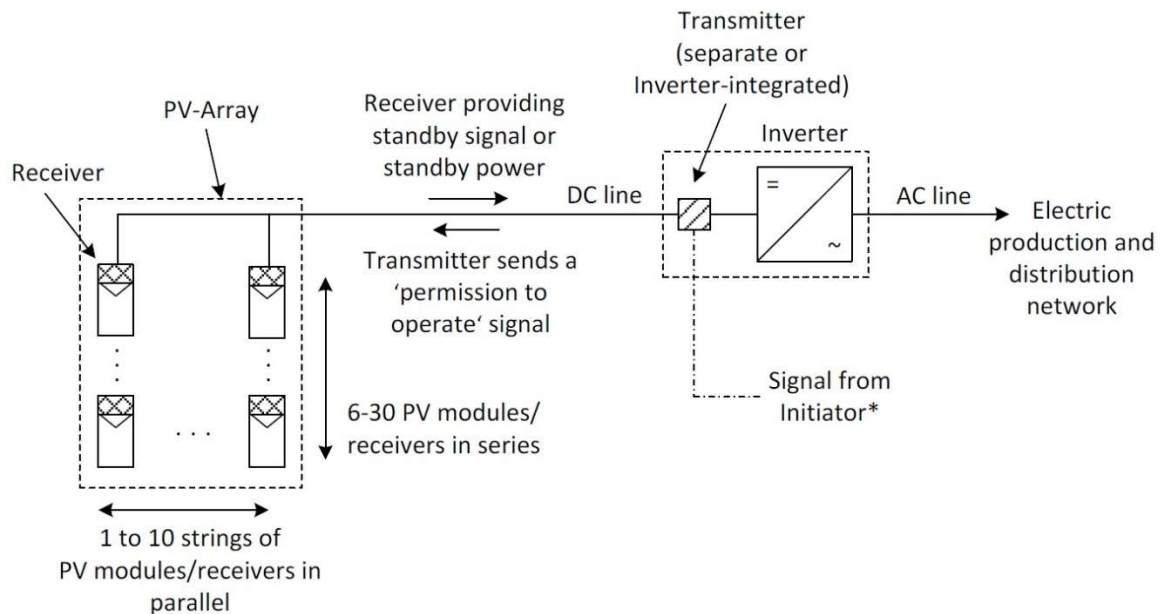
Chaves de desconexão dos sistemas fotovoltaicos, para uso dos bombeiros em caso de sinistro, são exigidas em diversos países, entre eles EUA, Austrália e Alemanha (IEA, 2017). Tais dispositivos, todavia, não se destinam primariamente à proteção do sistema fotovoltaico contra incêndio, mas sim à proteção pessoal de bombeiros combatendo o incêndio na edificação dotada do sistema fotovoltaico.

Nos EUA, um dispositivo de desconexão rápida (*rapid shutdown*) para sistemas fotovoltaicos é especificado pela norma NEC (NEC, 2020).

Segundo a NEC, o dispositivo deve ser acionado por uma chave manual facilmente acessível no exterior da edificação e, num prazo máximo de 30 seg após seu acionamento, o sistema fotovoltaico deve encontrar-se em uma condição segura. A NEC especifica que nesta condição segura a tensão entre quaisquer pontos do arranjo fotovoltaico ou destes à terra não pode exceder 80 V, e que a tensão no exterior do arranjo (entrada do inversor) não pode exceder 30 V.

No caso específico de plantas FV que adotam MLPE (*module level power electronics*) sejam microinversores ou otimizadores, o *rapid shutdown* de acordo com a primeira versão da NEC (datada de 2014) que lançou esta exigência, logo tornou-se comercialmente disponível nos produtos de alguns fabricantes e possivelmente pode ser facilmente incorporado nos demais. No caso dos microinversores, por exemplo, bastaria desenergizar os circuitos AC que conectam os microinversores e aterrar os respectivos condutores, para implementar o *rapid shutdown*.

Visando a implementação do *rapid shutdown* exigido pela NEC para sistemas FV dotados de inversores de *string*, foi especificado pela associação norte-americana SunSpec Alliance um protocolo aberto de comunicação, baseado num sistema PLC (*power line communication*) sobre os condutores DC do arranjo FV (Fig. 12).



\*All initiators defined in NEC 2017, art. 690.12 (C) 'Initiation Device' are permitted

Figura 12 – Sistema PLC para implementação do sistema de *rapid shutdown* em arranjos fotovoltaicos exigido pela norma NEC (SunSpec. 2021)

Segundo esta especificação (SunSpec. 2021), uma unidade transmissora, que pode ser externa ou integrada ao inversor, modula continuamente em FSK (*frequency shift keying*) um sinal digital (palavra de 11 bits) de “permissão para operar” sobre os condutores DC do arranjo fotovoltaico. Unidades eletrônicas receptoras, associadas a módulos FV individuais ou a *strings*, recebem os sinais do transmissor e permanecem em modo ativo, mantendo as respectivas saídas DC acionadas, gerando tensão e corrente. Caso o sinal da transmissora cesse ou seja recebido o comando de desligamento, a receptora desativa a saída do módulo/*string* entrando em modo *shutdown*, no qual as saídas são mantidas em níveis de tensão e corrente permitidos pela NEC 2020. O sinal da unidade transmissora deve ser capaz de operar com até 10 *strings* em paralelo, cada uma delas com até 60 módulos em série.

A especificação da SunSpec foi publicada em maio de 2021 e existem diversos laboratórios autorizados a efetuar ensaios de interoperabilidade para certificação dos equipamentos. Atualmente estão disponíveis inversores de grandes fabricantes dotados de unidades transmissoras certificados, além de unidades receptoras certificadas, num total de 14 linhas de produtos certificados. As unidades receptoras comercialmente disponíveis (Fig. 13) são apropriadas para fixação nos módulos FV e dotadas de conectores MC4 para conexão. Caso sejam usadas tais unidades, o número de conexões em série no arranjo FV fica aumentado, assim como o comprimento do cabeamento, criando assim mais pontos para possíveis problemas.

Esta tecnologia aumenta significativamente o custo e a complexidade do sistema fotovoltaico com a introdução de inúmeros dispositivos eletrônicos no arranjo fotovoltaico, implicando ainda em maior dificuldade (e maior custo) na manutenção.

Principalmente a unidade receptora tem de possuir alta confiabilidade para ser capaz de continuar a operar normalmente mesmo depois de muitos anos instalada em campo. Se apenas uma das unidades receptoras falhar, o requisito da NEC poderá não ser cumprido.



Figura 13 – Unidade receptora para sistema *rapid shutdown* NEC, para fixação em módulo fotovoltaico (fonte: sma-america.com)

Deve-se ressaltar que, caso o arranjo FV seja atingido pelo fogo, não pode ser garantido o estado seguro, mesmo que o sistema de *rapid shutdown* utilizado seja capaz de operar nesta condição, pois, conforme já mencionado, o isolamento das partes vivas pode ser destruído e permitir sua exposição e contato com a estrutura metálica de fixação do arranjo.

No Brasil, a Norma Regulamentadora Nº 10 do Ministério do Trabalho e Emprego (NR10, 2004), distingue entre a instalação desligada e a desenergizada. A instalação somente é considerada desenergizada e segura quando, além de desligada, forem efetuados procedimentos adicionais: o impedimento de religamento, a constatação de ausência de tensão por meio de instrumentação apropriada e o aterramento temporário de todas as partes condutoras. Sem que todo este procedimento seja seguido, a instalação não pode efetivamente ser tratada como desenergizada e deve ser tratada como uma instalação energizada. Assim, pode-se interpretar que, mesmo se dotado de um dispositivo de desconexão rápida, um arranjo fotovoltaico no Brasil terá de ser sempre tratado como instalação energizada, a não ser que o citado procedimento pudesse ser executado, o que não está claro ser viável com a tecnologia disponível, e certamente não seria o caso de bombeiros numa ação de combate a incêndio.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

Recomenda-se evitar investir em sistemas FV com base numa análise puramente econômica (R\$/W, LCOE etc.), mas levar em conta também o desempenho e, principalmente, a segurança, evitando ceder à pressão por redução de custos.

A observância da normalização e regulamentação constitui a melhor forma de prevenção de incêndios em sistemas fotovoltaicos. O dimensionamento dos condutores, proteções etc. deve ser baseado na norma NBR 16690. Deve-se utilizar somente componentes de alta qualidade, instalados de acordo com as recomendações dos fabricantes. Inversores e módulos FV devem ser etiquetados segundo o RTAC do Inmetro.

O comissionamento deve ser feito de acordo com a NBR 16274, e sempre incluir termografia e medidas de resistência de isolamento a seco e, se possível, também a úmido. Devem ser feitas verificações periódicas no mesmo teor.

Limpezas periódicas ajudam a eliminar as sujidades, cuja distribuição de forma desigual na superfície do arranjo pode dar origem a *hotspots*.

Embora isso não conste ainda na normalização/regulamentação brasileiras, recomenda-se sempre utilizar inversores dotados de dispositivo AFCI de proteção contra arcos elétricos em série.

Para o aprimoramento da regulamentação/normalização, pode-se citar as seguintes sugestões:

- exigência no RTAC e na normalização ABNT de proteção contra arco em série (AFCI) em inversores fotovoltaicos *on-grid* e inclusão do ensaio correspondente no RTAC, preferencialmente, adotando as especificações da norma chinesa CGC/GF 175:2020;
- especificação do ensaio nacional de resistência fogo de módulos FV, ensaio MST 23 da norma IEC 61730, e inclusão de exigência de deste ensaio no RTAC; como sugestão, este ensaio poderia ser o previsto na norma UL 1703;
- revisar e homogeneizar os requisitos de proteção contra arco/curto à terra por meio de dispositivos tipo supervisor de isolamento e DSCR (corrente diferencial-residual), presentes no RTAC e nas normas NBR 16690 e NBR 16274 (ver seção 2.2 do artigo);
- exigir na regulamentação/normalização um sistema de desconexão rápida dos sistemas FV para uso dos bombeiros em caso de sinistro, recomendando-se avaliar a possibilidade de adotar a especificação SunSpec.

## REFERÊNCIAS

- ABNT, 2019. ABNT NBR 16690. Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto. Primeira edição 03.10.2019. ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.
- ABNT, 2014. ABNT NBR 16274 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho. Primeira edição 06.03.2014 – Válida a partir de 06.04.2014. ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas.
- Bonomo, P., Saretta, E., Frontini, F., Caccivio, M., Bellenda, G., Manzini, G., Cancelliere, P., 2017. Fire Safety of PV Modules and Buildings: Overviews, Bottlenecks and Hints. 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Amsterdam, 2017.
- CGC/GF 175, 2020. CGC/GF 175:2020 "Technical Specifications for Arc Detection and Rapid Shutdown Performance Level Evaluation. General Certification Center. 2020. China.
- CGC, Huawei, 2020. Arc Fault Circuit Interrupter (AFCI) for PV Systems – Technical White Paper. China General Certification Center & Huawei Technologies Co., Ltd. August, 2020. China.
- IEA, 2017. Photovoltaics and Firefighters' Operations: Best Practices in Selected Countries. Report IEA-PVPS T12-09:2017. IEA Photovoltaic Power Systems Programme (PVPS). April 2017. IEA – International Energy Agency.
- IEC, 2016. IEC 61730-2 – Photovoltaic (PV) module safety qualification – Part 2: Requirements for testing. Edition 2.0 2016-08. IEC – International Electrotechnical Commission.
- IEC, 2021. IEC 61215-1 – Terrestrial photovoltaic (PV) modules – Design qualification and type approval – Part 1: Test requirements. Edition 2.0 2021-02. IEC – International Electrotechnical Commission.
- Inmetro, 2022. Regulamento Técnico da Qualidade e os Requisitos de Avaliação da Conformidade para Equipamentos de Geração, Condicionamento e Armazenamento de Energia Elétrica em Sistemas Fotovoltaicos. Portaria Nº 140, de 21 de março de 2022. Inmetro - Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia.
- Liciotti, C., Cancelliere, P., Cardinali, M., Puccia, V., 2014. Analysis of the Combustion Fumes and Gases Released during the Burning of Some C-Si PV Modules. 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Amsterdam, 2014.
- Liao, B., Yang, L., Ju, X., Peng, Y., 2021. Experimental investigation on thermal and toxic gas hazards of typical photovoltaic modules in fire. E3S Web of Conferences 269, 01015 (2021) - EEAPHS 2021. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202126901015>.
- Muntwyler, U., 2016. New Findings in Fire Prevention and Fire Fighting of PV Installations. 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Munich, 2016.
- NR10, 2004. NR10 – Norma Regulamentadora 10 – Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade. Ministério do Trabalho e Emprego, Portaria no 598, de 7/12/2004, publicada no Diário Oficial da União em 8/12/2004.
- NEC, 2020. National Electric Code. NFPA – National Fire Protection Association. 2020. EUA.
- SunSpec, 2021. Communication Signal for Rapid Shutdown SunSpec Interoperability Specification - Version 40. April 20, 2021. SunSpec Alliance. EUA. <https://sunspec.org/sunspec-rapid-shutdown-initiative/>
- UL, 2015. UL 1703 Standard for Flat-plate Photovoltaic Modules and Panels. 2015. UL – Underwriters Laboratory. USA.
- UL, 2018. UL1699B Photovoltaic(PV) DC Arc-Fault Circuit Protection. 2018. UL – Underwriters Laboratory. USA.
- VDE, 2108. DIN VDE 0132, Brandbekämpfung und Hilfeleistung im Bereich elektrischer Anlagen. Juli 2018. Verband der Elektrotechnik Elektronik und Informationstechnik e.V.)
- WFCI, 2016. Fire Testing of Photovoltaic Modules – Indicative testing conducted in accordance with the test methodology described in UL 1703. Western Fire Center, INC. Report issued: April 4, 2016.
- Wirth, H., Schneider, K., 2021. Recent Facts about Photovoltaics in Germany. Fraunhofer ISE. version of May 15, 2021. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/studies/recent-facts-about-pv-in-germany.html>

## RISKS AND FIRE PROTECTION MEASURES FOR PHOTOTOVOLTAIC SYSTEMS

**Abstract.** Fires originated in photovoltaic systems have been reported in several countries as the penetration of this energy generation technology increases in these countries. In some cases, the losses due to such occurrences are severe, let alone the risks of personal injuries. In Brazil, the number of pv systems in operation rises continually and now reached approximately 1.1 million, with a total installed power of 16,4 GW, so that the fires in pv systems also became a major concern for the stakeholders. The paper discusses the main causes reported for the fires, which constitute the occurrence electric arcs and hotspots, associated to the pv modules themselves or to the DC electric installations. Several requirements of international standards as well as national standards of some countries are discussed, in comparison with those required by current Brazilian standards and regulations. Some recommendation for improvement of Brazilian requirements are also presented.

**Keywords:** fires in pv systems, faults in pv systems, electric arcs