

ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA MONTADA NO SOLO

Índice

	Página
1.0 ESCOPO	3
1.1 Mudanças	3
2.0 RECOMENDAÇÕES PARA PREVENÇÃO DE PERDAS	3
2.1 Construção e localização	3
2.1.1 Geral	3
2.1.2 Vento	4
2.1.3 Granizo	5
2.1.4 Neve, chuva e gelo	5
2.1.5 Terremoto	6
2.1.6 Inundação	7
2.1.7 Incêndio	7
2.2 Proteção	7
2.2.1 Proteção elétrica	7
2.2.2 Proteção contra descargas atmosféricas e transientes	7
2.2.3 Incêndio	8
2.3 Equipamentos e processos	8
2.3.1 Riscos naturais	8
2.3.2 Elétricos	8
2.4 Operação e manutenção	8
2.5 Fator humano	11
2.5.1 Plano de preparação para incidentes e de resposta a emergências	11
2.5.2 Protocolos defensivos de retração de painéis em caso de queda de granizo	11
2.5.3 Trabalho a quente	11
2.6 Supervisão patrimonial	12
3.0 AJUDA PARA RECOMENDAÇÕES	12
3.1 Projeto de resistência ao vento de arranjos com sistema de rastreamento (eixo simples e duplo)	12
3.2 Granizo	13
3.3 Locais desérticos	13
3.4 Sísmicos	14
3.4.1 Projeto sísmico de estruturas e equipamentos típicos	14
3.4.2 Qualificação sísmica de equipamentos de subestações elétricas	15
3.4.3 Testes de desempenho sísmico de painéis fotovoltaicos em mesa vibratória	16
3.5 Incêndio	20
3.6 Falha à terra de corrente contínua (CC) em arranjos fotovoltaicos	20
3.8 Histórico de sinistros	21
3.8.1 Granizo	21
4.0 REFERÊNCIAS	21
4.1 FM	21
4.2 Outros	22
ANEXO A – GLOSSÁRIO DE TERMOS	22
ANEXO B – HISTÓRICO DE REVISÕES DO DOCUMENTO	24



ANEXO C – INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES	25
C.1 Geral	25
C.2 Tendências da energia solar fotovoltaica	25
C.3 Tipos de células fotovoltaicas	26
C.4 Tipos de sistemas fotovoltaicos	27
C.4.1 Painéis fotovoltaicos de placa plana	27
C.4.2 Sistemas concentradores.....	27
C.5 Estruturas de suporte	27
C.6 Balanço do sistema	27
C.6.1 Unidade de condicionamento de energia.....	27
C.6.2 Baterias.....	28
C.6.3 Outros dispositivos.....	28
ANEXO D – COLETA DE DADOS DE PROJETO SOLAR FOTOVOLTAICO MONTADO NO SOLO PARA PROJETO PARA VENTO E GRANIZO	28

Lista de figuras

Fig. 2.4.8.1.1-1. Sistema elétrico de CC para um arranjo fotovoltaico típico.....	9
Fig. 2.4.8.1.1-2. Sistema elétrico de CA para uma usina de energia solar fotovoltaica típica.....	10
Fig. 3.4.3.1-1. Espectro de resposta nominal alta e espectros de desempenho alto a 2% de amortecimento	16
Fig. 3.4.3.1-2. Espectro de resposta nominal moderada e espectros de desempenho moderado a 2% de amortecimento	17

Lista de tabelas

Tabela 2.1.3.1. Classificações mínimas de granizo para módulos fotovoltaicos.....	5
Tabela 2.4.8.2.1 Valores mínimos de resistência de isolamento do arranjo, de acordo com a norma IEC 62446, Grid Connected Photovoltaic Systems – Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests and Inspection.....	9
Tabela 3.3-1. Comparação das normas militar e IEC relativas a ensaios de poeira soprada	13
Tabela 3.3-2. Comparação das normas militar e IEC relativas a ensaios de poeira soprada	14
Tabela 3.4.2. Derivação dos níveis de qualificação sísmica da IEEE 693	15
Tabela C.2. Capacidade solar fotovoltaica instalada em todo o mundo.....	26

1.0 ESCOPO

Esta Norma Técnica de Prevenção de Perdas Patrimoniais apresenta diretrizes e recomendações para projeto, instalação e manutenção de sistemas fotovoltaicos montados no nível do solo. As recomendações abordam arranjos fotovoltaicos fixos e aqueles que incluem sistema de rastreamento para acompanhar a trajetória do sol. As tecnologias de geração de energia solar baseadas em sistemas fotovoltaicos instalados em telhados são abordadas na Norma Técnica 1-15, *Painéis Solares Fotovoltaicos Instalados em Coberturas de Edificações*. Os sistemas flutuantes de geração de energia solar não são abordados nesta norma técnica.

1.1 Mudanças

Outubro de 2024. Revisão intermediária. Foram adicionadas orientações melhoradas referentes a estratégias de recolhimento defensivo de painéis em caso de queda de granizo, tanto sob o ponto de vista de projeto quanto de protocolos para elemento humano.

2.0 RECOMENDAÇÕES PARA PREVENÇÃO DE PERDAS

2.1 Construção e localização

2.1.1 Geral

2.1.1.1 Siga as orientações da Norma Técnica 1-0, *Safeguards During Construction*, durante a construção e durante modificações.

2.1.1.2 Posicione e configure sistemas de energia elétrica de emergência e de reserva de acordo com a Norma Técnica 5-23, *Design and Protection for Emergency and Standby Power Systems*.

2.1.1.3 Posicione e configure todos os painéis solares de modo que estejam adequadamente separados de áreas de armazenamento de materiais combustíveis e de construções combustíveis, de acordo com a Norma Técnica 1-20, *Protection Against Exterior Fire Exposure*.

2.1.1.4 Posicione e configure transformadores de acordo com a Norma Técnica 5-4, *Transformers*.

2.1.1.5 Providencie separação física entre painéis fotovoltaicos e fontes externas de incêndio conforme recomendado para construção exposta incombustível, no caso de painéis bifaciais (vidro-vidro), e para construção exposta combustível, no caso de painéis monofaciais. As fontes externas de incêndio incluem transformadores (consulte a Norma Técnica 5-4) e sistemas de armazenagem de energia elétrica (consulte a Norma Técnica 5-33). Consulte o item 2.1.7.3 deste documento sobre a exposição a incêndios florestais.

2.1.1.6 Posicione e configure a subestação elétrica de acordo com a Norma Técnica 5-19, *Switchgear and Circuit Breakers*.

2.1.1.7 Construa edificações auxiliares (para painéis de distribuição elétrica, salas de controle etc.) como edificações à prova de fogo. Consulte a Norma Técnica 1-1, *Firesafe Building Construction and Materials*.

2.1.1.8 Projete a fundação de concreto da estrutura de suporte dos painéis de acordo com a norma ACI 318, *Building Code Requirements for Structural Concrete and Commentary*, ou com outra norma comparável fora dos Estados Unidos.

2.1.1.9 Consulte a Norma Técnica 10-6, *Arson and Other Incendiary Fires* para obter informações sobre proteção contra incêndios propositais.

2.1.1.10 Providencie uma via de acesso às instalações e também em torno do perímetro, com pelo menos 6,1 m (20 ft) de largura (ou conforme exigido pelos requisitos do código local) a fim de garantir acessibilidade para que viaturas de combate a incêndio possam se aproximar de um incêndio no parque solar. Quando o comprimento de fileiras exceder 180 m (600 ft), providencie vias de acesso adicionais em intervalos baseados no comprimento máximo das mangueiras do corpo de bombeiros. Consulte o corpo de bombeiros para determinar se é necessária uma zona intermediária entre a via de acesso e a margem externa do parque solar. Consulte também a Seção 2.1.6 sobre proteção contra inundação de vias de acesso e a Seção 2.1.7.3 sobre proteção contra incêndios florestais.

2.1.1.11 Documente os parâmetros de projeto e os relatórios de testes para granizo e vento. Consulte no Anexo D a lista de verificação de documentação mínima recomendada.

2.1.2 Vento

2.1.2.1 Devido ao potencial considerável de danos por pressão de vento e por detritos transportados pelo vento, evite instalar painéis solares montados no solo em regiões propensas a tempestades tropicais (como furacões, tufões e ciclones, conforme definido no Anexo A) e onde houver exposição a detritos grandes transportados pelo vento, conforme definido abaixo:

1. A presença de detritos grandes transportados pelo vento é provável quando a velocidade de projeto do vento é maior ou igual a 54 m/s (120 mph) ou quando ela está entre 49 m/s e 54 m/s (110 mph e 120 mph) e o local está a menos de 1,5 km do litoral. (Consulte também a Norma Técnica 1-28, *Wind Design*.)

2. A presença de pequenos detritos (cascalho) transportados pelo vento é provável quando a velocidade de projeto do vento é maior ou igual a 45 m/s (100 mph). Consulte a Norma Técnica 1-28 para ver a distância de separação de edificações que usam telhados de lastro.

2.1.2.2 Quando não for prático posicionar painéis solares fotovoltaicos montados no solo fora de uma região propensa a detritos transportados pelo vento (conforme descrito na Seção 2.1.2.1), isole os painéis desses possíveis detritos conforme definido na NT 1-28.

2.1.2.3 Arranjos com inclinação fixa

2.1.2.3.1 Projete de acordo com a norma ASCE 7-22, *Minimum Design Loads and Associated Criteria for Buildings and Other Structures*, ou faça testes de túnel de vento de camada limite atmosférica (BLWT) em modelos de arranjos para determinar os coeficientes de pressão de vento e os efeitos de sombreamento, quando isso for prático. Os testes BLWT devem ser realizados de acordo com a norma ASCE 49-21, *Wind Tunnel Testing for Buildings and Other Structures*.

2.1.2.3.2 Projete os painéis solares e sua fixação levando em conta as velocidades de vento, os fatores de importância e as exposições devido à rugosidade da superfície, conforme descrito na Norma Técnica 1-28, *Wind Design*, independentemente de sua localização. Use os coeficientes de pressão determinados na Seção 2.1.2.3.1. Use um fator de importância de 1,15. Normalmente, deve ser usada a Exposição C para instalações em áreas não costeiras. Use um fator de segurança de no mínimo 2,0 para todas as conexões. Use normas reconhecidas para estabelecer fatores de segurança de componentes individuais e modos de falha.

2.1.2.3.3 Não use painéis solares montados no solo com lastros.

2.1.2.4 Arranjos com sistemas de rastreamento (eixos simples e duplos)

2.1.2.4.1 Projete e instale o arranjo fotovoltaico com base em uma avaliação de cargas de vento e resistência estrutural feita por terceiros. Considere as cargas estáticas, dinâmicas e aeroelásticas apropriadas para o local de instalação.

2.1.2.4.2 Instale pelo menos dois anemômetros de cada lado do conjunto.

2.1.2.4.3 Os painéis móveis deve ser intertravados para que girem até a posição de recolhimento, caso qualquer anemômetro no local medir velocidades de vento 25% inferiores às velocidades determinadas como causadoras de instabilidade (galope torsional) nos ensaios de túnel de vento.

2.1.2.5 Estruturas fotovoltaicas elevadas (carports)

2.1.2.5.1 Baseie as cargas de vento para estruturas fotovoltaicas elevadas, como carports, em ensaios de túnel de vento ou cargas de vento prescritivas da norma ASCE 7-22 para os casos que representem a estrutura.

As cargas de vento prescritivas da norma ASCE 7-22 devem considerar o seguinte:

A. Para sistemas principais de resistência ao vento (MWFRS), como colunas e estruturas de telhado primárias e secundárias, em edificações abertas e com telhados monoinclinados com $\Theta \leq 45^\circ$, use a Figura 27.3-4 da norma ASCE 7-22.

B. Para módulos fotovoltaicos e suas conexões a estruturas de telhado de estruturas abertas e com telhados monoinclinados com $\Theta \leq 45^\circ$, use a Figura 30.5-1 da norma ASCE 7-22.

C. Quando a altura típica dos veículos abaixo de carports for $\leq 50\%$ da altura média do telhado (h), use os coeficientes de pressão para o fluxo de vento livre (desobstruído) abaixo do carport.

Dependendo de outros fatores relacionados ao vento, a resistência à pressão necessária com base nos coeficientes prescritivos para a Zona 3 e, em alguns casos, para a Zona 2, pode ser difícil de ser obtida com os módulos fotovoltaicos atualmente disponíveis, devido ao EWA menor e aos coeficientes de pressão mais altos associados. Nessas zonas de vento, considere a realização de ensaios de túnel de vento ou o uso de painéis em branco.

2.1.3 Granizo

2.1.3.1 Determine a zona propensa à queda de granizo e faça uma avaliação de risco de queda de granizo.

2.1.3.2 Use módulos fotovoltaicos que tenham as classificações de resistência a granizo recomendadas para regiões propensas a granizo, conforme definido na Norma Técnica 1-34, *Hail Damage*. Consulte a Tabela 2.1.3.1 e a Seção 3.2.

Os métodos de teste atuais para painéis solares montados no solo são os das normas ANSI/FM 4473 e UL 61730/IEC 61215. Ao usar esses métodos de teste, assegure que as condições de teste reflitam o diâmetro do granizo e a energia mínima de impacto indicados na Tabela 2.1.3.1.

Tabela 2.1.3.1. Classificações mínimas de granizo para módulos fotovoltaicos

Região propensa a granizo	Diâmetro mínimo equivalente de granizo (in)	Energia mínima de impacto (ft-lb)	Diâmetro mínimo equivalente de granizo (mm)	Energia mínima de impacto (j)
Granizo moderado	1,5	8	38	11
Granizo severo	1,75	14	44	19
Granizo muito severo	2,5	53	64	72

2.1.3.3 Com base na avaliação de risco, projete e construa arranjos fotovoltaicos de inclinação variável em zonas propensas a danos por granizo para permitir uma estratégia defensiva de recolhimento de painéis.

2.1.3.3.1 Projete os arranjos fotovoltaicos para suportar a maior carga de vento esperada na posição defensiva de retração contra granizo.

2.1.3.3.2 Automatize a retração contra granizo com base em alertas de um serviço confiável de previsões meteorológicas, 24 horas por dia, 7 dias por semana.

2.1.4 Neve, chuva e gelo

Use painéis solares e estruturas de suporte que suportem adequadamente a carga devido à neve, à sobrecarga de chuva sobre neve e ao acúmulo de gelo. Considere a resistência e rigidez dos painéis solares e das estruturas de suporte ao determinar a adequação para suportar cargas de neve, chuva e gelo. Siga as recomendações da Norma Técnica 1-54, *Roof Load for New Construction*, além do seguinte:

- Considere que o painel solar atua como um “telhado frio” para fins de acúmulo de neve e ao determinar o fator de inclinação C_s .
- Baseie a carga de neve na menor inclinação (mais próxima da posição horizontal) possível do painel solar. Use a inclinação de telhado da Norma Técnica 1-54, *Roof Load for New Construction* que mais se aproxime da menor inclinação do painel solar para determinar o fator de inclinação C_s .
- Se houver obstruções ou elementos que possam impedir ou dificultar que a neve deslize livremente para fora do painel solar (incluindo qualquer estrutura saliente do painel ou do hardware de montagem, ou neve suficientemente profunda no solo ou outra obstrução abaixo do painel), utilize a categoria “todas as outras superfícies” para determinar o C_s . Caso contrário, considere que a categoria “superfície escorregadia desobstruída” é representativa do painel solar. Se não estiver claro se alguma obstrução ou elemento pode impedir que a neve deslize livremente para fora do painel solar, considere que a categoria “todas as outras superfícies” é representativa do painel solar ao determinar o C_s .
- Aplique a sobrecarga devido a chuva sobre neve e as cargas devido à retenção de gelo conforme descrito na Norma Técnica 1-54, *Roof Load for New Construction*.

2.1.5 Terremoto

As recomendações a seguir são aplicáveis a instalações localizadas em zonas sísmicas de 50 a 500 anos, conforme definido pela FM, de acordo com a descrição da Norma Técnica 1-2, *Earthquakes*.

2.1.5.1 Siga as orientações sobre o local de instalação da Norma Técnica 1-2, *Earthquakes*.

2.1.5.2 Projete e construa todas as edificações e estruturas, fixações de equipamentos, estruturas de suporte e fundações, tanques, fixações de tubulação e elementos não estruturais para resistir a forças sísmicas de acordo com a Norma Técnica 1-2, *Earthquakes*, com os acréscimos indicados a seguir.

2.1.5.2.1 Atribua a categoria de risco III, no mínimo, a edificações que sejam críticas ou que abriguem equipamentos críticos para a operação contínua da instalação de geração de energia solar fotovoltaica, com um fator de importância sísmica resultante (I_e) de 1,25, de acordo com as Tabelas 1.5-1 e 1.5-2 da norma ASCE 7-10, *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*. Aumente as forças sísmicas de projeto usuais por um fator de I_e quando o código de edificações local for baseado na norma ASCE 7 ou por um fator equivalente quando o projeto for baseado em outra norma internacional.

2.1.5.2.2 Para equipamentos e seus suportes, tubulações e elementos não estruturais cujo funcionamento seja essencial para fins de segurança pessoal após um terremoto ou que sejam críticos para a operação contínua da instalação solar fotovoltaica, atribua um fator de importância sísmica de componentes (I_p) de 1,5, de acordo com a norma ASCE 7-10, Seção 13.1.3. Isso inclui as conexões, os suportes e a fixação de painéis fotovoltaicos, além de outros equipamentos elétricos críticos. Aumente as forças sísmicas de projeto usuais por um fator de I_p quando o código de edificações local for baseado na norma ASCE 7 ou por um fator equivalente quando o projeto for baseado em outra norma internacional.

2.1.5.2.3 Instale equipamentos em subestações elétricas que tenham sido qualificados por meio de testes e/ou análises, conforme exigido pela norma IEEE 693, *IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations*.

A. Para instalações em zonas sísmicas de 50 e 100 anos, conforme definido pela FM, use somente equipamentos em conformidade com a norma IEEE 693-05, Seção 8.3.1, "high seismic level".

B. Em zonas sísmicas de 250 e 500 anos, conforme definido pela FM, use somente equipamentos em conformidade, no mínimo, com a norma IEEE 693-05, Seção 8.3.2, "moderate seismic level".

2.1.5.2.4 Instale painéis fotovoltaicos e suportes certificados pela FM Approvals. Além disso, qualifique painéis fotovoltaicos e suportes usando testes de nível de desempenho em mesa vibratória triaxial com histórico de tempo, de acordo com a norma IEEE 693-05, considerando um valor máximo de amortecimento de 2%. Use espectros de nível de desempenho que sejam o dobro dos espectros de resposta requeridos (RRS), quando o teste em mesa vibratória for realizado usando suportes dinamicamente equivalentes aos suportes de serviço, ou quatro vezes o RRS quando os suportes testados não forem dinamicamente equivalentes aos suportes de serviço.

A. Para instalações localizadas em zonas sísmicas de 50 e 100 anos, conforme definido pela FM, use somente painéis fotovoltaicos e sistemas de suporte em conformidade com a norma IEEE 693-05, Seção 8.4.1.1, "high performance level".

B. Em zonas sísmicas de 250 e 500 anos, conforme definido pela FM, use somente painéis fotovoltaicos e sistemas de suporte em conformidade, no mínimo, com a norma IEEE 693-05, Seção 8.4.1.2, "moderate performance level". Consulte a Seção 3.4 para informações adicionais.

2.1.5.2.5 Posicione os suportes de painéis solares fotovoltaicos diretamente sobre o solo. Não instale suportes de painéis fotovoltaicos dentro de ou sobre edificações ou outras estruturas, a menos que testes adicionais em mesa vibratória tenham confirmado a adequação dos painéis.

2.1.5.2.6 Com base nos resultados dos testes em mesa vibratória, proteja quaisquer pontos de desgaste para minimizar a abrasão da fiação e dos componentes. Além disso, forneça folga e flexibilidade suficientes nos cabos elétricos e outras conexões entre os painéis fotovoltaicos para acomodar o movimento diferencial total esperado durante um terremoto.

2.1.6 Inundação

2.1.6.1 Siga as recomendações da Norma Técnica 1-40, *Inundação*, com relação à potencial exposição a inundação, incluindo águas de rios, costeiras ou escoamento superficial, conforme aplicável. Sempre que possível, posicione os equipamentos de maneira que fiquem 0,3 m a 0,6 m (1 ft a 2 ft) acima do intervalo médio de recorrência de 500 anos e direcione o escoamento de água para evitar a erosão do solo, que pode desestabilizar o equipamento e as estruturas de suporte. Se a elevação não for viável, estabeleça proteções contra inundação temporárias, de acordo com a Norma Técnica 1-40.

2.1.2.6.2 Eleve vias de acesso de maneira que fiquem 0,3 m a 0,6 m (1 ft a 2 ft) acima do intervalo médio de recorrência de 500 anos ao redor do parque solar para garantir acessibilidade para manutenção e reparos após uma inundação.

2.1.7 Incêndio

2.1.7.1 Não use sistemas solares fotovoltaicos que contenham espuma plástica, como poliestireno expandido extrudado, a menos que sejam especificamente certificados pela FM Approvals para exposição a incêndios externos. Consulte também a Seção 2.1.1.5.

2.1.7.2 Instale painéis classificados como Classe A ou B conforme o teste de propagação de chamas e como Classe A ou B conforme o teste de partícula incandescente, quando os testes forem feitos de acordo com a norma ASTM E108, *Standard Test Methods for Fire Tests of Roof Coverings*.

2.1.7.3 Providencie distanciamento e proteção contra incêndios florestais adequados de acordo com a Norma Técnica 9-19, *Wildland Fire*, e distanciamento de armazenagens externas combustíveis ou de edificações adjacentes com proteção inadequada de acordo com a Norma Técnica 1-20, *Protection Against Exterior Fire Exposure*.

2.1.7.4 Quando os parques solares estiverem localizados em áreas com vegetação, assegure que haja irrigação adequada para evitar que a vegetação se torne um risco de incêndio.

2.1.7.4.1 Quando não for prático irrigar a vegetação, controle seu crescimento (por exemplo, aparando, podando ou aplicando herbicidas) para evitar que ultrapasse 150 mm (6 in) de altura. A altura de 150 mm (6 in) é uma regra prática para evitar que a vegetação se torne um risco de incêndio contínuo.

2.1.7.4.2 Quando a vegetação for aparada ou podada para controlar seu crescimento, remova as aparas da área para que não representem um risco de incêndio contínuo.

2.2 Proteção

2.2.1 Proteção elétrica

2.2.1.1 Sistema de arranjo fotovoltaico e inversor

2.2.1.1.1 Providencie proteção contra falha à terra de corrente contínua (CC) para arranjos aterrados.

2.2.1.1.2 Providencie proteção contra sobrecorrente nos lados de corrente alternada (CA) e corrente contínua (CC) do inversor contra curtos-circuitos e sobrecarga.

2.2.1.1.3 Providencie proteção contra sobretensão e subtensão nos lados de CA e CC do inversor.

2.2.1.1.4 Instale relés de sobrefrequência e subfrequência nos lados de CA do inversor.

2.2.1.1.5 Instale uma chave seccionadora na saída de todas as caixas combinadoras.

2.2.1.2 Providencie proteção elétrica para os transformadores da subestação de acordo com a Norma Técnica 5-4, *Transformers*.

2.2.2 Proteção contra descargas atmosféricas e transientes

2.2.2.1 Instale dispositivos de proteção contra surtos para o inversor nos lados de CC e CA.

2.2.2.2 Providencie supressão de sobretensão transiente para os sistemas eletrônicos de potência, controle e comunicação.

2.2.2.3 Providencie proteção contra descargas atmosféricas e contra surtos para equipamentos e sistemas elétricos na subestação da instalação fotovoltaica de acordo com a Norma Técnica 5-11, *Lightning and Surge Protection for Electrical Systems*.

2.2.3 Incêndio

2.2.3.1 Proteja transformadores a óleo de acordo com a Norma Técnica 5-4, *Transformers*.

2.2.3.2 Proteja sistemas de energia elétrica de emergência e de reserva de acordo com a Norma Técnica 5-23, *Design and Protection for Emergency and Standby Power Systems*.

2.3 Equipamentos e processos

2.3.1 Riscos naturais

O projeto do sistema deve prever meios para proteger os painéis contra abrasão durante períodos com excesso de pó, terra, areia e entulhos transportados pelo vento.

2.3.2 Elétricos

2.3.2.1 Providencie um nobreak de emergência para o sistema de controle dos painéis solares se a perda desse sistema representar uma condição perigosa. Como alternativa, instale um sistema à prova de falhas que coloque os painéis em uma posição segura em caso de perda de energia elétrica.

2.3.2.2 Providencie um suprimento de energia elétrica alternativo para o sistema de controle dos painéis solares se for crítico movimentá-los para uma posição segura durante um vendaval ou uma tempestade de granizo.

2.3.2.3 Quando houver energia elétrica de emergência e de reserva instalada para equipamentos e sistemas, configure-a de acordo com a Norma Técnica 5-23, *Lightning and Surge Protection for Electrical Systems*.

2.4 Operação e manutenção

2.4.1 Faça testes de comissionamento para estabelecer o desempenho referencial do parque solar.

2.4.2 Consulte a Norma Técnica 9-0, *Integridade de Ativos*, para obter recomendações gerais sobre o estabelecimento de um programa de integridade de ativos, incluindo programas de manutenção e inspeção de equipamentos e sistemas.

2.4.3 Faça a manutenção de todos os equipamentos do sistema solar fotovoltaico de acordo com as recomendações dos fabricantes.

2.4.4 Verifique todos os equipamentos quanto a danos ou manutenção necessária após condições severas de vento, granizo ou neve.

2.4.5 Teste sistemas solares fotovoltaicos que possuam painéis móveis intertravados com anemômetros pelo menos uma vez por ano. Faça esses testes antes do início da temporada de tempestades tropicais, todos os anos. Verifique se o anemômetro inicia o desligamento à velocidade do vento apropriada, que não deve exceder 15 m/s (35 mph), e se os painéis giram para a posição de bloqueio pretendida (normalmente, na horizontal) em que estariam antes de um vendaval.

2.4.6 Inspeccione arranjos de painéis solares pelo menos uma vez por ano para assegurar que as conexões entre os painéis e os sistemas de suporte não tenham se soltado nem sido corroídas, que os blocos de concreto do pavimento não tenham se deteriorado e que não haja danos causados por expansão e contração devido a mudanças de temperatura. Aperte as conexões e substitua os materiais corroídos ou deteriorados, quando necessário.

2.4.7 Teste e faça manutenção de sistemas de energia elétrica de emergência de acordo com a Norma Técnica 5-23, *Lightning and Surge Protection for Electrical Systems*.

2.4.8 Teste, inspeccione e faça a manutenção de equipamentos de detecção de incêndio e proteção contra incêndio de acordo com as Normas Técnicas 2-81, *Inspeção, Teste e Manutenção de Sistemas de Proteção contra Incêndio*, 5-4, *Transformers*, e 5-48, *Automatic Fire Detection*.

2.4.8 Manutenção de componentes elétricos

2.4.8.1 Geral

2.4.8.1.1 A Figura 2.4.8.1.1-1 mostra um sistema elétrico de CC típico para um arranjo fotovoltaico.

A Figura 2.4.8.1.1-2 mostra um sistema elétrico de CA típico para uma grande instalação solar fotovoltaica, que é composta por muitos arranjos fotovoltaicos.

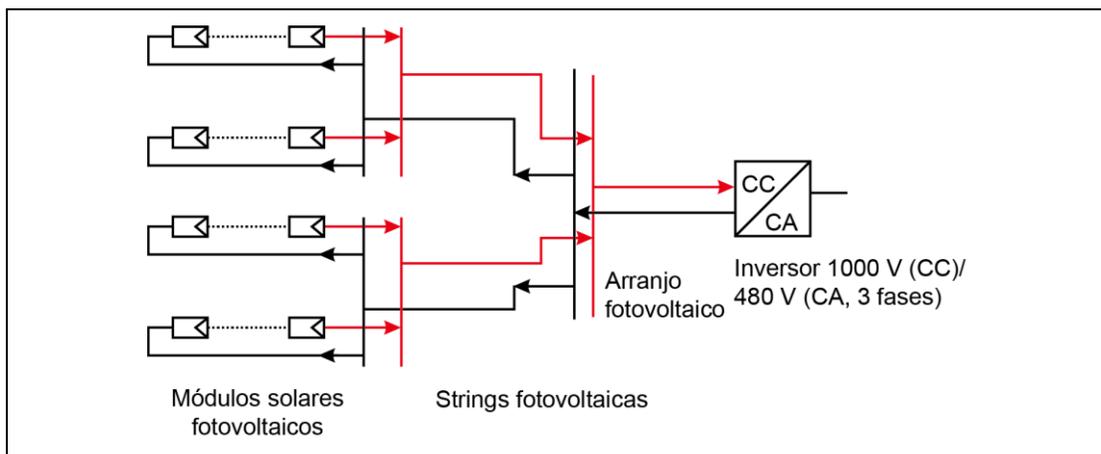


Fig. 2.4.8.1.1-1. Sistema elétrico de CC para um arranjo fotovoltaico típico

2.4.8.1.2 Faça inspeções visuais e termográficas de todos os componentes elétricos do sistema fotovoltaico, incluindo caixas de junção, inversores e circuitos de alimentação, de acordo com a Norma Técnica 5-20, *Electrical Testing*.

2.4.8.2 Cabos de arranjos e de strings

2.4.8.2.1 Faça testes periódicos de resistência de isolamento do arranjo fotovoltaico. Baseie a frequência dos testes nas condições das instalações e na experiência de manutenção. Como regra geral, faça os testes a cada três anos. Assegure que a resistência de isolamento mínima medida com a tensão de teste aplicável esteja de acordo com o especificado na Tabela 2.4.8.2.1.

Tabela 2.4.8.2.1 Valores mínimos de resistência de isolamento do arranjo, de acordo com a norma IEC 62446, *Grid Connected Photovoltaic Systems – Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests and Inspection*

Tensão do arranjo (V)	Tensão de teste (V)	Resistência de isolamento mínima (MΩ)
120	250	0,5
120-500	500	1
> 500	1000	1

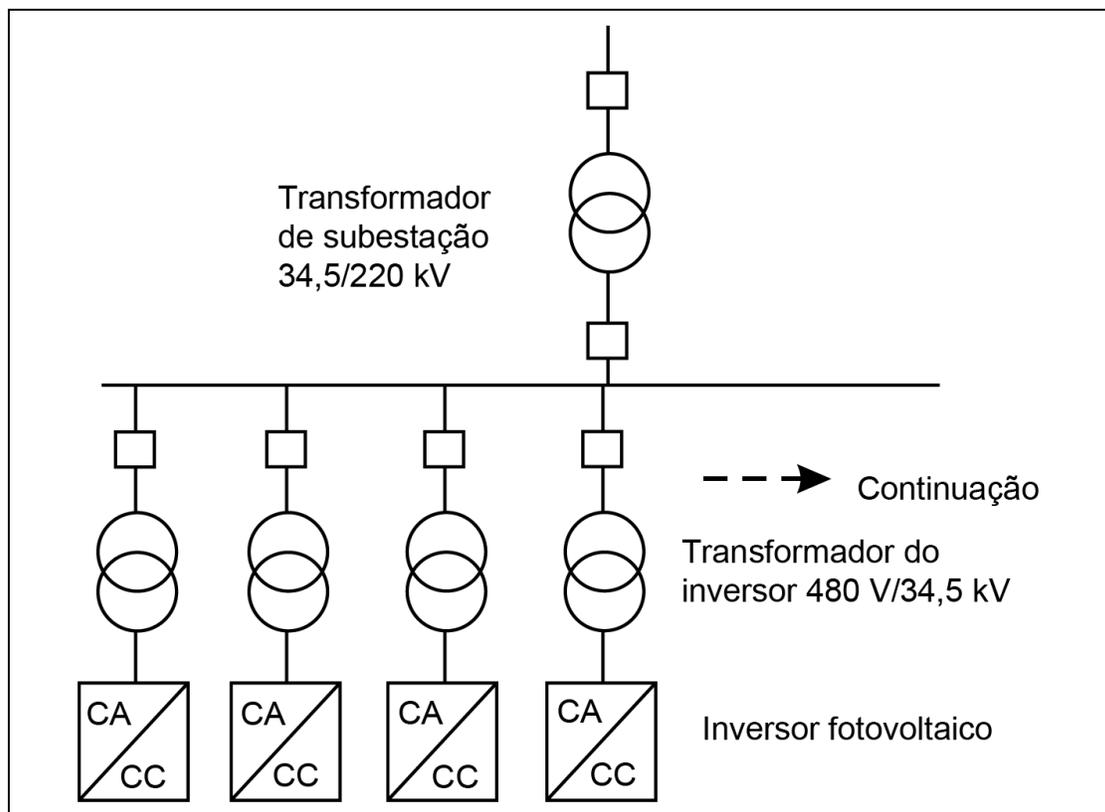


Fig. 2.4.8.1.1-2. Sistema elétrico de CA para uma usina de energia solar fotovoltaica típica

2.4.8.2.2 Faça testes periódicos de tensão de circuito aberto e corrente da string fotovoltaica (testes de curto-circuito ou de corrente operacional). Compare o valor medido com o valor esperado para sistemas com várias strings idênticas e nos quais haja condições estáveis de irradiância. Quando houver condições estáveis de irradiância, compare as medições de corrente ou tensão de circuito aberto nos strings individuais para assegurar que a variação seja no máximo de 5% entre elas.

2.4.8.3 Inversores

2.4.8.3.1 Faça inspeções e testes periódicos de acordo com as especificações do fabricante para assegurar a operação correta dos inversores.

2.4.8.3.2 Meça periodicamente a resistência de contato de todas as conexões parafusadas e compare-a aos valores de conexões similares. A frequência dos testes dependerá das condições das instalações e da experiência de manutenção. Como regra geral, faça os testes a cada três anos.

2.4.8.4 Transformadores e painéis de distribuição

2.4.8.4.1 Teste e inspecione transformadores e painéis de distribuição de acordo com a Norma Técnica 5-20, *Electrical Testing*.

2.4.8.5 Sistemas de descarga atmosférica e de aterramento

2.4.8.5.1 Teste os supressores de surto de acordo com a Norma Técnica 5-19, *Switchgear and Circuit Breakers*.

2.4.8.5.2 Inspeção e teste periodicamente os sistemas de aterramento e continuidade elétrica. Baseie a frequência dos testes nas condições das instalações. Como regra geral, durante os testes elétricos periódicos, inspecione os sistemas de aterramento e de continuidade elétrica quanto a danos. Além disso, meça a impedância de aterramento e verifique a continuidade a cada 5 a 10 anos.

2.4.8.6 Subestação da usina de energia fotovoltaica

2.4.8.6.1 Faça manutenção e testes periodicamente nos transformadores da subestação de acordo com a Norma Técnica 5-4, *Transformers*.

2.4.8.6.2 Faça manutenção e testes dos painéis de distribuição e relés de proteção da subestação de acordo com a Norma Técnica 5-19, *Switchgear and Circuit Breakers*.

2.5 Fator humano

2.5.1 Plano de preparação para incidentes e de resposta a emergências

2.5.1.1 Planeje e institua um plano de resposta a emergências de acordo com a Norma Técnica 10-1, *Plano de Preparação para Incidentes e de Resposta a Emergências*.

2.5.1.2 Inclua possíveis cenários de incêndio no plano de resposta a emergências, de acordo com a Norma Técnica 10-1, *Plano de Preparação para Incidentes e de Resposta a Emergências*. Devido à localização remota das instalações de energia solar, a resposta do corpo de bombeiros pode ser demorada. Portanto, o planejamento de preparação para incidentes junto ao corpo de bombeiros é fundamental.

2.5.1.2.1 Organize e prepare procedimentos documentados para agilizar o acesso e a resposta a emergências em eventos como incêndios. Prepare esquemas para orientar os socorristas e indicar a localização das rotas de acesso em toda a instalação.

2.5.1.2.2 Treine e autorize pessoal designado a atuar como contato com o corpo de bombeiros.

2.5.1.2.3 Forneça ao corpo de bombeiros informações suficientes sobre os riscos de incêndio e os procedimentos de resposta para ajudá-los nas operações de combate a incêndio. Documente essas informações no plano de preparação para incidentes com o corpo de bombeiros.

2.5.2 Protocolos defensivos de retração de painéis em caso de queda de granizo

2.5.2.1 Desenvolva procedimentos de retração de painéis e de alerta em caso de granizo para arranjos fotovoltaicos com inclinação variável.

2.5.2.2 Contrate uma empresa conceituada de previsões meteorológicas. Providencie para que a empresa de previsões meteorológicas avise os operadores com antecedência de 72, 48 e 24 horas sobre possíveis eventos de queda de granizo.

2.5.2.3 Desenvolva procedimentos e treine operadores e pessoal nas instalações para iniciar a retração de painéis em caso de granizo a qualquer hora do dia ou da noite, com base nos alertas do serviço meteorológico. A retração dos painéis em caso de granizo deve ser iniciada pelo menos 30 minutos antes que a tempestade de granizo atinja o perímetro do parque solar, mais o tempo necessário para que os sistemas de rastreamento alcancem a posição máxima de retração defensiva e que seja confirmada se a retração foi feita.

2.5.2.4 Periodicamente, e pelo menos uma vez por trimestre, teste e valide os protocolos de retração de painéis em caso de granizo para assegurar a resposta adequada e a operação funcional dos sistemas de rastreamento. Documente os resultados dos testes para fazer a análise de tendências.

2.5.2.5 Retraia os módulos fotovoltaicos até o ângulo máximo permissível pela velocidade de projeto de vento, para afastá-los da direção predominante de aproximação da tempestade de granizo:

- Parques solares em construção (antes da energização e do comissionamento).
- Parques operacionais entre o pôr e o nascer do sol.

2.5.2.6 Para locais em construção, implemente protocolos de retração para os blocos que já foram comissionados e geram energia elétrica.

2.5.3 Trabalho a quente

2.5.3.1 Estabeleça um programa de autorização e supervisão para trabalhos a quente de acordo com a Norma Técnica 10-3, *Gerenciamento de Trabalhos a Quente*.

2.6 Supervisão patrimonial

Providencie proteção contra possíveis roubos ou vandalismo. Isso pode incluir, entre outras, qualquer uma das medidas a seguir: uso de cercas de segurança, iluminação externa, presença constante de pessoal e serviço de segurança. O nível de proteção necessário varia de acordo com o valor da instalação. Para mais informações, consulte a Norma Técnica 9-1, *Supervision of Property*.

3.0 AJUDA PARA RECOMENDAÇÕES

3.1 Projeto de resistência ao vento de arranjos com sistema de rastreamento (eixo simples e duplo)

Os arranjos com sistema de rastreamento são projetados para que os módulos acompanhem a posição do sol no céu. Isso maximiza o ângulo de recepção da radiação solar pelos módulos e, conseqüentemente, a geração de energia elétrica do sistema. Os sistemas de rastreamento podem ser de eixo simples ou duplo, e podem ser ativos ou passivos. Um rastreador de eixo simples movimenta os módulos em um só eixo de movimentação, geralmente alinhado à orientação norte-sul de forma a se movimentar em arco, de leste a oeste, e acompanhar o sol à medida que ele nasce e se põe. Um rastreador de eixo duplo permite que os módulos se movimentem em dois eixos, alinhados às orientações norte-sul e leste-oeste, o que permite o ângulo máximo de orientação do módulo ao longo de todo o ano. Os rastreadores solares ativos usam um sistema de rastreamento motorizado alimentado pelo arranjo fotovoltaico. Os rastreadores solares passivos se movimentam usando o calor do sol para expandir e contrair um sistema gasoso de movimentação mecânica. Os sistemas de acionamento de cada sistema de rastreamento têm temperaturas operacionais, limites de alcance, precisão de rastreamento e necessidades de consumo de energia variáveis.

Ventos fortes podem sujeitar os sistemas de rastreamento a vibração excessiva, torção e/ou desequilíbrio de carga. Se o rastreador se defletir significativamente, as cargas de vento mudarão conforme a forma do rastreador mudar. Essa deflexão aeroelástica pode levar a um forte aumento intermitente das cargas de vento, o que pode resultar em movimentação, instabilidade ou excitação modal significativas. A movimentação do sistema de rastreamento também pode alterar os padrões de fluxo de vento ao redor do rastreador, o que, por sua vez, altera as cargas de vento para as unidades subsequentes ou adjacentes.

Use testes de túnel de vento, conforme descrito nas normas ASCE 7-22 e ASCE 49-21, para obter os coeficientes de sustentação e arrasto, e os coeficientes de momento apropriados para módulos, seções de fileiras, pilares, tubos de torque e sistemas de acionamento. Os coeficientes utilizados devem considerar todo o intervalo de ângulos de inclinação e os piores cenários de direção do vento. Esses coeficientes são levados em conta na configuração do rastreador no estado estático.

Os rastreadores também podem se deslocar quando uma carga é aplicada e oscilar quando a carga é removida. As oscilações do sistema de montagem podem aumentar a carga de vento acima das cargas estáticas medidas no ensaio de túnel de vento. Esses fatores de carga de amplificação dinâmica incluem, mas não se limitam à torção sobre o eixo de rotação, à deflexão dos pilares na direção leste-oeste e à ondulação da fileira de módulos. Os fatores de amplificação variam de acordo com a área de influência e as condições de carga do arranjo. Esses fatores devem ser incluídos no projeto de resistência.

Se o rastreador defletir significativamente (por exemplo, mais de 10 graus de torção além da posição nominal), as cargas de vento no rastreador provavelmente mudarão, uma vez que o formato do rastreador foi alterado. Essa deflexão aeroelástica pode levar a um forte aumento intermitente das cargas de vento, resultando em movimentação, instabilidade ou excitação modal significativamente maiores do que o previsto pelos fatores de amplificação dinâmica. A instabilidade e a alta deflexão em movimento em estado limite podem ser capturadas com um modelo aeroelástico do sistema de rastreamento.

Cada sistema tem suas características exclusivas, e esta norma não tem a intenção de abranger todas as variáveis de amplificação de carga ou projeto aeroelástico. Os fatores de amplificação dinâmica, bem como as deflexões nos vários cenários de carga, são obtidos a partir de testes de rastreadores em escala real. É necessária uma avaliação de terceiros para todas as cargas de vento previstas, incluindo cargas estáticas, dinâmicas e aeroelásticas em toda a gama de ângulos de inclinação de rastreadores e direções de vento.

Para todos os sistemas, deve ser fornecida uma descrição da estratégia de retração em condições de vento severo.

3.2 Granizo

Granizo com 64 mm (2,5 in) de diâmetro têm aproximadamente o dobro da energia de impacto das bolas de gelo com 51 mm (2 in) de diâmetro utilizadas para obter uma classificação nominal de Classe 4 pela norma ANSI/FM 4473, ao passo que granizo com 76 mm (3 in) de diâmetro têm aproximadamente 4,5 vezes a energia de impacto das bolas de gelo com 51 mm (2 in) de diâmetro. Consulte a Norma Técnica 1-34, *Hail Damage*, para verificar a energia de impacto de granizo de outros tamanhos.

3.3 Locais desérticos

Se os painéis solares forem destinados a um ambiente desértico, pode haver uma grande quantidade de areia fina e grânulos. Os painéis solares destinados a locais desérticos devem ser testados de acordo com a norma MIL-STD-810H, Test Method Standard for Environmental Engineering Considerations and Laboratory Tests, e o Test Method 510.4, Sand and Dust, do Departamento de Defesa dos EUA. A norma IEC 60068-2-68 Environmental Testing – Part 2: Tests – Test L também pode ser utilizada se os parâmetros variáveis atenderem ou excederem aqueles especificados na norma MIL, conforme mostrado nas Tabelas 3.3-1 e 3.3-2.

Tabela 3.3-1. Comparação das normas militar e IEC relativas a ensaios de poeira soprada

Condição de exposição	Norma militar	Norma IEC	Requisito de equivalência*
Temperatura	Temperatura ambiente e alta temperatura de operação	Não excedente à temperatura máxima de operação	Temperatura ambiente e alta temperatura de operação
Umidade relativa	< 30%	< 25%	Ambos aceitáveis
Velocidade do ar	8,9 ± 1,3 m/s	<ul style="list-style-type: none"> • 1,5 ± 0,2 m/s • 3,0 ± 0,3 m/s • 5,0 ± 0,5 m/s • 10 ± 1 m/s • 15 ± 1,5 m/s 	> 8,9 ± 1,3 m/s
Composição do pó	Caulim branco ou pó de sílica	Olivina, quartzo ou feldspato não decomposto	Ambos aceitáveis
Diâmetro das partículas de pó	100% em peso inferior a 150 µm, com diâmetro médio (50% em peso) de 20 ± 5 µm	Pó grosso (< 150 µm)	Ambos aceitáveis
Concentração de pó	10,6 ± 7 g/m ³	<ul style="list-style-type: none"> • 1 ± 0,3 g/m³ • 2 ± 0,5 g/m³ • 5 ± 1,5 g/m³ • 10 ± 3 g/m³ 	> 10,6 ± 7 g/m ³
Orientação dos corpos de prova	Superfícies mais vulneráveis	Placa de montagem para expor todos os lados	Superfícies mais vulneráveis
Duração do ensaio	Pelo menos seis horas à temperatura ambiente e mais seis horas a uma temperatura de operação alta	2, 4, 8 ou 24 horas	Pelo menos seis horas à temperatura ambiente e mais seis horas a uma temperatura de operação alta

*Para tornar a norma IEC equivalente à norma militar.

Tabela 3.3-2. Comparação das normas militar e IEC relativas a ensaios de poeira soprada

Condição de exposição	Norma militar	Norma IEC	Requisito de equivalência*
Temperatura	Temperatura ambiente e alta temperatura de operação	Não excedente à temperatura máxima de operação	Temperatura ambiente e alta temperatura de operação
Umidade relativa		< 25%	Ambos aceitáveis
Velocidade do ar	18 m/s	• 20 m/s • 30 m/s	> 18 m/s
Composição da areia	Areia de quartzo (pelo menos 95% em peso de SiO ₂) de estrutura subangular.	Olivina, quartzo ou feldspato não decomposto	Ambos aceitáveis
Granulometria da areia	150 µm a 850 µm, com uma média de 90 ± 5% em peso inferior a 600 µm e maior ou igual a 150 µm, e pelo menos 5% em peso de 600 µm ou maior	• < 850 µm 100 a 94,5% • < 590 µm 98,3 a 93,3% • < 420 µm 83,5 a 74,5% • < 297 µm 46,5 a 43,5% • < 210 µm 17,9 a 15,9% • < 140 µm 5,2 a 4,2%	Ambos aceitáveis
Concentração de areia	0,18 g/m ³ , -0,0/+0,2 g/m ³	• 1 ± 0,3 g/m ³ • 2 ± 0,5 g/m ³ • 5 ± 1,5 g/m ³ • 10 ± 3 g/m ³	> 0,18 g/m ³ , -0,0/+0,2 g/m ³
Orientação dos corpos de prova	Superfícies mais vulneráveis	Placa de montagem para expor todos os lados	Superfícies mais vulneráveis
Duração do ensaio	90 minutos para cada face vulnerável	2, 4, 8 ou 24 horas	> 90 minutos para cada face vulnerável

*Para tornar a norma IEC equivalente à norma militar.

A instalação deve ter um plano de resposta que inclua a limpeza dos painéis após uma tempestade de areia ou poeira. Além disso, a abrasão das superfícies de vidro pode afetar a saída de tensão e corrente dos painéis. Arranjos conectados em paralelo podem produzir tensões desequilibradas, causando uma queda significativa na geração total. Um painel certificado pela FM Approvals não é avaliado quanto à exposição a tempestades de areia.

3.4 Sísmicos

3.4.1 Projeto sísmico de estruturas e equipamentos típicos

Para edificações e a maioria dos equipamentos (por exemplo, tubulações, tanques e caldeiras), a análise é usada como a única base de projeto ou certificação para resistência sísmica. Por exemplo, a norma ASCE 7, *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*, tem disposições para o projeto de vários tipos de edificações e para a restrição de movimento dos equipamentos mais comuns. Para alguns itens, há normas setoriais que fornecem orientações para análise sísmica e fixação. Um exemplo é a norma AWWA D100, *Welded Steel Tanks for Water Storage*. Uma discussão geral sobre as requisitos sísmicos de códigos de edificações é fornecida na Norma Técnica 1-2, *Earthquakes*.

Os requisitos sísmicos dos códigos de edificações para ancoragem de equipamentos têm como objetivo principal restringir a movimentação de equipamentos para evitar que se tornem um risco à segurança pessoal em caso de terremoto. Felizmente, em sua maioria, os equipamentos são relativamente robustos e, se forem impedidos de tombar, deslizar ou cair, essas considerações de segurança pessoal geralmente resultarão em equipamentos funcionais após um terremoto. Quando o equipamento for crítico, o aumento das forças de projeto pela aplicação de um fator de importância (I_p) de 1,5 resulta em uma alta probabilidade de que equipamentos robustos estarão operacionais após serem fortemente balançados em um terremoto. Da mesma forma, a aplicação de um fator de importância (I_e) superior a 1,0 para edificações críticas ou que abrigam equipamentos críticos (por exemplo, classificando-os como, pelo menos, de categoria de risco III, de acordo com a norma ASCE 7-10, que tem um I_e de 1,25) aumenta a probabilidade de um bom desempenho em caso de terremoto. A atribuição de uma categoria mais alta ao projeto sísmico de edificação também pode resultar em melhorias nos requisitos de detalhamento estrutural.

Alguns equipamentos, no entanto, têm componentes relativamente frágeis e cuja operacionalidade após um terremoto não pode ser avaliada de maneira confiável apenas com base em análises. Por exemplo, os requisitos de fixação de um transformador podem ser facilmente analisados, mas o mesmo não se aplica ao desempenho das altas buchas de porcelana durante um terremoto. Da mesma forma, suportes de painéis fotovoltaicos feitos de elementos estruturais padrão, assim como a maioria dos fixadores ligando painéis a suportes e suportes à fundação, podem ser projetados para resistir a forças sísmicas usando técnicas de análise padrão. No entanto, é difícil avaliar o desempenho dos painéis fotovoltaicos em si, principalmente a probabilidade de que estejam operacionais após um terremoto, sem testes reais em mesa vibratória.

3.4.2 Qualificação sísmica de equipamentos de subestações elétricas

Um método bastante conhecido de qualificação de equipamentos de subestações elétricas está contido na norma IEEE 693, *IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations*. Essa norma abrange itens como disjuntores, transformadores e suas buchas de porcelana, reatores com núcleo de ar, chaves de circuito, baterias e racks de baterias, protetores de surto e painéis de distribuição. Dependendo do item, do nível de tensão, do nível esperado de vibração e de vários outros fatores, o equipamento pode ser qualificado para uso em áreas sísmicamente ativas de acordo com a norma IEEE 693 por meio de vários métodos diferentes. Alguns equipamentos de baixa tensão são considerados inerentemente aceitáveis. Mas, para a maioria dos equipamentos, a qualificação é feita a partir de alguma combinação de dados obtidos com terremotos anteriores, análise estática, análise de coeficiente estático, análise de espectro de resposta dinâmica, testes de tração estática, testes em mesa vibratória com batimento senoidal ou testes em mesa vibratória com histórico de tempo.

A norma IEEE 693 tem três níveis de qualificação sísmica: baixo, moderado e alto. Seria mais preciso fazer as qualificações com base no risco sísmico específico do local. No entanto, conforme indicado na norma IEEE 693-05, Seção 4.4, o uso de apenas três níveis de qualificação permite a intercambialidade, caso o equipamento seja danificado ou apresente mau funcionamento em um terremoto e precise ser substituído rapidamente. Além disso, ter um número limitado de níveis de qualificação facilita o controle do equipamento e de seu nível de qualificação.

A norma IEEE 693-05, Seção 8.6.2.1, fornece um método para determinar os níveis de qualificação sísmica apropriados com base nos mapas sísmicos do *International Building Code*. Esses mapas são os mesmos utilizados pela norma ASCE 7. Os valores genéricos de S_{DS} e S_{D1} baseados na zona sísmica definida pela FM, que foram desenvolvidos para fins de uso dos critérios da norma ASCE 7, são fornecidos na Norma Técnica 1-2, *Earthquakes*. Os valores na Norma Técnica 1-2 já foram ajustados para os efeitos do solo (ou seja, a classe das instalações). Para converter o valor genérico de S_{DS} definido pela FM em um nível de qualificação sísmica da IEEE 693, são utilizadas as seguintes relações das normas IEEE 693 e ASCE 7:

A. $S_{DS} = 2/3 * S_{MS} = 2/3 * F_a * S_s$, portanto, $F_a * S_s = 1,5 * S_{DS}$

B. Pico de aceleração do solo (PGA) = $F_a * S_s / 2,5$

C. Para $PGA \leq 0,1$ (g), escolha o nível de qualificação baixo; para $0,1$ (g) $< PGA \leq 0,5$ (g), escolha o nível de qualificação moderado; para $PGA > 0,5$ (g), escolha o nível de qualificação alto.

Em que:

(g) é a aceleração gravitacional igual a 9,81 m/s² (32,2 ft/s²).

Consulte a Tabela 3.4.2 para obter a derivação das zonas sísmicas definidas pela FM para os níveis de qualificação sísmica da norma IEEE 693, usando as relações descritas acima.

Tabela 3.4.2. Derivação dos níveis de qualificação sísmica da IEEE 693

Zona sísmica definida pela FM	S_{DS} (consulte a Norma Técnica 1-2)	$F_a * S_s$ (= $1,5 * S_{DS}$)	PGA (= $F_a * S_s / 2,5$)	Nível de qualificação sísmica da IEEE 693
50 anos	1,3 (g)	1,95 (g)	0,78 (g)	Alto
100 anos	0,9 (g)	1,35 (g)	0,54 (g)	Alto
250/500 anos	0,55 (g)	0,825 (g)	0,33 (g)	Moderado

3.4.3 Testes de desempenho sísmico de painéis fotovoltaicos em mesa vibratória

3.4.3.1 Níveis de qualificação versus desempenho

Não existe uma categoria na norma IEEE 693 para qualificação sísmica ou teste de desempenho de painéis solares fotovoltaicos. No entanto, considera-se que os problemas associados a esses equipamentos são razoavelmente semelhantes aos das buchas de transformadores de alta tensão (de 161 kV ou mais). Por exemplo: criticidade, complexidade e uso de materiais frágeis. Portanto, as disposições para o teste de desempenho sísmico de buchas de transformadores de alta tensão são usadas para desenvolver a seguinte metodologia sugerida para o teste de desempenho sísmico de painéis fotovoltaicos.

Na maioria dos casos, os testes em mesa vibratória com histórico de tempo da norma IEEE 693 são realizados no que é conhecido como nível de “qualificação”, usando um espectro de resposta de teste (TRS) derivado dos movimentos sísmicos com histórico de tempo que abrange um espectro de resposta nominal (RRS) a 2% de amortecimento crítico. Os RRS são fornecidos na norma IEEE 693-05, Figura A.1, para o nível de qualificação alto, e Figura A.2, para o nível de qualificação moderado. Essas informações para 2% de amortecimento crítico estão incluídas nas Figuras 3.4.3.1-1 e 3.4.3.1-2.

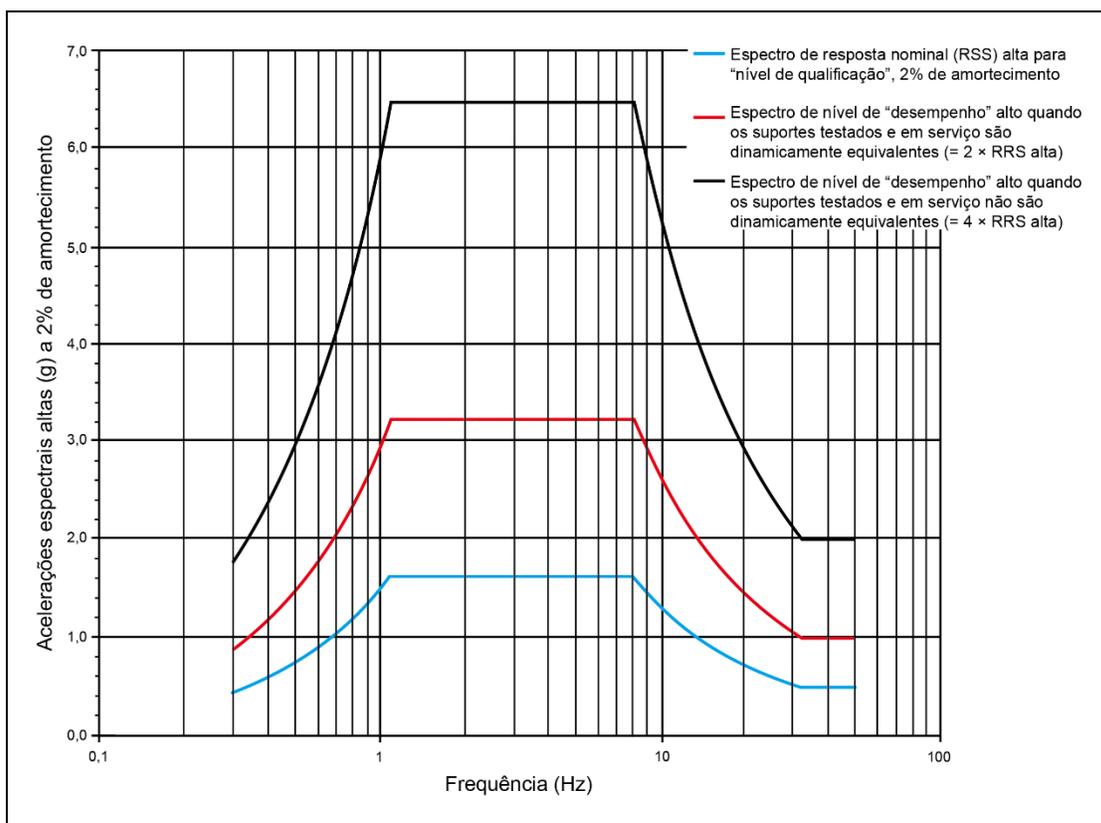


Fig. 3.4.3.1-1. Espectro de resposta nominal alta e espectros de desempenho alto a 2% de amortecimento

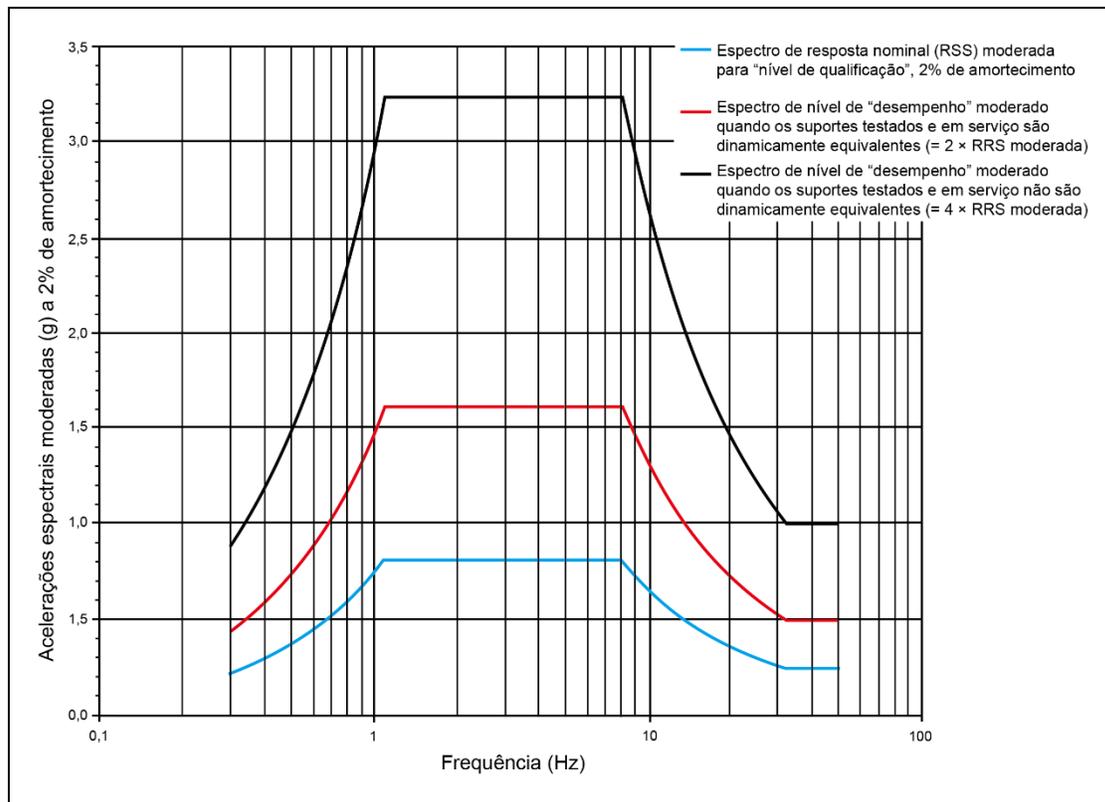


Fig. 3.4.3.1-2. Espectro de resposta nominal moderada e espectros de desempenho moderado a 2% de amortecimento

Embora as figuras da IEEE 693 mostrem espectros de resposta para outros níveis de amortecimento, eles não devem ser utilizados a menos que o amortecimento seja confirmado por meio de testes (além disso, o uso de amortecimento superior a 2% não é permitido para painéis fotovoltaicos na metodologia de teste de vibração descrita abaixo). O equipamento é testado nesse nível de qualificação mais baixo para que permaneça intacto e funcional e, portanto, não precise ser descartado, mas possa ser instalado em um local mesmo após o teste. Para a maioria dos equipamentos, de acordo com a norma IEEE 693-05, Seção 8.2, prevê-se que o equipamento testado usando o RRS a 2% de amortecimento terá um desempenho aceitável a um nível correspondente ao dobro do RRS com pouco ou nenhum dano, e que a maioria dos equipamentos continuará funcional. No entanto, há alguns componentes, como buchas de transformadores feitas de porcelana e painéis fotovoltaicos, para os quais o teste no nível de "desempenho" mais alto é justificável.

De acordo com a norma IEEE 693-05, Seção 8.4, "projetar o desempenho além do nível de qualificação (para o nível de desempenho) é justificável se a resposta dinâmica do equipamento for geralmente compreendida, se os modos de falha forem conhecidos e se os pontos de tensão crítica ou outras variáveis críticas associadas ao modo de falha forem conhecidos e puderem ser mensurados". Quando os resultados dos testes em mesa vibratória de RRS de qualificação não podem ser extrapolados para o nível de desempenho, a metodologia é realizar testes em mesa vibratória com o dobro do RRS alto da norma IEEE 693-05, Figura A.1, ou o dobro do RRS moderado da IEEE 693-05, Figura A.2. O conjunto testado deve ser equivalente ao conjunto em serviço (por exemplo, suportes dinamicamente equivalentes etc.). O equipamento, então, é considerado qualificado para o nível de "desempenho" alto e para o nível de "desempenho" moderado, respectivamente. De acordo com a norma IEEE 693-05, Seção D.4.4, estimar o desempenho a partir de um teste de RRS é considerado inaceitável para buchas de transformadores. Os testes de buchas de transformadores em mesa vibratória com histórico de tempo são feitos a quatro vezes os níveis de RRS mostrados na norma IEEE 693-05, Figuras A.1 e A.2, para avaliar diretamente o nível de "desempenho" das buchas. O fator quatro resulta de um fator dois utilizado para elevar o nível de teste de um nível de "qualificação" para um nível de "desempenho" e de um segundo fator dois, já que as buchas são testadas em uma estrutura rígida que não leva em conta o aumento das acelerações devido

à flexibilidade do próprio transformador (já que as buchas estão localizadas na parte superior do equipamento). O fator dois utilizado para simular a flexibilidade do transformador é um pouco menor do que o fator 2,5 exigido para outros tipos de equipamentos montados sem suporte de acordo com a norma IEEE 693-05, Seção 5.5.4.

O teste em mesa vibratória com histórico de tempo para um nível de “desempenho” é considerado necessário para entender se os painéis solares fotovoltaicos e seus sistemas de suporte permanecerão intactos e funcionais após um terremoto. Embora não seja especificamente coberto pela norma IEEE 693, esse padrão é considerado a base mais adequada para o desenvolvimento de um programa de testes para painéis fotovoltaicos. Outros protocolos de teste, como o AC 156, *Acceptance Criteria for Seismic Certification by Shake-Table Testing of Non-Structural Components*, podem fornecer informações adicionais sobre testes em mesa vibratória. No entanto, a norma IEEE 693 é a base para a metodologia de testes em mesa vibratória apresentada a seguir, uma vez que ela é específica para equipamentos elétricos e faz a distinção entre testes de qualificação e de nível de desempenho. Além disso, seu RRS é baseado em 2% de amortecimento, enquanto o RRS do AC 156 pressupõe um amortecimento menos conservador, de 5%.

3.4.3.2 Metodologia para testes em mesa vibratória com histórico de tempo

Com base nas informações disponíveis, seguem os principais componentes de testes de desempenho em mesa vibratória com histórico de tempo para painéis fotovoltaicos. Consulte a norma IEEE 693-05 para obter informações mais detalhadas.

- A. As informações fornecidas aqui se aplicam apenas a testes em mesa vibratória com histórico de tempo de painéis solares fotovoltaicos localizados diretamente no nível do solo ou sobre estruturas de suporte de painéis com fundações no nível do solo. Os painéis fotovoltaicos localizados sobre telhados de edificações não são cobertos porque os movimentos do solo serão amplificados por uma edificação, e podem ser necessários níveis mais altos de teste de aceleração.
- B. No momento da chegada dos painéis fotovoltaicos ao local de teste, examine os painéis e seus suportes visualmente para assegurar que não tenham sido danificados durante o transporte.
- C. Antes de iniciar os testes de vibração, faça testes elétricos e mecânicos rotineiros de produção e/ou de controle de qualidade nos painéis fotovoltaicos, em quaisquer mecanismos que possibilitem que os painéis rastreiem o sol e em quaisquer outros equipamentos aplicáveis para confirmar se estão funcionais e se a saída de energia elétrica está dentro dos limites aceitáveis.
- D. Faça testes de vibração triaxial. O teste de vibração biaxial não é permitido devido à complexidade do sistema.
- E. Faça testes de vibração com os painéis fotovoltaicos montados exatamente como em suas futuras condições de serviço, incluindo estruturas de suporte, a menos que isso seja impossível devido ao tamanho dos suportes ou a outros fatores limitantes legítimos. Quando os suportes puderem variar, use o suporte que seja mais vulnerável sismicamente e pior dinamicamente (ou seja, que transmita as mais altas acelerações para os painéis montados e/ou que tenha a frequência de ressonância mais próxima dos painéis fotovoltaicos que serão sustentados).
- F. Quando os painéis fotovoltaicos não puderem ser montados para testes de forma idêntica à de suas condições de serviço, um sistema de suporte alternativo poderá ser utilizado para fazer testes em mesa vibratória, desde que o suporte em serviço seja dinamicamente equivalente ou superior àquele utilizado para testes.
- G. Se os painéis não puderem ser montados da forma como serão em serviço e se não for possível providenciar suportes dinamicamente equivalentes, as forças aplicadas precisarão ser ajustadas para levar em conta o aumento das acelerações na condição em serviço versus na condição testada (veja a seguir).
- H. Providencie instrumentação suficiente para monitorar os testes em mesa vibratória. Providencie extensômetros, se necessário, para coletar os dados necessários. Instale acelerômetros triaxiais pelo menos na mesa de vibração, próximos ao centro de gravidade do equipamento, na parte superior do suporte e na parte superior do painel. Meça ou calcule os deslocamentos relativos máximos desde a base do suporte até a parte superior do painel e desde a base do suporte até os locais dos conectores elétricos entre os painéis.

I. Faça um teste de busca de frequência ressonante para determinar as frequências ressonantes e o amortecimento do painel fotovoltaico e do sistema de suporte.

J. Aplique movimentos de histórico de tempo nos dois eixos horizontais perpendiculares do equipamento, e um espectro de resposta no eixo vertical com uma aceleração de 80% da aceleração nos eixos horizontais. Pressuponha um valor máximo de 2% de amortecimento crítico, mesmo que um valor maior possa ser comprovado por testes. Após um aumento gradual de vibração de 2 a 5 segundos, aplique um movimento forte por um período de 20 a 26 segundos, seguido de uma degradação da vibração de 2 a 5 segundos.

Quando os painéis forem montados da forma como estarão em serviço ou quando forem fornecidos suportes dinamicamente equivalentes:

1. Em zonas sísmicas de 50 e 100 anos, conforme definido pela FM, use movimentos de histórico de tempo de entrada que gerem um espectro de resposta de teste (TRS) que abranja, na faixa de frequência de 1,0 Hz a 33 Hz, o dobro do espectro de resposta nominal (RRS) alto a 2% de amortecimento indicado na norma IEEE 693-05, Figura A.1. Esse espectro está incluído na Figura 4.

2. Em zonas sísmicas de 250 e 500 anos, conforme definido pela FM, use movimentos de histórico de tempo de entrada que gerem um espectro de resposta de teste (TRS) que abranja, na faixa de frequência de 1,0 Hz a 33 Hz, o dobro do RRS moderado a 2% de amortecimento indicado na norma IEEE 693-05, Figura A.2. Esse espectro está incluído na Figura 5.

Se os painéis fotovoltaicos forem montados sem os suportes de serviço ou dinamicamente equivalentes, use movimentos de histórico de tempo de entrada que gerem um TRS que abranja, na faixa de frequência de 1,0 Hz a 33 Hz, quatro vezes o RRS a 2% de amortecimento em vez de duas vezes o RRS (consulte as Figuras 4 e 5).

K. Após a conclusão dos testes de nível de desempenho em mesa vibratória com histórico de tempo, faça um teste de busca de frequência ressonante para procurar por mudanças inesperadas em frequências do sistema. Uma mudança superior a 20% em relação às frequências ressonantes antes do teste não desqualifica o equipamento, mas indica a necessidade de uma inspeção cuidadosa quanto a danos.

L. Faça uma inspeção visual nos painéis fotovoltaicos, suportes, mecanismos de rastreamento etc. Para confirmar que não há evidências de danos significativos, tais como vidros rachados, conexões quebradas, elementos empenados, parafusos quebrados etc., causados pelos testes de nível de desempenho em mesa vibratória com histórico de tempo.

M. Faça os mesmos testes elétricos e mecânicos rotineiros de produção e/ou de controle de qualidade nos painéis, em quaisquer mecanismos que permitam que os painéis rastreiem o sol e em quaisquer outros equipamentos aplicáveis que foram feitos antes dos testes para confirmar se esses itens estão funcionais e se a saída de energia elétrica não foi reduzida em mais do que um nível aceitável devido aos testes de nível de desempenho em mesa vibratória com histórico de tempo.

N. Se os resultados da inspeção visual e dos testes de produção/controle de qualidade confirmarem que o painel e os suportes estão essencialmente intactos e permanecem funcionais, o painel será qualificado como de nível de desempenho alto ou moderado (dependendo da entrada do nível de força).

O. Documente todas as configurações de teste, os movimentos de entrada e de saída, as inspeções visuais, os testes funcionais anteriores e posteriores etc. e prepare um relatório de qualificação de testes sísmicos contendo a metodologia utilizada e os resultados obtidos.

P. Para outros requisitos não descritos acima, siga os requisitos da norma IEEE 693.

Q. Os painéis fotovoltaicos testados podem sofrer danos e, portanto, não devem ser fornecidos a usuários.

3.5 Incêndio

Os tipos de materiais utilizados em painéis solares montados no solo podem não ter, necessariamente, capacidade de propagar um incêndio. No entanto, podem ser danificados quando expostos ao fogo. Esses danos podem ocorrer quando expostos a calor radiante ou partículas incandescentes provenientes de um incêndio florestal, ou de construções combustíveis ou armazenagens externas nas proximidades. Embora os danos possam se limitar a rachaduras na cobertura de vidro ou a danos térmicos aos painéis abaixo dela, eles podem impedir ou limitar a geração de energia elétrica.

O teste de propagação de chamas da norma ASTM E108, *Standard Test Methods for Fire Tests of Roof Coverings*, fornece uma indicação da capacidade de um painel solar de propagar o fogo em sua superfície superior. Os painéis solares com taxa de propagação de chama de Classe A são definidos como “eficazes contra exposição severa ao fogo” e não são capazes de propagar um incêndio em toda a extensão de um parque solar. Os painéis solares com taxa de propagação de chama de Classe A ou B limitaram a propagação de chamas a no máximo 1,8 m (6 ft) ou 2,4 m (8 ft), respectivamente, quando expostos a uma chama de 760°C (1400°F) por 10 minutos a uma velocidade de vento de 5,4 m/s (12 mph).

O teste de corpo incandescente da norma ASTM E108 avalia se um incêndio externo é capaz de causar perfuração do painel por queima. Esse teste pode reproduzir a exposição a um incêndio florestal. Os painéis solares classificados como Classe A no teste de corpo incandescente são submetidos a um bloco de madeira incandescente de 2 kg (4,4 lb), 305 mm por 305 mm (12 in por 12 in). Os painéis solares classificados como Classe B no teste de corpo incandescente são submetidos a um bloco de madeira incandescente menor, de 0,5 kg (1,1 lb), 152 mm por 152 mm (6 in por 6 in). Os painéis solares classificados como Classe C no teste de corpo incandescente são submetidos a um corpo de madeira incandescente de apenas 10 g (1/3 oz) e não são considerados uma exposição significativa ao fogo. Em todos os casos, o painel não deve sofrer queimaduras, propagação lateral de chamas nem perfurações devido à queima pelo corpo incandescente.

3.6 Falha à terra de corrente contínua (CC) em arranjos fotovoltaicos

Uma falha à terra em arranjos fotovoltaicos é um curto-circuito acidental envolvendo a terra e um ou mais condutores de corrente normalmente designados. As falhas à terra em arranjos fotovoltaicos representam uma preocupação de segurança porque podem gerar arcos de corrente contínua (CC) no ponto de falha na trajetória da falha à terra, danificar o isolamento ao redor e criar riscos de incêndio. O risco de incêndio aumenta substancialmente se houver uma segunda falha à terra. Falhas à terra de CC são falhas comuns em sistemas fotovoltaicos e podem ser causadas por:

- A. Falha do isolamento de cabos (por exemplo, isolamento roído por um animal causando uma falha à terra).
- B. Curto-circuito acidental entre o condutor normal e a terra (por exemplo, um cabo em uma caixa de junção fotovoltaica que entra em contato, acidentalmente, com um condutor aterrado).
- C. Falhas à terra dentro de módulos fotovoltaicos (por exemplo, um curto-circuito de uma célula solar para estruturas de módulos aterradas, causado por deterioração de encapsulamento, dano por impacto ou corrosão por água no painel fotovoltaico).

Para proteger arranjos fotovoltaicos adequadamente contra danos por falha à terra e riscos de incêndio decorrentes, a NFPA 70, *National Electrical Code*, Artigo 690.5(A), especifica que o sistema ou dispositivo de proteção contra falhas à terra (GFPD) deve ser capaz de detectar uma corrente de falha à terra, interromper a passagem da corrente de falha e fornecer uma indicação da falha. De acordo com a experiência recente da indústria, em alguns casos, a primeira falha à terra não pôde ser detectada por modelos de GFPD atuais (como a aplicação de fusível no eletrodo de aterramento). Uma segunda falha à terra fez com que a corrente de curto-circuito fluísse pelo arranjo, levando a incidentes de incêndio. Técnicas sofisticadas, como o monitoramento de corrente residual para medir o desequilíbrio do fluxo de corrente nos alimentadores positivo e negativo do inversor para cada caixa combinadora, estão sendo desenvolvidas para detectar a proteção de curto-circuito.

3.8 Histórico de sinistros

3.8.1 Granizo

3.8.1.1 Parque solar Midway Solar Farm, oeste do Texas, maio de 2019

Em 2019, o sinistro de granizo do Midway Solar Farm foi manchete na indústria de seguros, com perdas que totalizaram entre 70 e 80 milhões de dólares no oeste do Texas devido a granizos com mais de 5 cm de tamanho. Esse evento foi a maior perda relacionada ao clima em um único projeto na história, devido ao dano ou destruição de mais de 400 mil dos 685 mil módulos de células Hanwha Q do parque. O evento serviu como um alerta para o setor, redefinindo completamente a maneira como os riscos climáticos são modelados, como os proprietários e operadores de projetos mitigam os danos potenciais e como os subscritores fazem os seguros contra desastres naturais.

3.8.1.2 Arranjo fotovoltaico da comunidade de Scottsbluff, Nebraska, junho de 2023

O arranjo fotovoltaico de Scottsbluff, localizado ao norte da cidade, entrou em operação no primeiro trimestre de 2020. O parque inclui mais de 14 mil módulos solares JA Solar de 380 W e utiliza um sistema de rastreamento de eixo único que acompanha o sol. Segundo informações, o sistema de rastreamento tem recursos de retração em caso de queda de granizo da Array Technologies. Não ficou claro se o protocolo de retração em caso de queda de granizo foi ativado durante o evento climático, mas os danos às faces dos módulos indicam que não foi. O parque foi reparado e recomissionado, retornando à operação no início de janeiro de 2024.

3.8.1.3 Parque solar Fighting Jay Solar Farm, Houston, Texas, março de 2024

O parque Fighting Jay Solar Farm está localizado próximo a Needville, no condado de Fort Bend, a sudoeste de Houston. A construção do parque solar começou em fevereiro de 2021, e ele entrou em operação em julho de 2022, com conclusão final prevista para o quarto trimestre de 2024. O parque gera 350 megawatts em 1.335 ha (3.300 acres) de terra para uma previsão de suprimento de 62 mil residências. Ele sofreu danos extensos devido a uma forte tempestade de granizo em 15 de março de 2024, que produziu granizos do tamanho de bolas de beisebol e ventos fortes. A tempestade causou danos graves a milhares de painéis solares. Com base em imagens publicamente disponíveis, foi observado que os módulos solares de vários arranjos estavam em ângulos diferentes, por motivos desconhecidos.

4.0 REFERÊNCIAS

4.1 FM

Norma Técnica 1-0, *Safeguards During Construction, Alteration and Demolition*

Norma Técnica 1-2, *Earthquakes*

Norma Técnica 1-20, *Protection Against Exterior Fire Exposure*

Norma Técnica 1-28, *Wind Design*

Norma Técnica 1-40, *Inundação*

Norma Técnica 1-54, *Roof Loads for New Construction*

Norma Técnica 2-81, *Inspeção, Teste e Manutenção de Sistemas de Proteção contra Incêndio*

Norma Técnica 5-4, *Transformers*

Norma Técnica 5-19, *Switchgear and Circuit Breakers*

Norma Técnica 5-20, *Electrical Testing*

Norma Técnica 5-23, *Design and Protection for Emergency and Standby Power Systems*

Norma Técnica 5-48, *Automatic Fire Detection*

Norma Técnica 9-1, *Supervision of Property*

Norma Técnica 9-19, *Wildland Fire*

Norma Técnica 10-1, *Plano de Preparação para Incidentes e de Resposta a Emergências*

Norma Técnica 10-3, *Gerenciamento de Trabalhos a Quente*

Norma Técnica 10-6, *Arson and Other Incendiary Fires*

Norma de aprovação da FM Approvals 4478, *Approval Standard for Rigid Photovoltaic Panels*. Abril de 2012

Norma ANSI/FM 4473, *Test Standard for Impacting Resistance Testing of Rigid Roofing Materials by Impacting with Freezer Ice Balls*. Janeiro de 2011

Procedimento de teste da FM Approvals, *Test Method for Determining the Susceptibility to Hail Damage of Photovoltaic Modules*

Approval Guide, um recurso on-line da FM Approvals

4.2 Outros

American Concrete Institute. ACI 318-11, *Building Code Requirements for Structural Concrete and Commentary*. 2011.

American Society of Civil Engineers. ASCE 7-05, *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*. 2005.

American Society of Civil Engineers. ASCE 7-10, *Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures*. 2010.

American Society of Civil Engineers. ASCE *Manual of Practice No.67 on Wind Tunnel Studies of Buildings and Other Structures*. 1999.

American Society for Testing and Materials. ASTM E108, *Standard Test Methods for Fire Tests of Roof Coverings*. 2011.

American Water Works Association. AWWA D100, *Welded Steel Tanks for Water Storage*. 2011

European Photovoltaic Industry Association. *Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2015*. Abril de 2011.

Institute of Electrical and Electronics Engineers, Power Engineering Society. IEEE 693, *IEEE Recommended Practice for Seismic Design of Substations*. 2005

International Code Council. *Código Internacional de Edificações*, 2012.

International Code Council, ICC Evaluation Service. AC 156, *Acceptance Criteria for Seismic Certification by Shake-Table Testing of Non-Structural Components*. Outubro de 2010.

Comissão Eletrotécnica Internacional. IEC 60068-2-68, *Environmental testing – Part 2: Tests – Test L: Dust and Sand*, 1998-08.

Comissão Eletrotécnica Internacional. IEC 62446, *Grid Connected Photovoltaic Systems – Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests and Inspection*. 2009.

National Fire Protection Association. NFPA 70, *National Electrical Code*. 2011.

Departamento de Defesa dos EUA. MIL-STD-810F, *Test Method Standard for Environmental Engineering Considerations and Laboratory Test*. Janeiro de 2000.

ANEXO A – GLOSSÁRIO DE TERMOS

Aceleração de período zero (ZPA): A aceleração que corresponde à alta frequência (33 Hz ou mais) em um espectro de resposta. Essa aceleração corresponde à aceleração máxima (de pico) do histórico de tempo utilizado para derivar o espectro.

Aceleração do solo: A aceleração do solo resultante do movimento de um determinado terremoto. A aceleração máxima ou de pico do solo é a aceleração de período zero (ZPA) do espectro de resposta do solo.

Aceleração gravitacional: A aceleração em direção ao solo devido à gravidade, representada pela variável “g”. Acelerações horizontais de terremotos geralmente são indicadas como uma fração de “g”. Por exemplo, uma aceleração horizontal de 0,5 g resulta em uma força horizontal igual à metade do peso do objeto.

Amortecimento: A redução de movimentos sísmicos de edificações ou equipamentos devido à dissipação de energia, por exemplo, por meio de atrito gerado dentro da edificação ou do equipamento. O amortecimento é indicado como uma porcentagem do amortecimento crítico, o amortecimento no qual o sistema retornaria mais rapidamente ao equilíbrio sem oscilar (por exemplo, 2% de amortecimento crítico).

Célula fotovoltaica: Um dispositivo elétrico que gera eletricidade a partir da luz solar por meio do efeito fotovoltaico.

Certificado pela FM Approvals: As referências a “certificado pela FM Approvals” nesta norma significam que os produtos ou serviços atenderam aos critérios de certificação da FM Approvals. Consulte o *Approval Guide*, um recurso on-line da FM Approvals, para ver uma listagem completa de produtos e serviços certificados pela FM Approvals.

Detritos transportados pelo vento: Lascas de materiais e outros objetos, como cascalho de telhado, que se tornaram projéteis aéreos devido a ventos fortes.

Dinâmica computacional de fluidos (CFD): Uma forma de modelagem por computador que usa métodos numéricos e algoritmos para resolver e analisar problemas que envolvem escoamento de fluidos. Os computadores são utilizados para realizar os cálculos necessários para simular a interação de fluidos com superfícies definidas por condições de limite. A validação das estimativas de carga de vento desse software é feita por meio de experimentos em túneis de vento de camada limite.

Espectro de resposta de teste (TRS): O espectro de resposta de aceleração que é desenvolvido a partir do histórico de tempo real do movimento do teste em mesa vibratória, conforme medido por acelerômetros de controle de referência montados na mesa vibratória em um local próximo da base do componente sendo testado. O espectro de resposta do teste deve abranger o espectro de resposta nominal, normalmente na faixa de 1,3 Hz a 33,3 Hz.

Espectro de resposta nominal (RRS): O espectro de resposta à aceleração que deve ser atendido com base na norma aplicada (por exemplo, norma IEEE 693 ou ICC Evaluation Service AC156) para um local, um tipo de equipamento e uma porcentagem de amortecimento crítico específicos.

Espectro de resposta: Um gráfico da resposta máxima (deslocamento, velocidade ou aceleração) de uma série de osciladores com grau de liberdade único (SDOF) de frequência natural variável que são forçados a se movimentar pela mesma vibração ou choque de base. O gráfico resultante pode, então, ser utilizado para determinar a resposta de qualquer sistema linear, dada a sua frequência natural de oscilação.

Fator de importância: De acordo com a norma ASCE 7, Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures, um fator pelo qual as forças de projeto usuais são multiplicadas com base no grau de risco à vida humana e nas consequências de danos patrimoniais. Seu valor varia de acordo com o tipo de carga (por exemplo, carga de vento versus sísmica) e com o item projetado (por exemplo, a edificação inteira versus um componente da edificação). Exceto para estruturas pequenas, o fator de importância é de 1,0 ou mais.

Frequência ressonante: Uma frequência natural de vibração determinada pelos parâmetros físicos do objeto na qual até mesmo pequenas forças de acionamento periódicas podem produzir oscilações de grande amplitude.

Inversor: Um dispositivo elétrico utilizado para converter energia elétrica de corrente contínua (CC) em energia elétrica de corrente alternada (CA).

Módulo fotovoltaico: Um conjunto de células fotovoltaicas, eletricamente integradas em série e protegidas dentro de um invólucro resistente a intempéries (no esquema sanduíche). Consulte “painel fotovoltaico”.

Painel fotovoltaico: Um conjunto de módulos fotovoltaicos orientados em um único plano. Embora haja diferenças sutis entre módulos fotovoltaicos e painéis fotovoltaicos, os termos são usados como sinônimos para os fins desta norma técnica.

Região propensa a tempestades tropicais: Uma área propensa a tempestades tropicais, como ciclones, tufões e furacões, na qual os ventos giram em torno de um centro de baixa pressão atmosférica, no sentido horário no hemisfério sul e no sentido anti-horário no hemisfério norte.

Região propensa a tufões: Áreas que incluem, entre outras, Filipinas, China, Taiwan, Japão, Coreia do Sul, Hong Kong, Macau e Vietnã.

Regiões propensas a furacões: Áreas vulneráveis a furacões. As áreas nos Estados Unidos e seus territórios incluem:

1. costa atlântica dos EUA e costa do Golfo do México, incluindo partes do México e da América Central, nas quais a velocidade básica do vento, de acordo com a Norma Técnica 1-28, *Wind Design*, é superior a 40 m/s (90 mph); e

2. Havaí, Porto Rico, Guam, Ilhas Virgens e Samoa Americana.

Para locais fora dos Estados Unidos, qualquer área que esteja em uma região de “ciclones tropicais” ou “propensa a tufões”. Isso inclui, entre outros, partes da Austrália, Bermudas, Bahamas, Indonésia, Índia, Bangladesh, Filipinas, Japão, Coreia do Sul, Hong Kong, Macau, Vietnã e Taiwan, onde a velocidade básica do vento de acordo com a Norma Técnica 1-28 é superior a 40 m/s (90 mph).

Sistema fotovoltaico: Um sistema que usa um arranjo de painéis solares integrados mecânica e eletricamente para converter luz solar em eletricidade. Ele consiste em painéis fotovoltaicos, estrutura de suporte, conexões elétricas e equipamentos para permitir a regulação e a conversão da saída de energia elétrica de CC em CA.

Sombreamento de vento: A redução das cargas de vento sobre painéis solares no interior do arranjo devido à proteção fornecida pelos painéis solares no perímetro.

Sombreamento solar: Sombras criadas por objetos vizinhos que exigem a realocação de painéis solares e, às vezes, aberturas dentro do arranjo. Isso pode criar forças de vento sobre os painéis solares imediatamente adjacentes à abertura que são mais altas do que as forças no interior do arranjo.

Tamanho do arranjo: O número de painéis fotovoltaicos interconectados (o número mínimo de painéis em cada fileira), o espaço entre as fileiras e o número de fileiras em um determinado arranjo. Os testes em túnel de vento ou de modelos de campo devem reproduzir o tamanho mínimo de arranjo a ser utilizado. Se todo o restante for igual, quanto maior o ângulo de inclinação dos painéis fotovoltaicos, maior será o espaçamento necessário entre as fileiras para evitar o sombreamento dos painéis nas fileiras adjacentes.

Teste biaxial: Um teste em mesa vibratória no qual são aplicadas acelerações simultaneamente em um eixo horizontal principal e no eixo vertical.

Teste triaxial: Um teste em mesa vibratória no qual são aplicadas acelerações simultaneamente em dois eixos horizontais principais e no eixo vertical.

Túnel de vento de camada limite: Um túnel de vento com obstruções colocadas em seu piso que reproduzem a parte inferior da camada limite e a exposição à rugosidade da superfície relacionada ao projeto para vento da edificação e do equipamento de telhado.

Túnel de vento no estilo aeroespacial: Um túnel de vento de tamanho menor (em comparação com um túnel de vento de camada limite), que simula forças de vento horizontais atuando diretamente em um objeto. Ele não simula as condições na parte inferior da camada limite, o que é necessário para reproduzir a exposição à rugosidade da superfície relacionada ao projeto para vento da edificação e do equipamento de telhado.

ANEXO B – HISTÓRICO DE REVISÕES DO DOCUMENTO

Neste anexo estão registradas as mudanças feitas neste documento em cada uma das vezes que ele foi publicado. Note que os números das seções se referem especificamente àqueles da versão publicada na data indicada (ou seja, os números das seções nem sempre são os mesmos entre as diferentes versões).

Outubro de 2024. Revisão intermediária. Foram adicionadas orientações melhoradas referentes a estratégias de recolhimento defensivo de painéis em caso de queda de granizo, tanto sob o ponto de vista de projeto quanto de protocolos para elemento humano.

Julho de 2023. Revisão intermediária. Foram feitas pequenas alterações editoriais.

Janeiro de 2023. Revisão intermediária. As mudanças significativas incluem:

- A. Adição de orientações para a separação entre arranjos fotovoltaicos e potenciais fontes de incêndios externos.
- B. Adição de orientações para a construção de edificações auxiliares.
- C. Adição de orientações para o acesso do corpo de bombeiros.
- D. Revisão das orientações para cargas de vento de projeto para arranjos com inclinação fixa.
- E. Adição de orientações para cargas de vento de projeto e mitigação para arranjos com inclinação variável.

- F. Adição de orientações para estruturas fotovoltaicas elevadas (carports).
- G. Revisão das orientações relacionadas à resistência a granizo para refletir os métodos de teste atualizados.
- H. Revisão das orientações relacionadas a inundações para assegurar o acesso após eventos.
- I. Adição de orientações para a gestão da vegetação.
- J. Adição de material de apoio para recomendações relacionadas a arranjos com inclinação variável.
- K. Adição de material de apoio para testes com areia e pó.

Abril de 2020. Revisão intermediária. Modificação das orientações para classificações de resistência à queda de granizo de painéis fotovoltaicos com base em mudanças na Norma Técnica 1-15, *Painéis Solares Fotovoltaicos Instalados em Coberturas de Edificações*.

Outubro de 2014. Revisão intermediária. Modificação das recomendações para classificações de resistência à queda de granizo de painéis fotovoltaicos com base em mudanças na Norma Técnica 1-34, *Hail Damage*.

Outubro de 2012. Esta é a primeira edição deste documento.

ANEXO C – INFORMAÇÕES COMPLEMENTARES

C.1 Geral

Atualmente (2012), as células fotovoltaicas individuais são construídas com vários materiais, incluindo silício monocristalino, silício policristalino, silício amorfo, telureto de cádmio e seleneto de cobre, índio e gálio. As células solares fotovoltaicas individuais são conectadas em série e protegidas dentro de um invólucro resistente a intempéries (no esquema sanduíche) para formar um módulo. O invólucro resistente a intempéries consiste em vidro reforçado por calor na parte superior e vidro temperado na parte inferior, com revestimento antirreflexo na superfície superior.

Vários módulos são montados juntos, em um único plano, para formar um painel fotovoltaico. Para os fins desta norma técnica, os termos “módulo” e “painel” são usados como sinônimos.

Um conjunto de painéis fotovoltaicos é, então, integrado mecânica e eletricamente, incluindo uma estrutura de suporte e conexões e equipamentos elétricos, para formar um arranjo fotovoltaico. Os painéis do arranjo convertem a energia da luz solar em energia elétrica de corrente contínua (CC). Essa energia é, então, distribuída para a rede de distribuição. Em geral, um inversor é utilizado para converter a energia elétrica de CC em corrente alternada (CA).

Espera-se que um sistema fotovoltaico bem projetado e mantido funcione por mais de 20 anos. Para instalações de grande porte, uma das principais preocupações é o impacto de vários riscos naturais devido a uma agregação de exposições em um único local. Os sistemas fotovoltaicos estão sujeitos a condições climáticas como granizo, chuva, neve, gelo, terremotos, vento e tempestades, e os danos potenciais podem ser substanciais.

Em geral, os painéis solares fotovoltaicos são muito confiáveis. No entanto, ambientes inóspitos, como condições desérticas e altas temperaturas, podem causar a degradação do desempenho. A taxa anual de degradação de desempenho resultante de condições normais de operação foi estimada entre 0,5% e 2%. Essas taxas podem ser excedidas no caso de uma condição climática severa, como granizo ou tempestade de areia.

C.2 Tendências da energia solar fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica é a tecnologia energética que mais cresce no mundo. A produção de energia solar fotovoltaica aumentou significativamente na última década, crescendo a uma taxa média anual de quase 50% desde o início do século. A maior parte desse aumento de capacidade é resultado da instalação de grandes sistemas conectados à rede, que são abordados nesta norma técnica.

Espera-se que o crescimento continue no futuro, à medida que os custos médios de instalação diminuem e várias entidades governamentais fornecem incentivos fiscais, programas de financiamento e outros incentivos para estimular o investimento na tecnologia. Embora a taxa de crescimento tenha diminuído recentemente devido à redução dos incentivos governamentais, ainda se espera um crescimento do setor, conforme mostrado na Tabela C.2.

Tabela C.2. Capacidade solar fotovoltaica instalada em todo o mundo

Ano	Capacidade mundial instalada (GW)
2000	1
2005	5
2006	7
2007	10
2008	16
2009	23
2010	40
2011	53-61 (estimada)
2012	68-84 (estimada)
2013	86-115 (estimada)
2014	107-152 (estimada)
2015	131-196 (estimada)

Obs.: As estimativas de capacidade instalada cumulativa de 2011 a 2015 baseiam-se no relatório Global Market Outlook for Photovoltaics Until 2015 da European Photovoltaic Industry Association

A Europa é o principal mercado do mundo para energia solar, liderado por países como Itália, Alemanha, República Tcheca e Reino Unido. No entanto, a participação mundial da Europa na energia solar instalada está estagnando, pois países como China, Japão, Austrália, Canadá e Estados Unidos continuam a criar instalações solares fotovoltaicas em grande escala. Nos EUA, os estados da costa leste e do sudoeste do país são os principais responsáveis pelo aumento da capacidade do país. A Califórnia é responsável pela maioria das instalações fotovoltaicas nos Estados Unidos.

C.3 Tipos de células fotovoltaicas

- A. As células monocristalinas têm a maior eficiência de conversão. No entanto, o processo de fabricação é altamente intensivo e caro.
- B. As células policristalinas têm uma eficiência menor do que as células monocristalinas, mas também têm um custo de fabricação mais baixo.
- C. As células amorfas têm um processo de fabricação relativamente simples, um custo de fabricação mais baixo e um consumo de energia menor na produção. No entanto, essas células também têm uma superfície de instalação maior, menos eficiência de conversão e degradação inerente durante os primeiros meses de operação, o que se prolonga durante a vida útil dos painéis.
- D. A tecnologia de células de filme fino usa camadas finas de telureto de cádmio (CdTe) ou disseleneto de cobre e índio (CuInSe₂). O processo usa muito pouca energia e é bastante econômico. Os processos de fabricação são simples, e as eficiências de conversão são relativamente altas.
- E. A tecnologia de células de arsenieto de gálio (GaAs) produz células fotovoltaicas altamente eficientes, embora o processo de fabricação seja muito caro. A geração de energia das células de GaAs também é relativamente independente da temperatura de operação e é usada principalmente em programas espaciais.
- F. A tecnologia de células de multijunção emprega duas ou mais camadas de células fotovoltaicas, geralmente do tipo filme fino, que são sobrepostas. Cada camada extrai uma parte específica do espectro da luz recebida. Uma célula com duas camadas é geralmente chamada de dispositivo "tandem".

C.4 Tipos de sistemas fotovoltaicos

C.4.1 Painéis fotovoltaicos de placa plana

O tipo de arranjo mais comum usa módulos ou painéis fotovoltaicos de placa plana. Várias células solares são interconectadas e empacotadas para formar módulos fotovoltaicos, que, por sua vez, são conectados em um arranjo ou painel para produzir mais energia. Os painéis solares são fixados em estruturas inclinadas.

C.4.2 Sistemas concentradores

Nesses sistemas, refletores ou lentes são utilizados para concentrar a radiação solar recebida nas células e, assim, coletar mais energia com um determinado número de células fotovoltaicas. Esses sistemas geralmente usam rastreadores com dois eixos para garantir que as células sempre recebam a quantidade máxima de radiação solar.

C.5 Estruturas de suporte

Os arranjos fotovoltaicos devem ser montados em estruturas estáveis, duráveis e capazes de suportar o arranjo e resistir a vento, terremoto, chuva, granizo e outras condições adversas previstas. Os materiais de construção podem incluir alumínio, ferro ou aço. Embora estruturas de madeira possam ser encontradas em instalações existentes, materiais de construção combustíveis não são recomendados. Deve-se providenciar proteção adequada contra corrosão ou deterioração.

Estruturas estacionárias são geralmente usadas com sistemas de placas planas. Entre as opções de estruturas de suporte estacionárias, a montagem em racks é considerada a mais versátil. Ela pode ser construída com bastante facilidade e instalada no solo.

Em alguns casos, a estrutura de suporte também é projetada para rastrear o sol. Essas estruturas inclinam o arranjo fotovoltaico a um ângulo fixo, determinado pela latitude das instalações, pelos requisitos de carga e pela disponibilidade de luz solar. Há dois tipos básicos de estruturas de rastreamento: um eixo e dois eixos. Os rastreadores de um eixo são normalmente projetados para rastrear o sol de leste a oeste. Um tipo de rastreador passivo de um eixo é acionado por um sistema de Freon fechado que faz com que o rastreador acompanhe o sol com a precisão adequada para módulos fotovoltaicos de placa plana. Esses rastreadores também são utilizados, às vezes, com sistemas fotovoltaicos concentradores. Os rastreadores de dois eixos são utilizados principalmente com sistemas fotovoltaicos concentradores. Essas unidades rastreiam o curso diário do sol, bem como seu curso sazonal entre os hemisférios norte e sul. Geralmente, os sistemas sofisticados são mais caros e requerem mais manutenção.

C.6 Balanço do sistema

O balanço do sistema inclui todos os equipamentos que permitem que a eletricidade gerada por sistemas fotovoltaicos seja aplicada adequadamente à carga. Normalmente, consiste em estruturas para a montagem de arranjos fotovoltaicos e equipamentos de condicionamento de energia que ajustam e convertem a eletricidade de CC para a forma e magnitude adequadas exigidas por uma carga de CA. O balanço do sistema também pode incluir dispositivos de armazenagem, como baterias, que permitem que a eletricidade gerada seja usada em dias nublados ou à noite.

C.6.1 Unidade de condicionamento de energia

As unidades de condicionamento de energia processam a eletricidade produzida por um sistema fotovoltaico para que atenda às demandas específicas da carga. Essas unidades podem ter as seguintes funções:

- A. Limitar a corrente e a tensão para maximizar a saída de energia.
- B. Converter energia de CC em CA.
- C. Combinar a eletricidade de CA convertida com a rede elétrica de uma concessionária.
- D. Fornecer medidas de proteção para proteger o pessoal da concessionária e a rede contra danos durante reparos.

Os requisitos específicos das unidades de condicionamento de energia dependem do tipo e da aplicação do sistema fotovoltaico. Para aplicações de CC, a unidade de condicionamento de energia consiste em reguladores que controlam a saída em nível constante de tensão e corrente para maximizar a saída. Para cargas de CA, a unidade de condicionamento de energia deve incluir um inversor que converta a corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada. Normalmente, os inversores fornecem energia (com um fator de potência muito próximo da unidade) à rede pública. Os inversores em operação hoje normalmente usam transistores bipolares de porta isolada (IGBTs) como dispositivos de comutação e também são equipados com um mecanismo de rastreamento de ponto de potência máxima (MPPT) para garantir a coleta máxima de energia líquida dos módulos fotovoltaicos. Em geral, não são conectados a baterias. No entanto, as baterias podem atuar como nobreaks.

C.6.2 Baterias

As baterias oferecem a opção de armazenar eletricidade fotovoltaica para uso posterior. Se a conexão à rede pública não for uma opção, será necessário um sistema de baterias de reserva para a armazenagem de energia. No entanto, as baterias reduzem a eficiência de um sistema fotovoltaico, pois apenas cerca de 80% da energia que entra nelas pode ser recuperada. Assim como as células fotovoltaicas, as baterias são dispositivos de corrente contínua diretamente compatíveis apenas com cargas de corrente contínua. No entanto, as baterias também podem servir como um condicionador de energia elétrica para essas cargas, regulando a energia. Isso permite que o arranjo fotovoltaico opere mais próximo de sua potência de saída ideal.

C.6.3 Outros dispositivos

C.6.3.1 Medidor de energia líquida

Esse dispositivo registra a energia gerada em um formato de adição exclusivo. O registro de energia elétrica gravado é a quantidade líquida de energia consumida (ou seja, a energia total usada, menos a quantidade de energia produzida pelo sistema de energia solar).

C.6.3.2 Transformador de isolamento de conexão à rede

Para evitar a transferência de ruídos de qualidade de energia entre a rede e o sistema fotovoltaico, um transformador de isolamento é colocado entre o painel de distribuição de serviço principal dos inversores e a rede. O enrolamento delta do transformador de isolamento, que é conectado ao barramento de serviço, circula as harmônicas de ruído no enrolamento e dissipa a energia como calor. Alguns fabricantes de inversores incorporam transformadores de isolamento de saída como parte do sistema do inversor, o que elimina o uso de transformação externa e garante o isolamento de ruídos.

ANEXO D – COLETA DE DADOS DE PROJETO SOLAR FOTOVOLTAICO MONTADO NO SOLO PARA PROJETO PARA VENTO E GRANIZO

Parte 1: Geral

<i>Geolocalização (endereço ou lat./long.)</i>		
Ano do projeto		
Capacidade (MW-dc)		
Valor total segurado (US\$)		
Valor diário médio de interrupção do negócio (US\$)		
Detalhes do painel (incluir todos os painéis instalados)	Fabricante(s):	
	Número(s) de modelo:	
	Folha(s) de especificação anexada(s)? (S/N):	
Rastreamento do sol	Fixo ou variável:	
	Número de eixos:	
	Fabricante do rastreador:	
Carga de neve	Aplicável (S/N):	
	Carga testada (psf ou kN/m ²):	

Parte 2: Projeto para vento

<i>Velocidade do vento utilizada no projeto: Indicar o limite ou máximo permitido (mph ou m/s)</i>		
Categoria de risco de projeto para vento de acordo com a ASCE 7		
Testes de carga de vento	Método de teste (por exemplo, UL ou IEC):	
	Relatório de teste anexado (S/N):	
	Carga estática testada (psf ou kPa):	
	Teste de carga dinâmica (túnel de vento) (S/N):	
	Relatório de teste de carga dinâmica anexado (S/N):	

Parte 3: Granizo

<i>Teste de impacto realizado (S/N)</i>		
Laboratório de testes		
Método de teste (título ou número do editor)		
Tamanho máximo de granizo testado (mm ou in)		
Microfissuras	Investigado (S/N):	
	Relatório de teste disponível (S/N):	

Parte 4: Mitigação de riscos naturais

<i>Identificação de riscos (se aplicável)</i>	<i>Serviço de meteorologia:</i>	
	Sensores no local (tipo e número):	
Posição de retração contra vento (grau respectivo à horizontal)		
Posição de retração contra granizo (grau respectivo à horizontal)		
Posição de retração quando ambos os riscos estiverem presentes (grau respectivo à horizontal)		
Partida	Manual ou automática	
	Proximidade do evento climático na partida (mi ou km)	
	Política de retração anexada (S/N)	
Tempo máximo necessário para atingir a posição de retração após a partida (s)		