

Anexo A - ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS

1. Todos os componentes do SFCR (Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede) devem estar de acordo com as normas brasileiras e/ou internacionais, garantindo qualidade, integridade e desempenho em conformidade com as especificações após sua instalação.
2. Todo o sistema deverá ser avaliado quanto à segurança dos módulos fotovoltaicos para o risco de choque elétrico, perigo de incêndio, mecânica e segurança estrutural, considerando o SPDA (Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas) e MPS (Medidas de Proteção contra Surtos elétricos).
3. A fim de assegurar o suporte técnico ao produto pelo fabricante durante o longo prazo da garantia, os fabricantes dos módulos devem estar classificados como TIER 1 pela Bloomberg NewEnergy Finance (BNEF), demonstrando assim sua estabilidade financeira, operacional e tecnológica.

4. Módulos Fotovoltaicos

Este item compreende todos os elementos necessários para a fabricação, transporte, montagem e comissionamento dos módulos fotovoltaicos que compõem as Usinas objeto desta especificação.

Os módulos fornecidos devem atender às normas aplicáveis e especificações listadas na Tabela I e possuir certificação brasileira ENCE (INMETRO), conforme Portaria N° 004/2011 e Portaria INMETRO 140/2022. Além disso, os módulos deverão ter ano de fabricação a partir de 2021, ser apropriados para ambientes severos e possuir nível máximo esperado de degradação de potência de 10% durante o período de garantia (12 anos) e 25 anos de garantia de rendimento linear.

A fim de assegurar o suporte técnico ao produto pelo fabricante durante o longo prazo da garantia, os fabricantes dos módulos devem estar classificados como TIER 1 pela Bloomberg NewEnergy Finance (BNEF), demonstrando assim sua estabilidade financeira, operacional e tecnológica.

Requisitos Gerais para os Módulos Fotovoltaicos

Item N°.	Descrição	Unidade	Requisito
1	Características dos Módulos FV		
1.1	Tipo de Célula		Silício Monocristalino
1.2	Eficiência do Módulo	%	Superior a 20,5%
1.3	Coeficiente de temperatura da potência	-% / °C	Não superior a 0,37(valor absoluto)
1.4	Grau de Proteção		IP 68
1.4	Tolerância de potência		+/- 5W)
1.5	Coeficiente de temperatura da corrente de curto-circuito	% / °C	Igual ou menor que 0,05
1.6	Potência de pico mínima do modulo	Wp	500
2	Garantia de Produto e Garantia de Desempenho		
2.1	Degradação máxima no primeiro ano de operação	%	2,0

2.2	Degradação anual máxima nos anos subsequentes	%	0,45
3	Documentação		
3.1	Especificações Técnicas Detalhadas (catálogo)		
3.2	Manual de Instalação		
3.3	Dados do teste de Flash para cada módulo		Em pdf e planilha eletrônica
3.4	Manual/instruções de limpeza		
3.5	Certificado de conformidade com a IEC 61215		
3.6	Certificado de conformidade com a IEC 61730		
3.7	Manual de O&M		

4.1 Critérios de Aceitação dos Módulos Fotovoltaicos

O objetivo dos testes de aceitação é verificar se as características elétricas dos módulos fotovoltaicos estão de acordo com os valores nominais e se não há danos ou avarias nas peças entregues. Para esse propósito serão realizadas diferentes avaliações, conforme descrito nas seções a seguir.

4.1.1 Avaliação de dados do teste de flash do fabricante

O fornecedor deverá comprovar a execução de ensaio de *flash test* de 100% dos módulos durante a manufatura e apresentar planilha eletrônica para a CONTRATANTE listando os resultados dos testes, associando-os aos números de série das peças fornecidas. Caso sejam encontradas não conformidades ou desvios em relação aos valores nominais em 10% da amostra, o lote será rejeitado.

Como parte do teste de flash, o fabricante do módulo fotovoltaico deve fornecer os principais parâmetros elétricos (I_{sc} , V_{oc} , I_{mpp} , V_{mpp} , P_{mpp} , FF) e dados de medição de cada módulo individual fornecido para o local. Será de responsabilidade do CONTRATADO verificar se todos os módulos são providos com a potência nominal garantida e dentro das tolerâncias de potências determinadas. Para este fim, a potência no Ponto de Máxima Potência (MPP) na ficha de dados (catálogo) do teste de flash deve ser verificado frente a potência nominal e tolerâncias de potência. O módulo que obtiver potência menor que a especificada deve ser rejeitado.

4.1.2 Ensaios de recebimento

Amostras de módulos podem ser testadas no ato do recebimento pelo CONTRATANTE para garantir a integridade dos módulos fornecidos e identificar possíveis avarias ocorridos aos equipamentos durante o transporte.

4.1.3 Inspeção visual

Todos os módulos entregues pela CONTRATADA deverão passar por inspeção visual no momento de sua aceitação, de forma a avaliar a sua integridade. Módulos nos quais sejam identificadas avarias ou não conformidades deverão ser substituídos.

4.2 Manuseio e instalação dos Módulos Fotovoltaicos

Durante as atividades de instalação dos módulos fotovoltaicos, deve-se seguir as medidas de segurança recomendadas pelo fabricante, a fim de evitar danos aos montadores e aos equipamentos. Os módulos fotovoltaicos só poderão ser instalados por profissionais qualificados e devem sempre ser manuseados por, pelo menos, duas pessoas. Devem ser seguidas as orientações do manual de instalação e do projeto e observados os seguintes cuidados no manuseio, transporte e instalação dos módulos fotovoltaicos:

- A fixação dos módulos nas estruturas metálicas de suporte deve ser feita utilizando-se os componentes e ferramentas adequados;
- Os conectores nas extremidades das *strings* devem ser isolados até que o cabeamento CC primário seja conectado. Deve-se assegurar a condição dos conectores e mantê-los limpos e secos. Nunca se deve inserir objetos de metal nos conectores ou modificá-los para encaixá-los na conexão desejada.
- Recomenda-se evitar o manuseio de módulos fotovoltaicos quando o vidro, a estrutura ou a parte traseira estiverem danificados. Além disso, deve-se evitar manusear os módulos fotovoltaicos quando estiverem molhados. Nunca se deve tocar molhado em conexões elétricas sem luvas isolantes de proteção adequadas.
- Para evitar formação de arco voltaico e choques elétricos, não se deve realizar desconexões de circuitos energizados.
- Não pisar, se apoiar ou colocar objetos sobre os módulos;
- Não deixar cair ferramentas ou qualquer tipo de material sobre os módulos;
- Não aplicar tinta ou adesivo sobre a parte superior ou posterior dos módulos;
- Módulos com vidro trincado ou com a parte traseira danificada devem ser trocados imediatamente pelo risco de choque elétrico;
- Não retirar placas e adesivos de identificação;

4.3 Critérios de Aceitação da instalação dos Módulos Fotovoltaicos

Os critérios de aceitação para a instalação dos módulos fotovoltaicos são:

- Os módulos devem estar alinhados e distribuídos de forma homogênea sobre a estrutura de suporte;
- As fixações devem estar totalmente apoiadas nos módulos ou nas estruturas de suporte e com seus devidos apertos segundo o fabricante. As fixações não podem ficar tortas ou sob efeito de torções;
- A fixação dos módulos deve respeitar as distâncias recomendadas pelo fabricante;
- Os conectores devem estar firmemente conectados, de forma que não se soltem sem que as travas sejam acionadas;

- O cabeamento deve estar fixado nas estruturas para que não sofra nenhum dano devido a intempéries;
- Todos os materiais (cabos, conectores, presilhas, etc.) devem estar em perfeitas condições. Os módulos não devem apresentar riscos, vidros quebrados ou trincados, isolamento traseira danificada, tintas ou adesivos, manchas sob o vidro, etc.
- Os módulos devem manter todas as placas e adesivos de identificação de fábrica.
- A inclinação e orientação dos módulos deve estar conforme definido no projeto.
- Todas as conexões CC devem ser feitas através dos conectores adequados (MC4), não sendo admitida, em hipótese alguma, emendas diretas.

5. Inversores

Os inversores fotovoltaicos fornecidos devem atender às normas aplicáveis e especificações técnicas constantes nesse documento.

- O fabricante dos inversores deverá possuir canais de assistência técnica no Brasil;
- Garantia dos inversores de no mínimo 10 anos, grau de proteção mínimo IP 65, e atenderem todas as exigências da concessionária de energia local.
- Todos os inversores devem ser trifásicos e do tipo GRID-TIE, ou seja, projetados para operarem conectados à rede da concessionária local de energia elétrica na frequência de 60 Hz.
- Deverão apresentar eficiência máxima de pico não inferior a 97%, bem como, devem ser capazes de operar normalmente à potência nominal, sem perdas, na faixa de temperatura ambiente de 0°C a 45° C.
- Os inversores devem atender a todos os requisitos e estar configurados conforme as normas IEC/EN 61000-6-1/61000-6-2/61000-6-3, IEC 62109-1/2, IEC62116, NBR 16149 e DIN VDE 0126-1-1.
- Deve ser incluída a proteção contra o funcionamento em ilha, respeitando a resposta aos afundamentos de tensão, devendo ainda, incluir proteção contra reversão de polaridade na entrada C.C., curto-circuito na saída C.A., sobretensão e surtos em ambos os circuitos, C.C. e C.A., proteção contra sobrecorrente na entrada e saída além de proteção contra sobretemperatura.
- Os inversores devem possuir display digital local para configuração e monitoramento dos dados de operação e dos parâmetros de controle e proteção e devem possuir capacidade de monitoramento local e remoto, com e sem fio, e devem ser compatíveis com rede de supervisão baseada em TCP/IP e Ethernet, disponibilizando, em tempo real, todos os dados referentes às variáveis de entrada e saída (tensões, correntes, potências, etc.), bem como seus parâmetros de configuração e registros de eventos

- O acesso para visualização e modificação de configurações deve ser protegido por protocolos de rede seguros e devem exigir, no mínimo, acesso por senha.
- Os inversores devem ter capacidade de armazenamento interno das variáveis de entrada e saída por um período mínimo de 48 horas com intervalo de amostragem máximo de um minuto (data logger) para os casos de perda temporária do link de comunicação e de eventos (event logger) de no mínimo os 50 registros mais recentes.
- A máxima tensão de entrada do inversor deve ser maior do que a máxima tensão das strings corrigida pelo coeficiente de temperatura de V_{oc} , indicado no datasheet dos módulos. A temperatura a ser adotada no cálculo deverá ser a mínima histórica para a localidade no período de 1981-2010, conforme disponibilizado pelo INMET em <https://portal.inmet.gov.br/normais>, ou 5 °C, caso ela não esteja disponível.
- A mínima tensão de MPPT do inversor deverá ser pelo menos 10% menor do que a mínima tensão das strings, corrigida pelo coeficiente de temperatura de $P_{máx}$, indicado no datasheet dos módulos. A temperatura a ser adotada no cálculo deverá ser a máxima histórica para a localidade no período de 1981-2010, conforme disponibilizado pelo INMET em <https://portal.inmet.gov.br/normais>, somada de 35 °C. Caso ela não esteja disponível, será considerada igual a 75 °C;
- Os inversores deverão ser instalados em local apropriado e de fácil acesso e deverão construtivamente atender aos critérios da NR-10. A forma de instalação dos inversores, se em “Skid” ou descentralizada, deverá ser definida com base no critério de menores perdas elétricas, levando-se em consideração o número de MPPTs dos inversores e o comprimento dos circuitos c.c. e c.a.;
- No caso da instalação em "Skid", os inversores deverão ser protegidos contra intempéries, exposição direta à luz solar e exposição a altas temperaturas em suas proximidades, além de possuir espaçamento suficiente para dissipação de calor, com o objetivo de evitar o derating de temperatura e a redução de potência ou desligamentos;
- Devem ser observadas as recomendações do fabricante acerca das distâncias mínimas para a instalação dos equipamentos;
- Deverão ser respeitadas as indicações do fabricante quanto aos cabos e conectores a serem utilizados para a conexão. Todas as conexões devem estar firmes e com os devidos conectores;
- O local de instalação deve ser coberto e permanecer sombreado e ventilado durante todo o dia para que não haja redução de potência ou desligamentos;
- Entre cada conjunto de strings (Caixas de junção) e a sua unidade correspondente, deverá ser instalado um dispositivo de proteção contra surtos Classe 2 na entrada CC do inversor, bem como um dispositivo de proteção contra surtos Classe 2 na saída CA de cada inversor. Todos esses dispositivos devem ser conectados à ligação a terra / sistema equipotencial;

- A conexão das strings ao inversor deverá ser feita de acordo com o padrão de sombreamento do local a fim de minimizar as perdas por mismatch. Especificamente, strings com diferenças significativas na situação de sombreamento não devem ser conectadas na mesma entrada MPPT do inversor ou no mesmo inversor (em caso de inversores com MPPT único).
- Vida útil esperada de no mínimo 20 anos.

6. Quadros e cabos

- O quadro de paralelismo dos inversores de cada sistema fotovoltaico, disjuntores de proteção e barramentos associados, cabos de entrada e saída devem ser dimensionados e instalados em conformidade com a NBR 5410 e deve possuir, no mínimo, as seguintes características:
- Disjuntor geral compatível com os níveis de tensão e corrente.
- Proteção mecânica das partes energizadas em placa de policarbonato permitindo acesso somente aos comandos dos disjuntores.
- Circuitos identificados com plaquetas de material plástico gravadas em baixo relevo e com caracteres em alto contraste.
- Deve possuir medidor de multigrandeza para aferição de no mínimo tensão entre as fases e entre fase e neutro e corrente nas fases com capacidade para comunicação integrada com o sistema de supervisão remota.
- O quadro deve ser projetado com capacidade para ampliações futuras.
- Os quadros e demais componentes elétricos deverão possuir garantia mínima de 10 anos.
- A associação em paralelo das séries (strings), dos quadros de proteção e controle CC e CA (strings boxes) deve ser feita em caixas de conexão, localizadas nas proximidades do inversor, ou seja, integrada ao inversor, que incluem os seguintes elementos:

Disjuntores de proteção.

Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS), entre ambos os polos do paralelo e entre eles e o sistema de aterramento, dimensionados conforme as características do sistema instalado e seguindo a Norma NBR IEC 61643-1 e NBR IEC 6036

Os DPS's devem estar devidamente compatibilizados com as instalações existentes/originais.

- As caixas de conexão devem ser pelo menos IP 65, em conformidade com as normas pertinentes e devem ser resistentes à radiação ultravioleta.
- Os condutores CC, desde as caixas de conexão até a entrada dos inversores, deverão ser instalados em eletrocalhas ou eletrodutos, com caixas de passagem seguindo as normas brasileiras de instalações elétricas.
- Queda de tensão nos condutores CC, desde os módulos até a entrada dos inversores, deve ser

inferior a 2% para a corrente de máxima potência do gerador em STC.

- Os STRINGS BOXES deverão possuir garantia mínima de 5 anos.
- Os cabos elétricos fotovoltaicos (CC e CA), quando instalados ao tempo, devem apresentar as seguintes características:

Devem ser resistentes a intempéries e à radiação UV e propriedade de não propagação de chama, de auto extinção do fogo, não halogenado e suportar temperaturas operativas de no mínimo 90°C. Devem apresentar tensão de isolamento apropriada à tensão nominal de trabalho, não podendo ser inferior a 750V, ser flexíveis e devidamente dimensionados para as cargas que serão submetidos.

- Vida útil mínima de 25 anos, com garantia pela CONTRATADA de no mínimo 5 anos.

7. Aterramento

Todas as estruturas metálicas e equipamentos devem estar conectados ao sistema de aterramento, de forma a garantir a equipotencialidade.

Os módulos fotovoltaicos devem ter dispositivos de proteção contra surtos nas caixas de conexão, entre ambos os polos das conexões em paralelo dos strings e entre eles e o condutor de aterramento.

Toda a instalação, deve ser realizada em conformidade com a norma NBR 5419 e NBR 5410, inclusive, eventuais adequações necessárias.

8. Gerenciamento Remoto

8.1. A usina fotovoltaica deverá possuir sistema de gerenciamento remoto, sendo:

Cada unidade de geração fotovoltaica deverá ser fornecida com capacidade para gerenciamento remoto através de sistema de supervisão capaz de manter base de dados em tempo real das variáveis de monitoramento e seu registro histórico, bem como os registros de eventos dos equipamentos principais (inversores, painéis, etc.) e auxiliares (disjuntores gerais, DPS's, etc.).

8.2. A plataforma e demais recursos escolhidos para implementação do sistema de gerenciamento remoto deverão oferecer capacidade para expansão a fim de permitir o monitoramento conjunto de todas as futuras unidades de geração fotovoltaica.

8.3. A referência de tempo para todas as unidades deverá ser sincronizada por protocolo de tempo real com capacidade para garantir o correto sequenciamento de eventos entre as diferentes unidades monitoradas.

8.4 O sistema de gerenciamento remoto deverá coletar e monitorar todos os dados dos sistemas fotovoltaicos instalados permitindo a supervisão remota do sistema.

8.5. A rede de supervisão do sistema fotovoltaico deverá ser integrada a rede de dados do edifício sem implicar em falha na segurança da mesma.

8.6. O sistema de gerenciamento deverá disponibilizar, pelo menos, as seguintes informações em tempo real:

I – A energia gerada (diária, mensal, anual) em kWh.

II – Tensão e corrente CC de entrada por canal de MPPT).

III – Tensões e correntes eficazes por fase na saída de cada inversor.

IV – Potência em kW CA de saída por inversor.

- V – Potência em kW exportada para a rede externa.
- VI – Balanço diário de energia gerada, consumida e exportada.
- VI – Gerenciamento de alarmes e eventos.
- VII – Registro histórico das variáveis coletadas de, ao menos, 12 meses.
- VIII – Estado dos dispositivos de proteção (disjuntores e DPS's).

8.7. O sistema de monitoramento deverá possuir recursos para medir e registrar a potência consumida internamente e fornecer o balanço de energia entre a geração, o consumo e a exportação para a rede.

8.8. O sistema de gerenciamento deverá possuir capacidade para futuras expansões caso haja necessidade de se incluir o monitoramento de novas variáveis ou inclusão de novos equipamentos.

9. Estrutura metálica de suporte e demais serviços comuns de engenharia

9.1. As estruturas dos sistemas não devem interferir no sistema de escoamento de águas pluviais das unidades e nem causar infiltrações no interior da edificação, mas deve ser posicionada de forma a direcionar adequadamente os módulos fotovoltaicos para a melhor posição de insolação recomendada para a região.

9.1.2. A estrutura metálica de suporte dos painéis geradores fotovoltaicos deverá ser posicionada de forma a favorecer a produção máxima de energia, dentro dos limites mínimos estipulados no edital e resguardada a estética e a segurança das instalações.

9.2. Deve ser avaliada a sobrecarga à estrutura da edificação devido às instalações citadas, de modo a não causar danos à edificação existente, seja estrutural ou de outra natureza.

9.3. Nas instalações e montagens deverão ser utilizados todos os EPI e EPC necessários e seguidas todas as normas de segurança aplicáveis, sobretudo as seguintes normas regulamentadoras: NR06; NR10; NR35.

9.4 Nenhum trabalhador da equipe poderá executar suas funções, sem estar portando e utilizando os EPI necessários.

9.5. Devem ser apresentados à Fiscalização, com no mínimo 2 dias úteis de antecedência das atividades, os certificados válidos dos cursos de NR 10 e de NR 35 para todos os trabalhadores que estiverem expostos aos riscos elétrico e de altura, respectivamente. As frentes de serviço somente podem realizar suas atividades, mediante a devida regularização.

9.6. A CONTRATADA deverá prever todos os serviços necessários para a adequação da estrutura para instalação da usina fotovoltaica e todos seus componentes, por exemplo: reforços na estrutura, passagens, quebras de paredes, rasgos, rebocos, instalações elétricas, hidráulicas, drenos, interligações, recomposição da pintura, etc.

10. Comissionamento

10.1. Antes da realização do comissionamento a CONTRATADA deverá entregar em meio digital/DWG e impresso o As-Built da instalação, o qual será conferido durante o processo, e, caso haja necessidade, adaptado para atender às exigências feitas no mesmo.

10.2. Havendo necessidade de adaptações na execução após o comissionamento, o As Built retificado deverá ser entregue como um dos documentos necessários para a emissão do Termo de Recebimento Definitivo.

10.3. Para o comissionamento da usina, deverá ser realizada previamente uma inspeção geral na estrutura e componentes observando:

10.3.1. Aspecto visual de todas as estruturas metálicas, módulos, conectores, cabos e quadros.

10.3.2. Medição com câmera termográfica em todo o sistema em pleno funcionamento com o gerador fotovoltaico operando normalmente (conectado à rede), deve ser observada a temperatura dos módulos fotovoltaicos, registrando a diferença de temperatura entre a célula mais quente e a mais fria, e também qualquer temperatura absoluta próxima ou maior que 100° C.

10.3.3. Deve ser realizada também avaliação termográfica inicial dos quadros elétricos.

10.3. Todos os registros termográficos e aspectos visuais deverão fazer parte do relatório de comissionamento, registrando o estado inicial da instalação.

10.4 Avaliação de desempenho:

10.4.1. O princípio do teste consiste em observar as condições durante a operação real do sistema, a energia efetivamente fornecida à rede elétrica e comparar com a energia estimada conforme dimensionada em projeto a ser fornecida pelo sistema.

10.4.2. O período de registro deve englobar desde o nascer até o pôr do sol e os valores de irradiação solar registrados com periodicidade menor ou igual a 1 (um) minuto.

10.4.3. Ao final desse teste, deve ser plotado gráfico das medições de desempenho pela Irradiação Solar, bem como apresentar o desempenho médio do sistema.

10.5. Caracterização dos inversores:

10.5.1. Consiste em realizar a medição da eficiência do inversor em relação à carga.

10.5.2. A eficiência do inversor consiste na capacidade de conversão de energia CC em CA. Deve-se utilizar analisador de energia medindo a tensão CC, a corrente que alimenta a entrada do inversor, a corrente de saída e as três tensões CA de fase.

10.5.3. Deve-se avaliar a curva de eficiência medida para diferentes níveis de carregamento do inversor e comparar com a curva de eficiência apresentada pelo fabricante. Toda a documentação referente aos testes de comissionamento realizados deve ser entregue a CONTRATANTE em meio físico e digital.

10.6 Além dos relatórios finais de comissionamento, com as indicações mínimas do estipulado nos itens acima, deverão ser disponibilizados em meio eletrônico todos os dados brutos coletados durante o teste de comissionamento com suas respectivas bases de tempo para quaisquer análises futuras.

11. Garantias e manutenções

11.1 A CONTRATADA deverá fornecer a garantia de todos os equipamentos e instalações.

11.2. A CONTRATADA deverá prestar toda manutenção preditiva, preventiva e corretiva por 03 (três) anos após recebimento definitivo, incluindo o fornecimento/substituição de peças, equipamentos, conectores, disjuntores, serviços, inspeções etc,. Por exemplo: lavagens das placas no prazo recomendado pelo fabricante/ instalador, reparos elétricos, peças, conectores, infraestrutura elétrica, reapertos, conexões, bases metálicas, etc.

11.3. Deve ser apresentado catálogo, folha de dados ou documentação específica para a comprovação de todas as exigências técnicas dos equipamentos deste TR.

12. Normas técnicas

12.1. Os materiais empregados e os serviços executados deverão obedecer a todas as Normas Brasileiras atinentes ao objeto do contrato, existentes ou que venham a ser editadas, e às normas internacionais consagradas, na falta das normas da ABNT ou para melhor complementar os temas previstos pelas já citadas, mas especificamente às seguintes normas e legislação:

12.2. Lei n. 10.520 de 17 de julho de 2002;

- 12.3.** Decreto nº 9.507/2018;
- 12.4** Lei n. 8.666/93;
- 12.5.** Lei n.º 10.295, de 17 de outubro de 2001 – que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia;
- 12.6.** As normas do Instituto Nacional de Metrologia – INMETRO e suas regulamentações;
- 12.7.** Os regulamentos e normas da CEMIG;
- 12.8.** As prescrições e recomendações dos fabricantes relativamente ao emprego, uso, transporte e armazenagem dos produtos;
- 12.9.** NR 10 do Ministério do Trabalho e Emprego - Segurança em Instalações e Serviços em Eletricidade;
- 12.10.** NR 18 do Ministério do Trabalho e Emprego - Condições e meio ambiente de trabalho na indústria da construção;
- 12.11.** NBR 5410 - Execução de instalações elétricas de baixa tensão;
- 12.12.** NBR 5471 - Condutores elétricos;
- 12.13.** NBR 5419: 2015 - Proteção contra descargas atmosféricas;
- 12.14** NBR 16274:2014 - Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação dedesempenho;
- 12.15.** NBR 11876:2010 - Módulos fotovoltaicos - Especificação;
- 12.16.** NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- 12.17.** NBR 16150:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da 56 interface de conexão com a rede elétrica de distribuição – Procedimento de ensaio deconformidade;
- 12.18.** NBR IEC 62116:2012 Procedimento de ensaios de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- 12.19.** NBR IEC 61643-1/2007 - Dispositivos de proteção contra surtos em baixa tensão;
- 12.20.** IEC 61215 - Qualificação de Módulos Fotovoltaicos;
- 12.21.** IEC 61646 - Módulos Fotovoltaicos;
- 12.22.** IEC 61730 - Qualificação de segurança do módulo FV, Partes 1 e 2 requisitos para construção e testes, incluindo a classe de proteção II;
- 12.23.** IEC 61345 - UV Test for Photovoltaic (PV) Modules;
- 12.24** PRODIST Módulo 3;
- 12.25.** Resolução ANEEL 482/2012;
- 12.26.** Resolução ANEEL 687/2015;
- 12.27.** Resolução ANEEL 1000/2021.

13. A CONTRATADA deverá possuir equipamentos e ferramentas adequadas para a execução dos serviços, dentro dos padrões de qualidade exigidos neste termo de referência e pelos fabricantes dos equipamentos.