

ANEXO A

1. ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS

1.1. Geradores fotovoltaicos

1.1.1. Os geradores devem ser instalados e colocados em funcionamento seguindo rigorosamente o estabelecido pela Resolução Normativa 687/2015 da ANEEL, ou outra que venha a substituí-la;

1.1.2. A potência nominal do sistema fotovoltaico a ser contratado deverá ser de, no mínimo, 12,65 kWp (quilowatt pico);

1.1.3. Os sistemas fotovoltaicos devem apresentar perdas globais máximas de 20%. Como perdas globais, entenda-se todos os fatores que acarretam diminuição na energia efetivamente entregue pelo sistema em relação ao valor ideal, ou seja, considerando apenas a potência pico do sistema e as HSP (horas de sol pico) da instalação;

1.1.4. Fatores de perdas típicos são: perdas do inversor CC/CA; de sombreamento; sujeiras; coeficientes de temperatura; desbalanceamento das cargas (mismatching), entre outros. Os geradores serão instalados sobre telhados com telhas de fibrocimento, conforme descrito em projeto;

1.1.5. O sistema de geração será de autoprodução;

1.2. Módulos fotovoltaicos

1.2.1. O gerador fotovoltaico deverá ser composto por módulos idênticos, ou seja, com mesmas características elétricas, mecânicas e dimensionais;

1.2.2. Os módulos fotovoltaicos devem ser constituídos por células fotovoltaicas do mesmo tipo e modelo, feitos de silício mono ou policristalino;

1.2.3. Os módulos devem contar com certificação INMETRO;

1.2.4. Os módulos devem ter eficiência mínima de 20% em STC (Standard Test Conditions);

1.2.5. Variação máxima de potência nominal em STC de 5%;

1.2.6. Os módulos devem ter potência nominal mínima de 550Wp e potência por área de

ANEXO A

155Wp/m², incluídas todas as tolerâncias;

1.2.7. Os módulos devem ter, no mínimo, dois diodos de by-pass;

1.2.8. Os conectores devem ter proteção mínima IP67;

1.2.9. As caixas de junção devem ter proteção mínima IP68;

1.2.10. Com o inversor injetando normalmente na rede e em ausência de sombras, os módulos fotovoltaicos não devem exibir nenhum fenômeno de “ponto quente”;

1.2.11. Deve ser apresentado catálogo, folha de dados ou documentação específica para a comprovação das exigências acima;

1.2.12. Vida útil esperada mínima de 25 anos;

1.2.13. Nível máximo esperado de degradação da potência de 20% durante o período de vida útil.

1.2.14. Os módulos fotovoltaicos devem possuir garantia mínima de 10 (dez) anos contra defeito de fabricação.

1.3. Inversores

1.3.1. Todos os inversores devem ser do tipo GRID-TIE, ou seja, projetados para operarem conectados à rede da concessionária local de energia elétrica na frequência de 60 Hz (hertz);

1.3.2. O inversor deve suportar a potência nominal instalada no arranjo (strings) formado pelos módulos fotovoltaicos conectados a ele;

1.3.3. Deve apresentar eficiência máxima de pico superior a 97% e nível de eficiência europeia superior a 96,5%;

1.3.4. Os inversores não devem possuir elementos passíveis de substituição com baixa periodicidade, de forma a propiciar vida útil longa, sem a necessidade de manutenção frequente;

1.3.5. Devem ser capazes de operar normalmente à potência nominal, sem perdas, na faixa de temperatura ambiente de 0°C a 45 °C;

1.3.6. Os inversores não devem possuir transformador;

1.3.7. A distorção harmônica total de corrente (THDI) do inversor deve ser menor que

ANEXO A

3,5%;

1.3.8. A tensão de saída do conjunto de inversores deve ser compatibilizada ao nível nominal de utilização da concessionária de energia local;

1.3.9. 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, IEC 62116, NBR 16149 e DIN VDE0126-1-1;

1.3.10. Os inversores com potência nominal até 10 kW devem possuir certificação do INMETRO;

1.3.11. Os inversores devem ter capacidade de operar com fator de potência entre $\pm 0,9$. A regulação do fator de potência deve ser automática, em função da tensão e corrente na saída do sistema;

1.3.12. Os inversores devem incluir proteção contra o funcionamento em ilha, respeitando a resposta aos afundamentos de tensão;

1.3.13. Os inversores devem incluir proteção contra reversão de polaridade na entrada c.c., curto-circuito na saída c.a., sobre tensão e surtos em ambos os circuitos, c.c. e c.a., proteção contra sobre corrente na entrada e saída além de proteção contra sobre temperatura;

1.3.14. Os inversores devem ser conectados a dispositivos de seccionamento adequados, visíveis e acessíveis para a proteção da rede e da equipe de manutenção;

1.3.15. 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;

1.3.16. Os inversores devem ter grau de proteção mínimo IP65;

1.3.17. Os inversores devem manter todas as exigências da concessionária de energia local;

1.3.18. Os inversores devem possuir display digital para configuração e monitoramento dos dados;

1.3.19. Os inversores devem permitir monitoramento remoto e monitoramento local (com e sem fio);

ANEXO A

1.3.20. Deve ser apresentado catálogo, folha de dados ou documentação específica para a comprovação das exigências acima;

1.3.21. Garantia mínima de, ao menos, 7 (sete) anos;

1.3.22. O inversor será instalado em área interna, na sala técnica da edificação. Deverá ser fornecido rede seca entre a sala técnica e o telhado, possibilitando a passagem dos condutores CC;

1.3.23. Será disponibilizado espaço no QGBT da edificação para conexão do sistema fotovoltaico. A empresa contratada deverá fornecer disjuntor tipo DIN para seccionamento do sistema dentro do QGBT.

1.3.24. Os inversores deverão possuir, no mínimo, 2 MPPTs por equipamento.

1.4. Quadros de proteção e controle CC e CA (string boxes) A associação em paralelo das séries deve ser feita em caixas de conexão, localizadas na sombra dos módulos, que incluem os seguintes elementos:

1.4.1. Todos os fusíveis das séries (quando houver necessidade); disjuntores de seccionamento; 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 IEC61643-1;

1.4.2. Os fusíveis e dispositivos de proteção contra surtos devem estar em conformidade com a norma ABNT 5410 e da concessionária de energia;

1.4.3. As caixas de conexão devem ser pelo menos IP 65, em conformidade com as normas pertinentes e devem ser resistentes à radiação ultravioleta;

1.4.4. Dentro das caixas de conexão, os elementos devem ser dispostos de tal forma que os polos positivo e negativo fiquem tão separados quanto possível, respeitando, minimamente, as distâncias requeridas pelas normas aplicáveis. Isso é para reduzir o risco de contatos diretos;

1.4.5. Os condutores C.C. desde as caixas de conexão até a entrada dos inversores devem ser acondicionados em eletrocalhas ou eletrodutos, com caixas de passagem seguindo as normas brasileiras de instalações elétricas;

ANEXO A

1.4.6. A queda de tensão nos condutores C.C., desde os módulos até a entrada dos inversores, deve ser inferior a 2% para a corrente de máxima potência do gerador em STC.

1.5. Estruturas de suporte. A estrutura de suporte deve seguir as seguintes especificações:

1.5.1. As estruturas de suporte devem ser projetadas para resistir aos esforços do vento de acordo com a NBR 6123/1988 e a ambientes de corrosão igual ou maiores que C3, em conformidade com a ISO 9223;

1.5.2. As estruturas de suporte devem ser feitas de alumínio ou aço inoxidável e atender ao requisito de duração de 10 (dez) anos. Os procedimentos de instalação devem preservar a proteção contra corrosão. Isto também é aplicável aos parafusos, porcas e elementos de fixação em geral;

1.5.3. Sempre que possível devem ser utilizados furos já existentes nas telhas, deve-se ainda aplicar materiais vedantes, a fim de eliminar quaisquer tipos de infiltração de água no interior da unidade;

1.5.4. Todos os módulos devem estar a uma altura suficiente da cobertura, de modo a permitir uma ventilação adequada, conforme recomendação do fabricante e ter separação de pelo menos 1 (um) cm entre os módulos adjacentes;

1.5.5. As estruturas/módulos fotovoltaicos devem ser dispostos de tal maneira que permita o acesso à manutenção do telhado e demais equipamentos existentes na unidade;

1.5.6. A estrutura de suporte das placas fotovoltaicas deverá ser fixada sobre telhado constituído de telha fibrocimento conforme projeto. As placas instaladas sobre a estrutura deverá ser ajustada para uma inclinação de aproximadamente 29° para o Norte, conforme a Latitude da cidade de instalação. Recomenda-se a utilização de suporte triangular ajustável;

1.5.7. A área total disponível para instalação é de 234,23 m² (somatório da cobertura das duas edificações).

1.6. Cabos fotovoltaicos (CC) Os cabos elétricos, quando instalados ao tempo, devem

ANEXO A

apresentar as seguintes características:

1.6.1. Devem ser resistentes a intempéries e à radiação UV; devem apresentar a propriedade de não propagação de chama, de auto extinção do fogo e suportar temperaturas operativas de até 90°C; devem ser maleáveis, possibilitando fácil manuseio para instalação; devem apresentar tensão de isolamento apropriada à tensão nominal de trabalho; devem apresentar garantia mínima de 5 (cinco) anos, vida útil de 25 (vinte e cinco) anos e certificação TUV;

1.6.2. Os cabos fotovoltaicos, quando instalados sobre o telhado, deverão ser protegidos em conduíte espiralado flexível preto, sem alma de aço, evitando exposição direta à radiação solar;

1.6.3. Deve ser apresentado catálogo, folha de dados ou documentação específica para a comprovação das exigências acima.

1.7. Aterramento e SPDA

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

1.7.2. 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;

1.7.3. Toda a instalação, deve ser realizada em conformidade com as normas NBR 5410 e 5419, inclusive, eventuais adaptações necessárias.

1.8. Serviços comuns de engenharia

1.8.1. O serviço deve incluir, no mínimo, os seguintes trabalhos: Instalação/preparação de caminhos e passarelas para acesso aos geradores fotovoltaicos, caixas de conexão, e equipamentos existentes que terão seu acesso prejudicado (condensadoras do sistema de climatização), etc.; construção e instalação dos apoios/suportes; construção de dutos para as linhas do sistema;

1.8.2. As estruturas dos sistemas não devem interferir no sistema de escoamento de águas

ANEXO A

pluviais das unidades e nem causar infiltrações no interior da edificação;

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

1.8.4. Nenhum trabalhador da equipe poderá executar suas funções, sem estar portando e utilizando os EPI'S necessários;

1.8.5. Devem ser apresentados à fiscalização, com no mínimo 2 (dois) 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.

1.9. Projeto Executivo

1.9.1. Para elaboração do projeto executivo a CONTRATADA deve realizar análise prévia das instalações civis e elétricas, com elaboração de relatório técnico com indicação das eventuais adaptações necessárias, tendo em conta também o acesso aos elementos a instalar;

1.9.2. O projeto executivo deverá ainda ser realizado a partir de simulação de produção anual de energia através de software especializado que permita simular as características reais dos equipamentos a serem instalados, os dados climatológicos da localidade, as influências de sombras, da inclinação dos módulos e de demais fatores na geração de energia do sistema fotovoltaico;

1.9.3. 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, com emissão **de laudo técnico com ART** que ateste a segurança estrutural do prédio para o recebimento da sobrecarga dos geradores fotovoltaicos. O projeto executivo deverá prever estudo quanto a distribuição de carga no telhado, detalhes e desenhos técnicos contendo todas as informações necessárias para a instalação dos painéis, das strings, dos inversores, da estrutura de suporte e demais componentes do sistema, **com as respectivas ART's**.

ANEXO A

1.9.4. O projeto executivo ainda deverá conter memorial de cálculo, memorial de quantitativos, memorial de especificações de todos os equipamentos e qualquer outro documento necessário (manuais, catálogos, guias, etc.) que contenham informações quanto ao armazenamento, estocagem e instalação do sistema;

1.9.5. Caso haja necessidade de reforço estrutural da cobertura, a responsabilidade de execução será da CONTRATADA.

1.10. Sistema de gerenciamento remoto

1.10.1. O sistema de monitoramento web e celular deverá coletar e monitorar todos os dados dos sistemas fotovoltaicos instalados; deverá enviar, pelo menos, as seguintes informações: A energia gerada (diária, mensal, anual) em kWh; potência em kW CA de saída por inversor; gerenciamento de alarmes.

1.11. Avaliação de desempenho

1.12.1. O princípio do teste consiste em observar as condições durante a operação real do sistema em operação a energia efetivamente fornecida à rede elétrica e comparar a energia estimada a ser fornecida pelo sistema; o período de registro deve englobar desde o nascer até o pôr do Sol e os valores de irradiação solar registrados com periodicidade menor que 1 (um) minuto; durante o teste deve ser evitada qualquer ação que afete o grau de limpeza dos geradores e dos módulos de referência; outros esforços de manutenção podem ser feitos, registrando cuidadosamente os detalhes (causa, tarefa e duração) em um relatório específico para o tempo de duração do teste; ao final desse teste deve ser plotado gráfico das medições de Performance pela Irradiação Solar bem como apresentada a Performance média do sistema.

1.12. AS-BUILT

Projeto AS-BUILT: Antes da realização do comissionamento a CONTRATADA deverá entregar em meio digital/DWG e impresso o As-Built da instalação, o qual será conferido

ANEXO A

durante o processo, e, caso haja necessidade, adaptado para atender às exigências feitas no mesmo.

1.13. RECEBIMENTO DA OBRA

A contratada deverá providenciar, após o término do serviço, a aprovação da usina de microgeração junto à concessionária de energia elétrica, e quaisquer outras intervenções que se fizerem necessárias para viabilizar o recebimento definitivo da mesma. O recebimento definitivo será dado após atendimento integral do contrato e da liberação, por parte da concessionária, para energização do sistema.