



**TRIBUNAL REGIONAL ELEITORAL DO RIO GRANDE DO NORTE
SECRETARIA DE ADMINISTRAÇÃO, ORÇAMENTO E FINANÇAS
COORDENADORIA ADMINISTRATIVA E DE INFRAESTRUTURA
SEÇÃO DE ENGENHARIA**

TERMO DE REFERÊNCIA

**SISTEMAS DE MICROGERAÇÃO DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA ON-GRID
EM IMÓVEIS PRÓPRIOS DA JUSTIÇA ELEITORAL**

ANEXO I

ESPECIFICAÇÕES TÉCNICAS MÍNIMAS EXIGIDAS

1. Módulos fotovoltaicos.....	2
2. Inversores.....	3
3. Quadros de proteção e controle CC e CA (string boxes).....	4
4. Estruturas de suporte.....	5
5. Cabos fotovoltaicos (CC).....	5
6. Cabos de corrente alternada (AC).....	6
7. Valas e Caixas de passagem.....	6
8. Aterramento e SPDA.....	8
9. Serviços comuns de Engenharia.....	8
10. Sistema de gerenciamento e monitoramento remoto.....	9
11. Placa de registro e inauguração.....	10
12. Treinamento.....	10
13. Comissionamento.....	11
14. Garantias.....	11

1. Módulos fotovoltaicos

- 1.1. Os módulos devem ter potência nominal mínima de **660W, devido a limitação de espaço físico, podendo variar até 695 W**, tendo como base a potência comercializada no mercado brasileiro, conforme justificativas do subitem 2.12, do Termo de Referência.
- 1.2. O estudo de viabilidade contemplou módulos de potência a partir de 660W monocristalino, Half-Cell, com 132 células com eficiência mínima do módulo fotovoltaico de 21,60%, com 25 anos de garantia linear de produção de energia.
- 1.3. Para a usina de Caicó, em que a sua instalação ocorrerá em solo, o módulo fotovoltaico deve ser de silício monocristalino, bifacial, Half-Cell, com 132 células com eficiência mínima do módulo fotovoltaico de 22,21%.
- 1.4. O gerador fotovoltaico deverá ser composto por módulos idênticos, ou seja, com mesmas características elétricas, mecânicas e dimensionais.
- 1.5. Deverão ser fornecidos exatamente os módulos previstos e que constam do projeto executivo apresentado e aprovado no Parecer de Acesso.
- 1.6. Os módulos fotovoltaicos devem ser constituídos por células fotovoltaicas do mesmo tipo e modelo, feitos de silício monocristalino.
- 1.7. Os módulos devem contar com certificação INMETRO.
- 1.8. Variação máxima de potência nominal em STC de 5%.
- 1.9. Deve ser entregue o *flash test* de todos os módulos a serem fornecidos, sendo que não serão admitidos aqueles cuja potência medida seja inferior à nominal.
- 1.10. Os módulos devem ter, no mínimo, três diodos de *by-pass*.
- 1.11. Os conectores devem ter proteção mínima IP67.
- 1.12. Deve-se ter atenção no tipo de conector quando do pedido de compra do módulo. O conector deve ser original e estar de acordo com a norma EN 50521;
- 1.13. Conectores de encaixe, em uma mesma conexão no arranjo fotovoltaico devem ser do mesmo tipo e do mesmo fabricante;
- 1.14. Durante a instalação, enquanto os conectores tipo MC4 não estiverem conectados entre si, nos módulos, ficando ao tempo, é recomendado envolver o conector com alguma proteção contra sujeira/intempéries, uma vez que poderá entrar poeira dentro do terminal e ocasionar pontos de resistência ao serem ligados posteriormente;
- 1.15. Deve-se ter atenção no tipo de encapsulante do módulo quando da compra deste, pois a qualidade do material influi na degradação do módulo;
- 1.16. Os módulos devem ser armazenados e manuseados em campo conforme as recomendações do fabricante;
- 1.17. A contratada deverá receber toda documentação técnica do módulo (manuais, datasheet, certificados de performance) bem como certificados de garantia. Tal documentação deverá constar no *databook* final a ser enviado para a contratante;
- 1.18. As caixas de junção devem ter proteção mínima IP65.
- 1.19. Com o inversor injetando normalmente na rede e em ausência de sombras, os módulos fotovoltaicos não devem exibir nenhum fenômeno de “ponto quente”.
- 1.20. **Deve ser apresentado catálogo, folha de dados ou documentação específica para a comprovação das exigências acima.**

- 1.21. Garantia de vida útil esperada mínima de 25 anos.
- 1.22. Nível máximo esperado de degradação da potência de 20% durante o período de garantia de vida útil.

2. Inversores

- 2.1. 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.
- 2.2. A relação entre a potência nominal de cada inversor e a potência nominal do arranjo (strings) formado pelos módulos fotovoltaicos conectados a ele, **não deve ser inferior a 0,90**.
- 2.3. Devem apresentar eficiência máxima de pico superior a 97%.
- 2.4. 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.
- 2.5. Devem ser capazes de operar normalmente à potência nominal, sem perdas, na faixa de temperatura ambiente de 0°C a 45° C.
- 2.6. Os inversores não devem possuir transformadores.
- 2.7. A distorção harmônica total de corrente (THDI) dos inversores deve ser menor que 3,0%.
- 2.8. A tensão de saída do conjunto de inversores deve ser compatibilizada ao nível nominal de utilização da concessionária de energia local.
- 2.9. Os inversores devem atender a todos os requisitos e estar configurados conforme a Resolução 687/2015-ANEEL exige, e também as normas IEC/EN 61000-6-1/61000-6-2/61000-6-3, IEC 62109-1/2, IEC 62116, NBR 16149 e DIN VDE 0126-1-1.
- 2.10. Os inversores devem possuir, obrigatoriamente, caixa de proteção CC, dimensionada de acordo com os níveis de tensão de cada *string*.
- 2.11. 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.
- 2.12. Os inversores devem incluir proteção contra o funcionamento em ilha, respeitando a resposta aos afundamentos de tensão.
- 2.13. Os inversores devem 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.
- 2.14. Os inversores devem ser conectados a dispositivos de seccionamento adequados, visíveis e acessíveis para a proteção da rede e da equipe de manutenção.
- 2.15. 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.
- 2.16. Os inversores devem ter grau de proteção mínimo IP 65.

- 2.17. Os inversores devem atender a todas as exigências da concessionária de energia local.
- 2.18. Os inversores devem permitir monitoramento remoto e monitoramento local (com e sem fio).
- 2.19. **Deve ser apresentado catálogo, folha de dados ou documentação específica para a comprovação das exigências acima.**
- 2.20. Vida útil esperada de, no mínimo, 10 (dez) anos.
- 2.21. Os conectores CC do inversor (quando multi string) deve ser do mesmo modelo e fabricante dos conectores do módulo definido;
- 2.22. Deve ser verificado o ponto de tomada de ar do inversor e respeitar a distância de qualquer obstáculo segundo o manual do fabricante para permitir livre circulação de ar e resfriamento;
- 2.23. Deve-se ter atenção no dimensionamento do inversor frente aos efeitos de borda de nuvem que ocasionam correntes acima da corrente nominal da string, o que pode desligar ou mesmo danificar o inversor acima da corrente máxima admissível;
- 2.24. A mínima e a máxima seção do cabo AC aceito pelo inversor é informado no seu manual e deve ser considerado e respeitado;
- 2.25. Não é permitido que a contratada fixe qualquer identificação de sua marca no inversor ou em qualquer componente ou parte da usina;
- 2.26. Nas instalações e serviços em eletricidade devem ser adotadas sinalizações adequadas de segurança, destinadas à advertência e à identificação, obedecendo ao disposto na NR-26: Sinalização de Segurança.

3. Quadros de proteção e controle CC e CA (string boxes)

- 3.1. A associação em paralelo das séries deve ser feita em caixas de conexão, localizadas na sombra dos módulos, que incluem os seguintes elementos:
- 3.2. Todos os fusíveis das séries (quando houver necessidade);
- 3.3. Disjuntores de seccionamento;
- 3.4. Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS), entre ambos os pólos 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;
- 3.5. No quadro de proteção CA devem ser utilizados DPS nas fases e no neutro;
- 3.6. Os fusíveis e dispositivos de proteção contra surtos devem estar em conformidade com a norma ABNT 5410 e da concessionária de energia;
- 3.7. As caixas de conexão devem ser pelo menos IP65, em conformidade com as normas pertinentes e devem ser resistentes à radiação ultravioleta;
- 3.8. Dentro das caixas de conexão, os elementos devem ser dispostos de tal forma que os pólos 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;
- 3.9. Os condutores c.c. desde as caixas de conexão até a entrada dos inversores devem ser acondicionados em eletrocalhas e eletrodutos, com caixas de passagem seguindo as

normas brasileiras de instalações elétricas, em relação a sua taxa de ocupação mínima. Em trechos expostos ao sol, deve ser utilizado eletroduto de ferro galvanizado à fogo. Também devem ser utilizadas braçadeiras a cada 1 metro;

- 3.10. 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.

4. Estruturas de suporte

- 4.1. A estrutura de suporte deve seguir as seguintes especificações:
- 4.2. As estruturas de suporte devem estar 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 e NBR 14643.
- 4.3. As estruturas de suporte devem ser feitas de aço galvanizado à fogo, alumínio ou aço inoxidável (inox), **devendo atender ao requisito de duração de 25 anos**. Os procedimentos de instalação devem preservar a proteção contra corrosão. Isto também é aplicável aos parafusos, porcas e elementos de fixação em geral.
- 4.4. 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.
- 4.5. 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 01 cm entre os módulos adjacentes.
- 4.6. As estruturas/módulos fotovoltaicos devem ser dispostas de tal maneira que permitam o acesso à manutenção do telhado e demais equipamentos existentes na unidade.
- 4.7. Para a usina de Caicó, em que a sua instalação ocorrerá em solo, o módulo deverá ter uma altura mínima de 0,5m em relação ao solo;

5. Cabos fotovoltaicos (CC)

- 5.1. Os cabos elétricos, quando instalados ao tempo, devem apresentar as seguintes características:
- 5.2. Cobre estanhado; encordoamento classe 5; dupla isolamento; retardante de chama; livre de halogênio; resistente a água; seção mínima admissível de 6mm²; tensão de operação até 1800Vcc; capaz de resistir a temperatura em serviço contínuo de 90°C, temperatura em sobrecarga de 120°C por 20.000 horas, temperatura em curto-circuito 250°C no máximo 5 segundos; cor vermelha (polo positivo) e preta (polo negativo); resistente a radiação UV e intempéries.
- 5.3. Devem apresentar a propriedade de não propagação de chama e de auto extinção do fogo;
- 5.4. Devem ser maleáveis, possibilitando fácil manuseio para instalação;
- 5.5. Devem apresentar tensão de isolamento apropriada à tensão nominal de trabalho;
- 5.6. Devem apresentar garantia mínima de 5 anos, vida útil de 25 anos e certificação

exigida pela concessionária local do Rio Grande do Norte e ANEEL.

- 5.7. **Deve ser apresentado catálogo, folha de dados ou documentação específica para a comprovação das exigências acima.**
- 5.8. Os condutores c.c. desde as caixas de conexão até a entrada dos inversores devem ser acondicionados em eletrocalhas e eletrodutos, com caixas de passagem seguindo as normas brasileiras de instalações elétricas (NBR 5410);
- 5.9. Os condutores devem ser instalados de forma a não sofrer fadiga devido a esforços mecânicos, como, por exemplo, excesso de curvatura além dos limites estabelecidos pelo fabricante. Eles também devem ser protegidos contra bordas cortantes ou perfurantes. Os condutores devem ser instalados de forma que suas propriedades e os requisitos de instalação sejam mantidos ao longo da vida útil do sistema fotovoltaico;
- 5.10. Não é permitido nenhum tipo de emenda de cabos;
- 5.11. Todos os circuitos devem ser identificados (TAGs) conforme nomenclatura definida no projeto. Tal identificação deverá ser prevista para ter a durabilidade de 25 anos, proteção a intempéries e proteção contra radiação UV;

6. Cabos de corrente alternada (AC)

- 6.1. Aplicação: Utilizado para conexão entre os inversores e o quadro existente de alimentação. Referência: Linhas Afumex, Atox;
- 6.2. A fiação deverá correr sempre em eletrodutos, com caixas de passagem, ou eletrocalhas apropriadas com tampas removíveis, conforme indicação em projeto;
- 6.3. Para o cálculo da seção transversal do cabo de alimentação AC, assume-se uma queda de tensão máxima admissível na linha de 2,5%, relativamente à tensão nominal da rede, porém deve-se respeitar a perda total no circuito. O dimensionamento dos cabos deverá ser confirmado pela CONTRATADA para distâncias maiores que 100m de lançamento. Atentar para a utilização de bitola utilizada no projeto. A seção transversal mínima que deverá ser utilizada é a presente no Manual do equipamento;
- 6.4. Cabo cobre classe 5 EPR/XLPE 0.6/1 KV. Condutor de cobre formado por fios de cobre nu, têmpera mole, encordoamento classe 5, isolamento de composto termofixo EPR ou XLPE com cobertura em termoplástico PVC com baixa emissão de gases tóxicos, anti chama e resistente a umidade para tensão de operação de 0,6/1kV, faixas de temperatura de 90°C em serviço contínuo, 130°C em sobrecarga e 250°C em curto circuito e que atenda a norma NBR 13248;
- 6.5. Para vedação dos eletrodutos, deve ser utilizada espuma expansiva e antichama;
- 6.6. Não é permitido nenhum tipo de emenda de cabos.

7. Valas e Caixas de passagem

- 8.1. Todas as valas elétricas devem possuir fita de sinalização ao longo de toda sua extensão e enterradas a 10 cm de profundidade;
- 8.2. As valas elétricas deverão ser compactadas com reaterro sem presença de dejetos

(pedras ou vegetação). Se houver presença de água na vala dever-se-á esgotar a mesma antes do início do lançamento e compactação do solo melhorado com cimento. Também deverá ser lançada uma camada de material granular ou mistura de brita e areia, com espessura suficiente para evitar a formação de lama e proteger a mistura do solo com o cimento, do contato direto com a água. As valas deverão ser compactadas com maquinário adequado (sapo, prensa ou mini rolo) com garantia da sua compactação e homogeneidade. Em caso de dificuldade de compactação, adicionar cimento ou qualquer outro material adequado com "efeito ligante" ao solo antes da compactação em proporções adequadas;

8.3. Deve-se evitar abertura de valas elétricas em pontos de cruzamento com acesso interno. Caso não seja possível as valas devem ser concretadas;

8.4. Deve-se evitar abertura de valas elétricas em pontos de cruzamento com sistemas de drenagem. Caso não seja possível as valas devem ser concretadas;

8.5. Deve-se evitar o cruzamento entre eletrodutos. Caso não seja possível, as valas deverão ser concretadas.

8.6. Os eletrodutos da usina que será instalada em solo devem ser corrugados (tipo Kanaflex), não propagante de chamas, com durabilidade de 25 anos. Aqueles eletrodutos expostos ao tempo necessitam possuir proteção contra radiação UV;

8.7. Todos os eletrodutos deverão apresentar classificação de resistência à compressão para aplicação normal, conforme NBR 15715 680N.

8.8. Não é permitido nenhum tipo de emenda de cabos;

8.9. Segundo item 6.2.11.1.6 da NBR 5410, deverá haver instalação de caixas de passagem em trechos retilíneos a no máximo a cada 30 metros, devendo ser reduzido em 3 metros para cada curva 90°;

8.10. Segundo item 6.2.11.1.9 da NBR 5410, devem ser instaladas caixas de passagem em todos os pontos onde houver entrada e saída de condutores da tubulação;

8.11. Deverá ser realizado dreno no fundo das caixas de passagem utilizando brita;

8.12. As dimensões deverão ser modulares em projeto de acordo com o dimensionamento da vala e quantidade de eletrodutos;

8.13. As caixas de passagem deverão ser de material polipropileno com tampa em ferro ou alumínio;

8.14. Caso não seja possível a instalação de caixas de polipropileno, em último caso, a instalação de caixas em alvenaria, mas essas deverão ser construídas com concreto com fck mínimo de 15 Mpa, reboco interno e externo, aditivo impermeabilizante interno e externo;

8.15. Nesse caso das caixas em alvenaria, as tampas poderão ser construídas em concreto armado com altura máxima de 10cm, com puxadores de ferro (alça) e vedação que impeça a entrada de água e pequenos animais.

8.16. As caixas de passagem também poderão ser construídas em anéis de concreto modulares, desde que seja realizado um projeto desses anéis com as especificações calculadas para validação da engenharia da contratante, sendo possível a aprovação ou reprovação da utilização desta solução por parte da contratante;

8.17. É necessária compactação no entorno das caixas. Deixando as mesmas cerca de 10 cm a 15 cm acima do nível do solo. Boas práticas de acabamento devem ser adotadas;

8.18. Para a compactação do entorno das caixas, utilizar equipamento adequado (sapo, prensa ou mini-rolo) e garantir a compactação das camadas para evitar futuros danos na região por ação de esforços mecânicos e/ou de intempéries. Em caso de dificuldade de

compactação, adicionar ao solo cimento ou qualquer outro material com "efeito ligante" em proporções adequadas.

8. Aterramento e SPDA

- 8.1. Todas as estruturas metálicas e equipamentos devem estar conectados ao sistema de aterramento, de forma a garantir a equipotencialidade;
- 8.2. Os módulos fotovoltaicos devem ter dispositivos de proteção contra surtos nas caixas de conexão, entre ambos os pólos das conexões em paralelo dos strings e entre eles e o condutor de aterramento;
- 8.3. As estruturas de fixação dos módulos devem ser aterradas separadamente;
- 8.4. Toda a instalação, deve ser realizada em conformidade com a norma NBR 5419, inclusive, eventuais adaptações necessárias.

9. Serviços comuns de Engenharia

- 9.1. A usina de Caicó será montada em solo, conforme indicado na planta.
- 9.2. As outras usinas serão montadas sobre telhados de fibrocimento.
- 9.3. O serviço deve incluir, no mínimo, os seguintes trabalhos:
 - 9.3.1. Instalação e fixação dos apoios/suportes;
 - 9.3.2. Instalação da estrutura de suporte e fixação dos módulos nas coberturas de fibrocimento existentes;
 - 9.3.3. Instalação e fixação da estrutura de solo, na usina de Caicó, além de todos os apoios/suportes;
 - 9.3.4. Execução de tubulações e demais infraestruturas para as linhas do sistema;
 - 9.3.4.1. Está incluída eventual intervenção no ramal de entrada e disjuntor da medição, e/ou do Quadro Geral de Baixa Tensão - QGBT da edificação, se necessário, com substituição de disjuntores;
 - 9.3.5. Serviços complementares, após a montagem e instalação, com retoques de alvenarias, rebocos, pinturas etc., bem como a remoção de todo entulho gerado;
 - 9.3.6. As estruturas dos sistemas não devem interferir no sistema de escoamento de águas pluviais das unidades e nem causar infiltrações no interior da edificação;
 - 9.3.6.1. Não deve haver perfurações nas calhas, e se necessário, apenas nas capas das telhas (onda superior das telhas);
 - 9.3.7. Em havendo necessidade, as áreas afetadas deverão ter sua pintura recomposta, em duas demãos, com tinta acrílica na cor e padrão existentes.
- 9.4. Durante a execução dos serviços, no armazenamento e transporte, 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.
- 9.5. 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: NR-6; NR-10; NR-18; NR-35.

- 9.6. Nenhum trabalhador da equipe poderá executar suas funções, sem estar portando e utilizando os EPI necessários.
- 9.7. Devem ser apresentados à Fiscalização os documentos para integração dos funcionários, com no mínimo 02 dias úteis de antecedência das atividades, os certificados válidos dos cursos de NR-6, NR-10, NR-18 e NR-35, dependendo da função de cada trabalhador que estiverem expostos aos riscos elétrico e de altura, respectivamente, assim como os PPRA (Programa de Prevenção de Riscos Ambientais) e PCMSO (Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional) atualizados, assim como os respectivos ASO (Atestado de Saúde Ocupacional).
- 9.8. As frentes de serviço somente podem iniciar suas atividades mediante a devida regularização.

10. Sistema de gerenciamento e monitoramento remoto

- 10.1. O principal objetivo do Sistema de Gerenciamento e Monitoramento é a integração dos sensores de monitoramento e dispositivos do sistema para a supervisão dos inversores e do ponto de conexão à rede, incluindo a verificação do bom funcionamento dos componentes do sistema.
- 10.2. O CONTRATANTE disponibilizará local para instalação do Sistema de Gerenciamento e Monitoramento da Usina Fotovoltaica, e um ponto de acesso à *internet* do prédio do Cartório Eleitoral, sendo cabo *ethernet* com conector RJ45 ou wi-fi, nos prédios em que houver rede wi-fi disponível.
- 10.3. O Sistema deve coletar e prover aos operadores, via *web* e celular, todas as informações requeridas para detecção de falhas e habilitá-los a controlar a saída da Usina Fotovoltaica e o fator de potência de acordo com os requisitos da concessionária de energia local.
- 10.4. Os equipamentos deverão ser acompanhados de toda a infraestrutura de componentes de *hardware*, *software* e de rede, bem como as interfaces necessárias ao Posto de Operação Local sendo:
 - 10.4.1. Cartões de comunicação dos inversores (se necessário);
 - 10.4.2. Cabeamento e equipamentos para prover conexão entre inversores e unidade controladora, e sensores e unidade de controle da Usina Fotovoltaica.
- 10.5. Prover os documentos de todos os equipamentos tais como: manuais de instalação, manuais de operação, e manuais de manutenção, *datasheets* etc.
- 10.6. Fornecer todos os componentes (*hardware* e *software* dedicado) para o Posto de Operação Local;
- 10.7. O sistema deverá enviar, pelo menos, as seguintes informações:
 - 10.7.1. A energia gerada (diária, mensal, anual) em KWh;
 - 10.7.2. Tensão e corrente CC por inversor;
 - 10.7.3. Tensão e corrente CA por inversor;
 - 10.7.4. Potência em KW CA de saída por inversor;
 - 10.7.5. Gerenciamento de alarmes;

- 10.7.6. Registro histórico das variáveis coletadas de, ao menos, 12 meses.
- 10.8. O sistema de monitoramento deverá ter disponibilidade de API (*Application Programming Interface*) para fornecer os dados da geração de energia;
 - 10.8.1. Como alternativa, disponibilizar, diariamente, um arquivo de troca de dados entre sistemas em um dos seguintes formatos: preferencialmente JSON, ou em última instância, CSV ou XML.

11. Placa de registro e inauguração

- 11.1. Deverá ser confeccionada, com arte e texto a serem informados oportunamente pelo TRE/RN, uma placa em aço inox, no tamanho de 40cm x 60cm, no padrão SINAPI/CEF;
- 11.2. A referência do insumo é SINAPI 10848 (R\$ 1.206,01, na tabela de insumos não desonerada, referência de Out/2024), e deverá ser fornecida e entregue à equipe de Fiscalização do TRE/RN, para ser instalada por ocasião da inauguração, no respectivo imóvel.

12. Treinamento

- 12.1. Será realizado por cada CONTRATADA um treinamento abrangendo todos os elementos do fornecimento, de modo a tornar a Contratante capacitada e auto-suficiente para:
 - 12.1.1. Operar o sistema fotovoltaico em todos os seus níveis de operação;
 - 12.1.2. Operar o sistema de gerenciamento com todos os seus recursos;
 - 12.1.3. Desenvolver, testar, instalar e operacionalizar estratégias de controle (automatismos), protocolos de comunicação ou qualquer rotina automática aplicável ao sistema fornecido. Deverão ser compostos de uma parte expositiva, em salas de aula e treinamento prático;
 - 12.1.4. Conhecer os componentes e equipamentos da usina, funções e rotinas de manutenção preventiva e corretiva.
- 12.2. Os treinamentos deverão abranger todas as unidades de “hardware” e “software” fornecidos, bem como a utilização de ferramentas de “hardware” ou “software” e qualquer outro dispositivo ou recurso fornecido.
- 12.3. A duração do treinamento deverá ser de, no mínimo, 08 (oito) horas.
- 12.4. O programa do treinamento deverá ser aprovado previamente pelo Contratante, e deverá estar coerente com os equipamentos instalados.
- 12.5. O treinamento deverá ser dividido em duas partes, sendo uma delas a ser realizada em Natal/RN, em local disponibilizado pelo Contratante, e a outra, de caráter totalmente prático, deverá ser feita no local de instalação de cada sistema instalado.
- 12.6. A turma será composta por até 12 (doze) pessoas, indicadas pelo Contratante.
- 12.7. Deverá ser emitido certificado de participação no treinamento para os participantes.

13. Comissionamento

13.1. Inspeção visual:

- 13.1.1. Deve ser realizada inspeção visual das estruturas metálicas, módulos, conectores e quadros;

13.2. Teste de módulos individuais e *strings*:

- 13.2.1. Serão testados 4 módulos selecionados aleatoriamente;
- 13.2.2. O teste será feito sem desmontar os módulos da estrutura de suporte. Simplesmente serão desconectados do gerador;
- 13.2.3. Serão obtidas ainda as curvas I-V de todos os strings individualmente;
- 13.2.4. Devem ser realizados ainda testes de tensão, polaridade e resistência de isolamento de cada *string*.

13.3. Avaliação de desempenho:

- 13.3.1. O princípio do teste consiste em observar as condições durante a operação real do sistema operação a energia efetivamente fornecida à rede elétrica e comparar a energia estimada a ser fornecida pelo sistema;
- 13.3.2. Período de registro deve englobar desde o nascer até o pôr do Sol e os valores de irradiação solar registrados com periodicidade menor que 01 (um) minuto;
- 13.3.3. Durante o teste deve ser evitada qualquer ação que afete o grau de limpeza dos geradores e dos módulos de referência;
- 13.3.4. 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;
- 13.3.5. Ao final desse teste deve ser plotado o gráfico das medições de Performance pela Irradiação Solar bem como apresentada a Performance média do sistema.

13.4. Caracterização dos inversores:

- 13.4.1. Consiste em realizar a medição da eficiência do inversor em relação à carga;
- 13.4.2. 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;
- 13.4.3. Deve-se avaliar a curva de eficiência medida para diferentes níveis de carregamento do inversor e comparar com a curva de eficiência do fabricante;
- 13.4.4. Deve-se realizar a medição de eficiência para cada modelo de inversor instalado no sistema fotovoltaico a ser avaliado.

14. Garantias

14.1. Garantias dos equipamentos

- 14.1.1. Módulos fotovoltaicos:

- 14.1.1.1. Do produto: Os módulos fotovoltaicos deverão possuir garantia de fabricação de 10 (dez) anos contra defeitos de materiais e/ou de fabricação.
- 14.1.1.2. Para degradação da potência a 80% do valor nominal: 25 anos.
- 14.1.2. Inversores: 10 anos de fábrica.
- 14.1.3. Cabos expostos ao tempo: 10 anos de fábrica.
- 14.1.4. Demais componentes eletroeletrônicos: 03 anos de fábrica.
- 14.1.5. Estruturas, suportes, fixações etc.: conforme Norma Brasileira (NBR) e presente Termo de Referência.
- 14.1.6. Instalação: a instalação dos sistemas fotovoltaicos, incluindo todos os equipamentos e componentes, contará com garantia de 5 (cinco) anos a partir da data de recebimento definitivo do objeto, cobrindo eventuais falhas de montagem, defeitos em conexões ou problemas relacionados à instalação.

14.2. Prazos de Atendimentos de Garantias

- 14.2.1. Prazo para início do atendimento no local da instalação: 2 dias úteis.
- 14.2.2. Prazos para conclusão do atendimento:
 - 14.2.2.1. Caso a solução do problema implique na substituição de módulos fotovoltaicos, o prazo será de 10 dias úteis;
 - 14.2.2.2. Caso a solução do problema implique na substituição do inversor, o prazo será de 15 dias úteis;
 - 14.2.2.3. Caso a solução do problema implique no conserto ou substituição de inversores, o prazo será de 20 dias úteis;
 - 14.2.2.4. Caso a solução do problema implique na substituição de cabos expostos ao tempo, o prazo será de 05 dias úteis;
 - 14.2.2.5. Caso a solução do problema implique na substituição em algum dos demais componentes eletrônicos do sistema, o prazo será de 05 dias úteis;
 - 14.2.2.6. Caso a solução do problema esteja relacionada com a instalação do sistema e serviços de engenharia, o prazo será de 03 dias úteis.
- 14.2.3. Deverá ser fornecido pela(s) CONTRATADA(S) um número telefônico e um endereço eletrônico para abertura de chamados;
- 14.2.4. Após a abertura do chamado, deverá ser enviado um e-mail para a CONTRATANTE contendo o número do protocolo, o resumo da descrição, data da abertura;
- 14.2.5. A CONTRATADA, após a realização dos serviços de manutenção e suporte técnico, deverá apresentar um Relatório contendo: identificação do chamado com número de protocolo único para cada ocorrência, data e hora de abertura e da conclusão do chamado, Status do atendimento, identificação do erro/defeito, técnico responsável.

14.3. Garantia dos serviços e da Geração

- 14.3.1. Além das garantias já descritas, a CONTRATADA deverá garantir uma geração média mensal de energia elétrica, conforme estabelecido no escopo do contrato (descrito na tabela do subitem 1.2), que será aferida no prazo de 1 (um) ano iniciado logo após o comissionamento e recebimento da usina pela concessionária de energia;
- 14.3.2. Para garantir a correta aferição da energia gerada, a CONTRATADA deverá seguir rigorosamente as especificações técnicas do item 11, assegurando o funcionamento ininterrupto do sistema de gerenciamento e monitoramento remoto da usina fotovoltaica.
- 14.3.3. Serviços de Engenharia e de instalação dos equipamentos: 05 anos, contados do Termo de Recebimento Definitivo.