



**REVISÃO PMI**

**CADERNO 1 – MODELAGEM  
TÉCNICA**

**EZUTE.10933.01.001/B**

**RESERVADO**

Título

# CADERNO 1 – MODELAGEM TÉCNICA

Código Ezute	Código do cliente
<b>EZUTE.10933.01.001/B</b>	<b>Não aplicável</b>

Elaborado	Verificado	Liberado para emissão externa
<b>Halph Macêdo Fraulob Eng. Eletricista: 5069372560 CREA/SP</b>	<b>Halph Macêdo Fraulob Eng. Eletricista: 5069372560 CREA/SP</b>	<b>Fabio Luiz Conte Direito: 32.955 OAB/RJ</b>

Observações

**REGISTRO DE REVISÕES**

REVISÃO	DATA	RESPONSÁVEIS	SEÇÕES ATINGIDAS / DESCRIÇÃO
A	06/03/2026	HALPH MACÊDO FRAULOB	Emissão Inicial.
B	30/04/2026	HALPH MACÊDO FRAULOB	2ª Emissão.
Arquivos eletrônicos utilizados para a composição da revisão atual deste documento			

---

**SUMÁRIO**

LISTA DE FIGURAS	V
LISTA DE TABELAS	VI
1 DIAGNÓSTICO DA SITUAÇÃO ATUAL	7
1.1 Gestão e Consumo Atual	7
1.2 Auditoria Regulatória e Tarifária	8
1.3 Diagnóstico Físico (Edificações)	9
1.4 Diagnóstico Físico (Terrenos)	11
1.5 Linha de Base (Business As Usual)	14
2 SUPRIMENTO DE ENERGIA ADICIONAL	16
2.1 Migração para o Mercado Livre (ACL)	16
2.2 Contratação de Geração Distribuída Externa/de Terceiros	17
3 SOLUÇÕES DE ENGENHARIA	18
3.1 Usina Solar Fotovoltaica de Solo (2,5 MW/3,125MWp)	18
3.2 Usinas Solar Fotovoltaica de Telhado (GD Local)	21
3.3 Definição de Requisitos Mínimos para Implantação da Usina de Solo	23
3.3.1 Requisitos Gerais do Projeto Básico	23
3.3.2 Requisitos Gerais do Projeto Executivo	23
3.3.3 As Built e Documentação da Usina	26
3.3.4 Fornecimento dos Módulos Fotovoltaicos para usina de solo	28
3.3.5 Fornecimento dos Inversores para Usina de Solo	29
3.3.6 Fornecimento da Estação Meteorológica	31
3.3.7 Fornecimento de Quadros DC – Caixas de Junção (String Boxes)	33
3.3.8 Fornecimento de um Sistema de Gerenciamento e Monitoramento	34
3.3.8.1 Datalogger	36
3.3.8.2 Medidor de Energia	37
3.3.8.3 Sistema Supervisório	37
3.4 Definição dos Requisitos de Monitoramento	40
3.4.1 Operação e Manutenção com Aferição por Desempenho	40
3.5 Proposição de Nível de Serviço Desejado	42
3.5.1 Relatório Mensal de Operação e Manutenção	43
3.6 Definição de Prazo e da Abrangência do Cronograma de Obras	44
3.7 Definição dos Requisitos de Comissionamento	46
3.7.1 Aspectos Gerais	46
3.7.2 Manual de Comissionamento	47
3.7.3 Inspeção	48
3.7.4 Testes Elétricos de Comissionamento	49
3.7.5 Testes do Sistema de Gerenciamento e Monitoramento	50
3.7.6 Testes de Desempenho	51

---

3.7.7 Teste de Paralelismo Contínuo com a Rede das Distribuidoras	52
3.7.8 Saúde e Segurança do Trabalho	53
3.7.9 Interrupção dos Serviços	54
3.7.10 Canteiro de Obras	55
3.7.11 Placa de Identificação	55
3.7.12 Normas	56
3.7.13 Garantia de Continuidade da Produtividade e Qualidade	60
3.7.14 Peças Sobressalentes, Consumíveis e Ferramentas	61
3.8 Cronograma: ETAPA 1 – Construção da Usina	63
3.8.1 Aspectos Gerais	63
3.8.2 Equipe Técnica	64
3.8.3 Projetos	65
3.8.4 Materiais	65
3.8.5 Montagem	66
3.8.6 Segurança	68
3.8.7 Preparação do Terreno	69
3.8.8 Interligação ao Sistema Elétrico	70
3.8.9 Testes	71
3.9 Cronograma: ETAPA 2 – Operação e Manutenção da Usina	71
3.9.1 Aspectos Gerais	71
3.9.2 Equipe Técnica	72
3.9.3 Operação	72
3.10 Cronograma: ETAPA 3 – Transição da Usina para o Poder Concedente	74
4 PLANO DE OPERAÇÃO, MANUTENÇÃO (O&M) E GESTÃO	74
4.1 Gestão de Faturas e Créditos	74
4.2 Plano de Manutenção	75
4.3 Matriz de Riscos Técnicos	76
4.3.1 Requisitos contratuais do Mapa de Riscos	76
4.3.2 Campos do Mapa de Riscos	77
4.3.3 Probabilidade: Grau de possibilidade de ocorrência do risco	79
4.3.4 Impacto: Consequência caso o risco ocorra	81
4.3.5 Gravidade: Nível de severidade do impacto causado pelo risco	82
4.3.6 Definição da Estratégia de Mitigação – Tratamento do Risco	83
4.3.7 Monitoramento contínuo – Momento do Risco	85

## **LISTA DE FIGURAS**

FIGURA 1.1 –LOCALIZAÇÃO DOS PRÓPRIOS CANDIDATOS A ABRIGAR GD LOCAL	10
FIGURA 1.2 – IDENTIFICAÇÃO DO TERRENO DA USINA E ZONEAMENTO DO ENTORNO	13
FIGURA 1.3 – IDENTIFICAÇÃO DA REDE DE MÉDIA TENSÃO (13,4KV) DISPONÍVEL	14
<b>FIGURA 2.1 – SIMULAÇÃO DA ECONOMIA ESPERADA PELA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA PARA O HOSPITAL MUNICIPAL DE JAPUÍBA. FONTE: ENEL X</b>	17
FIGURA 3.1 – SISTEMA DE GERENCIAMENTO E MONITORAMENTO	35
FIGURA 3.2 –CRONOGRAMA PARA A ETAPA 1	45
FIGURA 3.3 – DETALHE DO CERCAMENTO E DO MOURÃO DE CONCRETO	70
FIGURA 3.4 – DETALHE DO PORTÃO DE ACESSO À USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA	70

---

**LISTA DE TABELAS**

TABELA 1.1 – MONTANTE DE DISPÊNDIO COM ENERGIA ELÉTRICA (ANO 2025)	7
TABELA 1.2 – MONTANTE DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA (ANO 2025)	9
TABELA 1.3 – MONTANTE DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERADA COMO LINHA DE BASE PARA O PROJETO. MONTANDO GRUPO B AJUSTADO PELA SAÍDA DE 0,85GWH.	16
TABELA 3.1 – REQUISITOS TÉCNICOS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	28
TABELA 3.2 – REQUISITOS TÉCNICOS DOS INVERSORES	30
TABELA 3.3 – ESTAÇÃO METEOROLÓGICA	32
TABELA 3.4 – REQUISITOS TÉCNICOS DAS CAIXAS DE CONEXÃO	33
TABELA 3.5 – PEÇAS SOBRESSALENTES E CONSUMÍVEIS	62
TABELA 4.1 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DOS RISCOS MAPEADOS	79
TABELA 4.2 – NÍVEIS DE SEVERIDADE	83

---

## 1 DIAGNÓSTICO DA SITUAÇÃO ATUAL

### 1.1 Gestão e Consumo Atual

Atualmente, a gestão do fornecimento, faturamento e pagamento das faturas de energia elétrica é realizada diretamente pela Prefeitura. Para embasar a modelagem técnica e econômico-financeira deste projeto, foi disponibilizada uma base de dados detalhada contendo o histórico de consumo e dispêndio das unidades consumidoras (Grupos A e B) para os períodos de março a dezembro de 2023, o ano integral de 2024 e os meses de janeiro e fevereiro de 2025. Por apresentar um ciclo contábil e sazonal completo, o exercício de 2024 foi adotado como a referência inicial para a análise do perfil de consumo e apuração da tarifa efetiva.

Para a projeção do cenário atual, procedeu-se à análise de um relatório gerencial de dispêndios com energia elétrica, segregado por secretaria municipal, que contempla os faturamentos dos Grupos A, B e de Iluminação Pública (IP) apurados entre janeiro e setembro de 2025. A partir deste demonstrativo, projetou-se um dispêndio total anualizado da ordem de **R\$ 20.866.919,64**.

A fim de diferenciar esse montante, a coluna de dispêndio apresentada na TABELA 1.1 foi construída aplicando-se sobre o valor anualizado a mesma proporção de gastos observada entre os Grupos A e B na base de dados histórica mais pormenorizada.

Por fim, o montante em kWh de energia consumida foi estimado a partir da divisão do dispêndio projetado para cada grupo tarifário (para o ano de 2025) pela respectiva tarifa média calculada. Os resultados da energia calculada encontram-se sumarizados na tabela a seguir.

Cabe destacar que as unidades atreladas à Iluminação Pública (IP) foram deliberadamente desconsideradas do escopo de abatimento. Essa exclusão justifica-se pelo fato de a IP já contar com uma estrutura tarifária subsidiada e de valor significativamente reduzido, o que não confere viabilidade econômica para o abatimento no modelo proposto.

**TABELA 1.1 – MONTANTE DE DISPÊNDIO COM ENERGIA ELÉTRICA (ANO 2025)**

---

<b>Grupo</b>	<b>Fatura</b>	<b>Dispêndio 2025</b>
		<b>R\$ MM</b>
<b>GRUPO A</b>	Fat. Média	6,5
<b>GRUPO A</b>	Fat. Baixa	1,9
<b>GRUPO B</b>	Fat. Baixa	8,1
<b>IP</b>	Fat. B4A	4,3
<b>TOTAL</b>		<b>20,9</b>

## 1.2 Auditoria Regulatória e Tarifária

Para a determinação do custo da energia, optou-se pelo cálculo da **Tarifa Média Efetiva** para cada grupo de faturamento (A e B), utilizando os dados extraídos da base de faturas detalhada. Essa abordagem foi adotada por refletir com precisão a multiplicidade de perfis de carga e os diferentes níveis de consumo das unidades municipais, cenários em que fatores como o faturamento pelo custo de disponibilidade (consumo mínimo) exercem influência direta e real na composição do custo final do quilowatt-hora (kWh).

Destaca-se que esta metodologia se demonstra tecnicamente superior e mais aderente à realidade financeira do município do que a simples adoção das tarifas-base homologadas nas resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). As tarifas homologadas (TUSD e TE) representam valores regulatórios puros, que isoladamente não capturam as particularidades operacionais de cada instalação. Na prática, o custo efetivo da fatura de energia é diretamente impactado por variáveis como:

- Modulação de Consumo: a distribuição do consumo entre os postos tarifários de ponta e fora de ponta, especialmente para as unidades do Grupo A;
- Perfil Operacional: o consumo típico e o fator de carga inerentes à finalidade de cada próprio municipal (escolas, postos de saúde, prédios administrativos etc.);
- Carga Tributária: a incidência variável de impostos e encargos (como ICMS e PIS/COFINS), cujo peso percentual sobre a fatura pode sofrer

alterações dependendo da base de cálculo e do volume financeiro faturado.

Dessa forma, ao extrair a tarifa média da relação direta entre o valor financeiro total pago (dispêndio) e o consumo físico efetivamente medido, garante-se uma parametrização mais robusta para a modelagem econômico-financeira. Este método internaliza o dinamismo operacional dos próprios municipais, constituindo a premissa mais segura, conservadora e fidedigna para as projeções tarifárias futuras e para a estimativa da viabilidade do abatimento na PPP.

Assim, a partir do relatório gerencial do dispêndio com energia elétrica e a tarifa média correspondente ao ano de 2025, foram calculadas o montante de energia a consumido em 2025, conforme indicado na TABELA 1.2.

**TABELA 1.2 – MONTANTE DE CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA (ANO 2025)**

Grupo	Fatura	Dispêndio	Tafira	Energia
		2025	calculada	calculada
		R\$ MM	R\$/kWh	GWh
<b>GRUPO A</b>	Fat. Média	6,5	1,02	6,4
<b>GRUPO A</b>	Fat. Baixa	1,9	1,28	1,5
<b>GRUPO B</b>	Fat. Baixa	8,1	1,27	6,4
<b>IP</b>	Fat. B4A	4,3	0,7	6,2
<b>TOTAL</b>		<b>20,9</b>		<b>20,5</b>

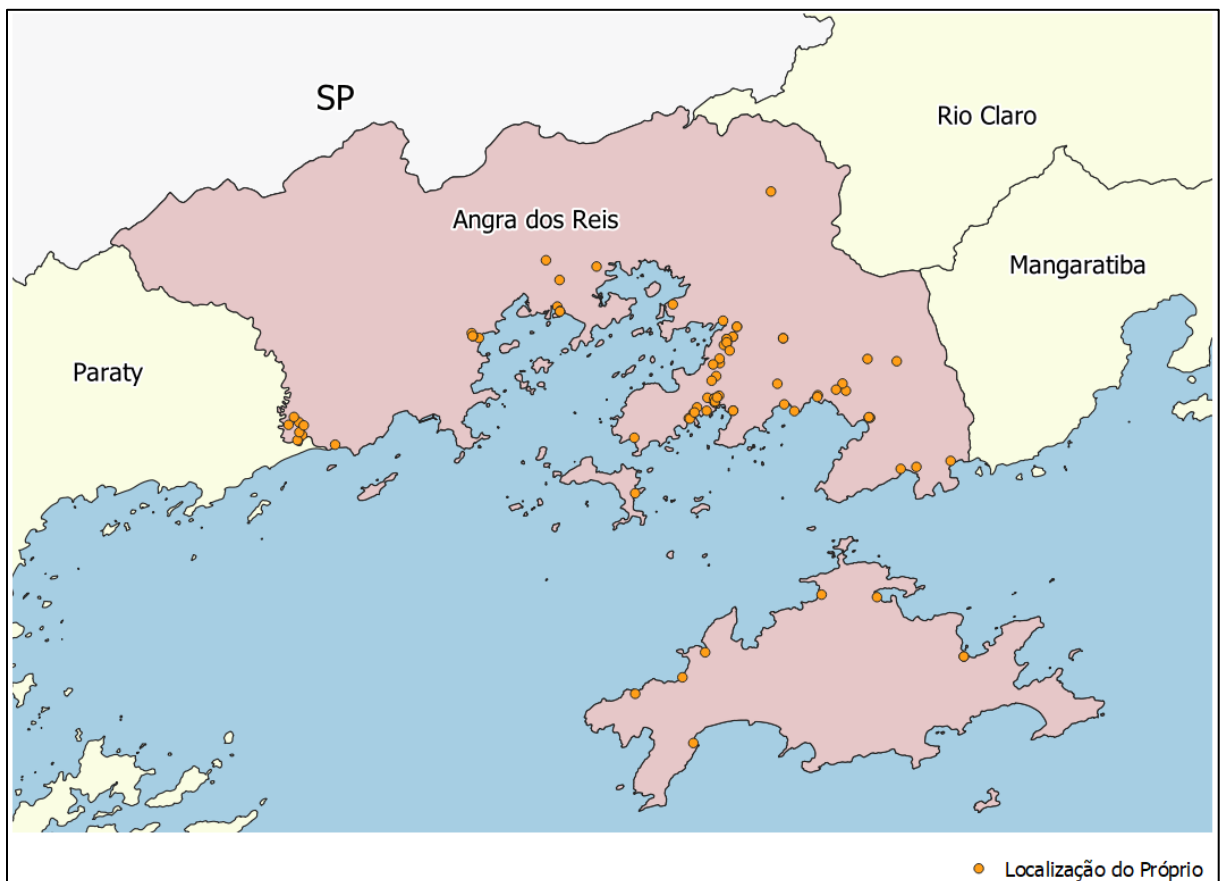
### 1.3 Diagnóstico Físico (Edificações)

Para a implantação de sistemas geração junto às cargas (autoconsumo local ou GD local), estabeleceu-se como premissa técnica focar as instalações exclusivamente nos próprios municipais em que a Prefeitura detém a titularidade do imóvel. O rol completo das Unidades Consumidoras (UCs) consideradas no estudo está detalhado no **Anexo I**. Aplicando-se este filtro de titularidade, consolidou-se um cadastro de 155 UCs elegíveis e candidatas a abrigar as usinas solares.

A distribuição espacial de grande parte dessas UCs pode ser visualizada no mapa georreferenciado apresentado na **FIGURA 1.1**. A análise da localização dos próprios evidencia uma concentração dos equipamentos públicos na área central de Angra dos Reis, configurando um cenário de baixa dispersão territorial para o projeto.

Essa característica de adensamento é altamente favorável, pois tende a otimizar a logística de implantação e reduzir os custos com os futuros deslocamentos das equipes de Operação e Manutenção (O&M). A principal exceção a esse padrão centralizado é o agrupamento de unidades situado no bairro Parque Mambucaba, região limítrofe ao município de Paraty.

No que tange à viabilidade física para o modelo de geração junto à carga, foi realizado um levantamento preliminar das áreas de cobertura utilizando imagens de satélite. A partir dessa prospecção, estima-se que cada edificação pertencente ao município disponha, em média, de **355 m<sup>2</sup>** de área de telhado. Este parâmetro de área útil média constitui a base física fundamental para o dimensionamento preliminar da potência instalável em quilowatt-pico (kWp) nos telhados das UCs selecionadas.



**FIGURA 1.1 –LOCALIZAÇÃO DOS PRÓPRIOS CANDIDATOS A ABRIGAR GD LOCAL**

A partir desse levantamento preliminar, faz-se necessário aplicar fatores de redução para determinar a capacidade real de instalação de potência fotovoltaica (kWp). O dimensionamento físico dos sistemas deve prever que a totalidade do telhado raramente está disponível, devido a interferências arquitetônicas e operacionais, tais como caixas d'água, sistemas de climatização, claraboias e a necessidade de corredores de circulação para as equipes de manutenção.

Dessa forma, para fins de projeção no modelo referencial, adotou-se um fator de aproveitamento de **90%** sobre a área bruta mapeada. Isso resulta em uma área útil média de aproximadamente **319,5 m<sup>2</sup>** por unidade consumidora hospedeira, valor que servirá de base para o cálculo da quantidade máxima de módulos fotovoltaicos que poderão ser acomodados em cada próprio municipal.

Além da limitação física de área, a geração de energia em coberturas pré-existentes impõe restrições de orientação e inclinação. Ao contrário de uma Usina Fotovoltaica (UFV) instalada em solo com estrutura fixa — projetada com azimute perfeitamente voltado ao Norte geográfico e inclinação otimizada para a latitude do município —, os sistemas *rooftop* (em telhado) estão condicionados à geometria original das edificações.

Essas instalações estão sujeitas a inclinações subótimas, orientações variadas (leste, oeste, sul) e potenciais perdas por autossombreamento ou sombreamento externo (árvores e edificações vizinhas). Para refletir adequadamente essas ineficiências na modelagem econômico-financeira e nas metas de desempenho da PPP, estimou-se que a produtividade energética específica (kWh/kWp) dos sistemas nos telhados será equivalente a **80%** do rendimento que seria obtido por uma usina de solo operando em condições ideais na mesma região. Esta premissa conservadora garante um dimensionamento realista da energia passível de abatimento, mitigando o risco de superestimativa de geração no plano de negócios da futura concessionária.

#### **1.4 Diagnóstico Físico (Terrenos)**

A região indicada pelo Município para destinação à usina (Anexo II) foi objeto de análise em busca de restrições que impeça o seu emprego pelo projeto, priorizando a segurança ambiental e a viabilidade de escoamento da energia gerada. Em consulta

---

prévia ao Sistema de Cadastro Ambiental Rural (**SICAR**), não foram identificadas restrições ambientais incidentes sobre o polígono de interesse.

No que tange ao uso e ocupação do solo, a análise do **Anexo II**, que detalha o zoneamento da região do Condomínio de Girassóis, revelou que a gleba original é seccionada por duas diretrizes de zoneamento distintas: a **ZR-1** (Zona Residencial) e a **ZIAP** (Zona de Interesse Ambiental de Proteção). As áreas classificadas como ZIAP são, por definição, não edificantes, exceto nos casos em que seja formalmente instituída uma Unidade de Conservação da Natureza, cuja ocupação ficaria estritamente condicionada às diretrizes de um Plano de Manejo específico.

Para anular qualquer risco de embargo ou atraso no licenciamento, delimitou-se um polígono de **4,6 hectares** posicionado integralmente dentro da mancha da **ZR-1**. Esta extensão territorial é plenamente suficiente para abrigar uma usina fotovoltaica de solo com potência instalada de **2,5 MW** — valor que representa o limite prático e regulatório para injeção na rede de distribuição sem incorrer em exigências mais complexas de acesso elétrico.

Superada a barreira ambiental, a segunda restrição de maior impacto para o projeto refere-se à disponibilidade de conexão elétrica. A via regulatória definitiva para avaliar os esforços e custos de adequação da rede pela distribuidora local dá-se por meio da solicitação de um **Orçamento Estimado**, processo normatizado pela ANEEL.

Não obstante, a fim de atestar a viabilidade prévia do local escolhido, realizou-se um cruzamento de informações utilizando a Base de Dados Geográfica da Distribuidora (**BDGD**), ano-base 2024. O mapeamento indicou a existência de uma rede de Média Tensão (MT) passando em um traçado adjacente à área selecionada (conforme ilustrado na **Figura 1.3**).

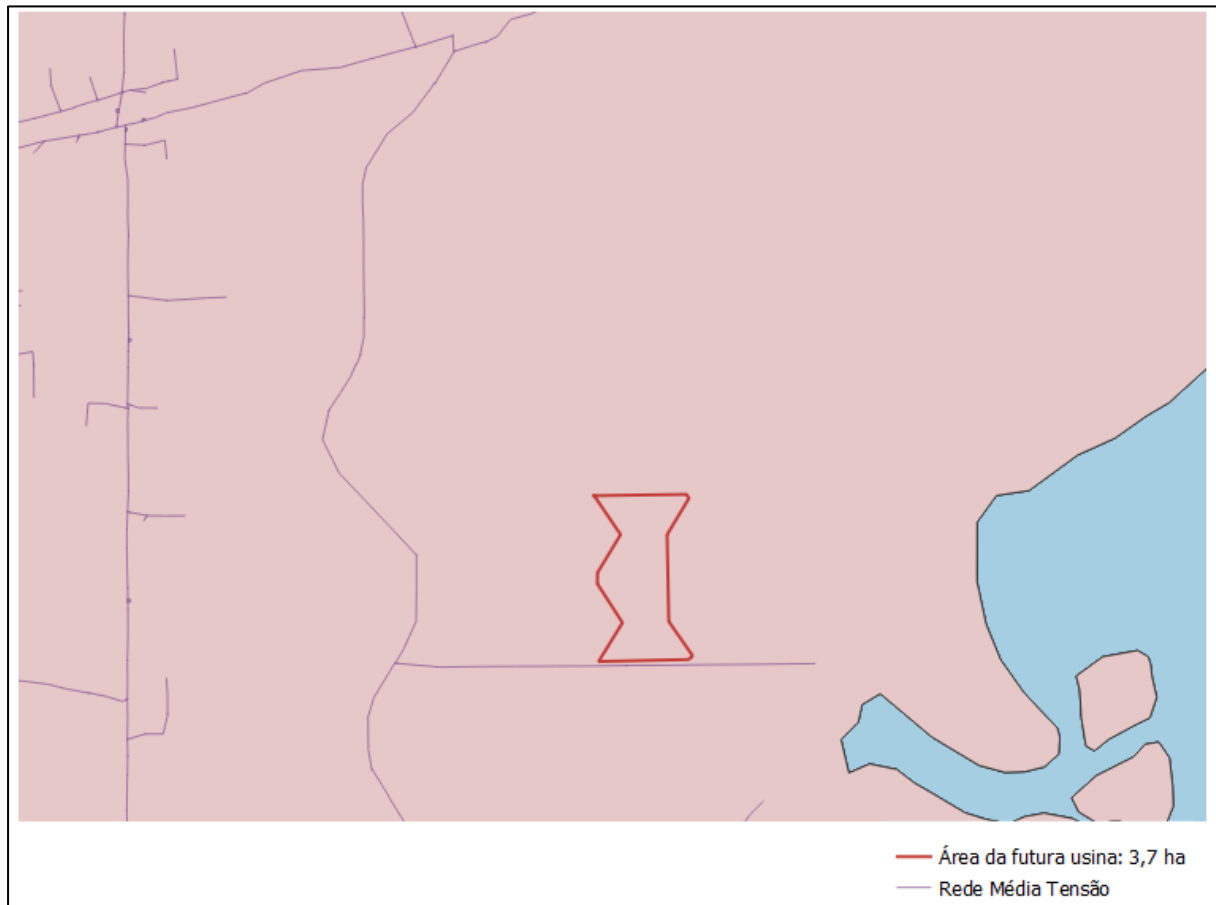
A análise dos parâmetros elétricos dessa infraestrutura existente confirmou uma rede operando em **13,8 kV**, equipada com cabeamento trifásico de bitola **70 mm<sup>2</sup>**. Considerando a capacidade nominal de corrente deste condutor, estima-se que a potência nominal de tráfego da rede seja de **8,44 MVA**. Como este valor é significativamente superior à potência máxima de injeção pretendida pela usina (2,5 MVA), conclui-se que há, a princípio, viabilidade física e capacidade de escoamento na rede de distribuição local.

Contudo, ressalta-se que, embora o reforço na rede aérea de distribuição pareça desnecessário frente aos dados públicos analisados, a necessidade de eventuais obras de infraestrutura e adequação de *bays* de proteção no interior da subestação supridora só poderá ser mensurada e confirmada após a emissão do respectivo Orçamento Estimado pela concessionária.

O Orçamento Estimado e os demais processos para se garantir o acesso elétrico deverão ser feitos pelo futuro concessionário. Caso haja custos proibitivos de adequação de rede e subestação, o Município deverá ofertar mais áreas candidatas a abrigar a usina.



**FIGURA 1.2 – IDENTIFICAÇÃO DO TERRENO DA USINA E ZONEAMENTO DO ENTORNO**



**FIGURA 1.3 – IDENTIFICAÇÃO DA REDE DE MÉDIA TENSÃO (13,4KV)  
DISPONÍVEL**

### 1.5 Linha de Base (Business As Usual)

O consumo apurado para o exercício de 2025, o qual constitui o objeto inicial de atendimento encontra-se detalhado na **Tabela 1.2**. Este montante histórico atua como a referência para a composição da linha de base de consumo do projeto.

Contudo, a modelagem técnica deve incorporar as diretrizes de modernização e expansão da infraestrutura municipal. O planejamento estratégico do município prevê um incremento da demanda energética oriundo de duas frentes principais de investimento: a introdução da eletromobilidade na frota pública e a climatização das unidades escolares.

Para o atendimento à mobilidade elétrica, projeta-se a instalação de 10 (dez) estações de recarga para veículos elétricos, com potência unitária de 7,5 kW, previstos para conexão em rede de Baixa Tensão (Grupo B). O dimensionamento deste acréscimo de carga considerou um regime de operação contínuo, estimando-se

o uso a plena carga durante 18 horas diárias, ao longo de 30 dias por mês. A partir destas premissas operacionais, calcula-se um incremento de consumo da ordem de **40,5 MWh/mês**, totalizando **486 MWh/ano**. Este volume será acrescido ao histórico de 2025 para a consolidação da linha de base da contratação.

No que tange à climatização escolar, o projeto abrange a instalação de aparelhos de ar-condicionado em 48 escolas da rede pública municipal. Estipulou-se a dotação de 5 equipamentos, com capacidade de refrigeração de 12.000 BTU/h por unidade escolar, resultando na adição de 240 novos condicionadores de ar à matriz de carga do município.

Para a estimativa precisa do consumo elétrico desses equipamentos, adotou-se o Coeficiente de Desempenho (COP - *Coefficient of Performance*) ou eficiência de bombeamento térmico de 3,5. Isto significa que, para cada 1 kW de potência elétrica consumida no ciclo de compressão, o equipamento possui a capacidade de remover 3,5 kW de potência térmica do ambiente. Considerando um fator de utilização de 70% da carga máxima, operando 12 horas por dia durante 22 dias úteis mensais, projeta-se um consumo incremental de **44,539 MWh/mês**. Anualizando-se este montante, obtém-se o valor de **534,475 MWh/ano**, que igualmente passará a integrar a linha de base.

A consolidação deste planejamento resulta no crescimento vegetativo (expansão planejada) considerado para o estudo. A soma das energias estimadas para os carregadores veiculares e para o novo parque de ar-condicionado perfaz um montante de **1,02 GWh/ano**. Este volume de energia adicional, somado ao consumo histórico consolidado de 2025, define a demanda total a ser suprida e estabelece a linha de base definitiva para o dimensionamento das usinas, cujos valores consolidados são apresentados na tabela a seguir.

Alguns próprios do grupo B não farão parte da base de consumo municipal pois migrarão para um novo centro administrativo a ser concedido. O dispêndio anualizado destas unidades consumidoras para o ano de 2025 é de R\$ 1.075.287. Calculando-se o consumo de energia correspondente pela tarifa do grupo B apresentada na **Tabela 1.2** atinge-se um montante de 0,85GWh a ser descontado da linha de base.

**TABELA 1.3 – MONTANTE DE ENERGIA ELÉTRICA CONSIDERADA COMO LINHA DE BASE PARA O PROJETO. MONTANDO GRUPO B AJUSTADO PELA SAÍDA DE 0,85GWH.**

Grupo	Fatura	Energia calculada	Crescimento Vegetativo	Energia + Crescimento Vegetativo
		2025		
		GWh	GWh/ano	GWh/ano
<b>GRUPO A</b>	Fat. Média	6,4		6,4
<b>GRUPO A</b>	Fat. Baixa	1,5		1,5
<b>GRUPO B</b>	Fat. Baixa	5,6	1,02	6,6
<b>IP</b>	Fat. B4A	N/A		N/A
<b>TOTAL</b>		<b>13,4</b>		<b>14,5</b>

Destaca-se a não aplicação do consumo da Iluminação Pública, pois este segmento não fará parte do projeto em virtude da baixa tarifa aplicada.

## 2 SUPRIMENTO DE ENERGIA ADICIONAL

### 2.1 Migração para o Mercado Livre (ACL)

A projeção de viabilidade e os potenciais ganhos financeiros advindos da migração tarifária para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) foram fundamentados em um estudo preliminar, cujos resultados estão ilustrados na **FIGURA 2.1**. Esta simulação referencial foi elaborada em julho de 2025 pela ENEL X, empresa que possui notória atuação e especialização na comercialização e gestão de energia no Mercado Livre.

Embora esta simulação tenha sido modelada tomando como base o perfil de carga de um único próprio municipal é possível expandir o resultado para os demais próprios do Grupo A. Assim, a simulação da migração para o Ambiente de Contratação Livre resultou em uma economia de 19% sobre o dispêndio do próprio analisado, valor projetado para os demais próprios conectados em média tensão. Esta generalização é tecnicamente factível e comercialmente vantajosa, uma vez que a futura contratação no ACL será realizada de forma agregada. A comunhão de cargas — ou seja, a reunião do volume total de consumo de todos os próprios municipais de Média Tensão — confere maior escala e poder de negociação junto aos comercializadores, garantindo a replicação desse percentual de desconto.

Cumpra ressaltar, contudo, uma restrição técnica quanto ao escopo desta migração. As unidades consumidoras classificadas como "Optantes B" não farão parte do escopo inicial de atendimento pelo Mercado Livre. Por se tratar de instalações que, apesar de possuírem carga instalada relevante, são faturadas em Baixa Tensão devido à ausência de infraestrutura de cabine primária (subestação transformadora própria). Assim, estas unidades não reúnem, no momento, os requisitos regulatórios e físicos imediatos para a transição ao ACL, devendo ter seu consumo abatido prioritariamente pelos sistemas de geração distribuída propostos nos demais capítulos desta modelagem técnica.

Modelo de Faturamento Antes X Após Migração - HOSPITAL MUNICIPAL DA JAPUÍBA				
<b>CATIVO - Fatura Distribuidora Enel RJ</b>				<b>R\$ 209.767</b>
Itens da Fatura	Und.	Qtd.	Tarifa	Faturado
Demanda Ponta	kW	0	0,00	R\$ -
<b>Demanda Fora Ponta</b>	<b>kW</b>	<b>458</b>	<b>51,68</b>	<b>R\$ 23.669</b>
<b>TUSD Ponta</b>	<b>kWh</b>	<b>19.894</b>	<b>2,71</b>	<b>R\$ 53.858</b>
TUSD Fora Ponta	kWh	200.340	0,21	R\$ 42.065
TE Ponta	kWh	19.894	0,62	R\$ 12.417
TE Fora Ponta	kWh	200.340	0,39	R\$ 77.758
<b>Mercado Cativo</b>				<b>R\$ 209.767</b>
<b>Mercado Livre</b>				<b>R\$ 169.792</b>
<b>Economia Mensal</b>				<b>R\$ 39.975</b>
<b>Percentual</b>				<b>19%</b>
<b>LIVRE - Fatura Distribuidora Enel RJ</b>				<b>R\$ 95.965</b>
Itens da Fatura	Und.	Qtd.	Tarifa	Faturado
Demanda Ponta	kW	0	0,00	R\$ -
<b>Demanda Fora Ponta</b>	<b>kW</b>	<b>458</b>	<b>25,84</b>	<b>R\$ 11.835</b>
<b>TUSD Ponta</b>	<b>kWh</b>	<b>19.894</b>	<b>1,46</b>	<b>R\$ 29.018</b>
TUSD Fora Ponta	kWh	200.340	0,21	R\$ 42.065
Escassez Hidrica (até 2027)		220.234	0,01	R\$ 2.574
Benefício Tarifário Bruto				R\$ 36.675
Benefício Tarifário Líquido				-R\$ 26.201
<b>LIVRE - Fatura Enel Trading - Incluso PIS/COFINS</b>				<b>R\$ 73.827</b>
Itens da Fatura	Und.	Qtd.	Preço	Faturado
Fatura Energia Livre	KWh	221.335	0,254	R\$ 56.108
ICMS da Energia Livre (DEVEC)				R\$ 17.718
<b>LIVRE - Fatura Distribuidora Enel RJ + Fatura Enel Trading</b>				<b>R\$ 169.792</b>

**FIGURA 2.1 – SIMULAÇÃO DA ECONOMIA ESPERADA PELA MIGRAÇÃO PARA O MERCADO LIVRE DE ENERGIA PARA O HOSPITAL MUNICIPAL DE JAPUÍBA.**

Fonte: Enel X

## 2.2 Contratação de Geração Distribuída Externa/de Terceiros

Na eventualidade de a capacidade de geração instalada pela futura concessionária — englobando tanto os sistemas de microgeração local em telhados (*rooftops*) quanto a usina de minigeração em solo detalhada no Item 1.4 — ser insuficiente para suprir a totalidade da demanda energética das unidades consumidoras do Grupo B e do Grupo A (classificadas como "Optantes B" ou inaptas à migração para o Ambiente de Contratação Livre - ACL), estabelece-se uma diretriz de suprimento complementar. Nestes cenários de déficit de geração própria, admite-se a compensação da energia residual mediante a alocação de créditos provenientes de usinas de Geração Distribuída (GD) de empresas terceiras. Esta modalidade

---

assemelha-se, em termos de eficiência de gestão, à estratégia de aquisição de energia estruturada para as unidades do Grupo A no Mercado Livre.

A adoção desta alternativa é respaldada pela atual consolidação do mercado de distribuição de créditos de GD (sob as modalidades de Geração Compartilhada ou Autoconsumo Remoto). Neste arranjo consolidado, o consumidor final (o Município) viabiliza a compensação energética por meio do aluguel de frações ideais ou consórcio de usinas de minigeração já estabelecidas, respeitando os limites de potência impostos pela regulação vigente. Assim, a concessionária deixa de atuar estritamente como investidora/construtora (geradora) e assume a posição estratégica de administradora de contratos. Caberá à concessionária atuar como intermediadora técnica e comercial, garantindo o lastro, a gestão e a correta injeção dos créditos nas faturas da Prefeitura.

A premissa deste modelo é aproveitar a disponibilidade comercial de parques geradores já operacionais ou em fase de comissionamento na mesma área de concessão da distribuidora. Por não exigir a construção de novas plantas do zero para suprir exclusivamente essa necessidade residual do Município, projeta-se que o custo efetivo de locação dessa energia de terceiros seja inferior ao custo marginal de expansão da usina de solo em Angra dos Reis. Essa vantagem competitiva e econômica decorre diretamente da eliminação da imobilização de capital (CAPEX enterrado) por parte da concessionária para o atendimento desta parcela de consumo, mitigando os riscos associados à construção civil e à conexão elétrica, e contribuindo para a modicidade dos custos globais da Parceria Público-Privada.

### **3 SOLUÇÕES DE ENGENHARIA**

#### **3.1 Usina Solar Fotovoltaica de Solo (2,5 MW/3,125MWp)**

A Lei federal 14.300/2022 estabelece, com limite máximo de potência, o valor de 5,0MW de potência instalada para enquadramento da usina como GD. No entanto, para valores acima de 3MW, as usinas devem ter capacidade de controle de despacho da energia, tal como usinas térmicas e de fonte hidráulica. Para as fontes solar e eólica por exemplo, o controle de despacho só seria possível com uso de baterias, inviabilizando financeiramente esta alternativa.

---

Um outro fator prático limitante é a disponibilidade de conexão das usinas na rede elétrica das distribuidoras. De acordo com a RN ANEEL 1.000/2021, as distribuidoras são obrigadas a conectar consumidores ou geradores distribuídos, em média tensão (MT), quando a demanda ou potência solicitada for até 2,5 MW. Isso significa que, para unidades consumidoras ou usinas de geração distribuída (como solar fotovoltaica, por exemplo) com potência  $\leq 2,5$  MW, a distribuidora não pode recusar a conexão em MT (normalmente 13,8 kV, 23,1 kV ou 34,5 kV, dependendo da região). Para potências superiores a 2,5 MW, a distribuidora pode exigir que a conexão seja feita em níveis de tensão mais altos (alta tensão – AT – ou subtransmissão, como 69 kV, 88 kV ou 138 kV). Isso ocorre porque cargas ou geração muito elevadas podem impactar a qualidade e a estabilidade da rede em média tensão, exigindo estudos mais detalhados e, possivelmente, reforços na infraestrutura.

Portanto, o limite prático em potência para as usinas de GD é de 2,5MW.

A área necessária para a instalação de uma usina solar fotovoltaica varia conforme diversos fatores, como o tipo de estrutura de fixação dos módulos (fixa ou com rastreador solar), a localização geográfica e outros aspectos técnicos

Para usinas de estrutura fixa, a densidade de potência é, em média, de 1 a 1,5 hectares por MWp, pois deve-se considerar um espaçamento entre as fileiras de módulos para evitar o sombreamento interno. Esta medida é calculada com base na altura das fileiras e no ângulo de inclinação. Esta última variável depende da localização geográfica para que haja maximização da captação solar.

Usinas que se utilizam de seguidor solar (*tracker*) ocupam naturalmente mais área devido ao movimento, pois exige mais espaço entre as fileiras para evitar sombreamento mútuo. Neste caso, ocupa-se até 3 hectares por MWp.

Além das áreas úteis para geração de energia, deve-se levar em consideração a necessidade de se garantir faixas de serviço (corredores) para a passagem de veículos e acessos técnicos, como equipamentos de limpeza. Há de se considerar também a necessidade de disponibilização de área para as canaletas de drenagem e de espaço suficiente para se evitar sombreamento externo causado por cercas, postes, construções próximas e vegetação.

A geração anual para a usina fotovoltaica de potência 2,5MW/3,125MWp foi estimada por meio da metodologia<sup>1</sup> da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE), combinada aos dados de potencial solarimétrico do Atlas Brasileiro de Energia Solar<sup>2</sup> do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE).

O cálculo da EPE utiliza a seguinte fórmula para o Fator de Capacidade (FC):

$$FC_{m,s} = \frac{PR_s \cdot GTI_m}{24 \cdot I_{STC}}$$

Onde:

- GTI é o dado advindo do Atlas de energia solar do INPE;
- I<sub>stc</sub> é uma constante;
- PR (Performance Ratio) é utilizado com uma constante de 0,8.

O FC é por fim utilizado no cálculo da energia a ser gerada pela seguinte fórmula:

$$E_{f,m,s} = \sum_{i=1}^n P_{i,f,m,s} \cdot FC_{f,m,s} \cdot Z_b \cdot 24 \cdot (1 - k)^{ZT}$$

Onde:

- E<sub>f,m,s</sub> é a energia gerada no ano base, para a fonte f, município m e setor s;
- i é o índice de cada sistema de geração em operação no ano base, sendo incrementado do primeiro até o total n;

<sup>1</sup> [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-578/BEN%20\\_%20Manual%202022.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-578/BEN%20_%20Manual%202022.pdf)

<sup>2</sup> [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-578/Dados\\_gti\\_municipio.xlsx](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-578/Dados_gti_municipio.xlsx)

- $P_{i,f,m,s}$  é a potência instalada do sistema  $i$ , da fonte  $f$ , no município  $m$ , no setor  $s$ ;
- $FC_{f,m,s}$  é o fator de capacidade para a fonte  $f$ , no município  $m$  e setor  $s$ ;
- $Z_b$  é o número de dias de operação da potência  $P_i$  no ano base;
- $k$  é o fator de degradação diário da tecnologia. Para a fonte fotovoltaica, foi calculado como  $(1+0,005)(1/365)-1$ . Para as demais fontes,  $k$  é igual a zero;
- $Z_T$  é o número total de dias em operação da  $P_i$ , desde a sua instalação até o final do ano base.

Assim, aplicando a fórmula atinge-se o montante de 4.179,6MWh/ano (1.337,47 kWh/kWp.ano) ou aproximadamente **4,18GWh/ano**, o que representa **63,33% do montante de energia do grupo B** conforme TABELA 1.2.

### **3.2 Usinas Solar Fotovoltaica de Telhado (GD Local)**

Conforme estabelecido preliminarmente no Item 1.3, a modelagem técnica adota uma premissa conservadora para a produtividade energética das usinas de microgeração em telhado (*rooftop*), estipulando seu desempenho em 80% do rendimento projetado para uma usina de solo operando na mesma região. Com base nesta diretriz e nos parâmetros detalhados no Item 3.1, definiu-se que o rendimento específico de referência para os sistemas fotovoltaicos instalados nas coberturas municipais será de **1.069,98 kWh/kWp.ano**. Esta projeção de geração pressupõe a seleção criteriosa de coberturas apropriadas, priorizando superfícies com orientação favorável e baixa interferência de sombreamento do entorno, como edificações vizinhas ou vegetação.

A viabilidade de implantação da geração distribuída local está estritamente condicionada à integridade física das edificações selecionadas. As usinas de telhado deverão ser implantadas exclusivamente em coberturas firmes, cuja estrutura suporte, com margem de segurança atestada por laudo técnico (ART), as cargas estáticas (peso próprio dos módulos fotovoltaicos e estruturas de fixação) e as cargas dinâmicas (esforços mecânicos gerados pela ação dos ventos e o trânsito periódico das equipes de instalação e manutenção).

---

Sob esta premissa de segurança estrutural, o estudo estima que ao menos 22.343m<sup>2</sup> de cobertura, em 37 próprios municipais, reúnam plenas condições para abrigar as usinas de telhado. Para fins de estimativa, considera-se que esta metragem possui um potencial viável para a instalação local de **1,983 MWp**, potência esta que será distribuída entre as 37 edificações elegíveis do município (ANEXO IV) ou em mais alguns outras edificações caso seja necessário.

Ao cruzar a potência instalável com o rendimento específico projetado, projeta-se que os sistemas *rooftop* injetarão no sistema de compensação um montante de **2,12 GWh/ano**. Este volume isolado é capaz de suprir **32,12%** do consumo de energia de todas as unidades enquadradas no Grupo B (TABELA 1.2). Contudo, a estratégia de atendimento da Parceria Público-Privada é integrada: ao somar a energia gerada pela GD local com a produção projetada para a usina de solo, a geração combinada atinge a marca de **6,3 GWh/ano**. Este volume global representa uma cobertura expressiva de **95,45%** da demanda energética total do Grupo B.

No que tange ao dimensionamento eletromecânico, cumpre destacar uma diferenciação técnica importante entre as modalidades de instalação. Diferentemente da usina de solo, para a qual é técnica e comercialmente viável o estabelecimento, em edital, de um Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) com um sobredimensionamento mínimo padrão (exigência fixada em 25% de relação CC/CA para este projeto), os sistemas de telhado exigem flexibilidade. O índice de *oversizing* das plantas em cobertura não será engessado, uma vez que dependerá diretamente da geometria, da área útil e da capacidade estrutural de cada telhado para acomodar as *strings* de módulos fotovoltaicos, característica que variará de próprio para próprio.

Por fim, visando a otimização econômico-financeira do projeto e a contenção de custos que poderiam onerar a contraprestação, os requisitos para captura de telemetria para a GD local serão flexibilizados. A imposição de sistemas de supervisão e monitoramento com a mesma complexidade e redundância exigidas para a usina de solo elevariam substancialmente os investimentos (CAPEX) nestas unidades capilares. Dessa forma, estabelece-se que a transmissão dos dados de geração das usinas de telhado seja realizada de forma descentralizada, utilizando as plataformas de comunicação nativas dos próprios inversores, cabendo à concessionária adotar a arquitetura de rede (Wi-Fi, 4G etc.) mais adequada e funcional para a realidade de

---

cada ponto de instalação. Vale ressaltar que a integração dos dados deve ser feita de forma centralizada, adicionando informações pertinentes da usina de solo.

### **3.3 Definição de Requisitos Mínimos para Implantação da Usina de Solo**

#### **3.3.1 Requisitos Gerais do Projeto Básico**

A CONCESSIONÁRIA deverá elaborar o projeto básico da usina de modo que este seja validado pelo PODER CONCEDENTE, fornecendo, assim, diretrizes para a elaboração dos projetos executivos. Ambos os projetos devem seguir a metodologia BIM.

#### **3.3.2 Requisitos Gerais do Projeto Executivo**

A CONCESSIONÁRIA deverá elaborar o projeto executivo da Usina.

É obrigatória a apresentação dos seguintes documentos para aprovação do Poder Concedente:

Projeto das instalações de conexão, incluindo memorial descritivo, localização, arranjo físico, diagramas, Sistema de Medição para Faturamento - SMF, conforme a seção 3.3 do Módulo 3 do PRODIST e licenças ambientais; cuja documentação de solicitação de acesso deve ser composta por:

a) Diagrama unifilar detalhado, que contenha:

- Características técnicas (relação de transformação, classe de exatidão, potência, tensão, capacidade de interrupção nominal em curto-circuito etc.) dos equipamentos envolvidos;
- Indicação de linha de trip e linha de intertravamento. Equipamentos de manobra que possibilitem o fechamento do paralelismo e não possuam função de proteção de verificação de sincronismo deverão possuir intertravamentos que evitem o fechamento do paralelismo por esses equipamentos;
- Numeração de chaves seccionadoras, disjuntores, TC, TP, transformadores, geradores e demais equipamentos envolvidos.

b) Plantas, cortes e vistas das instalações adicionais para adequação do paralelismo.

- c) Diagrama trifilar completo.
- d) Diagramas funcionais de comando dos equipamentos envolvidos com o paralelismo, onde também deve ser detalhado os sistemas de alimentação auxiliar da proteção de interligação.
- e) Os desenhos e diagramas deverão ser entregues em formato que garanta a correta leitura e interpretação.
- f) Memorial descritivo do projeto, contendo:
- Objetivo ou finalidade do projeto e da instalação;
  - Descritivo de funcionamento e operação do sistema de paralelismo;
  - Descritivo de funcionamento dos intertravamentos;
  - Cronograma de execução do projeto e data prevista para início das operações;
  - Tipo de paralelismo (momentâneo, contínuo com exportação, contínuo sem exportação), período de paralelismo e tempo do paralelismo;
  - Demandas de consumo previstas e quantidade de energia a ser exportada, quando for o caso;
  - Memoriais de cálculo para dimensionamento dos TC e TP.
- g) Estudos de viabilidade (fluxo de potência, proteção e transitórios eletromecânicos) de acordo com o tipo de paralelismo contínuo com exportação.
- h) Estudo e projeto do sistema de proteção contra descargas atmosféricas diretas e indiretas (SPDA). Além da norma específica ABNT NBR5419-2015 aplicam-se as seguintes regras técnicas para a proteção de sistemas fotovoltaicos contra descargas atmosféricas e sobre tensões:
- Toda estrutura metálica que compõe o sistema de geração fotovoltaica deverá ser conectada ao SPDA;
  - Toda estrutura metálica de cobertura deverá ser conectada às malhas formando uma superfície equalizada juntamente com o aterramento da estrutura metálica das cabines de transformação e de medição. Essa estrutura equalizada deverá ser conectada ao neutro acessível dos transformadores elevadores, bem como, a todos os equipamentos metálicos do interior da subestação de transformação, medição e proteção ou do eletrocentro blindado, se for o caso;

- Os módulos fotovoltaicos devem possuir dispositivos de proteção contra surtos nas caixas de conexão, entre ambos os polos das conexões em paralelo das strings e entre eles e o condutor de aterramento;
  - Os pontos de conexão para aterramento de cada módulo fotovoltaico deverão ser utilizados formando uma malha única para cada string, que posteriormente será conectada às demais malhas das outras strings;
  - O aterramento a ser provido pela Concessionária deve ser adequado para lidar com fenômenos e eventos em baixa e alta frequências.
- i) Catálogos e instruções de instalação e manutenção dos relés de proteção exigidos pelas Distribuidoras.
- j) Termo de responsabilidade pelo sistema de aterramento conforme orientações das normas das Distribuidoras, acompanhado e, para consulta:
- Ou projeto da malha de aterramento contendo os desenhos com a configuração da malha, os detalhes construtivos e especificações dos materiais (eletrodos, hastes, condutores de aterramento, conexões etc.) e memorial com os cálculos dos potenciais de passo e toque e valores obtidos;
  - Ou estudo de engenharia equivalente que sustente o termo de responsabilidade.
- k) Relatório de ensaio dos principais equipamentos da proteção de interligação (TC, TP, disjuntores e relé).
- l) Lista de documentos mínimos, onde todos os documentos devem ser numerados e possuir locais para a indicação de revisão necessária.
- m) A documentação deve conter uma folha com o índice com a relação de todos os documentos exigidos pela ENEL e efetivamente enviados:
- Estudo de Curto-Circuito, Proteção e Seletividade;
  - RISE - Relatório de Impacto no Sistema Elétrico devido aos equipamentos especiais (inversores).
- n) Projetos das obras civis: drenagem, terraplanagem, edificações auxiliares como a subestação e abrigo dos inversores, vias de acesso e infraestrutura de suporte para os painéis fotovoltaicos.

A CONCESSIONÁRIA deverá propor uma adequada disposição da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA, no âmbito da distribuição dos Módulos

---

fotovoltaicos nas estruturas metálicas e da organização das fileiras, que contribua para minimizar as perdas de sombreamento por proximidade.

A CONCESSIONÁRIA garantirá que os projetistas estarão disponíveis para participar de discussões com o Poder Concedente em qualquer momento necessário até o final do contrato.

### **3.3.3 As Built e Documentação da Usina**

A CONCESSIONÁRIA deverá fornecer a documentação completa da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA, em língua portuguesa e meio digital.

Os desenhos deverão conter carimbo com assinatura do (s) engenheiro (s) responsável (eis) pelo projeto, constando seu (s) registro (s) no CREA.

Os projetos deverão ser apresentados em meio físico digital, a ser estabelecido entre as partes, devendo constar todos os arquivos editáveis (“\*.docx”, “\*.xlsx”, “\*.dwg”, etc.), bem como os respectivos arquivos no formato “\*.pdf” para divulgação posterior, se necessário.

Quando houver necessidade comprovada de modificações, em consequência das condições locais e, após a devida autorização da fiscalização do Poder Concedente, tais modificações deverão ser indicadas nos desenhos específicos (“as built”), que no final da obra deverão ser entregues ao Poder Concedente para fins de arquivamento.

A documentação completa da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA deverá estar disponível 15 (quinze) dias antes dos Testes de Comissionamento e Recebimento Provisório.

Os documentos a seguir, de acordo com a IEC 62446, devem incluir os dados básicos do sistema e as informações relacionadas com os projetos “conforme construído”:

o) Informações básicas do sistema:

- Localização do projeto e data de instalação;
- Capacidade do sistema (AC e DC);
- Módulos fotovoltaicos e inversores – fabricante, modelo, quantidade;

- Data do comissionamento;
  - Informações dos projetistas do sistema;
  - Informações da CONCESSIONÁRIA e do responsável pela instalação do sistema;
  - Diagrama unifilar e trifilar da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA;
- p) Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação do sistema:
- Especificações gerais dos arranjos;
  - Tipo do módulo;
  - Número de módulos;
  - Número de módulos por string;
  - Número de strings;
  - Informação das strings;
  - Tipo de cabo utilizado na string, secção e comprimento;
  - Especificação (faixa de tensão e corrente) dos dispositivos de proteção contra sobretensão;
  - Características elétricas do arranjo;
  - Localização da caixa de conexão do arranjo (se instalada);
  - Especificações dos cabos principais do arranjo;
  - Localização, tipo e faixa de operação dos dispositivos de proteção contra sobretensão;
  - Aterramento e proteção de sobretensão;
  - Diagrama unifilar mostrando os detalhes do aterramento, sistema de proteção contra descargas atmosféricas, dispositivos de proteção contra surtos;

- Diagrama unifilar incluindo a localização dos isoladores CA, tipo e faixa de operação, juntamente com informações similares para os dispositivos de proteção contra sobre corrente;
- Datasheet de todos os componentes principais;
- Documentação das garantias dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, juntamente com as informações de data de início e período de cobertura da garantia.

### 3.3.4 Fornecimento dos Módulos Fotovoltaicos para usina de solo

A CONCESSIONÁRIA deverá instalar ao menos 3.125 kWp (três mil cento e vinte e cinco quilowatts pico) em módulos fotovoltaicos do mesmo fabricante, tipo e modelo. A tabela a seguir informa os requisitos técnicos mínimos para o módulo fotovoltaico a ser aplicado na USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA:

**TABELA 3.1 – REQUISITOS TÉCNICOS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS**

ITEM	DESCRIÇÃO	UN.	REQUISITO
1	Características Gerais dos Módulos FV		
1.1	Composição		Monocristalino ou Policristalino
1.2	Eficiência do Módulo	%	≥ 20 %
1.3	Nível de tolerância dos módulos após Factory Sorting	± %	≥ a potência nominal da placa após degradação pela exposição inicial à luz
1.4	Potência do módulo	Wp	≥ 500
1.5	Tensão máxima do sistema de módulos	Volts	Coincidente com a tensão de máxima eficiência dos inversores
1.6	Diodo de passagem		Sim, no mínimo 3 por módulo FV
2	Garantia do produto e garantia de desempenho		
2.1	Garantia de potência após os 15 primeiros anos de operação	%	90

ITEM	DESCRIÇÃO	UN.	REQUISITO
2.2	Garantia de potência após os 30 primeiros anos de operação	%	80
2.3	Garantia contra defeitos de fabricação	Ano	≥ 15
3	Certificados e padrões		
3.1	Módulos Fotovoltaicos Qualificação de projeto e homologação		IEC 61215
3.2	Segurança de Módulos Fotovoltaicos (FV) classe II		IEC61730
3.1	Módulos fotovoltaicos - Especificação;		NBR 11876:2010 -
3.3	INMETRO Portaria 004		Etiquetagem A
4	Documentação		
4.1	Especificações técnicas detalhadas (Data sheets)		Sim
4.2	Manual de instalação		Sim
4.3	Dados de teste flash		Teste individual. Vedado por amostragem

Será de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA emitir relatório que ateste:

- A realização de inspeção visual nos módulos fotovoltaicos de acordo com a cláusula 10.1 da IEC 61215 e não detectar nenhum dano ou anormalidade;
- A verificação que todos os módulos fornecidos estão 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 do teste flash deve ser verificado frente a potência nominal e tolerâncias de potência. O módulo que obtiver potência menor que a especificada deve ser rejeitado e o módulo com nível de potência adequado deve ser instalado.

### 3.3.5 Fornecimento dos Inversores para Usina de Solo

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.

Será permitida a implantação de até dois tipos de potência (kW) de inversores. Os inversores devem ser do mesmo fabricante e possuírem as mesmas características de eficiência, proteção e segurança. O somatório total da potência inversora deve ser de 2,5 MW. A potência do maior inversor está limitada a 1000 kW e a do menor em 250 kW.

A TABELA 3.2 a seguir informa os requisitos técnicos mínimos para os inversores que serão utilizados na USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA:

**TABELA 3.2 – REQUISITOS TÉCNICOS DOS INVERSORES**

ITEM	DESCRIÇÃO	UN.	REQUISITO
1	Características Gerais dos Inversores		
1.1	Eficiência de conversão máxima (IEC 61683)	%	≥ 98,0 %
1.2	Eficiência Europeia (EM 50530:2010)	%	≥ 97,5 %
1.3	Fases de ligação		Trifásico – Baixa Tensão
1.4	Transformador interno		Opcional
1.5	Total Harmonic Distortion	%	≤ 3%
1.6	Potência mínima por unidade	kW	250
1.7	Potência máxima por unidade	kW	1000
1.9	Detecção de falha na string		Sim para inversores do tipo multistring
1.10	Frequência AC	Hz	60
2	Padrões Mínimos de Proteção e Segurança		
2.1	IP (IEC 60529)	Classe	Igual ou superior a IP-20
2.2	Proteção contra sobretensão CC		Sim
2.3	Proteção anti-ilhamento		IEC 62116
3	Requisitos de sistema de monitoramento		
3.1	Aquisição de dados contínua para o Data Logger dos parâmetros técnicos definidos, incluindo eventos e status		Sim
3.2	Comunicação RS485 ou Ethernet		Sim
4	Documentação e Garantias		
4.1	Especificações técnicas detalhadas (Data sheets)		Sim
4.2	Manual de instalação		Sim

ITEM	DESCRIÇÃO	UN.	REQUISITO
4.3	Catálogos de informações do produto		Sim
4.4	Manual de operação e manutenção		Sim
4.5	Notas de segurança		Sim
4.6	Garantia de produto e serviços		≥ 5 anos

Além das especificações técnicas descritas na tabela acima, os inversores utilizados na USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA devem:

- a) Estar localizados no interior de uma edificação, SKID ou eletrocentro blindado;
- b) Atender a todas as exigências da distribuidora de energia elétrica local.

### **3.3.6 Fornecimento da Estação Meteorológica**

A estação meteorológica especificada deve:

- c) Efetuar medições da irradiação solar global horizontal de acordo com plano inclinado da instalação dos módulos fotovoltaicos da usina solar minigeradora, da velocidade do vento e da temperatura ambiente;
- d) Ser devidamente calibrada e o certificado de calibração dos equipamentos devem ser apresentados à fiscalização do Poder Concedente quando do comissionamento da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA;
- e) Ser capaz de se comunicar com o datalogger para fornecer dados ao sistema SCADA.

A TABELA 3.3 apresenta os requisitos mínimos dos equipamentos da estação meteorológica juntamente com demais equipamentos de aquisição de dados necessários para verificar e avaliar o desempenho da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA.

**TABELA 3.3 – ESTAÇÃO METEOROLÓGICA**

ITEM	DESCRIÇÃO	UN.	REQUISITO
1	Piranômetro		
1.1	Piranômetro calibrado e ventilado para a medição de irradiação global, horizontal e inclinada, com características de acordo com o padrão First Class da ISO 9060/2018.	un	1
2	Anemômetro		
2.1	Anemômetro	un	1
2.1.1	Canecas / Pás	un	3
2.1.2	Escala de medida mínima	m/s	0 a 45
2.1.3	Resolução mínima	m/s	0,45
2.1.4	Acurácia mínima	m/s	0,3 a 20
2.2.5	Temperatura de operação	°C	-30 a +70 °C
2.2.6	Direção	°	0 a 360
3	Umidade e Temperatura		
3.1	Sensor de umidade relativa do ar e temperatura do ar	un	1
3.1.1	Faixa de leitura	%	0 a 100
3.1.2	Precisão a 23°C	±%	± 1% de 0% a 100%
3.1.3	Resolução	%	0,1
3.1.4	Temperatura do ar Faixa de leitura	°C	-40 a +60
3.1.5	Precisão a 23 °C	±°C	± 0,1 °C
3.1.6	Resolução	°C	0,1 °C
4	Torre meteorológica		
4.1	Torre meteorológica de alumínio resistente a corrosão	un	1
5	Garantia		
5.1	Todos os sensores e equipamentos de medição devem ser fornecidos com garantia de produto	Anos	≥ 2 anos
6	Documentação		
6.1	Especificações técnicas dos equipamentos de medição		Sim
6.2	Manual de instalação da estação meteorológica e de outros equipamentos de medição		Sim
6.3	Certificado de calibração comprovando o prazo de validade ou a data para recalibração dos piranômetros, anemômetros e sensores de temperatura e umidade.		Sim
7	Coletor de Dados		

ITEM	DESCRIÇÃO	UN.	REQUISITO
7.1	Datalogger de no mínimo 16 bits e 4 MBytes com teclado e display interno e ou externo	un	1
7.1.1	Transmissão de dados: ethernet, RS485		Sim
7.2	Proteção contra descargas atmosféricas		Sim
7.3	Comunicação direta com notebooks e pocket-pcs		Sim
7.4	Caixa selada inoxidável com suporte para montagem na torre, com material desumidificador (tipo gel sílica) e conectores instalados na parte inferior (sensores, TX dados, RS232/USB)		Sim
7.5	Software de programação, coleta de dados e comunicação de dados, mínimos e máximos de eventos, alertas, monitoramento de desempenho da estação.		Sim

### 3.3.7 Fornecimento de Quadros DC – Caixas de Junção (String Boxes)

As caixas de conexão dos arranjos se referem às caixas de conexão elétrica onde um número de arranjos (*strings*) é conectado em paralelo, fazendo a conexão posterior com o inversor. A TABELA 3.4 apresenta os requisitos mínimos das caixas de junção (*string boxes*) que deverão ser utilizados na USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA. Caso os inversores utilizados sejam do tipo *multistring*, o uso das caixas de junção é dispensável.

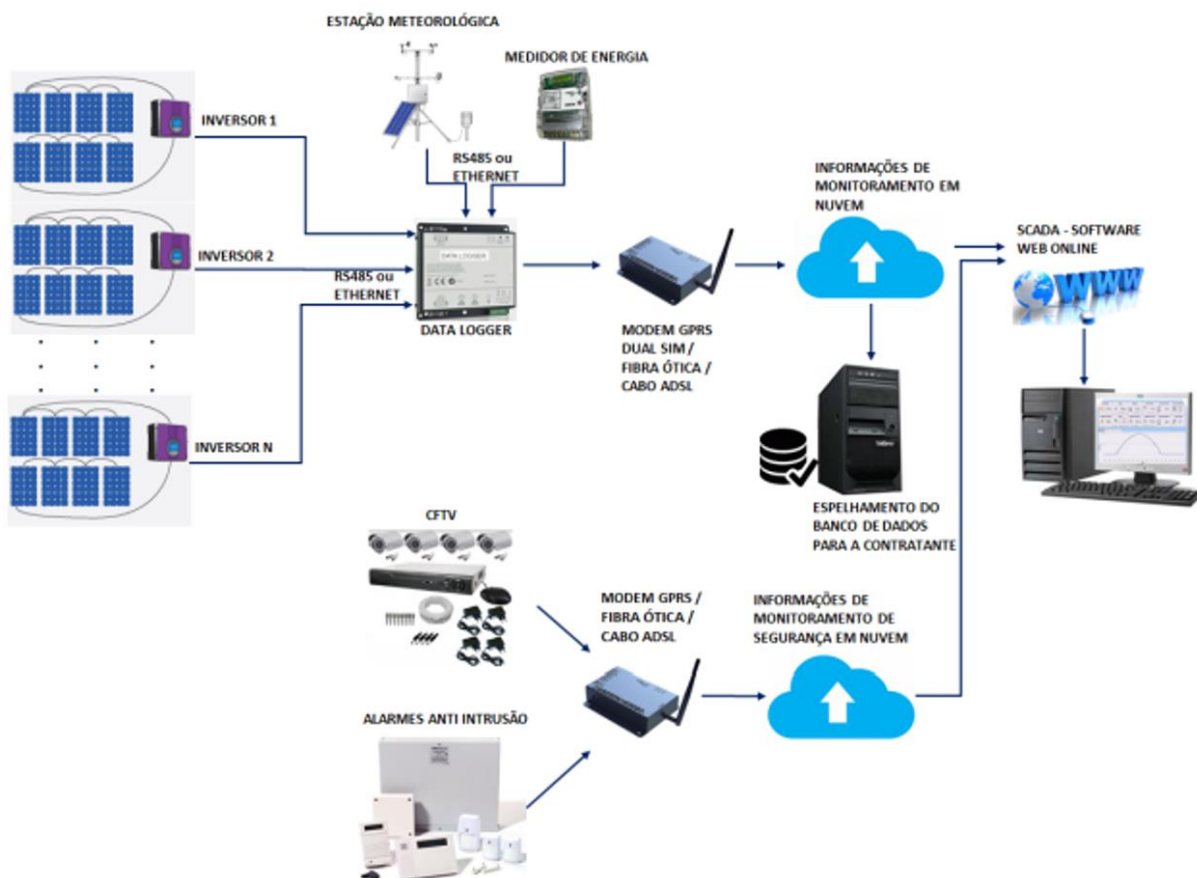
**TABELA 3.4 – REQUISITOS TÉCNICOS DAS CAIXAS DE CONEXÃO**

ITEM	DESCRIÇÃO	UN.	REQUISITO
1	Requisitos Gerais		
1.1	Adequado para as condições climáticas do Estado do Rio de Janeiro		Sim
1.2	A prova de intempéries e resistente a raios UV		Sim
1.3	A área de instalação deve ser de acesso fácil e protegida contra a incidência direta de sol e chuva		Sim
1.4	Compatível com os conectores dos cabos DC		Sim
2	Segurança		

ITEM	DESCRIÇÃO	UN.	REQUISITO
2.1	Deve ser equipado com equipamento de seccionamento de carga para isolamento do inversor e proteção da linha elétrica à jusante (sobrecarga, curto-circuito e demais critérios de proteção da NBR 5410).		Sim
2.2	Deve ser equipado com equipamentos de proteção contra sobrecorrente, curto-circuito e descargas atmosféricas (DPS)		Sim
2.3	Faixa de temperatura de operação		0°C à 65°C
3	Normas e padrões		
3.1	Tipo de proteção IP		≥ IP-65 (IEC 60529)
3.2	Abrigo de proteção contra incêndio		EN 61000-6-2/4
5	Documentação e Garantias		
5.1	Especificações técnicas detalhadas (Data sheets)		Sim
5.2	Manual de instalação		Sim
5.3	Catálogos de informações do produto		Sim
5.4	Manual de operação e manutenção		Sim
5.5	Notas de segurança		Sim

### 3.3.8 Fornecimento de um Sistema de Gerenciamento e Monitoramento

A CONCESSIONÁRIA deve implementar um sistema de gerenciamento e monitoramento conforme a arquitetura abaixo:



**FIGURA 3.1 – SISTEMA DE GERENCIAMENTO E MONITORAMENTO**

A comunicação de dados das informações advindas da planta solar e o serviço de nuvem deve ser estabelecida por rede de dados de telefonia móvel (GPRS/4G/3G), ou telefonia fixa (cabo), ou Digital (Fibra Ótica). Se a comunicação for por dados de telefonia móvel, o modem GPRS deve ser dual SIM com função de switch que permita utilizar duas operadoras distintas de telefonia móvel.

A CONCESSIONÁRIA deve dimensionar e contratar um serviço de armazenagem de dados em nuvem para guardar os registros de informações monitoradas da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA, emular o software SCADA e o serviço segurança patrimonial de CFTV (circuito fechado de televisão) e/ou alarmes anti-intrusão.

Se a solução de segurança patrimonial for de CFTV, os dados de imagens devem estar disponíveis por streaming (tempo real) com histórico de imagens de pelo menos 7 (sete) últimos dias.

---

As despesas com comunicação de dados seja qual for a adotada e o serviço de armazenagem em nuvem é de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA sendo um dos custos da ETAPA 2 – Operação e Manutenção.

Diariamente as informações de monitoramento, exceto CFTV e alarmes anti-intrusão, armazenadas em nuvem devem ser replicadas no servidor do Poder Concedente.

#### 3.3.8.1 *Datalogger*

O *datalogger* deve comunicar-se com os inversores de frequência, estação meteorológica e medidor de energia. Armazenar os dados por um período de pelo menos 7 (sete) dias e permitir o acesso remoto ao programa de forma a facilitar ajuste, recuperar dados históricos e manutenção à distância.

Os dados a serem armazenados no *datalogger* local devem ser, no mínimo:

a) Para cada Inversor:

- Corrente CC de entrada;
- Corrente AC de saída;
- Tensão CC de entrada;
- Tensão AC de saída;
- Potência CC de entrada;
- Potência CA de saída;
- Energia DC de entrada;
- Energia AC de saída;
- Alarmes (informação de falhas na operação do inversor);

b) Estação Meteorológica:

- Irradiância global no plano horizontal (piranômetro orientado conforme plano inclinado dos módulos fotovoltaicos da usina);
- Velocidade do ar;
- Temperatura ambiente;

- Temperatura das placas;
- Umidade relativa;
- Alarmes (informação de falhas na operação da estação);

c) Medidor de Energia:

- Potência;
- Energia Injetada na rede;

d) Datalogger:

- Alarmes (informação de falhas na operação do Datalogger).

#### 3.3.8.2 Medidor de Energia

O medidor de energia é o elemento do sistema destinado a medir grandezas elétricas, tais como tensão entre fases, tensão entre fase e neutro, corrente, potência ativa e reativa, fator de potência e energia elétrica gerada pela USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA.

A CONCESSIONÁRIA deverá instalar o medidor de energia em paralelo com o medidor da distribuidora de energia elétrica local. O medidor de energia obrigatoriamente deve ser capaz de comunicar-se com o *datalogger*.

#### 3.3.8.3 Sistema Supervisório

O sistema supervisório (SCADA) a ser fornecido pela CONCESSIONÁRIA deve seguir às seguintes especificações:

a) Ter tela configurável com representação esquemática da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA sendo possível acessar todos os dados monitorados;

b) Permitir o acréscimo de outras usinas solares minigeradora fotovoltaica futuramente, independente de marca de fabricantes de painéis e inversores. No caso futuro de acréscimo de usinas, o software deverá ser capaz de consolidar os dados de geração de diferentes usinas, apresentando o total gerado;

c) Apresentar em uma de suas telas o diagrama unifilar de todo o sistema;

d) Ter opção para exportar informações em formatos PDF, Excel e Word;

e) Gerar automaticamente gráficos e tabelas com dados obtidos dos inversores, dos medidores e da estação meteorológica;

f) Ser capaz de se comunicar com o datalogger para obter os dados dos inversores, medidor de energia (paralelo ao medidor da distribuidora) e estação meteorológica;

g) Ser capaz de realizar o balanço de energia gerada e consumida na USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA.

h) Ser capaz de demonstrar a geração de energia instantânea, diária, mensal, anual e total.

i) Ser capaz de mostrar o percentual de Energia Gerada (medidor de energia na saída geral dos inversores) em relação a Energia Real Estimada (parâmetro de irradiação solar determinado pela estação meteorológica e potência instalada em kWp da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA).

j) Ser capaz de realizar cálculos Índice de Desempenho Global da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA;

k) Permitir e monitorar a abertura de chamados para solução de problemas técnicos de acordo com nível de serviço determinado disposto no item 3.3 deste termo de referência;

l) Fornecer as licenças, login e senha para acesso ao sistema por no mínimo 5 (cinco) usuários simultaneamente via web;

m) Código fonte aberto.

Quanto a gestão de chamados técnicos para solução de problemas detectados na USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA, deve-se permitir a inclusão, edição e encerramento de chamados técnicos para todos os usuários sendo armazenadas todas as alterações de registro (log de todas as ações: data de abertura, data de edição, data de encerramento, usuário e status de atendimento).

Os dados a serem monitorados devem ser no mínimo:

a) Tensão e corrente CC por inversor;

b) Tensão e corrente CA por inversor;

- c) Potência em kW CC de entrada por inversor
- d) Potência em kW CA de saída por inversor;
- e) Gerenciamento de alarmes e falha de comunicação por inversor;
- f) Gerenciamento de alarmes e falha de comunicação da estação meteorológica;
- g) Registro de Energia Real Estimada (horário, diário, mensal e anual);
- h) Registro de Energia Injetada (horário, diário, mensal e anual);
- i) Registro do Índice de Desempenho Global (diário, mensal e anual);
- j) Registro de potência gerada;
- k) Registro de potência consumida;
- l) Registro de variáveis meteorológicas;
- m) Painel consolidado de geração, consumo e alarmes;
- n) Controle de chamados técnicos.

A CONCESSIONÁRIA deverá elaborar e enviar para comentários e aprovação do Poder Concedente, as especificações funcionais do Sistema de Gerenciamento e Monitoramento e a lista de pontos lógicos, de entradas e saídas, relés de proteção, identificação de borne, e todas as informações relativas as suas distribuições com relação ao protocolo de comunicação.

Outro documento fundamental para a realização da configuração do Sistema é a Lista de Pontos. Neste documento serão listados todos os pontos lógicos e de entradas e saídas, bem como, todas as informações relativas as suas distribuições com relação ao protocolo de comunicação.

A documentação de configuração deverá ser materializada, no mínimo, pelos seguintes itens:

- Apresentação dos componentes do Sistema de Gerenciamento e Monitoramento, através de uma descrição geral e contendo em anexo todos os manuais de configuração, na sua última versão;
- Descrição funcional da aplicação;

- Listagens emitidas pelos respectivos programas de configuração, relativas tanto à parte sistêmica como à parte aplicada;
- Documentação contendo as lógicas de controle e memória de cálculo.

Ao final dos testes de integração deverá ser emitido um relatório apresentando a configuração do Sistema de Gerenciamento e Monitoramento, os desenhos de montagem e de interligações entre seus componentes, a plataforma de testes e os resultados obtidos.

Todo o sistema de monitoramento será de propriedade do Poder Concedente, devendo ser entregues em perfeito funcionamento após o encerramento do contrato, sob pena de aplicação das penalidades cabíveis.

### **3.4 Definição dos Requisitos de Monitoramento**

#### **3.4.1 Operação e Manutenção com Aferição por Desempenho**

Durante o período contratual, na USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA, a CONCESSIONÁRIA deverá:

- a) Executar as manutenções corretivas e preventivas;
- b) Substituir quaisquer peças e/ou equipamentos que apresentem defeito;
- c) Monitorar e intervir no desempenho da usina;
- d) Se responsabilizar pela gestão da garantia técnica dos equipamentos;
- e) Se responsabilizar pelo estoque de sobressalentes a serem entregues no final do prazo contratual;
- f) Se responsabilizar pela segurança patrimonial;
- g) Se responsabilizar pela limpeza e remoção de vegetação em suas dependências.

Os resultados do monitoramento do desempenho da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA deverão ser sumarizados em relatórios mensais de desempenho. Um relatório modelo deverá ser apresentado para aprovação do Poder Concedente pelo menos 30 dias antes do início dos testes de comissionamento e Recebimento Provisório.

A CONCESSIONÁRIA deve ainda realizar vistorias programadas para manutenção preventiva na USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA com periodicidade mínima de quatro meses com emissão de relatório técnico de vistoria programada e promover:

- h) Inspeção visual da usina, verificando conexões elétricas entre módulos, string boxes, quadros de distribuição, além das estruturas metálicas e pontos de fixação dos módulos;
- i) Limpeza de 100% dos módulos com periodicidade mínima de 4 meses, garantindo que não haja diminuição na geração de energia além do previsto pelo fabricante dos módulos fotovoltaicos a cada ano, de acordo com o termo de garantia do fabricante e evitando eventuais danos causados por pontos de sujeira nos módulos (como os chamados “pontos quentes” por resistência alta);
- j) Análise termográfica de módulos, conexões elétricas e equipamentos;
- k) Análise de curva I-V de todas as strings, garantindo que a usina continue funcionando com a máxima potência prevista de acordo com a degradação anual prevista nos termos de garantia do fabricante dos módulos e identificando eventuais módulos danificados;
- l) Análise de aterramento das estruturas, garantindo a segurança da operação;
- m) Verificação e limpeza dos demais equipamentos como quadros e inversores, sobretudo nos elementos de dissipação térmica destes últimos;
- n) Verificação da comunicação e atualização dos softwares e firmwares dos equipamentos como inversores e do sistema de gerenciamento e monitoramento.

Fica a critério da CONCESSIONÁRIA realizar outras vistorias para manutenção preventiva no intervalo dos quatro meses mínimos entre as vistorias programadas sendo parte integrante do serviço de manutenção e operação.

---

A fiscalização do Poder Concedente notificará a CONCESSIONÁRIA com antecedência de 2 (dois) dias úteis, caso julgue necessária a realização de vistoria fora de rotina nas dependências da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA. É facultado ao Poder Concedente designar um técnico para acompanhar a vistoria.

No caso de situações de emergência a CONCESSIONÁRIA deverá notificar imediatamente a fiscalização do Poder Concedente através canais de comunicações oficiais: prioritariamente por telefone fixo, móvel e via correio eletrônico.

### **3.5 Proposição de Nível de Serviço Desejado**

Em todos os casos de substituição de peças e/ou equipamentos, os prazos para atendimento e diagnóstico do problema será de até 4 horas, contabilizadas de segunda a sextas-feiras das 8 às 17h;

Os equipamentos e/ou peças danificadas deverão ser substituídos ou reparados em até 5 (cinco) dias úteis a partir da abertura do chamado técnico;

O prazo para substituição ou reparo dos equipamentos e/ou peças não críticos poderá ser dilatado pela fiscalização da CONTRATANTE após análise dos motivos que forem apresentados;

Entende-se por equipamento e/ou peça crítica quaisquer componentes do sistema fotovoltaico que possam interferir diretamente no desempenho da usina, como por exemplo, não se limitando a isso, os painéis solares, inversores, sensores de monitoramento do sistema fotovoltaico, equipamentos atuadores de proteção contra surto de tensão, curto-circuito e descargas atmosféricas e os transformadores.

Entende-se por equipamento e/ou peça não crítica, quaisquer componentes do sistema fotovoltaico que, apesar de não interferirem diretamente no desempenho da usina, estejam com algum defeito, como por exemplo, não se limitando a isso, eletrodutos, eletrocalhas, cabos expostos a intempéries e sem proteção mecânica, caixas de passagem, painéis elétricos, estrutura das placas fotovoltaicas etc.;

O atraso injustificado ou à não execução das vistorias programadas à USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA será considerado como ocorrência não crítica.

No caso de situações de emergência a CONCESSIONÁRIA deverá notificar imediatamente a fiscalização do Poder Concedente através canais de comunicações oficiais: prioritariamente por telefone fixo, móvel e via correio eletrônico.

### **3.5.1 Relatório Mensal de Operação e Manutenção**

Mensalmente, a CONCESSIONÁRIA deverá fornecer um relatório de operação contendo:

- o) Lista de chamados abertos com respectivas soluções e tempo de atendimento destes chamados para aferição do nível de serviço determinado;
- p) Checklist de inspeções e/ou relatório técnico de visita programada quando ocorrida no mês previsto por cronograma;
- q) Gráficos e cálculos do Índice de Desempenho Global aferido no mês;
- r) Gráficos e Tabelas: Produção diária de energia elétrica, Irradiância diária no plano horizontal convertido para o plano inclinado da instalação dos módulos fotovoltaicos;
- s) Todos os dados necessários e os cálculos realizados para obtenção do desempenho da usina, juntamente com os valores do Índice de Desempenho Global reais, medidos e calculados no mês de análise. Esses dados deverão levar em conta a energia real gerada pelo sistema e os valores de irradiação medidos pela estação meteorológica.

O Índice de Desempenho Global (IDG<sub>t</sub>) quantifica as perdas globais ocorridas no sistema devido à ineficiência das partes do sistema. Esse índice de mérito representa a real capacidade do sistema em converter a energia solar disponível no plano dos painéis fotovoltaicos em eletricidade, pois é a razão entre a produtividade entregue pelo sistema e produtividade que esteve disponível no plano considerado. O Índice de Desempenho Global (IDG<sub>t</sub>) é calculado da seguinte fórmula:

$$IDG_t = \frac{E_t \cdot G \cdot 100\%}{P_o \cdot H_t}$$

Sendo:

- **t** corresponde ao mês considerado;
- **IDGt** significa Índice de desempenho (%) para o mês “t”;
- **Et** significa Energia gerada (kWh) pelo sistema fotovoltaico para o mês “t”, em corrente alternada advinda do medidor de energia;
- **Po** significa Potência nominal total do sistema fotovoltaico (2,5 MW);
- **G** significa Irradiância de referência (1000W/m<sup>2</sup>);
- **Ht** significa Irradiação sobre o plano dos módulos para o período de medição “t” (Wh/m<sup>2</sup>), calculada a partir dos valores de Irradiância global horizontal para o plano inclinado de instalações dos módulos fotovoltaicos da usina minigeradora (W/m<sup>2</sup>) medidos pelos piranômetros da estação meteorológica.

### **3.6 Definição de Prazo e da Abrangência do Cronograma de Obras**

A CONCESSIONÁRIA deve elaborar e apresentar um cronograma abrangente para a implementação dos serviços oferecidos nesta licitação, utilizando o software Project ou equivalente. A atualização diária desse cronograma é de responsabilidade exclusiva da CONCESSIONÁRIA.

O cronograma de execução deve estar alinhado ao prazo estabelecido para a realização dos serviços de engenharia, conforme especificado neste Termo de Referência. O cronograma deverá ser submetido ao Poder Concedente para apreciação durante a reunião formal de início do projeto, denominada "*kick-off meeting*".

Os critérios de medição, garantias e responsabilidades da CONCESSIONÁRIA também estarão detalhados nas minutas editalícias.

Segue uma sugestão de elaboração do cronograma.

PROJETO	ETAPA 1											
	Mês 1	Mês 2	Mês 3	Mês 4	Mês 5	Mês 6	Mês 7	Mês 8	Mês 9	Mês 10	Mês 11	Mês 12
<b>Início</b>												
Assinatura do Contrato												
Emissão da Autorização de Serviço												
Reunião "kick-off meeting"												
<b>Projeto Básico</b>												
Levantamento topográfico												
Análise do solo												
Leiaute inicial da usina												
Projetos básicos civis												
Projetos básicos elétricos												
<b>Projeto Executivo</b>												
Revisão dos projetos de Orçamento de Conexão												
Leiaute definitivo da usina												
Projetos civis												
projetos elétricos												
Memorial descritivo do projeto												
Memorial de cálculo												
Lista de cabos e materiais de instalação												
Sistema de aterramento												
Sistema de supervisão - SCADA												
Estação solarimétrica												
Segurança patrimonial												
Cabine de medição e proteção												
<b>Execução da obra</b>												
Mobilização												
Demarcação do canteiro de obras												
Supressão da vegetação												
Demolição das estruturas existentes												
Limpeza do terreno												
<b>Entrega dos principais equipamentos</b>												
Módulos												
Inversores												
Estruturas de Solo												
Quados elétricos												
Cabine de medição e proteção												
Sistema SCADA												
Estação solarimétrica												
Segurança patrimonial												
<b>Início da construção civil</b>												
Construção civil												
Montagem eletromecânica												
Lançamento dos cabos												
Instalação da subestação e cabine de medição												
Construção da rede de Média Tensão												
<b>Comissioamento</b>												
Ensaio categoria 1 e 2												
<b>Desmobilização</b>												
Limpeza do terreno e descarte de resíduos												
<b>Operação assistida</b>												
<b>Início da operação da usina</b>												
Plano de mensuração e performance												
Operação												
<b>Fim do projeto</b>												
Inspeção da CONTRATANTE												

**FIGURA 3.2 –CRONOGRAMA PARA A ETAPA 1**

---

### **3.7 Definição dos Requisitos de Comissionamento**

#### **3.7.1 Aspectos Gerais**

Para o início dos testes de comissionamento a CONCESSIONÁRIA deve ter apresentado e aprovado pelo Poder Concedente todos os requisitos descritos neste item.

A CONCESSIONÁRIA deve preparar e submeter um manual de comissionamento, em duas vias, à aprovação do Poder Concedente, pelo menos 60 (sessenta) dias antes da realização dos testes e comissionamento. O manual deve descrever a metodologia de testes que será adotada para todos os componentes da usina.

Esses procedimentos devem elencar detalhadamente os testes que serão realizados durante o comissionamento, bem como seus critérios de avaliação. Os testes de comissionamento devem ser realizados de acordo com os requisitos gerais definidos na IEC 62446 (*Grid-Connected Photovoltaic Systems—Minimum Requirements for System Documentation, Commissioning Tests and Inspection*) e, também, de acordo com as melhores práticas de comissionamento de sistemas fotovoltaicos vigentes.

As equipes de vistoria e testes das Distribuidoras não irão acompanhar o comissionamento em campo, o qual deverá ser executado previamente. O primeiro paralelismo deverá ocorrer com o acompanhamento das Distribuidoras, precedido da aprovação da vistoria e teste de proteção e intertravamentos.

Para agendamento da vistoria e testes junto às Distribuidoras, a CONCESSIONÁRIA deverá fornecer um relatório de comissionamento que abranja todos os itens que elas verificarão e/ou testará, acompanhado de um laudo técnico, com ART, atestando que todo o comissionamento em campo já foi concluído (itens a, b, c, d descritos abaixo) e em conformidade com o estudo de proteção aprovado, projeto aprovado e com as normas das Distribuidoras.

O comissionamento é composto por:

- t) Manual de Comissionamento;
- u) Inspeção;

- v) Testes de elétricos da planta solar;
- w) Teste de desempenho global;
- x) Teste de Paralelismo Contínuo com a rede das Distribuidoras.

O PODER CONCEDENTE indicará a equipe que acompanhará o comissionamento. O item e) Teste de Paralelismo Contínuo com a rede das Distribuidoras, só será realizado após a conclusão dos itens a, b, c, e d.

Após o comissionamento o Poder Concedente emitirá o Termo de Recebimento Provisório. Este ato marca o início formal da ETAPA 2 – Operação e Manutenção com aferição por desempenho da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA conforme requisitos descritos neste documento de Referências Técnicas.

O Termo de Recebimento Provisório será preparado pelo Poder Concedente e assinado pela CONCESSIONÁRIA quando os itens do comissionamento estiverem concluídos com sucesso e sem pendências.

### **3.7.2 Manual de Comissionamento**

O manual de comissionamento deve apresentar minimamente:

- y) Documentação de todas as licenças legais, como permissão de acesso à rede etc.;
- z) Documentação e lista de peças sobressalentes em estoque;
- aa) Descrição e metodologia aplicada nos testes elétricos, desempenho e sistema de gerenciamento e monitoramento;
- bb) Checklist de inspeção visual;
- cc) Informações sobre a operação e manutenção, que devem incluir, no mínimo:
  - a. Procedimentos para verificar a correta operação do sistema e os parâmetros de desempenho mínimos garantidos;
  - b. Procedimentos de manutenção preventiva e corretiva;
  - c. Cronograma das rotinas de manutenção;
  - d. Lista de pontos a verificar (checklist) no caso de falha do sistema;

- e. Procedimentos de desligamento emergencial com plano de ação e emergência;
- f. Roteiro de verificação e checklist dos equipamentos, instrumentos, cabos e Software de Gerenciamento e Monitoramento e do que mais tenha sido instalado;

dd) Serviços de Partida (Startup).

### **3.7.3 Inspeção**

A inspeção deverá constatar que as verificações a seguir estão implementadas e aprovadas para serem iniciados os testes elétricos e do sistema de gerenciamento e monitoramento e desempenho da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA:

- ee) Verificação da conclusão da instalação mecânica de todos os componentes de acordo com o projeto “conforme construído”;
- ff) Verificação se o projeto do sistema DC está de acordo com os requisitos da IEC 60364- 7-712 (Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems);
- gg) Verificação do funcionamento contínuo dos equipamentos DC, dentro da faixa de operação, para a máxima tensão DC e máxima corrente de curto DC possíveis (IEC 60364-7-712.433);
- hh) Verificação da instalação e operação adequadas dos dispositivos de segurança, que incluem proteção Classe II (IEC 60364-7-712,413,2), segurança dos cabos fotovoltaicos contra curto-circuito e curto à terra (IEC 60364-7-712,522,8,1), dispositivos de proteção contra sobre corrente das strings (IEC 60364-7-712.433.2) e chave seccionadora DC (IEC 60364-7-712.2.2.5);
- ii) Verificação do sistema fotovoltaico contra choque elétrico e sobretensão (IEC 60364-7- 712);
- jj) Verificação da programação de todos os parâmetros operacionais dos inversores de acordo com a legislação (regulação) local;

- kk) Verificação dos testes de comissionamento dos inversores mostrando funcionamento adequado dos inversores de acordo com o requisitado;
- ll) Verificação da instalação adequada de todo sistema de isolamento e dos dispositivos de chaveamento (IEC 60364-7-712.536.2.21);
- mm) Verificação da instalação e funcionamento adequado de todos os equipamentos e sistemas de monitoração;
- nn) Rotulagem e identificação do sistema fotovoltaico (circuitos, dispositivos de proteção, chaves e terminais; caixas de conexão DC; chaves de isolamento CA; conexão BT/MT;
- oo) Ajuste de proteção dos inversores e procedimentos de desligamento emergencial;
- pp) Todas as placas de sinalização e de identificação devem ser duráveis e devem estar afixadas;
- qq) Documentação contendo os dados amostrais dos testes de flash (flash tests) dos módulos fotovoltaicos.

#### **3.7.4 Testes Elétricos de Comissionamento**

Os testes a seguir são considerados como requisitos mínimos de acordo com a IEC 62446 e com as melhores práticas no comissionamento de plantas fotovoltaicas. O início dos testes elétricos deve se dar no momento de conexão à rede de distribuição de energia elétrica, portanto a CONCESSIONÁRIA deve alinhar previamente requisitos e cronograma com as distribuidoras.

As medições desses testes devem ser executadas com os equipamentos e ferramentas necessários fornecidos pela própria CONCESSIONÁRIA.

Os testes elétricos de comissionamento que a CONCESSIONÁRIA deverá realizar são:

- rr) Teste de configuração elétrica;
- ss) Teste de todos os circuitos AC de acordo com os requisitos da IEC 60364-6;

- tt) Teste de continuidade do sistema de aterramento;
- uu) Teste de polaridade;
- vv) Teste nas strings fotovoltaicas;
- ww) Teste da tensão de circuito aberto;
- xx) Teste da corrente de curto-circuito/ corrente nominal de operação;
- yy) Levantamento, em campo, da curva I-V por string;
- zz) Varredura infravermelha dos módulos (infrared scanning);
- aaa) Teste de resistência do isolamento do arranjo fotovoltaico (Megger test);
- bbb) Teste de Seletividade, objetivando ver a correta atuação dos relés de proteção.

Todos os testes mencionados acima são necessários para verificar a conexão adequada dos cabos e para a segurança na operação da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA. Tensão e corrente das *strings* fotovoltaicas e o levantamento da curva I-V precisam ser realizados com irradiação estável.

A execução desses testes deverá ser realizada em condições de irradiação estável, utilizando Irradiância no plano do módulo maior que  $750 \text{ W/m}^2$  para reduzir incertezas nos valores medidos.

### **3.7.5 Testes do Sistema de Gerenciamento e Monitoramento**

A operação do Software de Gerenciamento e Monitoramento a ser instalado e configurado deve ser examinado através dos seguintes testes antes do início dos testes de desempenho.

Testes de rede:

- ccc) Comprovação da conectividade de todos os componentes do sistema;
- ddd) Teste ponto-a-ponto.

eee) Teste funcional para comprovar a operação correta das seguintes funções-chaves:

- a. Função de aquisição e supervisão de dados, mostrando as condições do sistema e a efetiva aquisição dos dados;
- b. Detecção de falhas e ativação dos alarmes;
- c. Execução dos comandos de controle.

Os testes do sistema de gerenciamento e monitoramento serão considerados bem-sucedidos após comprovação de que os testes de rede e funcional apresentaram correto funcionamento por meio de um relatório de evidências.

### 3.7.6 Testes de Desempenho

Antes que os testes sejam executados, a USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA deve preencher todos os requisitos mencionados anteriormente (inspeção, testes elétricos e teste do sistema de gerenciamento e monitoramento).

Durante o processo de medição, a USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA deve estar 100% disponível tecnicamente e deve produzir energia durante todo o período das medições. O período de medição será de pelo menos uma semana.

O teste de desempenho será considerado bem-sucedido se após o período de medições for constatado que o Índice de Desempenho Global (IDG<sub>t</sub>) for **maior ou igual a 77,5%**, calculado pela seguinte equação.

$$IDG_t = \frac{E_t \cdot G \cdot 100\%}{P_o \cdot H_t}$$

Sendo:

- **t** corresponde ao período de medição considerado;
- **IDG<sub>t</sub>** significa Índice de desempenho global (%) para o período de medição “t”;

- **Et** significa Energia injetada (kWh) do sistema fotovoltaico para período de medição “t”, em corrente alternada advinda do medidor de energia;
- **Po** significa Potência nominal total do sistema fotovoltaico (2,5 MW);
- **G** significa Irradiância de referência (1000 W/m<sup>2</sup>);
- **Ht** significa Irradiação sobre o plano dos módulos para o período de medição “t” (Wh/m<sup>2</sup>), calculada a partir dos valores de Irradiância global horizontal para o plano inclinado de instalações dos módulos fotovoltaicos da usina minigeradora (W/m<sup>2</sup>) medidos pelos piranômetros da estação meteorológica.

A CONCESSIONÁRIA deverá emitir um relatório final do teste de desempenho da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA detalhando método, cálculos e avaliação dos resultados.

### **3.7.7 Teste de Paralelismo Contínuo com a Rede das Distribuidoras**

A CONCESSIONÁRIA deverá agendar a inspeção e testes junto às Distribuidoras de modo que deverá fornecer os relatórios de aferição, calibração e ensaios funcionais das proteções, comando etc., devidamente assinados pelo engenheiro responsável acompanhados da respectiva ART. Essa documentação deverá ser enviada às Distribuidoras com antecedência da data de inspeção para possibilitar a comparação dos resultados com os ajustes propostos.

Para a entrada em operação da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA será necessário que a CONCESSIONÁRIA obtenha a aprovação dos testes e comissionamento, bem como a elaboração de acordo operativo entre a acessante (Poder Concedente) e as Distribuidoras.

A aprovação do ponto de conexão e assinatura do acordo operacional entre o acessante e as Distribuidoras é a conclusão do teste de conexão à rede.

---

### **3.7.8 Saúde e Segurança do Trabalho**

A CONCESSIONÁRIA deverá obedecer às Normas Regulamentadoras aprovadas pela Portaria nº 3.214/78 do Ministério do Trabalho, as Normas da Associação Brasileira de Normas Técnicas – ABNT, e as demais legislações municipal, estadual e federal.

A CONCESSIONÁRIA deve apresentar o planejamento prévio das atividades durante cada fase do serviço, por escrito, ao Poder Concedente, após assinatura do contrato e antes da emissão da Autorização de Serviço – AS, complementado pelos documentos mínimo e obrigatórios:

- APR (Análise Preliminar de Riscos) devendo estar atualizada antes do início de cada etapa do serviço;
- PPRA (Programa de Prevenção contra Riscos Ambientais), conforme NR-09;
- PCMSO (Programa de Controle Médico de Saúde Ocupacional), conforme NR07;
- Relação dos profissionais do SESMT (Serviço Especializado em Engenharia de Segurança e em Medicina do Trabalho) e designados de segurança e medicina do trabalho;
- Relação de membros da CIPA ou designados;
- Relação de empregados que executarão as atividades do contrato;
- Relação de cargo/função x EPI (Equipamento de Proteção Individual);
- Programa de treinamentos e palestras de saúde de segurança do trabalho;
- Plano de emergência.

Os colaboradores da CONCESSIONÁRIA deverão ser orientados para não tráfegarem fora dos limites dos locais designados para realização dos serviços.

Os colaboradores da CONCESSIONÁRIA deverão ser adequadamente treinados, habilitados e usar uniformes, identificações e equipamentos de proteção individual previstos pelas normas de medicina sobre higiene e segurança do trabalho,

---

cujo não atendimento poderá resultar na paralisação das obras pelo Poder Concedente.

A CONCESSIONÁRIA manterá organizadas, limpas e em bom estado de higiene as instalações do canteiro de obras, especialmente as vias de circulação, passagens e escadarias, coletando e removendo regularmente as sobras de materiais, entulhos e detritos em geral.

Caberá também à CONCESSIONÁRIA a limpeza diária das áreas de uso do Poder Concedente, que venham a receber qualquer sujeira decorrente da realização dos serviços.

A CONCESSIONÁRIA deverá estocar e armazenar os materiais de forma a não prejudicar o trânsito de pessoas e a circulação de materiais, obstruir portas e saídas de emergência e impedir o acesso de equipamentos de combate a incêndio.

Caberá à CONCESSIONÁRIA comunicar ao Poder Concedente e, nos casos de acidentes fatais, à autoridade competente, da maneira mais detalhada possível, por escrito, todo tipo de acidente que ocorrer durante a execução dos serviços e obras, inclusive princípios de incêndio.

### **3.7.9 Interrupção dos Serviços**

A CONCESSIONÁRIA interromperá total ou parcialmente a execução dos trabalhos sempre que:

- Assim estiver previsto e determinado no Contrato;
- For necessário para execução correta e fiel dos trabalhos, nos termos de Contrato e de acordo com o projeto;
- Houver influências atmosféricas sobre a qualidade ou a segurança dos trabalhos na forma prevista no Contrato;
- Houver alguma falta cometida pela CONCESSIONÁRIA, desde que esta, a juízo do Poder Concedente, possa comprometer a qualidade dos trabalhos subsequentes;
- O PODER CONCEDENTE assim o determinar ou autorizar por escrito.

### **3.7.10 Canteiro de Obras**

O canteiro de obras tem por finalidade dar apoio aos serviços a serem executados pela CONCESSIONÁRIA, e por esta razão, deve ter a capacidade de abrigar os trabalhos da equipe que executará os serviços, estocar o material a ser utilizado e fornecer escritório para a fiscalização do Poder Concedente, devendo ser montado de forma a garantir boas condições de higiene e segurança.

A CONCESSIONÁRIA deverá executar, em local designado pela fiscalização do Poder Concedente, instalações de container para escritório, banheiro, vestiário e refeitório, adequadas para utilização de seus funcionários e para a guarda de ferramentas, móveis, utensílios, arquivos e demais materiais necessários à realização dos serviços, responsabilizando-se por sua segurança e limpeza, de acordo com as exigências de medicina e segurança do trabalho.

A CONCESSIONÁRIA deverá se responsabilizar por todos os custos associados aos serviços e instalações durante suas atividades na execução dos serviços, incluindo todos os serviços públicos, escritórios temporários, alojamentos/acomodações e facilidades de transporte fornecidas por ela.

A CONCESSIONÁRIA será responsável por organizar acomodações adequadas para o seu pessoal.

A CONCESSIONÁRIA deverá realizar o fechamento da área com cerca vedada, com pintura de acabamento, bem como as portas de acesso para entrada e saída dos bens.

Após a conclusão dos serviços a CONCESSIONÁRIA deve remover do local todos os materiais, equipamentos e quaisquer detritos provenientes da execução dos serviços, deixando a área totalmente limpa.

### **3.7.11 Placa de Identificação**

A CONCESSIONÁRIA deve instalar no canteiro de obras placa cujos dizeres deverão ser previamente aprovados pelo Poder Concedente

A placa de identificação deve ser mantida, durante o decorrer do contrato, limpa, sem pichações e em perfeitas condições de visualização. Ao término do contrato, a placa de identificação deve ser retirada do local, bem como todos os acessórios de fixação e montagem.

A placa de identificação deverá conter no mínimo as seguintes informações de acordo com as exigências do CREA/RJ:

- Nome do profissional;
- Título profissional;
- Nº de registro no CREA;
- Atividade(s) pela(s) qual(is) é responsável técnico;
- Nome da empresa que representa;
- Número da(s) ART(s) correspondente(s);
- Dados para contato.

### **3.7.12 Normas**

Deverão ser observadas, no fornecimento, operação e manutenção da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA, as normas e códigos aplicáveis, sendo que as especificações da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas), em especial às especificações gerais e normas abaixo relacionadas, serão consideradas como elementos base para quaisquer serviços ou fornecimentos de materiais e equipamentos.

Onde estas faltarem ou forem omissas, deverão ser consideradas as prescrições, indicações, especificações normas e regulamentos internacionais reconhecidos pelo setor como referência técnica, bem como condições de instalação de equipamentos que compõem os sistemas.

Devem ser observados os seguintes normativos, mas sem se limitar a isso:

- NTS 184: Aços inoxidáveis austeníticos – Critérios para escolha, recebimento e manutenção quanto a sua resistência à corrosão;

- NTS 266 – Norma geral para quadros elétricos;
- NTS 267: Cabine blindada para entrada e medição da concessionária de energia elétrica - tensão 13,8kV ou 23kV-3F-60Hz;
- NTS 268: Chave seccionadora de média tensão - classe de tensão até 25 kV;
- NTS 270: Para-Raios de média tensão classe de tensão 5kV/15kV;
- NTS 272: Cubículos blindados em SF6 com isolamento misto para subestação primária classe de tensão: 15kv tensão de operação: 11,9kV / 13,2kV / 13,8kV-3F- 60Hz;
- NTS 275: Cubículos blindados em SF6 com isolamento integral para subestação primária classe de tensão 25kv tensão 23kV-3F-60Hz;
- NBR 5410 – Execução de instalações elétricas de baixa tensão;
- NBR 5471 – Condutores elétricos;
- NBR 5419:2015 – Proteção Contra Descargas Atmosféricas;
- NBR 16274:2014 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede – Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho;
- ABNT NBR 16690:2019 - Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos — Requisitos de projeto.
- NBR 11876:2010 - Módulos fotovoltaicos - Especificação;
- NBR 16149:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição;
- NBR 16150:2013 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição - Procedimento de ensaio de conformidade;
- NBR IEC 62116:2012 - Procedimento de ensaios de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- NBR 6813 – Fios e cabos elétricos: Ensaio de resistência de isolamento;

- NBR 13248 – Cabos de potência e condutores isolados;
- NBR 10476 – Revestimento de zinco eletrodepositados sobre ferro ou aço;
- NBR 5624/2012 – Eletroduto rígido de aço-carbono, com costura, com revestimento protetor e rosca;
- NBR 11888/2015 – bobinas e chapas finas a frio e a quente de aço carbono e aço de alta resistência;
- NBR 7013: Chapas e bobinas de aço revestidas pelo processo contínuo de imersão a quente;
- NBR IEC 61643-1/2007 - Dispositivos de proteção contra surtos em baixa tensão;
- NBR 14039 - Instalações Elétricas de média tensão;
- NBR 11876/2010 - Módulos Fotovoltaicos;
- NBR 15749:2009 - Medições de resistência de aterramento e potenciais na superfície do solo;
- NBR 7117:2012 - Medição da resistividade e determinação da estratificação do solo;
- NBR 15751:2013 - Sistemas de aterramento de subestações;
- NBR 16612:2017 - Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura, para tensão de até 1,8 kV C.C. entre condutores - Requisitos de desempenho;
- NBR 6649 - Bobinas e chapas finas a frio de aço-carbono para uso estrutural;
- NBR 7348 - Pintura industrial;
- NBR IEC 60947 - Dispositivos de manobra e comando de baixa tensão;
- NBR IEC 60898: Disjuntores para proteção de sobrecorrentes para instalações domésticas e similares;

- NBR IEC 60439 - Conjuntos com ensaio de tipo totalmente testados (TTA) e conjuntos com ensaio de tipo parcialmente testado (PTTA);
- Portarias 004/2011 e 351/2014 – INMETRO;
- IEC 61215 - Qualificação de Módulos Fotovoltaicos;
- IEC 61646 - Módulos Fotovoltaicos;
- IEC 62116 - Procedimento de ensaio anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica;
- IEC 61730 - Qualificação de segurança do módulo FV, Partes 1 e 2; requisitos para construção e testes, incluindo a classe de proteção II;
- IEC 62108 - Qualificação do design e aprovação de tipo dos módulos CPV (concentrador fotovoltaico), de acordo com a IEC 62108:2007/EN 62108:2008;
- IEC 61701 - Teste de corrosão para neblina salina (maresia); requisitos dos módulos FV numa atmosfera rica em sais;
- IEC 62446 - Grid Connected Photovoltaic Systems;
- IEC 60364 - Eficiência energética para instalações elétricas;
- IEC 61000 - Compatibilidade eletromagnética;
- IEC 62109 - Segurança de conversores de energia para uso em sistemas fotovoltaicos;
- IEC 62103 - Equipamentos eletrônicos para uso em instalações de potência;
- IEC 61730 - Segurança de módulos fotovoltaicos classe 2;
- IEC 61140 – Proteção contra choques elétricos;
- IEC 60269-4 - Fusíveis de baixa tensão para proteção de dispositivos semicondutores;
- Norma EN 50539-11 - Dispositivos de proteção contra surtos de baixa tensão;

- Normas técnicas da ENEL;
- Documentos normativos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL):
  - PRODIST MÓDULO 1; 3; e 8;
  - Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021;
  - Resolução Normativa ANEEL nº 1.059/2023.

### **3.7.13 Garantia de Continuidade da Produtividade e Qualidade**

A CONCESSIONÁRIA será responsável pela elaboração do checklist de inspeção visual, roteiro de verificação e checklist dos equipamentos, instrumentos, cabos e Software de Gerenciamento e Monitoramento e do que mais tenha sido instalado, sob aprovação do Poder Concedente antes da realização das inspeções.

Caberá à CONCESSIONÁRIA apresentação da documentação de todas as licenças legais e garantias de produtos, as quais devem respeitar os respectivos prazos de validade.

Cada *string* de módulos fotovoltaicos deve apresentar produtividade compatível com a garantia dos módulos de acordo com a perda de rendimento linear definida na folha de dados dos módulos.

Os módulos fotovoltaicos devem estar limpos, com boas condições de uso e sem defeitos. Todos os módulos deverão passar por análises termográficas para averiguação de eventuais “pontos quentes”. Os módulos com defeitos deverão ser substituídos antes do término da ETAPA 3.

Os sistemas de aterramento e de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) devem estar em boas condições e atendendo os requisitos das normas da ABNT. Caso contrário, caberá à CONCESSIONÁRIA a atualização dos projetos e implantação das adaptações necessárias, sob aprovação do Poder Concedente.

As instalações devem estar de acordo com as Normas Regulamentadoras e Normas Técnicas da ABNT. Em casos específicos, por falta ou omissão de regulamentação, deverão ser consideradas as prescrições, indicações,

---

especificações normas e regulamentos internacionais reconhecidos pelo setor como referência técnica, bem como condições de instalação de equipamentos que compõem os sistemas. No contrário, caberá à CONCESSIONÁRIA a atualização dos projetos e implantação das adaptações necessárias, sob aprovação do Poder Concedente.

Todas as placas de sinalização e de identificação devem estar bem afixadas, limpas e conservadas.

Todo o sistema fotovoltaico deve estar com rotulagem e identificação conservadas.

Os ambientes da usina devem sempre estar limpos e organizados, com os materiais estocados e empilhados em local apropriado, por tipo e qualidade. Caberá à CONCESSIONÁRIA apresentação da documentação e lista de peças sobressalentes em estoque.

Os conectores deverão estar em boas condições de uso, sem defeitos e bem fixados.

A CONCESSIONÁRIA deverá apresentar histórico de todas as manutenções preditivas, preventivas e corretivas realizadas.

A CONCESSIONÁRIA deverá apresentar histórico operacional da usina.

Caberá ao Poder Concedente decidir e agendar, durante o último trimestre do prazo contratual, repetição de inspeções e testes de comissionamento apresentados no item 3.5 deste Documento de Referências Técnicas.

No término do contrato, a CONCESSIONÁRIA deverá entregar ao Poder Concedente toda a documentação dos fabricantes dos produtos da usina, bem como histórico de assistências técnicas e de reposições. Além disso, contatos e dados de acessos em plataforma de fabricantes para tratamento de informações de produtos da usina deverão ser transferidos para o Poder Concedente.

#### **3.7.14 Peças Sobressalentes, Consumíveis e Ferramentas**

Ao término do prazo contratual a CONCESSIONÁRIA deverá fornecer todas as peças sobressalentes, consumíveis e ferramentas necessárias para executar os

trabalhos de operação e manutenção de cada USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA.

A TABELA 3.5 define o mínimo de peças sobressalentes que devem estar disponibilizadas pela CONCESSIONÁRIA para o Poder Concedente.

**TABELA 3.5 – PEÇAS SOBRESSALENTES E CONSUMÍVEIS**

ITEM	DESCRIÇÃO	UN.	REQUISITO
<b>1</b>	<b>Módulos FV</b>		
1.1	Módulos mono ou policristalinos idênticos aos instalados.	Un	Considerar 2% do número de módulos fotovoltaicos adotados no projeto, com arredondamento de número fracionado (se for o caso) para o número inteiro imediatamente superior.  Exemplo: Projeto de 6.250 Módulos de 0,500 kWp = 3,125 MWp  Sobressalentes = 2% x 6.250 = 125 unidades de módulos fotovoltaicos
1.2	Kit completo de peças, parafusos, porcas e grampos para a estrutura de montagem e fixação de módulo localizado sobre o telhado dos Blocos	Un	Considerar a mesma quantidade do item 1.1 desta tabela.
<b>2</b>	<b>Cabos, fusíveis e diodos</b>		
2.1	Cabo solar CC	m	Considerar 2% do metro linear utilizado no projeto.
2.2	Conector macho para string de módulos	un	Considerar a mesma quantidade do item 1.1 desta tabela.
2.3	Conector fêmea para string de módulos	un	Considerar a mesma quantidade do item 1.1 desta tabela.
2.4	Fusível DC	un	Considerar 10% do número de peças adotadas no projeto com arredondamento de número fracionado (se for o caso) para o número inteiro imediatamente superior.
2.5	Diodo de passagem	un	Considerar três vezes a quantidade do item 1.1 desta tabela.
<b>3</b>	<b>Inversor</b>		

3.1	Inversor de frequência	un	<p>Considerar 10% do número de inversores idênticos para cada tipo de potência adotada no projeto, com arredondamento de número fracionado (se for o caso) para o número inteiro imediatamente superior.</p> <p>Exemplo 1: 10 inv x 250 kW</p> <p>Cálculo de Sobressalentes:</p> <p>10% x 10 = 1 inv de 250 kW</p>
-----	------------------------	----	--

### 3.8 Cronograma: ETAPA 1 – Construção da Usina

#### 3.8.1 Aspectos Gerais

A CONCESSIONÁRIA deverá:

- Submeter à aprovação do Poder Concedente o Projeto Executivo completo e o cronograma físico-financeiro correspondente à execução das obras necessárias para o funcionamento integral do sistema;
- Apresentar os prazos considerados no Cronograma de Execução em meses, contados a partir da data de assinatura do Contrato, respeitando os limites máximos previstos contratualmente;
- Executar a construção da Usina Solar Fotovoltaica conforme os melhores padrões de engenharia, segurança e sustentabilidade ambiental, observando integralmente as normas aplicáveis;
- Encaminhar ao Poder Concedente e seus representantes todos os desenhos técnicos e demais documentos relativos à execução dos serviços, incluindo manuais e instruções relacionadas à construção, operação, manutenção, gestão tecnológica e compensação de créditos de energia elétrica, vinculadas ao objeto contratual;
- Observar rigorosamente as diretrizes emitidas pelos órgãos ambientais competentes, conforme a regulamentação vigente, incluindo a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e suas eventuais atualizações, organizando suas atividades de forma a cumprir os prazos estabelecidos pela legislação ambiental aplicável.

### **3.8.2 Equipe Técnica**

A CONCESSIONÁRIA deverá manter, durante a execução dos serviços previstos na Etapa 1, a seguinte equipe técnica mínima:

- 01 (um) Gerente (Engenheiro Eletricista ou Engenheiro Civil), com experiência na gestão de empreendimentos para implementação de usinas de energia fotovoltaica ou infraestrutura (em tempo parcial, durante todo o prazo contrato);
- 01 (um) Engenheiro de Projeto de Usina Fotovoltaica (Engenheiro Eletricista), com experiência em projetos e execução de serviços de instalações prediais em baixa tensão e em subestações de média tensão, com histórico de projeto de pelo menos um sistema Fotovoltaico, comprovado por Anotação de Responsabilidade Técnica - ART com registro no CREA (em tempo parcial, durante o desenvolvimento da documentação, montagem, comissionamento e conexão com a rede da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA);
- 01 (um) Engenheiro Civil, com experiência em projeto e execução de obras para emissão de laudos técnicos (em tempo parcial, durante o desenvolvimento da documentação, montagem, comissionamento e conexão com a rede da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA);

Observação: O Engenheiro de Projeto de Usina Fotovoltaica ou o Engenheiro Civil poderá exercer a função de Gerente do Empreendimento.

- 01 (um) Coordenador (Engenheiro Eletricista), Responsável Técnico (residente) para supervisionar o serviço, com experiência em projetos executivos de Usinas comprovado por Anotação de Responsabilidade Técnica - ART com registro no CREA (em tempo parcial, durante o desenvolvimento da documentação, montagem, comissionamento e conexão com a rede da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA);

---

Observação: O Coordenador poderá exercer as funções do Gerente do Empreendimento e do Engenheiro de Projeto de Usina Fotovoltaica, desde que seja Engenheiro Eletricista.

- 01 (um) Encarregado (Técnico Eletrotécnico), para supervisão do serviço com experiência em instalações em baixa tensão. Este técnico será residente (tempo integral durante o desenvolvimento da documentação, montagem, comissionamento e conexão com a rede da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA);

Observação: O Encarregado poderá ser um profissional de engenharia, desde que tenha formação técnica em Eletrotécnica.

### **3.8.3 Projetos**

A CONCESSIONÁRIA deverá elaborar os projetos básicos e executivos civis e elétricos de implantação integral da usina conforme listagem presente no item 3.1.1 deste termo de referência baseando-se no anteprojeto já elaborado.

A execução física dos projetos executivos só será permitida após devidamente aprovado pelo Poder Concedente.

### **3.8.4 Materiais**

Fornecer e instalar todos os materiais e equipamentos necessários para o Ponto de Conexão e do Sistema de Medição e Faturamento, conforme seção 3.3 do Módulo 3 do PRODIST e das Normas Técnicas das Distribuídas.

Fornecer todos os equipamentos, materiais e componentes necessários para instalar a USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA conforme especificado neste documento de Referências Técnicas.

Todo o transporte horizontal e vertical dos equipamentos e materiais a serem instalados e retirados são de inteira responsabilidade da CONCESSIONÁRIA, sem ônus adicional ao Poder Concedente.

---

O fornecimento de toda e qualquer ferramenta, instrumento, bem como materiais e acessórios complementares necessários à instalação da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA são de inteira responsabilidade da CONCESSIONÁRIA

A CONCESSIONÁRIA se obriga a utilizar somente materiais de primeira qualidade, sem defeitos ou deformações e todos os serviços devem ser executados com esmero e perfeição.

É proibida a estocagem no canteiro de obras materiais que não atenderem às normas e especificações constantes deste documento de Referências Técnicas.

Será de responsabilidade da CONCESSIONÁRIA providenciar os dispositivos de proteção contra incêndios, determinados pelos órgãos competentes, para as áreas autorizadas pelo Poder Concedente para depósito de materiais inflamáveis.

A CONCESSIONÁRIA cuidará para que o estoque e transporte de todo o material, equipamentos a serem empregados, bem como a retirada de entulho sejam realizados sem causar danos ou interrupções nas áreas adjacentes. A movimentação e o estoque deverão ser previamente avaliados a fim de compatibilizar as solicitações com os meios de acesso disponíveis.

### **3.8.5 Montagem**

- fff) Construir em alvenaria uma subestação abrigada para transformação, proteção e medição de energia elétrica ou instalar um eletrocentro blindado com as mesmas características;
- ggg) Construir em alvenaria um recinto para abrigar e montar os inversores de frequência e sistema supervisorio ou utilizar modelos de SKID;
- hhh) Executar a montagem das estruturas e fixação dos módulos fotovoltaicos nas mesmas;
- iii) Executar a instalação de todos os componentes necessários para as conexões elétricas de DC (corrente contínua) e conexões elétricas com a rede AC (corrente alternada), incluindo transformadores, proteções,

dispositivos de comutação, relés de proteções, dispositivos de proteção contra surtos (DPS), dispositivos de medição e sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA);

jjj) Fornecer e instalar um sistema supervisorio de controle e aquisição de dados (SCADA) para atender e monitorar a USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA prevista no objeto, incluindo toda a estrutura física de comunicação;

kkk) Fornecer a documentação completa da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA (incluindo, mas sem se limitar, aos manuais de comissionamento, operação e manutenção da usina, manuais de instalação, catálogo dos equipamentos e documentação “como construídos”) em língua portuguesa;

lll) Limpeza e remoção de todo entulho e detritos gerados pelas obras destinando-os adequadamente a um local permitido pela administração do município o qual estará instalada a USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA.

A CONCESSIONÁRIA se responsabilizará por perdas, sobras, quebras de unidades, ineficiência de mão de obra e outros.

A CONCESSIONÁRIA deverá prever, se necessário, sistema de ventilação ou de climatização a fim de se atender as condições ideais de funcionamento dos equipamentos (inversores, transformadores etc.), conforme recomendações dos fabricantes. Qualquer que seja a solução, o projeto civil deve respeitar as exigências e normas da distribuidora de energia elétrica local.

A CONCESSIONÁRIA determinará o melhor tipo de estrutura de montagem a ser implantada sobre as estruturas metálicas, sendo que ela deverá assumir todas as responsabilidades pela estrutura de fixação e suportes dos módulos. Qualquer interferência da estrutura de suporte da Usina Fotovoltaica nas áreas operacionais do Próprio doador de área dependerá de prévia aprovação do Poder Concedente. Informações como inclinação e orientação dos módulos, assim como a distância entre fileiras de módulos também devem ser demonstradas através dos seus respectivos desenhos.

---

É da responsabilidade da CONCESSIONÁRIA configurar o ângulo de inclinação (proporcionar escoamento adequado de líquidos nas placas fotovoltaica), a fim de alcançar desempenho otimizado, respeitando o máximo valor de perda por sombreamento e a restrição de visibilidade. Deve-se buscar maior capacidade de produção e redução de perdas de sombra entre linhas.

A CONCESSIONÁRIA cuidará para que os serviços a serem executados acarretem a menor perturbação possível aos serviços públicos, às vias de acesso, e a todo e qualquer bem, público ou privado, interno ou externo ao próprio do Poder Concedente.

Caberá à CONCESSIONÁRIA o fornecimento de EPI relativo à instalação, colocação e emprego de equipamentos de proteção coletiva ou utilização de equipamentos de proteção individual.

Não poderão ser realizados nos locais dos serviços processos industriais que empreguem produtos ou produzam e/ou desprendam resíduos corrosivos ou tóxicos sólidos, líquidos, pulverulentos ou gasosos, nem que sejam origem de ruídos que causem incômodo à vizinhança.

Não poderão ser realizados nos locais dos serviços a decapagem ou limpeza química de metais ou qualquer processo de eletrodeposição química.

A CONCESSIONÁRIA cuidará para que todos os locais de serviços permaneçam sempre limpos e organizados, com os materiais estocados e empilhados em local apropriado, por tipo e qualidade.

### **3.8.6 Segurança**

A Concessionária deverá responsabilizar-se pela segurança patrimonial dos equipamentos e materiais.

Correrá por conta exclusiva da CONCESSIONÁRIA a responsabilidade por quaisquer acidentes na execução dos serviços contratados, pelo uso indevido de patentes registradas e pela destruição ou danificação dos demais serviços em execução até sua definitiva aceitação.

As normas de segurança constantes destas especificações não desobrigam a CONCESSIONÁRIA do cumprimento de outras disposições legais, federais e estaduais pertinentes, sendo de sua inteira responsabilidade os processos, ações ou reclamações movidas, por pessoas físicas ou jurídicas, em decorrência de culpa nas precauções exigidas no trabalho ou da utilização de materiais inaceitáveis na execução dos serviços.

### **3.8.7 Preparação do Terreno**

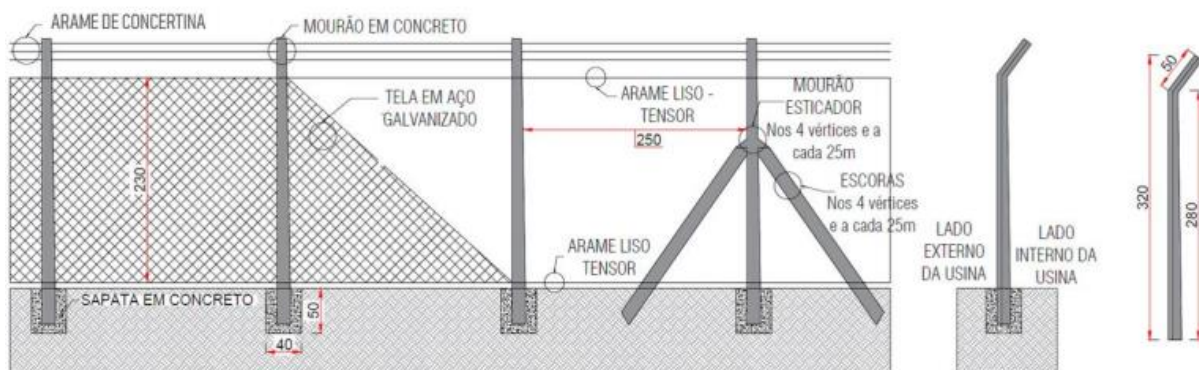
A CONCESSIONÁRIA deverá realizar o levantamento de campo para verificar as condições topográficas locais e identificar a necessidade de obras civis prévias. Deverá considerar o anteprojeto apresentado nas estimativas de intervenção civil.

Mobilizar o canteiro de obras conforme o item 4.1.3 deste documento de Referências Técnicas.

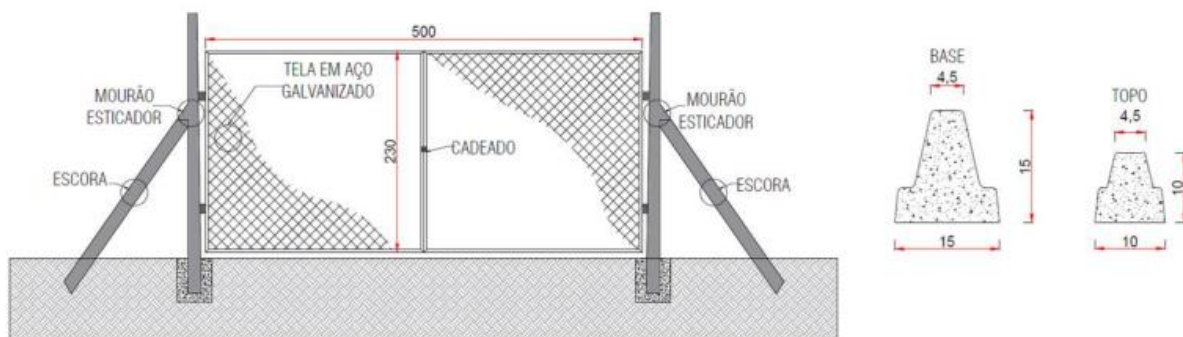
Caso necessário, a CONCESSIONÁRIA deverá realizar a supressão e/ou realocação de vegetação, em conformidade com a legislação ambiental, serviços de terraplanagem e a limpeza da área em que será instalada a USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA

A CONCESSIONÁRIA deverá cercar o perímetro da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA com os seguintes requisitos e conforme detalhes da **FIGURA 3.3** e da **FIGURA 3.4**:

- mmm) Mourão de concreto e mourão esticador com escoras nos quatro vértices;
- nnn) Tela em aço galvanizado com malha de 75 mm;
- ooo) Portão de acesso com tela de aço galvanizado em malha de 75 mm com fechamento por cadeado;
- ppp) Fitas farpadas do tipo concertina (arame de concertina) em forma helicoidal em aço galvanizado (galvanização a quente), conforme Norma NBR 7008, diâmetro de 450 mm, espaçamento entre espiras de 250 mm instaladas na parte superior do cercamento e do portão de acesso.



**FIGURA 3.3 – DETALHE DO CERCAMENTO E DO MOURÃO DE CONCRETO**



**FIGURA 3.4 – DETALHE DO PORTÃO DE ACESSO À USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA**

### 3.8.8 Interligação ao Sistema Elétrico

A CONCESSIONÁRIA deve providenciar a atualização, se necessário, de toda a documentação da entrada de energia elétrica em média tensão, conforme normas e padrões exigidos pela Distribuidora e ANEEL.

A CONCESSIONÁRIA deve realizar a conexão com a rede da distribuidora local estabelecendo o acordo operacional da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA para o sistema de compensação de energia elétrica.

A CONCESSIONÁRIA deve fornecer equipamentos e materiais para montagem necessários para conexão à rede da distribuidora local.

---

### **3.8.9 Testes**

A CONCESSIONÁRIA deve realizar testes de comissionamento abrangendo toda a configuração elétrica, sistema supervisorio de controle e aquisição de dados (SCADA), desempenho da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA.

A CONCESSIONÁRIA será responsável pela preparação e submissão de um manual de testes de comissionamento para avaliação e aprovação prévia do Poder Concedente.

## **3.9 Cronograma: ETAPA 2 – Operação e Manutenção da Usina**

### **3.9.1 Aspectos Gerais**

- A operação da Usina Solar Fotovoltaica deverá ter início imediatamente após a conclusão da etapa de comissionamento prevista no Plano de Implantação;
- O prazo máximo entre a assinatura do contrato e o início da operação da Usina não poderá exceder 22 (vinte e dois) meses, já incluída a fase de comissionamento nesse período;
- Após a conclusão do comissionamento e até o encerramento contratual, a CONCESSIONÁRIA deverá manter a operação da usina dentro dos padrões de eficiência definidos em projeto, cumprindo a ETAPA 2;
- Em caso de interrupção no funcionamento da usina, a CONCESSIONÁRIA deverá iniciar o atendimento e diagnosticar o problema em até 24 horas, e realizar a solução completa em até 5 (cinco) dias úteis;
- Providenciar todas as condições necessárias para garantir o funcionamento contínuo e eficiente da usina e de sua infraestrutura associada, conforme previsto no contrato;
- Garantir que a Usina permaneça operando adequadamente durante todo o prazo de vigência do contrato, respeitando a legislação vigente e contando com equipe técnica capacitada e recursos apropriados;

- Conservar e manter em plenas condições todos os bens, equipamentos e instalações utilizadas, realizando os reparos, substituições e atualizações necessárias ao bom desempenho dos serviços, conforme exigências contratuais;
- Manter os medidores de irradiância em condições ideais de funcionamento, realizando sua limpeza a cada 4 (quatro) meses no máximo;
- Garantir a segurança do ambiente da usina e seu entorno, adotando medidas preventivas e colaborando com as autoridades públicas sempre que necessário;
- Seguir todas as normas técnicas de engenharia aplicáveis às obras, atividades e equipamentos, especialmente aquelas estabelecidas pela ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas);
- Implantar programa interno de reciclagem para resíduos gerados nas fases de construção e operação da Usina, incluindo materiais administrativos e operacionais, durante todo o período contratual.

### **3.9.2 Equipe Técnica**

- 01 (um) Técnico Eletrotécnico, registro ativo no CRT e com experiência em manutenção de instalações em baixa tensão, para realizar a inspeção e manutenção dos equipamentos da Usina Fotovoltaica Minigeradora. Este técnico deverá estar disponível em tempo parcial durante a execução de inspeções e manutenções programadas na USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA.

Observação: O Encarregado da ETAPA 1 poderá exercer esta função.

### **3.9.3 Operação**

- a) Operar e monitorar durante a vigência contratual, ininterruptamente (24h/dia, 7 dias/semana) a USINA SOLAR MINIGERADORA

FOTOVOLTAICA com vistas a alcançar a melhor desempenho de produção de energia elétrica;

- b) Fornecer, armazenar e gerir o estoque de todas as peças e equipamentos sobressalentes, consumíveis e ferramentas necessárias para executar os trabalhos de operação e manutenção da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA;
- c) Ao término do contrato, o estoque de sobressalentes deve permanecer nas quantidades especificadas do item 4.1.7 deste documento de Referências Técnicas;
- d) Realizar a manutenção preventiva e corretiva da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA;
- e) Acionar a garantia junto aos fabricantes dos materiais e equipamentos utilizados na USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA, em caso de detecção de vícios e/ou defeitos de fabricação, e realizar a troca dos mesmos;
- f) Responsabilizar-se pela segurança patrimonial da USINA SOLAR MINIGERADORA FOTOVOLTAICA;
- g) Emitir relatório mensal de manutenção e operação.

A CONCESSIONÁRIA deverá zelar permanentemente para que as suas operações não provoquem danos físicos ou materiais a terceiros.

No caso em que a CONCESSIONÁRIA venha a, como resultado das suas operações, danificar áreas não incluídas no setor de seu trabalho, ela deverá recuperá-las deixando-as conforme seu estado original.

A CONCESSIONÁRIA será responsável, nas áreas em que estiver executando os serviços, pela proteção de toda a propriedade pública e privada, linhas de transmissão de energia elétrica, adutoras, telefone, fibra ótica, dutos de água, esgoto e drenagem pluvial e outros serviços de utilidade pública, nas áreas do Poder Concedente e adjacentes, devendo corrigir imediatamente, quaisquer avarias que nelas provocar, deixando-as conforme seu estado original.

---

Caso sejam observados detritos resultantes das operações de transporte ao longo de qualquer via pública deverão ser removidos imediatamente pela CONCESSIONÁRIA.

Os representantes do Poder Concedente e toda pessoa autorizada pela mesma terão livre acesso aos locais dos serviços e a todas as áreas onde estejam sendo realizados trabalhos, estocados e/ou fabricados materiais e equipamentos relativos à execução dos serviços contratados.

Não será admitida a utilização do canteiro e dos locais de execução dos serviços como dormitório pelos funcionários da CONCESSIONÁRIA.

### **3.10 Cronograma: ETAPA 3 – Transição da Usina para o Poder Concedente**

A partir do último trimestre do término do prazo contratual, cada usina deverá passar por inspeções para validação de suas condições e garantia da continuidade do fornecimento de energia. Essas inspeções deverão ser coordenadas pelo Poder Concedente ou entidade designada pela mesma, sob execução da CONCESSIONÁRIA.

## **4 PLANO DE OPERAÇÃO, MANUTENÇÃO (O&M) E GESTÃO**

### **4.1 Gestão de Faturas e Créditos**

Para assegurar a máxima eficiência e o rigoroso cumprimento do objeto contratual, a futura concessionária assumirá a obrigação de realizar o monitoramento contínuo e a auditoria mensal de todas as faturas de energia elétrica dos próprios municipais beneficiados. Esta análise sistemática abrangerá tanto as unidades inseridas no sistema de compensação da Geração Distribuída (GD) quanto as unidades migradas para o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O objetivo central desta atividade é rastrear e atestar a materialização da economia projetada, culminando na emissão de relatórios gerenciais e técnicos pormenorizados, que servirão como instrumento oficial de conferência e fiscalização por parte do poder concedente.

Em estrita observância ao princípio da transparência, a parceira privada deverá garantir à Prefeitura o acesso irrestrito, auditável e tempestivo a todos os dados

---

operacionais. Isso engloba o espelhamento integral das informações de faturamento emitidas pela distribuidora local e os dados de telemetria da geração fotovoltaica, contemplando as medições das usinas de microgeração local (telhados) e da minigeração em solo.

A elaboração dos relatórios e a avaliação de desempenho deverão, compulsoriamente, correlacionar os perfis dinâmicos de consumo das edificações com as curvas de geração de energia. Este balanço energético detalhado precisará considerar a multiplicidade das fontes de suprimento que compõem a PPP, analisando de forma integrada o comportamento da GD local, da GD da usina de solo e do eventual aporte de créditos provenientes de usinas de terceiros. Esse cruzamento de dados permitirá identificar desvios operacionais, otimizar o rateio de créditos e corrigir ineficiências em tempo hábil.

Adicionalmente, no escopo das Unidades Consumidoras (UCs) vinculadas ao Mercado Livre de Energia, a concessionária não atuará apenas como uma gestora passiva. Será exigida uma análise crítica e comparativa da economia efetiva alcançada em relação aos custos que seriam incorridos no mercado cativo. Caberá à parceira privada atuar de forma consultiva, prestando suporte regulatório e inteligência de mercado para garantir que o Município atinja e maximize os percentuais de economicidade almejados na modelagem deste projeto.

#### **4.2 Plano de Manutenção**

A futura concessionária será integralmente responsável pela elaboração, submissão e estrito cumprimento de um Plano de Operação e Manutenção (O&M). Este documento deverá ser previamente avaliado e formalmente validado pelo Poder Concedente antes do início da operação comercial. O Plano de O&M englobará todas as infraestruturas de geração de energia integrantes do escopo da Parceria Público-Privada, abrangendo tanto os sistemas de microgeração distribuída instalados nos telhados das edificações municipais quanto a planta de minigeração em solo. O objetivo destas diretrizes é assegurar a máxima disponibilidade energética, a eficiência operacional e garantir a longevidade e a integridade física dos ativos ao longo de todo o prazo de vigência da concessão.

Para efetivar essa garantia de desempenho, a parceira privada deverá conduzir a operação ininterrupta das usinas e executar rotinas rigorosas de manutenção preventiva, preditiva e corretiva. Isso inclui as inspeções periódicas das estruturas de fixação, testes termográficos, reaperto de conexões elétricas, aferição de inversores e, fundamentalmente, o cronograma de limpeza dos módulos fotovoltaicos para mitigar perdas de geração por sujidade. O tempo de resposta e de reparo para as manutenções corretivas deverá obedecer a Acordos de Nível de Serviço (SLA) pré-estabelecidos no edital, visando minimizar o tempo de indisponibilidade das usinas e evitar perdas financeiras na compensação de créditos de energia para o município.

Além das intervenções puramente técnicas, a obrigação de zelar pelos ativos imputa à concessionária a responsabilidade integral pela guarda, conservação e segurança patrimonial dos equipamentos instalados nos próprios municipais. Caberá à concessionária gerenciar o acionamento de garantias junto aos fabricantes, arcar com a substituição de componentes avariados ou com depreciação precoce e assegurar que, ao término do contrato de PPP, todos os sistemas fotovoltaicos sejam revertidos ao patrimônio público municipal em perfeito estado de conservação e em plena capacidade operativa, respeitadas apenas as taxas de degradação natural dos módulos fotovoltaicos previstas em manual.

### **4.3 Matriz de Riscos Técnicos**

O mapa de riscos técnicos elaborado servirá como insumo fundamental para a definição de estratégias de mitigação e para o planejamento adequado das atividades posteriores. Define uma visão inicial e não exaustiva dos riscos mapeados para o ciclo de vida do projeto. Como ciclo de vida entende-se a fase de projetos, construção, operação, manutenção, gestão e encerramento do contrato.

A metodologia para elaboração da matriz de riscos apresentada no Anexo III é definida conforme indicado nos itens a seguir.

#### **4.3.1 Requisitos contratuais do Mapa de Riscos**

- Identificação dos riscos: análise abrangente para identificar os possíveis riscos que podem impactar a implantação das usinas solares, considerando aspectos técnicos, ambientais e de gestão de energia;

- Classificação dos riscos: os riscos identificados devem ser classificados de acordo com sua natureza, como riscos técnicos (relacionados a falhas de equipamentos, problemas de conexão à rede etc.) e operacionais (atrasos na construção, acidentes etc.);
- Avaliação da probabilidade e impacto: para cada risco identificado, deve-se avaliar a probabilidade de ocorrência e o potencial impacto no projeto, utilizando uma matriz de risco. Essa avaliação permitirá priorizar os riscos mais relevantes;
- Definição de estratégias de mitigação: com base na análise de probabilidade e impacto, deverão ser definidas estratégias específicas para mitigar os riscos mais relevantes, reduzindo sua probabilidade de ocorrência ou minimizando seu impacto no projeto;
- Alocação dos riscos: os riscos deverão ser distribuídos entre o Poder Público e a futura Empresa Concessionária de forma a alocar ao ente com melhor capacidade de tratamento;
- Monitoramento contínuo: O mapa de riscos deve ser constantemente monitorado e atualizado ao longo da execução do projeto, considerando a evolução dos riscos e a efetividade das estratégias de tratamento adotadas.

#### **4.3.2 Campos do Mapa de Riscos**

Abaixo, de forma indentada, a lista de campos e hierarquias do Mapa de Riscos.

- ID – Número sequencial de identificação do risco;
- Identificação do Risco – refere-se à descrição detalhada do risco identificado;
- Classificação do Risco – enquadramento do risco conforme a sua categoria, por grupo pré-definidos;
- Probabilidade e Impacto – Calcula gravidade do risco e formada por:
  - Probabilidade (1 a 5);

- Impacto (1 a 5);
- Gravidade.
- Definição da Estratégia de Mitigação – primeiramente classifica a estratégia a ser aplicada ao risco, podendo ser Prevenir, Transferir, Mitigar e Aceitar, e também dois campos com a descrição do Tratamento do Risco e do Impacto do Risco, caso ocorra. A composição final do grupo é formada por:
  - Prevenir;
  - Transferir;
  - Mitigar;
  - Aceitar;
  - Tratamento o Risco;
  - Impacto do Risco.
- Alocação do Risco – contém a decisão sobre a quem o risco será destinado, conforme a estratégia definida ao mesmo, pode ser alocado para os seguintes atores:
  - Compartilhado;
  - Concedente;
  - Concessionário;
- Monitoramento do Risco – refere-se ao momento do ciclo de vida do projeto, no qual o risco é previsto ocorrer, e por tal exige monitoramento contínuo e atenção especial. A classificação resultante é:
  - Execução:
    - Projeto Executivo ou Plano de Negócios e Aprovações;
    - Construção;
    - Comissionamento;
    - Geração, Operação e Manutenção; e

- Gestão de Energia.
- Encerramento:
  - Transferência dos Ativos e Manutenção.

Nos itens a seguir, os campos abaixo foram detalhados:

- Avaliação da probabilidade e impacto;
- Definição de estratégias de mitigação;
- Alocação dos riscos; e
- Monitoramento contínuo.

#### **4.3.3 Probabilidade: Grau de possibilidade de ocorrência do risco**

A tabela de probabilidade de ocorrência de riscos é uma ferramenta que ajuda a classificar e entender a chance de um determinado risco se materializar durante a execução do contrato. Essa classificação permite que as equipes envolvidas planejem ações preventivas e corretivas de forma mais eficiente.

A Tabela 4.1 apresentada utiliza uma escala de 1 a 5 para categorizar a probabilidade de ocorrência de riscos, sendo 1 a menor chance e 5 a maior.

**TABELA 4.1 – PROBABILIDADE DE OCORRÊNCIA DOS RISCOS MAPEADOS**

<b>Probabilidade</b>	<b>Descrição</b>	<b>Explicação</b>
1	Baixíssima	Quase nula a possibilidade de ocorrer
2	Baixa	O risco pode ocorrer durante o contrato
3	Normal	O risco deve ocorrer durante o contrato
4	Alta	O risco ocorrerá no mínimo uma vez durante o contrato
5	Altíssima	Ocorrerá inúmeras vezes durante o contrato

---

Cada nível é acompanhado de uma modalidade e uma explicação para facilitar a interpretação. Abaixo, detalhamos cada uma das categorias:

### **1. Baixíssima**

Explicação: Quase nula a possibilidade de ocorrer.

Interpretação: Riscos classificados nesta categoria são considerados muito improváveis. Eles podem ser mencionados no planejamento, mas não demandam ações específicas, pois a chance de acontecer é mínima. Exemplo: eventos naturais extremamente raros na região do projeto.

### **2. Baixa**

Explicação: O risco pode ocorrer durante o contrato.

Interpretação: Aqui, os riscos têm uma probabilidade pequena, mas não podem ser ignorados. É recomendado monitorar esses riscos e ter um plano básico de resposta, caso se materializem. Exemplo: atrasos menores na entrega de materiais.

### **3. Normal**

Explicação: O risco deve ocorrer durante o contrato.

Interpretação: Riscos classificados como "normais" têm uma probabilidade significativa de acontecer. Eles são esperados e devem ser incluídos no planejamento, com ações preventivas e recursos alocados para mitigação. Exemplo: variações no custo de insumos devido a flutuações de mercado.

### **4. Alta**

Explicação: O risco ocorrerá no mínimo uma vez durante o contrato.

Interpretação: Esses riscos são altamente prováveis e exigem atenção prioritária. É essencial ter planos de contingência detalhados e recursos reservados para lidar com eles. Exemplo: atrasos na execução de etapas críticas do projeto.

### **5. Altíssima**

Explicação: Ocorrerá inúmeras vezes durante o contrato.

Interpretação: Riscos com essa classificação são quase certos de acontecer e, provavelmente, em múltiplas ocasiões. Eles devem ser tratados como parte integrante

---

do projeto, com estratégias robustas de mitigação e monitoramento constante. Exemplo: mudanças frequentes nas especificações do projeto devido a requisitos do cliente.

#### **4.3.4 Impacto: Consequência caso o risco ocorra**

A tabela de impacto de riscos é uma ferramenta que ajuda a avaliar as consequências que um risco pode trazer ao projeto, caso ele se materialize. Ela permite que as equipes identifiquem os riscos mais críticos e tomem decisões informadas sobre como mitigá-los, garantindo que o projeto seja concluído dentro do prazo, do orçamento e com a qualidade esperada.

A tabela apresentada utiliza uma escala de 1 a 5 para categorizar o impacto dos riscos, sendo 1 o menor impacto e 5 o maior. Cada nível é acompanhado de uma modalidade e uma explicação para facilitar a interpretação. Abaixo, detalhamos cada uma das categorias:

##### **1. Baixíssimo**

Explicação: Impacto desprezível. Não é sentido na operação.

Interpretação: Riscos com esse nível de impacto são insignificantes e não afetam o andamento do projeto. Eles podem ser ignorados ou tratados com ações simples, sem necessidade de alocação de recursos extras. Exemplo: pequenas falhas de comunicação que não comprometem o cronograma.

##### **2. Baixo**

Explicação: Impacto pequeno. É percebido e exige soluções de contorno.

Interpretação: Esses riscos têm um impacto limitado, mas ainda assim exigem atenção. Eles podem causar pequenos atrasos ou custos adicionais, mas são resolvidos com medidas simples. Exemplo: necessidade de substituição de um material de baixo custo.

##### **3. Normal**

Explicação: Impacto moderado. É percebido e exige soluções definitivas.

Interpretação: Riscos com impacto moderado demandam ações mais estruturadas para serem resolvidos. Eles podem afetar partes específicas do projeto,

---

mas não comprometem o todo. Exemplo: atrasos em uma etapa do cronograma que exigem reprogramação de atividades.

#### **4. Alto**

Explicação: Impacto grande. Causa impacto de difícil reparação.

Interpretação: Esses riscos têm consequências significativas e podem gerar atrasos consideráveis, custos elevados ou problemas técnicos complexos. Eles exigem ações imediatas e bem planejadas para minimizar os danos. Exemplo: falhas em equipamentos críticos que paralisam parte da obra.

#### **5. Altíssimo**

Explicação: Impacto catastrófico. Afeta a estratégia e o plano do contrato. Pode causar o término antecipado.

Interpretação: Riscos com esse nível de impacto são os mais graves e podem colocar em risco a viabilidade do projeto. Eles podem levar a perdas financeiras significativas, interrupção do contrato ou até mesmo falha total do projeto. Exemplo: acidentes graves que resultam em paralisação da obra ou problemas legais.

#### **4.3.5 Gravidade: Nível de severidade do impacto causado pelo risco**

O Nível de Severidade de um risco é uma medida importante que agrega as avaliações de Probabilidade e Impacto do Risco. Essa classificação ajuda a priorizar ações e a alocar recursos de forma eficiente. Para este trabalho, a severidade é o resultado do produto numérico entre os valores definidos para chance e impacto de cada risco.

De acordo com o resultado desta multiplicação, agrega-se os valores em Níveis de Severidade entre quatro grupos:

- 1 a 4: Severidade Pequena. Riscos com baixo grau de severidade têm impacto limitado e/ou baixa probabilidade de ocorrência. Eles geralmente não afetam significativamente o projeto. Requer monitoramento básico;
- 5 a 8: Severidade Moderada. Riscos com severidade moderada têm um impacto ou probabilidade mais significativos, mas ainda são

gerenciáveis com ações planejadas. De um modo geral, planos de contingência devem ser elaborados para reduzir o impacto;

- 9 a 14: Severidade Alta. Riscos com alto grau de severidade exigem atenção imediata. Eles têm um impacto significativo e/ou alta probabilidade de ocorrência. São necessárias medidas de prevenção ou mitigação intensa. Esses riscos devem ser priorizados, com alocação de recursos e planos de ação detalhados; e
- 15 a 25: Severidade Crítica. Refere-se aos riscos que apresentam o maior grau de impacto e probabilidade, representando uma ameaça significativa ao sucesso do projeto. Esses riscos são classificados na faixa mais alta da Matriz de Impacto x Probabilidade, com graus de severidade entre 15 e 25. Eles exigem atenção imediata e ações robustas para evitar consequências ao empreendimento como um todo.

A tabela a seguir ilustra os agrupamentos dos valores resultantes do produto entre o impacto e probabilidade de ocorrência dos riscos.

**TABELA 4.2 – NÍVEIS DE SEVERIDADE**

<b>IMPACTO</b>	<b>5</b>	5	10	15	20	25
	<b>4</b>	4	8	12	16	20
	<b>3</b>	3	6	9	12	15
	<b>2</b>	2	4	6	8	10
	<b>1</b>	1	2	3	4	5
			<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>
		<b>PROBABILIDADE</b>				

#### 4.3.6 Definição da Estratégia de Mitigação – Tratamento do Risco

O tratamento do risco é o processo de selecionar e implementar a abordagem mais adequada para cada risco identificado levando em consideração a alocação e o impacto de cada risco.

O impacto do risco refere-se aos efeitos reais que o risco pode causar no projeto, considerando as medidas de tratamento implementadas. Uma boa gestão de riscos reduz o impacto negativo e maximiza as chances de sucesso do projeto.

Para a alocação do Risco, foram considerados os seguintes sujeitos:

- Compartilhado: Distribuição da responsabilidade do risco;
- Concedente: Risco alocado ao poder concedente do projeto;
- Concessionário: Risco sob responsabilidade da concessionária;

O tratamento do risco pode envolver uma combinação de prevenção, transferência, mitigação ou aceitação, dependendo da natureza e da gravidade do risco:

**Prevenir:** Medidas para evitar a ocorrência do risco.

Como medidas para evitar a ocorrência do risco, a prevenção consiste em ações proativas que visam eliminar ou reduzir a probabilidade de um risco ocorrer. Isso pode incluir a implementação de procedimentos de segurança, treinamento da equipe, revisão de projetos e adoção de tecnologias mais seguras.

**Transferir:** Transferência da responsabilidade do risco para terceiros.

Nessa abordagem, o risco não é eliminado, mas a responsabilidade por suas consequências é repassada a outra parte, geralmente por meio de contratos, seguros ou parcerias.

**Mitigar:** Adoção de ações para reduzir o impacto do risco.

Neste caso, envolve medidas que não evitam completamente o risco, mas minimizam suas consequências caso ele ocorra. Isso pode incluir a criação de planos de contingência, reserva de recursos financeiros ou a implementação de sistemas de monitoramento.

**Aceitar:** Reconhecimento e aceitação do risco.

Em alguns casos, o custo ou o esforço para evitar, transferir ou mitigar um risco pode ser maior do que simplesmente aceitá-lo. A aceitação ocorre quando a equipe decide conviver com o risco, assumindo as possíveis consequências.

#### **4.3.7 Monitoramento contínuo – Momento do Risco**

Conforme as boas práticas de gerenciamento, é necessário manter o monitoramento dos riscos identificados durante o ciclo de vida do Projeto. Entende-se que o ciclo de vida não deve ser restrito, e deve considerar desde a fase de execução e encerramento do projeto, acompanhando todo o ciclo de existência do projeto – objeto maior – Construção, operação e manutenção das Usinas, com gestão de compensação da energia elétrica gerada.

Partindo dessa premissa, foram identificadas as fases do projeto, e listadas em ordem temporal e hierárquica, conforme a relação abaixo:

- Execução:
  - Projeto Executivo ou Plano de Negócios e Aprovações;
  - Construção;
  - Comissionamento;
  - Geração, Operação e Manutenção; e
  - Gestão de Energia.
  
- Encerramento:
  - Transferência dos Ativos e Manutenção.

Dessa forma, e no uso do Mapa de Riscos em planilha, é possível verificar os riscos inerente a cada momento do ciclo de vida do projeto, priorizando-os conforme os eventos ocorrem. Da mesma forma é possível filtrar os riscos mais próximos, verificando sua extensão a outras fases do projeto. Em resumo, a ferramenta do Mapa de Riscos permite efetivamente que o monitoramento ocorra, com a possibilidade de filtros e destaques por fase do ciclo de vida do projeto.