

										SUMÁRIO									
										1. OBJETIVO2									
										2. REFERÊNCIAS2									
										3. DEFINIÇÕES4									
										4. CARACTERÍSTICAS GERAIS4									
										5. GERADOR FOTOVOLTAICO (GFV)1									
										6. SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS (SAEB)8									
										7. SUBESTAÇÃO DE ENTRADA13									
										8. TRANSFORMADOR DE ACOPLAMENTO14									
										9. SISTEMA DE CONTROLE DA MICRORREDE (MICROGRID CONTROLLER)18									
										10. ATERRAMENTO E SPDA20									
										11. SISTEMA DE SEGURANÇA E MONITORAMENTO PATRIMONIAL23									
										12. SISTEMA DE ILUMINAÇÃO24									
										13. OBRAS CIVIS25									
										14. SERVIÇOS DE PROJETO E INSTALAÇÃO29									
										15. OPERAÇÃO ASSISTIDA33									
										16. MANUTENÇÃO34									

## ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA

### SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA DISTRIBUÍDO

#### 1. OBJETIVO

Esta especificação técnica estabelece as exigências técnicas para aquisição de equipamentos e materiais que irão compor um **Sistema de Alimentação de Energia Distribuído**, equipamento de suporte à rede capaz de assumir o atendimento aos clientes de uma determinada região em caso de ocorrência de contingências na rede de distribuição através do estabelecimento de Microrrede.

#### 2. REFERÊNCIAS

As seguintes normas, nas suas últimas revisões, fazem parte desta especificação. Todos os equipamentos fornecidos devem ser fabricados e ensaiados de acordo com os seus requisitos.

ABNT NBR 5034, Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV

ABNT NBR 5356-1, Transformadores de potência - Parte 1: Generalidades

ABNT NBR 5356-2, Transformadores de potência - Parte 2: Aquecimento

ABNT NBR 5356-3, Transformadores de potência - Parte 3: Níveis de isolamento, ensaios dielétricos e espaçamentos externos em ar

ABNT NBR 5356-4, Transformadores de potência - Parte 4: Guia para ensaio de impulso atmosférico e de manobra para transformadores e reatores

ABNT NBR 5356-5, Transformadores de potência - Parte 5: Capacidade de resistir a curtos-circuitos

ABNT NBR 5356-7, Transformadores de potência - Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante

ABNT NBR 5419 – Proteção contra descargas atmosféricas

ABNT NBR 5435, Buchas para transformadores imersos em líquido isolante - Tensão nominal 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV – Especificações

ABNT NBR 6123 – Forças devidas ao vento em edificações

ABNT NBR 6323 – Galvanização por imersão a quente de produtos de aço e ferro fundido

ABNT NBR 6484 – Solo - Sondagem de simples reconhecimento com SPT - Método de ensaio

ABNT NBR 7117 – Parâmetros do solo para projetos de aterramentos elétricos

ABNT NBR 15749 – Medição de resistência de aterramento e de potenciais na superfície do solo em sistemas de aterramento

ABNT NBR 15751 – Sistemas de aterramento de subestações – Requisitos

ABNT NBR 16274 – Sistemas fotovoltaicos conectados à rede — Requisitos mínimos para documentação, ensaios de comissionamento, inspeção e avaliação de desempenho

ABNT NBR 16612 – 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

ABNT NBR 16690 – Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projetos

ABNT NBR IEC 62933-2-1 – Sistema de armazenamento de energia elétrica (EESS) Parte 2-1: Parâmetros da unidade e métodos de ensaio — Especificação geral

IEC 60891 – Photovoltaic devices - Procedures for temperature and irradiance corrections to measured I-V characteristics

IEC 61215 – Crystalline silicon terrestrial photovoltaic (PV) modules - Design qualification and type approval

IEC 61724-1 - Photovoltaic system performance - Part 1: Monitoring

IEC 61730 – Photovoltaic (PV) module safety qualification

IEC 62109 – Safety of power converters for use in photovoltaic power systems

IEC 62852 – Connectors for DC-application in photovoltaic systems - Safety requirements and tests

IEC 62933-2-1: Electrical energy storage (EES) systems - Part 2-1: Unit parameters and testing methods - General specification

IEC 62933-2-2: Electrical energy storage (EES) systems - Part 2-2: Unit parameters and testing methods - Application and performance testing

IEC 62933-2-2: Electrical energy storage (EES) systems - Part 3-1: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems - General specification

IEC 62933-3-2: Electrical energy storage (EES) systems - Part 3-2: Planning and performance assessment of electrical energy storage systems - Additional requirements for power intensive and renewable energy sources integration related applications

ASTM A123 – Standard specification for zinc (Hot-dip galvanized) coatings on iron and steel products

### 3. DEFINIÇÕES

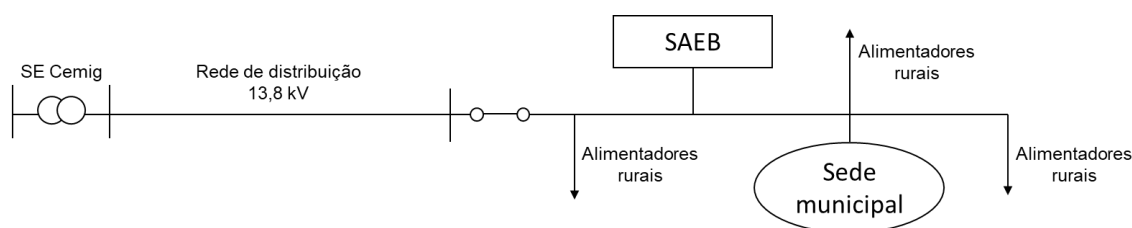
O fornecimento do **Sistema de Alimentação de Energia Distribuído** (SAED) é de inteira responsabilidade do fornecedor e abrange todos os equipamentos, com seus componentes e acessórios, obras civis necessárias para sua instalação, conexão à rede Cemig e quaisquer outros itens necessários à sua operação e perfeito funcionamento, ainda que não mencionado especificamente nos documentos contratuais, mas que sejam usuais ou necessários, dentro das finalidades previstas, sem nenhum custo adicional para a Cemig.

O fabricante deve fornecer todos os equipamentos solicitados para completar o fornecimento descrito ou subentendidas nesta especificação.

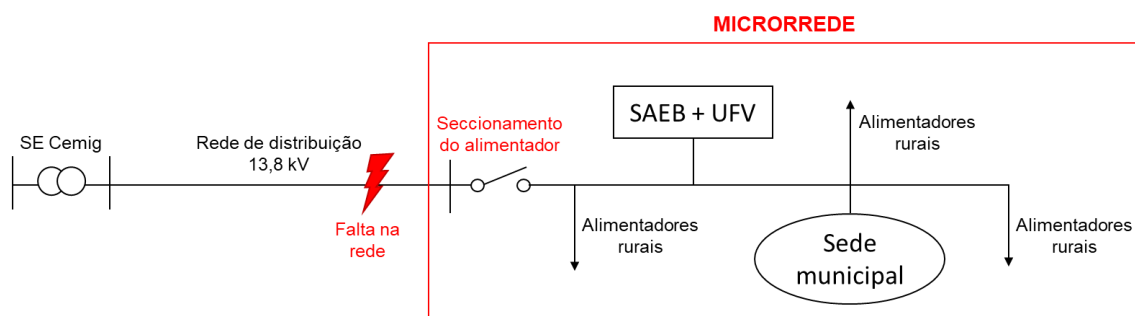
### 4. CARACTERÍSTICAS GERAIS

O **Sistema de Alimentação de Energia Distribuído** é composto por um Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias (SAEB) e um gerador fotovoltaico (GFV). Nesse sistema, o GFV é acessório ao sistema de baterias, não sendo utilizado para atendimento às cargas locais, mas apenas para fornecer energia renovável para o carregamento das baterias, aumentando a autonomia do sistema no modo ilhado.

Esse sistema pode ser operado tanto conectado ao sistema de distribuição quanto de forma ilhada. Enquanto conectado à rede Cemig, esse sistema deverá ser capaz de executar serviços ancilares e de suporte à rede, conforme Tabela 6-3, com objetivo de melhorar a qualidade de energia para a região e otimizar o sistema de distribuição. No caso de contingência, esse sistema deverá ser capaz de formar uma Microrrede local e manter o atendimento às cargas durante um período mínimo, ou até que o circuito seja reestabelecido pelas equipes de campo. Dessa forma, se almeja aumentar a resiliência do sistema e reduzir a ocorrência de interrupções para os clientes da região, melhorando os indicadores de atendimento (DEC e FEC) da Cemig-D.



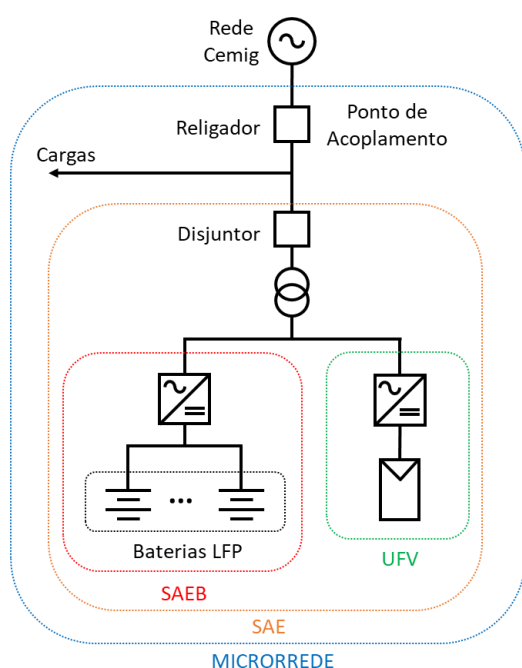
**Figura 4-1 - Modo de operação conectado à rede (operação normal)**



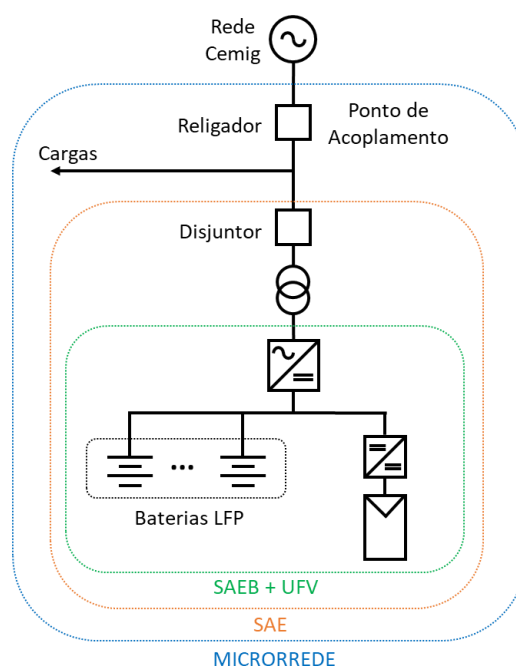
**Figura 4-2 - Modo de operação ilhado (em contingência)**

Ressalta-se que, em momento algum, será permitido o carregamento das baterias através da rede Cemig, devendo este ser realizado exclusivamente por meio da geração fotovoltaica. Similarmente, não será permitido ao sistema fotovoltaico injetar potência ativa na rede de distribuição enquanto o sistema estiver operando no modo conectado à rede de distribuição.

A Figura 4-3 e a Figura 4-4 mostram os diagramas de blocos com a configuração básica da planta. Conforme seção 5.2, admite-se que sejam utilizados inversores independentes para os sistemas ou que seja realizado o acoplamento pelo lado c.c., utilizando-se um único PCS para realizar, conjuntamente, a gestão das baterias e do gerador fotovoltaico.



**Figura 4-3 - Diagrama de blocos do sistema (GFV e SAEB independentes)**



**Figura 4-4: Diagrama de blocos do sistema (GFV e SAEB no mesmo PCS)**

## 5. GERADOR FOTOVOLTAICO (GFV)

### 5.1 Módulos fotovoltaicos

Os módulos fornecidos devem atender às especificações da Tabela 5-1, considerando os valores nominais obtidos sob as condições padrão de teste (*Standard Test Conditions – STC*), atender aos requisitos das normas IEC 61215 e IEC 61730 e possuir certificação brasileira INMETRO, com classificação de eficiência “A”. Deverão ter, ainda, data de fabricação de, no máximo 1 (um) ano antes da data de abertura do processo de compra. Todos os módulos fornecidos deverão ser do mesmo fabricante e do mesmo modelo, possuindo características elétricas e mecânicas idênticas.

Tabela 5-1: Especificação técnica dos módulos fotovoltaicos (STC)

Item	Descrição	Requisito
<b>1</b>	<b>Características dos Módulos FV</b>	
1.1	Tipo de Célula	Silício Monocristalino Bifacial
1.2	Eficiência	Superior a 20%
1.3	Grau de Proteção	IP 68
1.4	Tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ )	Compatível com os inversores fornecidos
1.5	Corrente de curto-circuito ( $I_{cc}$ )	
1.6	Tensão de máxima potência ( $V_{mpp}$ )	
1.7	Corrente de máxima potência ( $I_{mpp}$ )	
1.8	Tolerância de potência	Positiva
1.9	Coeficiente de temperatura de $I_{cc}$	$\leq 0,05 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
1.10	Coeficiente de temperatura da potência	$\geq - 0,40 \text{ }^\circ\text{C}^{-1}$
1.11	Potência de pico mínima	450 Wp
<b>2</b>	<b>Garantia de Produto e de Desempenho</b>	
2.1	Degradação máxima no primeiro ano	2,0 %
2.2	Degradação máxima nos anos seguintes	0,45 %
2.3	Vida útil mínima	25 anos

A potência de pico total da usina a ser fornecida deverá ser conforme Edital. O número de módulos a ser instalado deverá ser tal que a soma das potências dos módulos seja maior ou igual à potência mínima, conforme equação (1).

$$N_{\text{mód}} \cdot P_{\text{mód}}^{STC} \geq P_{\text{mín}} \quad (1)$$

$N_{\text{mód}}$  – Número de módulos

$P_{\text{mód}}^{STC}$  – Potência nominal dos módulos em STC (kWp)

$P_{\text{mín}}$  – Potência de pico mínima da usina (kWp)

## 5.2 Inversores fotovoltaicos

Os inversores deverão ser compatíveis com os módulos ofertados, de forma a garantir a correta operação e a segurança do sistema, atender aos requisitos da Tabela 5-2 e às normas aplicáveis. A potência total de inversores a ser fornecida deverá ser conforme o Edital.

Tabela 5-2: Especificação Técnica dos inversores

Item	Descrição	Requisitos
1	Tecnologia	Inversor string "transformerless"
<b>2</b>	<b>Características do inversor</b>	
2.1	Potência de saída	100-250 kW
2.2	Tensão de saída nominal	≥ 380 V Compatível com tensão do SAEB
2.3	Tensão de entrada máxima	Compatível com os módulos fornecidos
2.4	Tensão de partida	
2.5	Faixa de tensão MPPT	
2.6	Máxima corrente de curto-circuito	
2.7	Máxima corrente por MPPT	
2.8	Máxima potência de entrada	
2.9	Eficiência máxima	≥ 98,8%
2.10	Eficiência europeia	≥ 98,5%
2.11	Temperatura operação	-25°C (ou menor) a + 60°C (ou maior)
2.12	Topologia de conexão	3F+PE   3F+N+PE
2.13	Frequência de saída	60 Hz
2.14	Distorção harmônica da corrente de saída	< 3%
2.15	Faixa de ajuste do fator de potência	± 0,8
2.16	Interface de Comunicação	RS485 ou Ethernet
2.17	Protocolo de comunicação	Modbus RTU/TCP
2.18	Grau de proteção	IP 65 ou superior
2.19	Proteção contra surtos de tensão (c.c.)	Classe II ou I/II
2.20	Proteção contra surtos de tensão (c.a.)	Classe II ou III
2.21	Chave interruptora-seccionadora c.c. com capacidade para operação sob carga	Exigido
2.22	Aquisição de dados e conexão com sistema de supervisão e controle	Exigido
2.23	Garantia de fabricação	Mínimo 05 anos
<b>3</b>	<b>Conformidade normativa</b>	
3.1	Exigências para conexão ao sistema em Média Tensão (ND 5.31 – Cemig)	Exigido
3.2	Características de interface da conexão com a rede de distribuição e sistema anti-ilhamento	ABNT NBR 16149 ABNT NBR 16150 ABNT NBR IEC 62116
3.3	Emissão EMC (Compatibilidade Eletromagnética)	IEC 61000
3.4	Segurança dos conversores de potência para uso em sistemas fotovoltaicos	IEC 62109

Admite-se que a usina fotovoltaica seja acoplada ao lado c.c. PCS do sistema de armazenamento, dispensando a utilização de inversores fotovoltaicos. Nesse caso, o PCS deverá atender a todos os requisitos listados nesta seção, adicionalmente aos indicados na seção 6.2.

### **5.3 Estruturas de sustentação**

Os módulos fotovoltaicos deverão ser instalados sobre estruturas metálicas de suporte do tipo fixo, em mesas dispostas em fileiras e instaladas com angulação em relação ao solo igual à latitude do local de instalação. O ângulo de desvio azimutal deverá mantido o mais próximo possível de 0°N. A altura mínima da parte inferior dos módulos em relação ao solo deverá ser de 0,6 m.

O projeto das estruturas de sustentação dos módulos fotovoltaicos deverá ser elaborado com base no layout final do GFV, nos levantamentos topográficos e nas investigações geológicas/geotécnicas e deverá conter os detalhes da estrutura, a posição das mesas e fundações e a forma de fixação dos módulos.

As estruturas deverão ser compostas por perfis de aço e/ou alumínio e dimensionadas de acordo com a carga de vento esperada para o local de aplicação, conforme ABNT NBR 6123, para garantir rigidez e confiabilidade para todas as solicitações mecânicas, estáticas e dinâmicas. A fundação das estruturas deverá ser composta por perfis de aço galvanizado fixados no solo através de bases de concreto. Todas as ferragens, exceto as de aço inoxidável e alumínio, devem ser zincadas por imersão a quente, conforme ABNT NBR 6323 ou ASTM A123.

Todas as partes metálicas das estruturas deverão ser eletricamente interligadas e aterradas.

### **5.4 Cabos e Conectores**

Os cabos utilizados nos circuitos de corrente contínua, ou seja, na conexão entre módulos fotovoltaicos, controladores de cargas, baterias e inversores deverão ter bitola mínima de 6,0 mm<sup>2</sup> e atender aos requisitos da ABNT NBR 16612.

Os conectores utilizados para realizar a conexão dos módulos fotovoltaicos deverão ser do tipo MC4 e atender aos requisitos da ABNT NBR 16690. Ainda conforme exigências dessa norma, os conectores de encaixe em uma mesma conexão no arranjo fotovoltaico devem ser do mesmo tipo e do mesmo fabricante.

Todos os conectores necessários para a correta instalação do sistema deverão ser entregues pelo fornecedor.

### **5.5 Sistema de aterramento**

Todas as partes metálicas dos módulos, inversores, armário de instalação, estruturas de fixação e demais componentes do sistema deverão ser equipotencializadas utilizando-se cabos de cobre com seção mínima de 6,0 mm<sup>2</sup>.



## 5.6 Supervisão e controle

A Usina fotovoltaica deverá possuir um sistema de supervisão e controle integrado ao “*Microgrid Controller*”. Nesse sistema, deverá ser possível visualizar, no mínimo:

1. Geração total da usina;
2. Potência, tensões e correntes de cada uma das strings;
3. Potência, tensões e correntes do lado c.a. dos inversores;
4. Temperatura dos inversores;
5. Atuação de alarmes e códigos de erro dos inversores.

Os inversores deverão ser habilitados para receber comandos externos, provenientes do controlador central de forma a limitar a sua geração instantânea, de acordo com a condição operativa do sistema e da situação do sistema de armazenamento, de forma a seguir os modos de operação listados na seção 9.

## 5.7 Sistema de Monitoramento de Condições Climáticas

Deverá ser instalada, próximo à usina fotovoltaica, um Sistema de Monitoramento de Condições Climáticas (SMCC), que consiste em uma estação solarimétrica (meteorológica) com equipamentos capazes de medir e ou coletar dados conforme listado na Tabela 5-3. O SMCC também deverá ser integrado ao “*Microgrid Controller*”.

**Tabela 5-3: Requisitos do sistema de monitoramento das condições climáticas**

Item	Descrição	Requisitos
<b>1</b>	<b>Irradiância solar</b>	
1.1	Piranômetro para medição de irradiância global horizontal classe A espectralmente plano conforme ISO 9060:2018	1
1.2	Célula de referência bifacial para medição de irradiância no plano dos módulos (frente e traseira)	1
<b>2</b>	<b>Temperatura ambiente</b>	
2.1	Termômetro protegido e ventilado para medição de temperatura ambiente	1
2.2	Incerteza máxima para a medição de temperatura	$\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
2.3	Intervalo mínimo de medição de temperatura	$0^{\circ}\text{C}$ a $50^{\circ}\text{C}$
<b>3</b>	<b>Temperatura dos módulos</b>	
3.1	Termômetro de contato para instalação junto aos módulos	1
3.2	Incerteza máxima para a medição de temperatura	$\pm 0,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$
3.3	Intervalo mínimo de medição de temperatura	$30$ a $80^{\circ}\text{C}$
<b>4</b>	<b>Velocidade do vento</b>	
4.1	Anemômetro	1
<b>5</b>	<b>Referência Normativa</b>	
5.1	Grau de proteção (IEC 60529)	IP 65 ou superior

## 5.8 Materiais sobressalentes

Além dos materiais necessários para a construção e perfeito funcionamento do sistema, a CONTRATADA deverá fornecer os equipamentos listados na Tabela 5-4 para possibilitar rápida reposição em caso de falhas. Os materiais e equipamentos sobressalentes deverão ser idênticos aos instalados, livres de defeitos e seu fornecimento deverá estar incluído no preço da proposta.

Tabela 5-4: Materiais sobressalentes

Item	Descrição	Quantitativo
1	Módulos fotovoltaicos	5% do total de módulos instalados na usina
2	Inversor fotovoltaico	1 unidade
3	Conectores (MC4, c.a. e aterramento)	2% do total de conectores instalados na usina

## 5.9 Avaliação de performance

Antes do início da construção da usina, deverá ser apresentado relatório de simulação em PVSyst com a estimativa de geração mensal da usina, considerando-se as características construtivas definidas no projeto executivo, bem como o modelo dos módulos e inversores utilizados.

A performance da usina será avaliada de acordo com o “*Performance Ratio*” (PR), calculado de acordo com a metodologia da norma IEC 61724. Os dados para cálculo dos indicadores deverão ser obtidos a partir do sistema de monitoramento da planta (*Microgrid Controller*). Para cálculo do PR deverão ser considerados apenas dias nos quais a irradiância solar atinge o valor mínimo de 400W/m<sup>2</sup> por, no mínimo, quatro horas. A equação (2) mostra como deverá ser realizado o cálculo do PR e as equações (3) e (4) mostram a forma de cálculo para a energia gerada ( $E_{medida}$ ) e o valor de referência ( $E_{ref}$ ).

$$PR = \frac{E_{medida}}{E_{ref}} \quad (2)$$

$$E_{medida} = \sum_k P_{out} \cdot \tau_k \quad (3)$$

$$E_{ref} = \sum_k \frac{G_k}{G_{stc}} \cdot P_0 \cdot C_k \cdot BIF_k \cdot \tau_k \quad (4)$$

Onde:

$P_{out}$  é a potência de saída do sistema medida no instante  $k$ ;

$\tau_k$  é o tempo de integração do instante  $k$ .

$G_k$  é a irradiância medida pela estação meteorológica no instante  $k$  (W/m<sup>2</sup>);

$G_{stc}$  é a irradiância nas condições STC (1000 W/m<sup>2</sup>);

$P_0$  é a potência total dos módulos nas condições STC (kWp);

$C_k$  é o fator de correção da potência de saída pela temperatura, calculado conforme equação (5)

$$C_k = 1 + \gamma \cdot (T_{mod,k} - 25^\circ C) \quad (5)$$

$\gamma$  é o coeficiente de temperatura da potência máxima do módulo (%/°C);

$T_{mod,k}$  é a temperatura do módulo, medida pela estação meteorológica, no instante  $k$ .

$BIF$  é o fator de irradiância bifacial, calculado como mostrado na equação (6), em que  $\phi_p$  é o coeficiente de bifacialidade do módulo utilizado e  $\rho_i$  é a irradiância incidente na parte traseira dos módulos, conforme medição da estação solarimétrica.

$$BIF = 1 + \phi_p \cdot \rho_i \quad (6)$$

## 5.10 Limpeza dos módulos

Durante o período de manutenção estabelecido na seção 15, a CONTRATADA será responsável por executar a limpeza dos módulos da usina quando se identificar a ocorrência de pelo menos uma das condições abaixo:

- a) Decorrência de 6 meses desde a execução da última limpeza;
- b) O *Performance Ratio* da usina, calculado conforme metodologia da seção 5.9, for menor do que 70% durante os três dias que atendam às condições necessárias para cálculo do PR. Caso essas condições não sejam satisfeitas em dias consecutivos, serão considerados os três últimos dias válidos, independentemente do intervalo entre eles.

A limpeza dos módulos deverá ser executada conforme as recomendações do fabricante. Deverão ser observados os requisitos químicos recomendados no manual para a água utilizada na limpeza.

Deverão ser construídas todas as instalações necessárias para realizar a limpeza dos módulos, incluindo caixas d'água e demais sistemas hidráulicos. A limpeza dos módulos também poderá ser realizada a partir de caminhões pipa, caso não haja fornecimento de água no local.

## 5.11 Ensaios de recebimento

### 5.11.1 Avaliação dos dados de *flash test*

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

### 5.11.2 Inspeção visual

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

### **5.11.3 Ensaio de eletroluminescência**

O ensaio de Eletroluminescência consiste em submeter o módulo a uma fonte de energia de forma que as células emitam luz e analisá-lo através de uma câmera, de forma a detectar avarias e microfissuras nas células.

Deverá ser executado o ensaio de eletroluminescência em uma amostra dos módulos fornecidos, a ser definida pela CONTRATANTE. Caso sejam identificadas avarias em uma amostra, esta deverá ser aumentada até que os limites sejam aceitáveis ou até que toda a carga seja testada. Se os limites não forem atingidos, a carga pode ser rejeitada pela CONTRATANTE. Módulos com avarias deverão ser substituídos.

### **5.12 Comissionamento**

O sistema fotovoltaico deverá ser ensaiado conforme os requisitos da ABNT NBR 16274. Deverão ser realizados os procedimentos de ensaios previstos para a categorias 1 (seção 6 da norma) e categoria 2 (seção 7 da norma). Adicionalmente aos testes previstos em norma, também deverão ser demonstrados o perfeito funcionamento dos inversores, sistemas de proteção, estação solarimétrica e demais sistemas auxiliares do gerador fotovoltaico.

## 6. SISTEMA DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS (SAEB)

### 6.1 Baterias

As baterias fornecidas deverão ser de tecnologia Lítio Ferro Fosfato (LiFePO<sub>4</sub>), com “*Battery Management System*” (BMS) e “*Energy Management System*” (EMS) integrados. As especificações técnicas do sistema são mostradas na Tabela 6-1. As seções a seguir especificam em maiores detalhes os sistemas que integram o SAEB.

Tabela 6-1: Especificação técnica do SAEB

Item	Descrição	Requisito
<b>1</b>	<b>Características básicas das baterias</b>	
1.1	Tecnologia	LiFePO <sub>4</sub>
1.2	Energia utilizável mínima <sup>1 2</sup>	Conforme Edital
1.3	DoD máximo	95%
1.4	Capacidade de retenção	Mínimo 90% da capacidade após 3 anos do início da operação do sistema
1.5	Estimativa de ciclos	Mínimo 365 por ano
<b>2</b>	<b>Infraestrutura</b>	
2.1	Instalação	Container para transporte marítimo ou modular de uso ao tempo. Todos os sistemas essenciais à operação devem estar contidos no encapsulamento do SAEB.
2.2	Sistema de combate a incêndios <sup>3</sup>	Sistema automatizado Firepro nos locais de instalação das baterias. Para soluções em container, sistema FM-200 ou equivalente nos demais ambientes internos.
2.3	Sistema de detecção de fumaça <sup>3</sup>	Baseado em aspiração/detecção de íons ou fotoelétrico
2.4	Sistema de gerenciamento de temperatura <sup>3</sup>	Compatível com o funcionamento adequado do sistema de baterias.
2.5	Sistema de monitoramento de vídeo <sup>3</sup>	Visualização dos ambientes internos caso seja utilizada solução em container.
2.6	Nobreak	Autonomia mínima de 3 horas. Os sistemas do EMS, comunicação, câmeras e combate a incêndio deverão ser conectados ao nobreak
2.7	Espaço disponível para uso no rack de comunicação	12 U adjacentes
2.8	Ponto de tomada de energia	4x 127/220V (500W cada)
2.9	Saída para parte externa	Duto de comunicação com a parte externa para passagem de cabeamento de telecomunicação
<b>3</b>	<b>Garantia de Produto e de Desempenho</b>	
3.1	Garantia mínima	5 anos
3.2	Vida útil mínima (80% SoH)	6000 ciclos (80% DoD)

<sup>1</sup> Considera-se a energia útil medida no ponto de conexão com a rede Cemig. Valor referente ao ano de instalação do sistema, desconsiderando a degradação das baterias.

<sup>2</sup> Considera-se como energia utilizável aquela efetivamente carregada e descarregada durante um ciclo, sem que seja ultrapassado o valor máximo de DoD.

<sup>3</sup> Esses sistemas deverão ser automatizados e integrados ao “*Microgrid Controller*”

## 6.2 Conversor de potência (*Power Conversion System – PCS*)

As especificações técnicas para o conversor de potência do sistema de armazenamento são mostradas na Tabela 6-2.

**Tabela 6-2: Requisitos do conversor de potência do sistema de baterias**

Item	Descrição	Requisito
<b>1</b>	<b>Características básicas do PCS</b>	
1.1	Potência aparente mínima <sup>1 2</sup>	Conforme Edital
1.2	Característica de operação	4 quadrantes
1.3	Fator de potência	0,1 a 1 (atrasado ou adiantado)
1.4	Frequência do sistema	60 Hz
1.5	Eficiência de conversão	≥ 97%
1.6	Tensão de saída (F-F)	≥ 380 V Compatível com a tensão dos inversores FV
1.7	Distorção harmônica da corrente de saída	< 5%
1.8	Componente c.c.	< 0,5%
1.9	Máxima corrente de curto-circuito	Corrente nominal do PCS
1.10	Tempo de resposta	Máximo 1s para alternância entre descarga e carga a potência nominal
1.11	Capacidade de realização de “Black Start” em modo ilhado <sup>3</sup>	Exigida capacidade de energização em rampa de tensão
<b>2</b>	<b>Conformidade normativa</b>	
2.1	Exigências para conexão ao sistema em Média Tensão (ND 5.31 – Cemig) <sup>4</sup>	Exigido
2.2	Características de interface da conexão com a rede de distribuição e sistema anti-ilhamento	ABNT NBR 16149 ABNT NBR 16150 ABNT NBR IEC 62116
2.3	Emissão EMC (Compatibilidade Eletromagnética)	IEC 61000 ou equivalentes

Notas:

<sup>1</sup> Admite-se o fornecimento de PCS modular, desde que a soma da potência dos módulos seja igual ou maior ao exigido.

<sup>2</sup> Considera-se a potência efetivamente injetada no ponto de conexão com a rede Cemig

<sup>3</sup> O PCS deverá ser capaz de energizar a Microrrede com todos os transformadores de distribuição conectados ao circuito.

<sup>4</sup> Disponível em <https://www.cemig.com.br/atendimento/normas-tecnicas/>

Admite-se que os módulos fotovoltaicos sejam acoplados ao lado c.c. do PCS, juntamente com o sistema de baterias, dispensando o uso de inversores dedicados ao sistema fotovoltaico.

Para isso, exige-se que o PCS tenha entradas c.c. dedicadas para a conexão de sistemas fotovoltaicos, com conversor c.c.-c.c. capaz de implementar algoritmos de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT). Nesse caso, o PCS deverá atender também aos requisitos exigidos para os inversores fotovoltaicos, apresentados na Tabela 5-2.

### 6.3 Funções de suporte à rede

Esta seção descreve as funções mínimas de suporte à rede que o sistema de armazenamento deverá ser capaz de executar. A descrição detalhada de cada função é apresentada a seguir.

**Tabela 6-3: Funções de suporte à rede executadas pelo SAEB**

Item	Descrição	Requisito
1	<b>Funções de suporte à rede</b>	
1.1	Nivelamento de carga (load levelling)	Exigido
1.2	Suporte Volt/VAR	
1.3	Suprimento de energia em contingência (ilhamento)	
1.4	Suavização da potência de saída do GFV	

#### 6.3.1 Nivelamento de carga (load levelling / peak-shaving)

O SAEB deverá operar como fonte de corrente, seguindo a tensão e frequência impostas pela rede, fornecendo energia à rede de distribuição durante períodos de alta demanda, reduzindo a carga. O sistema atua diminuindo as flutuações de carga no alimentador e as torna mais previsíveis. Os benefícios resultam da postergação de investimentos em atualizações da rede ou em nova capacidade de geração.

#### 6.3.2 Suporte Volt/VAR

O SAEB deve operar como fonte de corrente, seguido a tensão e frequência impostas pela rede, fornecendo ou absorvendo potência reativa quando a tensão no ponto de conexão se desvia da faixa nominal, seguindo uma curva Tensão X Potência Reativa previamente determinada. Essa aplicação requer que o inversor seja capaz de operar em quatro quadrantes.

#### 6.3.3 Suprimento de energia em contingência (ilhamento)

O SAEB deve operar como uma fonte de tensão, impondo tensão e frequência ao sistema, fornecendo energia a um bloco de cargas compatível com a sua potência e capacidade energética, durante situação de contingência no alimentador que atende à sede municipal (durante faltas ou manutenção, por exemplo).

#### 6.3.4 Suavização da potência de saída do GFV

O SAEB deverá absorver potência quando a usina fotovoltaica aumentar subitamente a sua produção e injetar potência quando a usina reduzir sua produção. O objetivo dessa função é evitar que a taxa de variação da potência injetada pelo conjunto GFV/Baterias ultrapasse um valor pré-determinado. Como o GFV não injetará potência na rede enquanto o sistema estiver conectado à rede Cemig, essa função somente será utilizada no modo ilhado.

Essa função exige que o sistema de controle do SAEB esteja integrado com os inversores fotovoltaicos.

#### **6.4 Energy Management System (EMS)**

O sistema de controle deve ser projetado para fornecer a operação e supervisão automática do SAEB. O EMS deve ser capaz de realizar o controle manual local e remoto do SAEB, possibilitando o despacho do sistema a partir do Centro de Operações da Distribuição (COD) da CEMIG. A comunicação remota deve ser via protocolo não proprietário (DNP3).

Todos os modos de operação e suas funcionalidades operacionais devem ser remotamente ajustáveis do centro de comando da CEMIG, de modo a permitir mudanças nas configurações do modo ligar / desligar de todos os controles ou modos de operação quando apropriado.

O EMS (hardware e software) deve ser fornecido para gerenciar a operação do sistema e deve incluir, mas não ser limitado a:

- Interface Homem Máquina (IHM) para comunicação entre operador/SAEB;
- BMS (Battery Management System - Sistemas de Gerenciamento de Bateria);
- Controle sobre a descarga, recarga e estado de recarga das baterias;
- Tela de alarmes para condições operacionais e para condições fora de especificação e avarias;
- Alarme do sensor de temperatura;
- Interface de comunicação com o SCADA da CEMIG através do protocolo DNP3;
- Comunicação com o esquema de proteção do disjuntor do lado de alta tensão do transformador para proteger o SAEB de anormalidades do sistema, tais como falhas, subfrequência, sobrefrequência etc;

As IHMs do sistema devem estar no centro de comando local do SAEB e no Centro de Operações da Cemig.

O EMS deverá ser configurável de acordo com as funcionalidades do SAEB, isto é, deve ser permitido ao operador parametrizar o EMS (valores máximos e mínimos de tensão, corrente, potência ativa e reativa, por exemplo).

#### **6.5 Sistema de supressão e combate a incêndios**

A CONTRATADA deverá projetar e instalar um sistema de proteção anti-incêndio que esteja em conformidade com as normas e padrões mais recentes no âmbito nacional e internacional. A supressão de incêndio deve ser automatizada e ter capacidade de se integrar ao sistema de controle, no caso de um incêndio, deve-se desligar o sistema e descarregar o agente extintor sem a necessidade de interação humana.



## 6.6 Testes de aceitação em fábrica

O sistema de armazenamento deverá ser ensaiado em fábrica conforme os requisitos da ABNT NBR IEC 62933-2-1:2023. Serão exigidos testes de funcionamento do equipamento contemplando a realização de todos os *Ensaio de Parâmetros do Sistema* previstos na seção 6.2 da norma e dos *Ensaio de Desempenho* previstos para as Classes A, B e C na seção 6.3 da norma.

Além dos ensaios previstos em norma, será avaliada a conformidade do equipamento com o projeto eletromecânico aprovado pela Cemig-D e será validado o software de operação do sistema. Deverão, ainda, ser demonstradas as seguintes funcionalidades:

- Energização em rampa de tensão

Deverá ser realizado teste que comprove a capacidade do sistema de energizar cargas externas a partir da aplicação de uma tensão em rampa, com o objetivo de mitigar a corrente de magnetização dos transformadores conectados ao circuito da Microrrede.

- Operação com desequilíbrio de cargas

Deverá ser demonstrada a capacidade do sistema de operar com correntes de fase desequilibradas. O conversor deverá ser capaz de operar com níveis de desequilíbrio de até 50%, conforme cálculo demonstrado na equação (7).

$$d(\%) = 3 \cdot \frac{\sqrt{(I_a^2 + I_b^2 + I_c^2) - (I_a I_b + I_b I_c + I_c I_a)}}{I_a + I_b + I_c} \cdot 100 \quad (7)$$

## 6.7 Comissionamento

O comissionamento do sistema de armazenamento deverá ser realizado conforme requisitos da norma ABNT NBR IEC 62933-2-1:2023. Será exigida a execução dos *Ensaio de Implementação do Sistema*, previstos na seção 6.4 da norma.

O Ensaio de Energia Disponível deverá ser realizado considerando-se o ponto de conexão com a rede Cemig como o ponto de referência para realização das medições. As condições de execução do teste, tais como duração da carga e descarga e potência máxima de operação estarão sujeitas às condições operativas da rede Cemig no momento da realização do teste, e serão definidas em conjunto com o Centro de Operações da Distribuição da Cemig.

Adicionalmente aos testes previstos em norma, também deverão ser demonstrados o perfeito funcionamento de todos os sistemas auxiliares, bem como das funções de suporte à rede previstas na seção 6.3.

## 7. SUBESTAÇÃO DE ENTRADA

A conexão do sistema com a rede de média tensão da Cemig será feita a partir de subestação de entrada nº 4 (cubículo blindado de instalação ao tempo), conforme ND-5.3<sup>1</sup>. A subestação fornecida deverá estar devidamente aprovada na distribuidora, conforme fabricantes e modelos listados no “PEC11 – Materiais e Equipamentos Aprovados para Padrões de Entrada”, disponível no site da Cemig, na seção de normas técnicas. Não serão admitidos modelos não aprovados previamente. Deverá ser utilizado modelo que permita a instalação de TP adicional no lado da rede para implementação da função de sincronismo de tensão. Todos os TPs e TCs, de medição e proteção, deverão ser fornecidos pelo fabricante, juntamente com a subestação. O local de instalação da subestação, incluindo o seu aterramento e cercamento deverão ser construídos conforme ND-5.3.

### 7.1 Relé de proteção

O relé de proteção utilizado deverá ser capaz de implementar, no mínimo, as funções de sobrecorrente direcional de fase (ANSI 67) e de neutro (ANSI 67N), subtensão de fase (ANSI 27), sobretensão de fase (ANSI 59) e de neutro (ANSI 59N), sub e sobrefrequência (ANSI 81 O/U), desequilíbrio de corrente de fase (ANSI 46), desequilíbrio de tensão (ANSI 47) e sincronismo de tensão (ANSI 25).

O relé deverá ter, ainda, a possibilidade de implementação de dois grupos de ajuste distintos, ambos contendo todas as funções listadas, sendo um utilizado durante a operação ilhada e outro durante operação conectada. O relé deverá ser integrado ao *Microgrid Controller*, de forma que o grupo de ajuste vigente seja alterado automaticamente, de acordo com o modo de operação do sistema.

### 7.2 Sistema de acionamento remoto

A cabine de entrada deverá ser integrada ao sistema de controle geral da Microrrede (*Microgrid Controller* – seção 9), de forma que seja possível comandar, localmente ou do centro de operações da Cemig, o disjuntor geral. O acionamento remoto poderá ser implementado a partir de circuito de comando dedicado para o disjuntor ou a partir da integração com o relé de proteção.

Por segurança, independente da forma de implementação do acionamento remoto, o sistema deverá possuir chave seletora que permita alterar entre modo de operação local ou remoto, não sendo admitidos comandos externos à cabine de entrada enquanto em modo de operação local.

---

<sup>1</sup> Disponível em <https://www.cemig.com.br/atendimento/normas-tecnicas/>

## 8. TRANSFORMADOR DE ACOPLAMENTO

### 8.1 Características Gerais

A Tabela 8-1 lista as características gerais para o transformador de acoplamento a ser fornecido. Além dos requisitos deste capítulo, o equipamento deverá ser fabricado de acordo com a NBR 5356. O fabricante do transformador deverá estar previamente homologado na Cemig para fornecimento de transformadores de distribuição.

Tabela 8-1: Características gerais do transformador de acoplamento

Item	Descrição	Requisito
<b>1</b>	<b>Características gerais</b>	
1.1	Potência nominal	Conforme Edital
1.2	Grupo de ligação	Ynd1 (ver nota 1)
1.3	Frequência	60 Hz
1.4	Número de fases	3
1.5	Fator K	Mínimo 4 (ver nota 2)
1.6	Classe de isolamento	E - Papel termoestabilizado (120°C)
1.7	Tipo de resfriamento	ONAN
1.8	Impedância de curto-circuito à temp. de referência	5%
1.9	Tipo de montagem	Pad-Mounted (Pedestal) (ver nota 3)
1.10	Tipo de óleo	Vegetal
<b>2</b>	<b>Lado de Baixa Tensão</b>	
2.1	Tensão nominal	Compatível com os inversores fotovoltaicos e SAEB
2.2	Tensão máxima	1,2 kV <sub>rms</sub>
2.3	Tensão suportável à frequência Industrial (1 min)	10 kV <sub>rms</sub>
2.4	Tensão suportável a impulso atmosférico onda plena	30 kV <sub>rms</sub>
<b>3</b>	<b>Lado de Média Tensão</b>	
3.1	Tensão nominal	13,8 kV $\pm$ 2x 2,5%
3.2	Tensão máxima	15 kV <sub>rms</sub>
3.3	Tensão suportável à frequência Industrial 1(min)	34 kV <sub>rmx</sub>
3.4	Tensão suportável a impulso atmosférico onda plena	110 kV <sub>rms</sub>
3.5	Conexão	Bucha poço com insert (loadbreak) conforme ANSI IEEE 386

#### NOTAS:

<sup>1</sup> O grupo de ligação poderá ser diferente do indicado nesse item, desde que necessário para garantir a operação ótima dos inversores e do SAEB e devidamente justificado pelo fornecedor. Independentemente da configuração utilizada, será exigida uma referência de terra no lado de MT. No caso de enrolamento em Delta, será exigida a instalação de um transformador de aterramento, devidamente dimensionado para suportar a corrente de neutro do circuito durante o modo ilhado.

<sup>2</sup> O dimensionamento do transformador deverá considerar um conteúdo harmônico total máximo (THD) de corrente de 15% proveniente dos inversores, assim como componente contínua (%DC) máxima de 0,5%.

<sup>3</sup> É dispensado o uso de fusíveis baioneta e limitador

<sup>4</sup> O transformador deverá ser projetado para suportar fluxo de potência bidirecional.

### 8.1.1 Limites de elevação de temperatura

A Tabela 8-2 define o limite de elevação de temperatura dos transformadores de acoplamento, consideradas as condições de ensaio estabelecidas na ABNT NBR 5356-2.

**Tabela 8-2: Limites de elevação de temperatura do transformador de acoplamento**

<b>Característica</b>	<b>Limites de elevação de temperatura (°C)</b>
Enrolamentos – Método da variação da resistência	55
Ponto mais quente dos enrolamentos	65
Óleo isolante (próximo à superfície)	50
Temperatura de referência das perdas totais e impedância	75

Os transformadores deverão ser projetados considerando a temperatura ambiente máxima do local de instalação igual a 40°C. Os limites de elevação de temperatura são válidos para todas as derivações. A temperatura do núcleo, das partes metálicas e dos materiais adjacentes não podem atingir um valor que possa causar danos a outras partes do transformador. A elevação de temperatura das partes metálicas acessíveis do transformador não deverá exceder 40 °C.

### 8.1.2 Curva de magnetização

A corrente de magnetização do transformador, quando energizado com tensão nominal, deverá ser, no máximo, igual a 1,6% da corrente nominal. O fabricante deverá fornecer, no projeto executivo, uma curva de sobre-excitação (V/Hz) em valores p.u. em função do tempo, indicando claramente os valores de tensão em p.u. para 0,5s, 1,0s, 1,5s, 5s, 10s, 20s e 60s, no mínimo.

### 8.1.3 Polarização DC

O projeto dos transformadores deverá contemplar a máxima corrente de polarização (“DC bias”) de saída, tanto dos inversores fotovoltaicos quanto do conversor de potência do SAEB a ser fornecido. Essa informação deverá constar nos memoriais de cálculo do transformador fornecido.

### 8.1.4 Suportabilidade a curtos-circuitos

Os transformadores e seus componentes deverão suportar os esforços térmicos e dinâmicos provocados por curtos-circuitos nos seus terminais secundários, com tensão nominal nos terminais primários conforme a Norma NBR 5356-5.

Deverá ser fornecida memória de cálculo pelo fabricante contendo, no mínimo, as seguintes informações:

- Cálculo dos valores suportáveis térmicos e dinâmicos da corrente máxima de curto-circuito para cada enrolamento;
- Indicação dos métodos utilizados nos cálculos dos esforços radiais e axiais;

- Dados de entrada e saída dos cálculos para os esforços radiais e axiais;
- Máximas solicitações admissíveis para os esforços radiais e axiais.

Os valores máximos admissíveis para a temperatura média de cada enrolamento após o curto-circuito será de 200 °C, para enrolamentos de alumínio, e de 250 °C, para enrolamentos de cobre.

## 8.2 Acessórios do transformador

A CONTRATADA deverá fornecer os seguintes acessórios ao transformador:

- Termômetro para indicação da temperatura do topo do óleo
- Indicador de nível do óleo
- Manômetro
- Válvula de alívio de pressão
- Válvula para retirada de amostra de óleo

Todos os instrumentos deverão possuir contatos com capacidade mínima de corrente de 0,5 A, resistiva, em 125 Vcc e superfícies prateadas, exceto os de mercúrio.

Os acessórios deverão ser integrados ao *Microgrid Controller*, de forma que seja possível verificar, a partir do controle central, a eventual ocorrência de alarmes ou atuações de proteção.

## 8.3 Ensaios de recebimento

Os ensaios elétricos apresentados nas seções a seguir devem ser aplicados ao transformador fornecido e executados conforme a ABNT NBR 5356-1.

### 8.3.1 Elevação de temperatura

O ensaio de elevação de temperatura deverá ser executado de acordo com o Método da variação da resistência e da elevação da temperatura no topo do óleo em relação à temperatura ambiente, conforme ABNT NBR 5356-2

### 8.3.2 Tolerâncias

As tolerâncias admitidas para os valores garantidos serão conforme a norma NBR 5356-1. Nenhuma tolerância será admitida para valores de potência inferiores aos nominais, bem como para elevações de temperatura superiores aos valores especificados, à tensão e frequência nominais.

## 8.4 Garantia

O fornecedor deve dar garantia de 24 meses a partir da data de entrega no local indicado no Pedido de Compra contra qualquer defeito de material ou fabricação dos transformadores ofertados.

As partes metálicas externas, tais como tanque, tampa e radiadores, devem ser garantidas contra corrosão por um período mínimo de cinco anos a contar da data de entrega no local indicado no Pedido de Compra.

Em caso de devolução dos transformadores para reparo ou substituição, dentro do período de garantia, todos os custos de material e transporte, bem como as despesas para a retirada das peças com deficiência, para a inspeção, para a entrega e para a instalação dos transformadores novos ou reparados, serão de responsabilidade exclusiva do fornecedor. Se o motivo da devolução for o mau funcionamento devido a deficiências de projeto, os custos serão de responsabilidade do fornecedor independentemente de o prazo de garantia estar vencido ou não.

Qualquer componente ou acessório substituído ou reparado dentro do prazo de garantia deve ter a respectiva garantia renovada por um prazo mínimo de 12 meses após a nova entrada em operação. A placa de identificação do transformador deve ser substituída de forma a indicar a data de realização do reparo. Se o componente com defeito for uma parte essencial do transformador e o mau funcionamento prejudicar a operação de outros componentes, essa renovação deve ser estendida a todo o transformador.

No caso de indisponibilidade por defeito após o transformador entrar em operação, dentro do período de garantia, esta deve ser estendida aos componentes ou a todo o transformador por um período igual ao da indisponibilidade verificada.

As extensões de garantia previstas acima não devem implicar em ônus para a CEMIG.

## 9. SISTEMA DE CONTROLE DA MICRORREDE (*MICROGRID CONTROLLER*)

Deverá ser providenciado pela CONTRATADA um sistema centralizado de gestão que integre os dados provenientes dos diferentes subsistemas da planta, como o EMS, inversores fotovoltaicos, transformador de acoplamento, sistemas de proteção e demais sistemas auxiliares. Esse sistema deve permitir ao operador comandar o SAEB, o GFV e o disjuntor geral da cabine de entrada, além de visualizar as informações referentes aos diversos sistemas de supervisão da planta.

O sistema de controle central deverá ser capaz de se comunicar com o centro de operações da CEMIG, permitindo o despacho e comando remoto tanto do SAEB quanto do GFV. Deverá, ainda, ser capaz de controlar e despachar os recursos energéticos da planta de forma autônoma e otimizada, seguindo a definição do modo de operação ativo, proveniente do centro de operações da Cemig, de acordo com as condições operativas do sistema de distribuição e das condições.

### 9.1 Modos de operação

O sistema deverá ser capaz de atuar, pelo menos, de acordo com os seguintes modos:

1. Conectado à rede (SAEB com SoC < 100%): Potência ativa injetada pelo gerador fotovoltaico limitada à demanda para o carregamento do SAEB e atendimento às cargas auxiliares do sistema. Potência reativa injetada/absorvida da rede pelo sistema definidas de acordo com setpoint enviado pelo COD ou determinado pela função Volt-VAr.
2. Conectado à rede (SAEB com SoC = 100%): Geração do GFV limitada à soma da potência ativa instantânea injetada na rede pelo SAEB e do consumo das cargas auxiliares, de forma a manter o SoC do sistema em 100%. Potência reativa injetada/absorvida da rede pelo sistema definidas de acordo com setpoint enviado pelo COD ou determinado pela função Volt-VAr.
3. Operação ilhada: Potência ativa e reativa fornecidas pelo sistema de acordo com a carga da Microrrede. Nesse modo, o gerador fotovoltaico deverá injetar toda a potência disponível, de forma a estender a autonomia do sistema. Se a potência disponível do GFV for maior do que a demanda das cargas da Microrrede, o excedente de geração deverá ser utilizado para carga das baterias. O SAEB deverá realizar a função de suavização de potência de saída do GFV, evitando que possíveis variações abruptas de irradiância impactem o atendimento às cargas da Microrrede.

Em todos os modos de operação, a potência máxima de saída do sistema GFV+SAEB deverá ser limitada à potência nominal do Transformador de Acoplamento. No modo ilhado, a potência de saída não deverá ser superior à potência demandada pelas cargas da Microrrede.

O *Microgrid Controller* deverá, ainda, ser integrado ao religador de rede localizado no Ponto de Acoplamento, interface entre o sistema ilhado e a Microrrede, mostrado na Figura 4-3. O *Microgrid*

*Controller* deverá ser capaz de identificar se o religador está aberto ou fechado e comandar o equipamento para realizar a transição entre modos de operação.

O sistema deverá ter a capacidade de realizar a transferência automática entre os modos ilhado e conectado, a partir da detecção da presença da rede. A transição entre o modo conectado e o modo ilhado deverá ser realizada em, no máximo, 3 (três) minutos.

Deverá haver, ainda, a possibilidade de inibição da transferência automática por parte do operador do sistema, de acordo com as necessidades e condições operativas da rede Cemig.

## **9.2 Integração ao sistema SCADA**

O *Microgrid Controller* deverá ser integrado ao sistema SCADA existente da CEMIG e à rede de comunicação RTU (Remote Terminal Unit) associada. As tarefas de engenharia devem incluir, mas não se limitar aos tópicos abaixo:

- Protocolo DNP3 deve ser utilizado para todas as comunicações entre a interface do sistema de controle do SAED e o concentrador de dados;
- O mapa de pontos do sistema deve incluir todas as variáveis necessárias para permitir o completo monitoramento e operação do sistema, incluindo o sistema de armazenamento e a usina fotovoltaica. Uma lista com os parâmetros de monitoramento do SAEB e GFV deverá ser preparada pelo contratado e submetida à CEMIG para revisão e aprovação;
- A interface do sistema de controle do SAEB terá a capacidade de aceitar sinais de ponto de ajuste do Controle de Regulador Automático da estação mestre SCADA ou de um controlador local CEMIG;
- A taxa de rampa de recarga e descarga do SAEB deve ser programável ou ajustada para um valor definido, inserindo manualmente um valor no IHM do SAEB ou pelo sistema SCADA da CEMIG a partir do envio de um comando de set point de taxa de rampa;
- Fornecer o acesso de monitoramento e controle de todos os modos de operação do SAEB propostos, estado de carga, setpoints de kW / kVAr, controle local / remoto, tensão e corrente por fase e alarmes / status do SAEB etc.

A CONTRATADA deverá preparar desenhos de planos e seções para a integração ao SCADA, mostrando a localização de todos os equipamentos. Deverá, ainda, fornecer procedimentos de teste completos para o SAED e o sistema de controle, assim como fornecer o comissionamento da integração ao SCADA. Os procedimentos de testes preparados devem ser submetidos à CEMIG para revisão e aprovação antes que qualquer trabalho de testes seja realizado. Um relatório final detalhando o trabalho concluído, todos os formulários de testes e quaisquer desenhos devem ser submetidos à CEMIG.



## **10. ATERRAMENTO E SPDA**

### **10.1 Estudos geoeletricos**

A CONTRATADA deverá realizar sondagens geoeletricas na área de implantação do sistema a fim de determinar os parâmetros de resistividade do solo. Deverá ser apresentado relatório contendo a data de realização das sondagens, descrição dos equipamentos usados, locação georreferenciada dos pontos, valor da resistência de aterramento medida em cada ponto e o resultado da modelagem geoeletrica, com detalhes relativos à estratificação do solo, como número de camadas, espessura e resistividade de cada camada. Esses estudos visam embasar a elaboração do projeto dos sistemas de aterramento e proteção contra descargas atmosféricas.

Os estudos devem ser executados por mão-de-obra qualificada, utilizando-se de métodos, ferramentas, materiais e insumos em conformidade com a NBR 7117-1. Deverá ser fornecida Anotação de Responsabilidade Técnica (ART CREA/MG) de profissional com representação técnica por parte da CONTRATADA, responsável pelos serviços.

### **10.2 Aterramento das cabines e contêineres**

Deverá ser prevista a instalação de uma malha de aterramento nos locais de instalação da subestação de entrada, transformador de acoplamento, SAEB e inversores fotovoltaicos. Todos esses sistemas podem ser instalados em uma mesma região do terreno, formando um eletrocentro, desde que a disposição dos equipamentos seja aprovada pela Cemig-D. Assim, admite-se que seja construída uma única malha de aterramento abrangendo todos esses elementos. No caso de a instalação dos inversores ser feita de forma descentralizada, deverá ser prevista uma malha de aterramento individual no local de instalação de cada equipamento, de forma que seja garantida a não ultrapassagem dos limites de tensão de passo e de toque no seu entorno.

As malhas de aterramento deverão ser projetadas de acordo com os resultados dos estudos geoeletricos realizados e com as normas NBR 5410, 14039, 5419 e 15751. Deverão ser garantidos os limites de tensão de passo e toque por toda a extensão do sistema. Para cálculo dos limites admissíveis, deverá ser considerado que as pessoas que transitam no local utilizarão como EPI botinas isolantes. Não deverão ser considerados, no projeto da malha, a utilização de nenhum outro EPI ou elementos isolantes. Para o cálculo de tensões de passo e toque do lado externo da cerca, não deverá ser considerado o uso de nenhum equipamento de proteção.

As conexões, emendas e junções da malha de aterramento, quando forem embutidas no solo, deverão ser feitas, exclusivamente, por soldas exotermicas. Os elementos a serem soldados deverão ser adequadamente preparados antes do processo de soldagem, de forma a remover impurezas que possam comprometer a integridade da solda. Conexões aparentes poderão ser feitas por meio de conectores aparafusados ou de compressão, exceto para caso de equalização das blindagens dos condutores

Após a construção das malhas, a sua resistência de aterramento deverá ser medida através do método da queda de potencial, conforme NBR 15749. Deverá ser apresentado relatório com os resultados dos testes, mostrando claramente a configuração do terrômetro, as distâncias entre a malha e os eletrodos auxiliares para cada medição realizada e a curva de resistência de aterramento em função da distância, evidenciando a zona de patamar.

Os resultados obtidos para a resistência de aterramento da malha deverão ser compatíveis com o previsto em projeto. Caso o valor projetado não seja atingido, deverão ser tomadas as medidas cabíveis para reduzir a resistência da malha ou aumentar os limites admissíveis para as tensões de passo e toque. A aplicação dessas medidas será condicionada à atualização do projeto inicial e à aprovação da Cemig.

### **10.3 Aterramento da Usina Fotovoltaica**

Na região de instalação da usina fotovoltaica, não é necessária a construção de malha reticulada no padrão utilizado para o eletrocentro. Para a usina, as estruturas de suporte dos módulos poderão ser utilizadas como eletrodos de aterramento, desde que cravadas a profundidade adequada e garantida a sua equipotencialização, através dos próprios elementos estruturais ou interligação por condutores de cobre por cima do solo. Deverá, ainda, ser prevista a instalação de um anel de aterramento no perímetro da usina, conectado a todas as fileiras de módulos e à cerca. O projetista deverá avaliar se essas medidas são suficientes para garantir a segurança de pessoal em toda a região da usina. Caso se identifique violação dos limites de tensão de passo e toque, deverão ser propostas medidas adicionais para mitigação desses riscos, sem ônus adicionais para a Cemig.

### **10.4 Aterramento das cercas**

O aterramento das cercas deve seguir os requisitos da NBR 15751 e, em proximidades com redes de distribuição aéreas rurais, os requisitos da ND-2.2 da Cemig. Deverá ser garantido, em todo o perímetro da cerca, que as tensões de passo e toque estejam dentro dos limites admissíveis.

Nas proximidades do lado externo da cerca deverão ser garantidos o atendimento aos limites de tensão de passo e de toque, de forma a garantir a segurança da população geral. Nesse caso, para o cálculo das tensões limites, não poderá ser considerado o uso de nenhum equipamento de proteção individual.

### **10.5 Sistema de Proteção Contra Descargas Atmosféricas (SPDA)**

A CONTRATADA deverá prever a instalação de SPDA abrangendo todos os locais onde há previsão de circulação e permanência de pessoas, como a cabine de entrada, o SAEB, o transformador de acoplamento e, caso aplicável, o *skid* com os inversores fotovoltaicos.

O projeto do sistema deverá ser executado conforme requisitos da norma NBR 5419. Deverá ser apresentada memória de cálculo detalhando o método utilizado e garantindo que todas as áreas de interesse estejam devidamente cobertas pelo sistema.

Todos os sistemas auxiliares e demais circuitos de baixa tensão deverão ser protegidos por dispositivos de proteção contra surtos (DPS). Deverão ser instalados para-raios nas buchas de BT do transformador de acoplamento.

Caso seja adotada a configuração com inversores centralizados e utilização de *combiner boxes*, deverá ser instalado DPS tipo II, específico para operação em sistemas fotovoltaicos e com tensão compatível às das séries, no barramento onde ocorre o paralelismo das *strings*.

## 11. SISTEMA DE SEGURANÇA E MONITORAMENTO PATRIMONIAL

A área de instalação do sistema deverá possuir câmeras de segurança de forma a cobrir todos os equipamentos instalados. Toda a área interna à cerca deverá ter sua imagem capturada pelas câmeras, não sendo permitidos pontos cegos. Além das câmeras de cobertura perimetral, deverá haver câmeras dedicadas para cada portão ou outro meio de acesso à área interna do site. A Tabela 11-1 lista as especificações mínimas para as câmeras do sistema de segurança e monitoramento.

**Tabela 11-1: Especificações técnicas das câmeras do sistema de vigilância**

Item	Descrição	Requisito
1		
1.1	Resolução	Full HD 1080p, 2MP, varredura progressiva, 60 fps
1.2	Iluminação mínima para captação de imagens com infravermelho desligado	0,1 lux
1.3	Alcance mínimo da iluminação infravermelha	20 m
1.4	Temperatura de operação	-10°C a 55°C
1.5	Grau de proteção	Mínimo IP66
1.6	Iluminação infravermelha para captura de imagens com 0 lux	Exigido
1.7	Controle WDR (Wide Dynamic Range) ou DWDR (Digital Wide Dynamic Range)	
1.8	Automatic Gain Control (AGC) de luminosidade	
1.9	Black Light Control (BLC)	

O sistema de vigilância patrimonial deverá possuir gravador local de imagens com HD de 8TB, compatível com as câmeras, capacidade de gravação em nuvem e possibilidade de acesso remoto via aplicativo para dispositivos móveis e via PC (por meio de software desktop ou aplicação web). É de responsabilidade da CONTRATADA fazer o cabeamento (dados e energia) entre as câmeras de pátio e o rack de instalação do servidor local.

O gravador de imagens deverá manter ciclos de gravação de pelos menos 7 (sete) dias antes de sobrescrever. O sistema de vigilância patrimonial deverá manter backup em nuvem de todas as imagens capturadas, possuir sistema de detecção de movimentos para acionar a gravação das imagens e capacidade de comunicação via 4G.

## **12. SISTEMA DE ILUMINAÇÃO**

A CONTRATADA deverá projetar e construir um sistema de iluminação abrangendo o SAEB, a subestação de entrada, o transformador de acoplamento, SKID fotovoltaico (se aplicável), edificação do escritório/almoxarifado e quaisquer outros locais onde haja previsão de circulação ou permanência de pessoas. O sistema deverá ser dimensionado de forma a garantir nível de iluminância mínimo de 30 lux. Não é necessária iluminação na área de instalação do sistema fotovoltaico.

O sistema de iluminação deverá ter tecnologia LED. Todos os equipamentos utilizados na construção do sistema de iluminação deverão ter características adequadas para aplicação em ambientes externos.

Deverão ser previstas duas formas de atuação do comando do circuito de iluminação, por atuação direta no quadro de iluminação correspondente e atuação automática através de sensor de presença e/ou por luminosidade.

Todos os serviços, materiais, ferramentas, suportes, ferragens e equipamentos necessários para a montagem dos quadros, dos cabos, das conexões, componentes etc., do sistema de iluminação são de responsabilidade da CONTRATADA.

Os postes utilizados para instalação das câmeras deverão ser de aço galvanizado. A quantidade e tipo dos suportes deverá ser prevista no projeto executivo. Admite-se o compartilhamento da estrutura de fixação das luminárias com o sistema de câmeras.

## **13. OBRAS CIVIS**

### **13.1 Estudos geotécnicos**

A CONTRATADA deverá elaborar todos os estudos geotécnicos da área de implantação do sistema, realizando todas as campanhas de investigações necessárias para tal. Deverá ser apresentado relatório contendo a análise dos solos, bem como laudos técnicos, perfis de sondagem, croquis, locação georreferenciada dos pontos e o descritivo dos ensaios realizados, de modo a garantir a segurança da instalação e o atendimento às normas vigentes. Estes estudos visam subsidiar o projeto de fundações.

Os estudos devem ser executados por mão-de-obra qualificada, utilizando-se de métodos, ferramentas, materiais e insumos em conformidade com a NBR 6484 e correlatas. Deverá ser fornecida Anotação de Responsabilidade Técnica (ART CREA/MG) de profissional com representação técnica por parte da CONTRATADA, responsável pelos serviços.

### **13.2 Preparação do terreno**

A preparação do terreno local deve ser realizada pela CONTRATADA. Esse serviço engloba:

- Limpeza do terreno: caso haja vegetação e/ou qualquer tipo de espécie arbórea no local da instalação, deverá ser providenciada a supressão. Salienta-se que, dependendo da vegetação, é necessária a autorização do órgão ambiental responsável, a qual compete à CONTRATADA solicitar. Na presença de resíduos de construções, entulhos e pedras, esses devem ser removidos e descartados corretamente pela CONTRATADA.
- Terraplenagem: o terreno deverá ser ajustado conforme projeto geométrico e de terraplenagem a serem aprovados nas instâncias pertinentes. No caso de aterros ou cortes acentuados, os dispositivos de contenção precisarão ser capazes de garantir a estabilidade do terreno e evitar erosões ou deslizamentos.

### **13.3 Fundações**

É de responsabilidade da CONTRATADA o projeto e a execução das fundações dos sistemas de armazenamento, estruturas de suporte dos módulos fotovoltaicos, cubículos, transformador e qualquer outro equipamento que necessite de fundação. As fundações necessitam ser adequadas para sustentar os equipamentos de acordo com a análise do terreno realizada pela CONTRATADA.

### **13.4 Edificações (Escritório e almoxarifado)**

Deverão ser construídas edificações que acomodem um escritório, no qual será instalado o centro de operações local da planta, banheiro e um almoxarifado, que deverá acomodar os equipamentos sobressalentes, discriminados na seção 5.8, e demais ferramentas e equipamentos necessários para a operação e manutenção da planta.

As edificações poderão ser construídas em alvenaria estrutural ou em contêineres modulares climatizados, no caso das áreas de escritório e almoxarifado, desde que atendam aos requisitos desta especificação.

### 13.5 Cercamento

Deverá ser construída, ao longo de todo o perímetro da área de instalação do sistema, cerca do tipo alambrado, intercalada por postes de metal ou concreto, conforme modelo de referência apresentado na Figura 13-1.

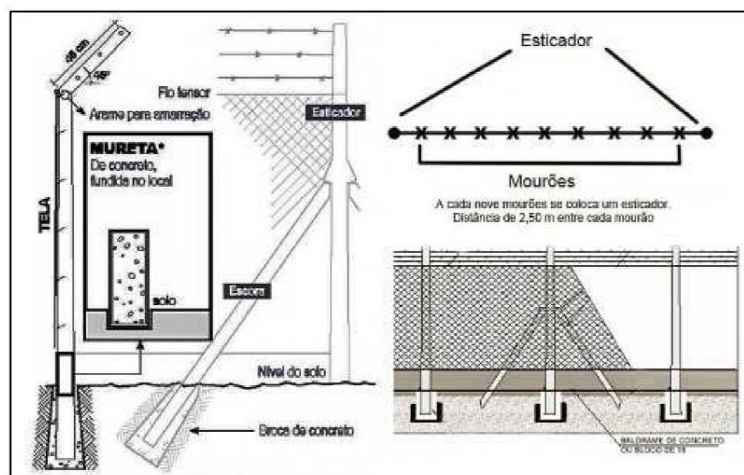


Figura 13-1: Referência para construção do cercamento

A cerca de alambrado deverá possuir as seguintes características:

- A altura mínima do cercamento acabado deverá ser de 2,50 m;
- Deverá ser empregada tela em arame losangular com malha de 5 x 5 cm, fios em aço 12 AWG, galvanizado a fogo, tensionada nas extremidades por arame de aço galvanizado;
- Deverão ser empregados mourões de concreto pré-moldado, ou aço galvanizado, com seguimento final inclinado para o interior do empreendimento, instalados no máximo a cada 2,50 m e engastados com profundidade mínima de 50 cm em concreto;
- Cada mourão deverá ser travado com o mourão adjacente através de uma viga baldrame (mureta de concreto), dotadas de uma espera em aço a cada 20 cm para a perfeita instalação da tela de fechamento;
- Deverão ser instalados três fios de arame farpado no seguimento inclinado em altura mínima de 2,20 m do piso;
- Deverão ser instaladas 3 linhas de arame liso galvanizado 14 BWG (2,11 mm) junto à tela e fixadas aos mourões (uma linha na margem inferior da tela, uma no centro da tela e outra

na margem superior da tela). A borda superior da tela deverá acabar próxima aos cantos curvos dos mourões;

- Nos cantos do terreno, nas mudanças de direção e quando houver mudança brusca do relevo, deverá ser usado um mourão mestre fixado em covas contendo dimensões mínimas de 0,30m x 0,30m e 0,80m de profundidade através de enchimento compactado de concreto não estrutural. Junto ao mourão mestre, deverão ser utilizados dois mourões intermediários, com a função de servir de escora para o mourão mestre, formando um ângulo de 45°, os quais deverão ser fixados a 0,80 m de profundidade através de enchimento compactado de concreto não estrutural;
- As fundações de concreto para os postes e reforços laterais deverão ser concebidas de acordo com características geotécnicas do solo;
- Os aterramentos dos alambrados deverão possuir espaçamentos de no máximo 50m, seguindo normatização técnica pertinente;
- As placas de advertência contendo os dizeres “RISCO CHOQUE ELÉTRICO” deverão ser instaladas a cada 50 m ao longo do cercamento;
- A cada nove mourões deverá ser instalado um mourão esticador com duas escoras;
- A fixação da tela na parte inferior deverá ser em viga baldrame com dimensões mínimas de 10x20 cm, onde deverão ser chumbados grampos de arame galvanizados a cada 30 cm para fixação da tela. A viga baldrame poderá ser executada em concreto não estrutural, com resistência característica do concreto à compressão de 15 Mpa, ou em canaletas de concreto pré-fabricadas, preenchidos com concreto. A viga deverá ser inteiriça, fazendo a ligação entre mourões;

Previamente ao início das obras, deverá ser apresentado, para aprovação da CEMIG, projeto executivo contendo especificações, memórias de cálculo de fundações, levantamento de quantitativos, memorial descritivo e pela execução de todo o cercamento, incluindo o fornecimento de todos os materiais e serviços necessários. Todos os serviços relacionados às atividades de cercamento deverão estar de acordo com o projeto, devendo ser executados por profissionais qualificados e habilitados, de acordo com as Normas Técnicas e de segurança reconhecidas e aprovadas.

### 13.6 Portão de acesso

Deverá ser construído um portão de acesso à área do sistema composto por molduras em tubos de aço galvanizado de 2”, com duas folhas de abrir de 2,5 x 2,5 m cada, fechados com tela de arame galvanizado losangular, fio 2,11 mm (14bwg) e malha 5x5 cm. A Figura 13-2 mostra a referência para a construção do portão.



O portão deverá ser fixado por meio de dobradiças a pilares de concreto, corretamente dimensionados para este fim. Deverá, ainda, ser instalado dispositivo de tranca e uso de cadeado para bloqueio da abertura do portão por pessoas não autorizadas, assim como a instalação de concertina ou arame farpado na parte superior do portão.

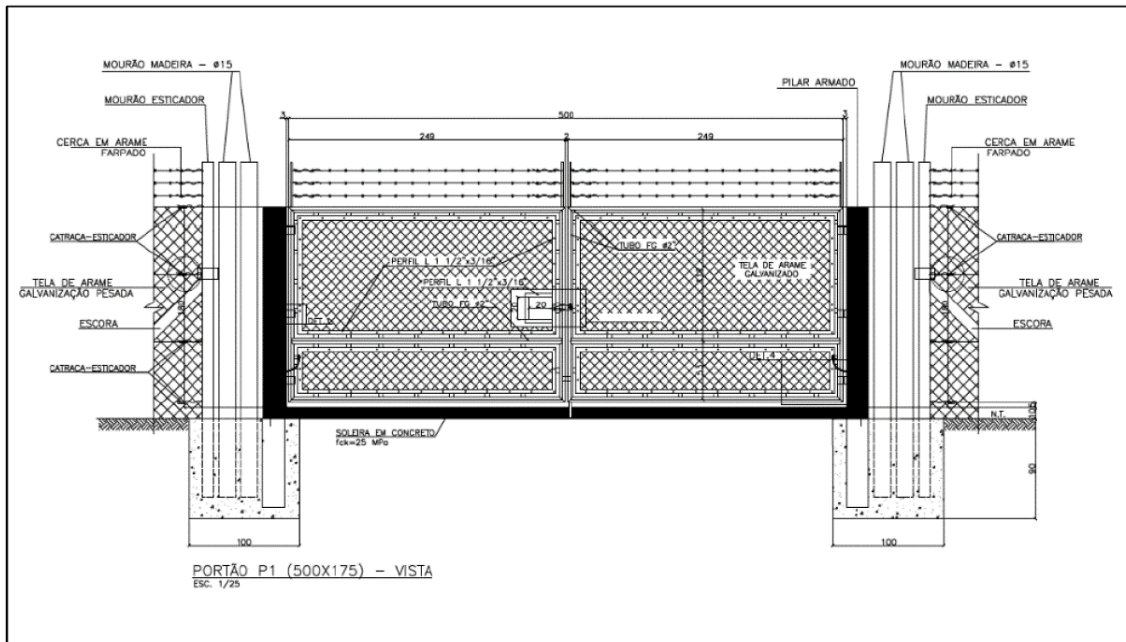


Figura 13-2: Referência para instalação do portão

## **14. SERVIÇOS DE PROJETO E INSTALAÇÃO**

Esta seção detalha os requisitos para a execução dos serviços de implantação do Sistema de Alimentação de Energia. Além dos requisitos listados nesta seção, a CONTRATADA também deverá seguir as disposições de todas as regulamentações técnicas e trabalhistas aplicáveis.

A CONTRATADA deverá apresentar a ART (Anotação de Responsabilidade Técnica) dos serviços de projeto e execução, sendo de sua responsabilidade a qualidade de todos os serviços prestados.

### **14.1 Projetos executivos**

São documentos elaborados pela CONTRATADA ou fabricantes dos equipamentos aplicados no empreendimento, que permitam à CONTRATANTE ter entendimento sobre a concepção, operação e manutenção dos equipamentos e exercer fiscalização concernente à sua fabricação. Num prazo máximo de 10 (dez) dias após a emissão da Autorização de Início de Serviços (AIS) pela CONTRATANTE, a CONTRATADA deverá apresentar um Plano de Emissão de Documentos (PED) do Projeto Executivo, incluindo relação dos documentos a serem entregues à CONTRATANTE, com indicação das normas necessárias e metodologias para sua elaboração e das datas previstas para sua emissão. O projeto executivo deverá ser composto por, no mínimo, os seguintes documentos:

- Layout de posicionamento dos módulos fotovoltaicos;
- Relatórios de PVSyst, detalhando a expectativa de geração de energia pelo GFV;
- Projetos elétricos;
- Projetos mecânicos;
- Projetos civis, incluindo projeto de drenagem;
- Relatórios de ensaios dos equipamentos;
- Lista de materiais;
- Manuais de montagem;
- Certificados de conformidade e de garantia.

Todos os documentos constantes do projeto executivo deverão ser aprovados pela CONTRATANTE antes do início das obras de implantação do empreendimento.

Durante o desenvolvimento do projeto, a CONTRATANTE poderá, a seu critério, solicitar à CONTRATADA a elaboração e apresentação de novos documentos em complementação e/ou esclarecimento de questões que mereçam cuidados especiais ou registros que não foram considerados pela CONTRATADA. Esses documentos serão fornecidos sem ônus adicional para a CONTRATANTE. Ao final do projeto deverá ser emitida revisão “*As built*” de todos os documentos que compõem o Projeto Executivo, de acordo com as características finais do sistema construído.

## **14.2 Segurança do trabalho**

A CONTRATADA será responsável por garantir a segurança de pessoal no local de execução do serviço, observando a toda a legislação vigente e aplicável, bem como as exigências do Anexo A desta especificação.

## **14.3 Obras civis**

O canteiro de obras deverá ser implantado de acordo com os requisitos das NRs 1, 18 e 24, considerando suas novas publicações, e durante sua utilização deverão ser observadas as normas de segurança do trabalho aplicáveis a cada atividade desenvolvida, de modo a evitar a ocorrência de acidentes.

A CONTRATADA será responsável pela instalação, manutenção e desmontagem do canteiro de obras e demais estruturas operacionais no local de implantação, incluindo toda infraestrutura necessária, tais como redes de energia elétrica, de telefonia, de internet/informática, de água, de esgoto etc.

## **14.4 Montagem eletromecânica**

A montagem dos equipamentos do empreendimento será executada em conformidade com o projeto executivo e as instruções desenvolvidas pelos seus respectivos fabricantes.

Todos os procedimentos e instruções para a montagem dos equipamentos e sistemas fornecidos deverão estar contemplados nos respectivos Manuais de Montagem, documentos integrantes do Projeto Executivo. Nestes manuais serão relacionados os documentos, os desenhos, as normas e as condições gerais e específicas a serem seguidas pela equipe de montagem, bem como as ferramentas adequadas para utilização em cada etapa. Não será admitido que a montagem dos equipamentos seja realizada sem as ferramentas corretas ou recomendadas pelo fabricante. Todas essas ferramentas deverão ser fornecidas pela CONTRATADA.

Durante a fase de montagem, a CONTRATADA fará o controle do recebimento da documentação técnica dos equipamentos/sistemas (catálogos, manuais, instruções de operação e manutenção, relatórios de ensaios de fábrica, protocolos para ajuste e parametrização de relés e inversores etc.). Todos os documentos deverão estar com sua revisão mais recente com status de aprovado pela CONTRATANTE sem o que os serviços não poderão ser iniciados.

### 14.5 Comissionamento

O comissionamento do sistema fotovoltaico deverá ser realizado conforme norma ABNT NBR 16274 e demais requisitos listados na seção 5.12, enquanto o comissionamento do sistema de baterias deverá ser realizado conforme ABNT NBR IEC 62933 e disposições da seção 6.7.

Os demais subsistemas e sistemas auxiliares que compõem a planta, como, por exemplo, o sistema de aterramento e SPDA, a subestação de entrada e o sistema de CFTV, também deverão ser ensaiados e ter o seu funcionamento validado durante o comissionamento.

Antes do início das atividades de comissionamento, a CONTRATADA deverá elaborar as “Instruções de Testes de Campo”, definindo os procedimentos de ensaio dos equipamentos e critérios de avaliação para todos os equipamentos que compõem o empreendimento.

Após a conclusão dos testes, deverá ser emitido o “Relatório de Comissionamento”, contendo a identificação dos equipamentos sob teste, os valores das grandezas medidas e o resultado dos testes realizados, indicando se o equipamento foi aprovado ou reprovado. No caso de eventuais pendências, estas deverão ser devidamente registradas pela CONTRATADA, juntamente com o planejamento e prazo para a execução das ações corretivas necessárias. Caso essas pendências não afetem significativamente o funcionamento do empreendimento, este poderá ser entregue para início da operação, desde que haja a aceitação da CONTRATANTE.

### 14.6 Urbanização e paisagismo

O projeto de urbanização deverá atender aos requisitos básicos de funcionalidade das instalações, conforto ambiental das edificações, aspectos estéticos, durabilidade e facilidade de manutenção. O projeto deverá prever sinalização horizontal e vertical para todos os acessos definitivos. O projeto de urbanização deverá prever passeio de, no mínimo, 1,00 m de largura no entorno de todas as edificações, acessos e interligação entre todas as estruturas do empreendimento. Deverá, ainda, ser elaborado conforme lei de acessibilidade para pessoas com deficiência ou mobilidade reduzida.

Nos pontos em que não houver a presença de passeio ou outro tipo de acesso construído, a CONTRATADA deverá realizar a cobertura do solo, de forma a garantir que a área esteja protegida contra o acúmulo de lama, água (sistema de drenagem) e o crescimento de mato. A cobertura do solo poderá ser realizada em brita e eventuais espécies vegetais adequadas para este tipo de aplicação e que proporcione harmonização visual ao empreendimento. Não será necessária a cobertura do solo na região de instalação dos módulos fotovoltaicos, onde poderá ser mantida a cobertura com vegetação natural.

#### **14.6.1 Vias de Acesso**

É de responsabilidade da CONTRATADA a construção dos acessos externos e internos à área de instalação do SAED, bem como a confecção e instalação de sinalização viária em todas as vias regularmente utilizadas para o transporte de equipe, materiais e/ou equipamentos, caso necessário. O conjunto de placas de sinalização a ser instalado deverá estar em acordo com o Código de Trânsito Brasileiro previsto no Manual Brasileiro de Sinalização de Trânsito do CONTRAN e na norma ABNT 14.644/2013.

As vias externas deverão ter no mínimo 5m (cinco metros) de largura e farão a interligação entre o portão de acesso à usina, rampa máxima de 12% e raio mínimo de curvatura de 7,50 m no eixo da via (5,0m no intradorso e 10,0m no extradorso).

As vias internas deverão ser projetadas para permitir circulação de pessoas e veículos, incluindo aqueles de grande porte (caminhões). Estes arruamentos terão como principal objetivo o deslocamento de equipes de manutenção e troca de equipamentos pesados como transformador, inversores, módulos e outros. Todos os equipamentos de grande porte, que demandem equipamentos como guindastes para sua locomoção ou remoção, deverão possuir vias que permitam fácil acesso e deverão ter seu entorno livre, de forma que seja possível estacionar caminhões e guindastes para realizar sua movimentação, se necessário.

O perímetro interno da unidade deverá contar com arruamento de no mínimo 4m (quatro metros) de largura, patrolado, compactado. Este arruamento perimetral deverá compor o aceiro interno como principal barreira de focos de incêndio.

#### **14.7 Garantia dos serviços**

A CONTRATADA deverá garantir todos os serviços de projeto, construção, instalação e montagem eletromecânica executados por ela pelo prazo de 24 (vinte e quatro) meses a partir da emissão do Certificado de Aceitação Provisória (CAP) por parte da Cemig-D.

Durante o período de garantia, a CONTRATADA deverá reparar, no prazo de 30 (trinta) dias e sem ônus para a CONTRATANTE, todo e qualquer defeito relativo aos serviços prestados, incluindo, mas não se limitando a: aqueles referentes a materiais fornecidos, obras civis, montagens de estruturas e equipamentos.

Caso a CONTRATADA, após devidamente notificada pela CONTRATANTE, não proceda às correções necessárias, no prazo de 30 (trinta) dias, e a CONTRATANTE tenha que reparar ou refazer as obras e/ou serviços inadequadamente executados, serão cobrados da CONTRATADA os custos dos serviços e materiais empregados.

#### **14.8 Transferência tecnológica**

Após o final do comissionamento e antes do início do período de operação assistida, a CONTRATADA deverá realizar processo de transferência tecnológica do sistema para a CONTRATANTE. Esse processo deverá englobar todos os procedimentos relacionados à operação, manutenção e demais aspectos relevantes do SAED, incluindo seus componentes e sistemas auxiliares, tanto sob perspectiva teórica quanto prática. Serão indicadas pela CONTRATANTE 40 pessoas que participarão desse processo. A duração mínima das atividades deverá ser de, no mínimo, 20 horas.

Durante esta etapa deverão ser fornecidos todos os manuais de operação e manutenção, esquemáticos elétricos, projetos “*As built*”, atualizados após o comissionamento, e demais documentações que contenham as orientações e procedimentos necessários para permitir a correta operação do sistema pela equipe Cemig.

#### **15. OPERAÇÃO ASSISTIDA**

A CONTRATADA deverá fornecer serviço de operação assistida para a Cemig pelo período de 24 (vinte e quatro) meses após a emissão do Certificado de Aceitação Provisório (CAP) do empreendimento pela CONTRATANTE.

O serviço de operação assistida deverá contemplar, no mínimo:

- Suporte à equipe Cemig durante a operação do equipamento e auxílio na resolução de eventuais problemas;
- Suporte na identificação de eventuais melhorias nos procedimentos de operação do sistema, incluindo os processos de interação do sistema com a rede Cemig;
- Suporte para alteração ou implementação de novas funcionalidades no equipamento;
- Apoio no monitoramento e avaliação de desempenho do sistema;
- Acompanhamento da execução de procedimentos excepcionais, como ilhamento das cargas.

## **16. MANUTENÇÃO**

A CONTRATADA será responsável por executar a manutenção do sistema por um período de 24 (vinte e quatro) meses após a emissão do Certificado de Aceitação Provisório (CAP) do empreendimento pela CONTRATANTE.

Deverá ser apresentado, no momento de submissão da proposta, um plano de manutenção no qual deverão ser listadas todas as ações de manutenção preventiva necessárias para garantir o perfeito funcionamento de todos os componentes da planta e a segurança do pessoal local. Dentre as atividades que deverão constar no plano de manutenção, estão a limpeza dos módulos fotovoltaicos, a ser executada conforme disposições da seção 5.10, serviços de roçagem e aceiro do terreno, inspeção periódica dos elementos do SPDA e quaisquer outras atividades recomendadas pelos fabricantes do SAEB e dos componentes do sistema fotovoltaico, para manter o sistema em perfeito funcionamento e com desempenho otimizado.

Durante esse período, a CONTRATADA será responsável pela execução integral do plano de manutenção, bem como pela execução de eventual manutenção corretiva dos sistemas, incluindo, quando necessário, o acionamento das garantias de materiais e equipamentos, substituição de peças defeituosas e quaisquer outras ações necessárias para retomada da operação normal no menor tempo possível, quando da ocorrência de falhas, sem custo adicional para a CONTRATANTE.