

# Guia de Ligação Nova

## Grupo A

Projeto de Proteção



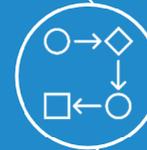


# 01

Recomendações iniciais para elaboração do projeto de proteção

# 02

Etapas do processo



Tipos de serviços – Site de Projetos Particulares

# 03

# 04

Documentação exigida para envio do projeto de proteção



Exemplos de estudos de proteção

# 05

## Recomendações de uso deste guia

### Caro Responsável Técnico,

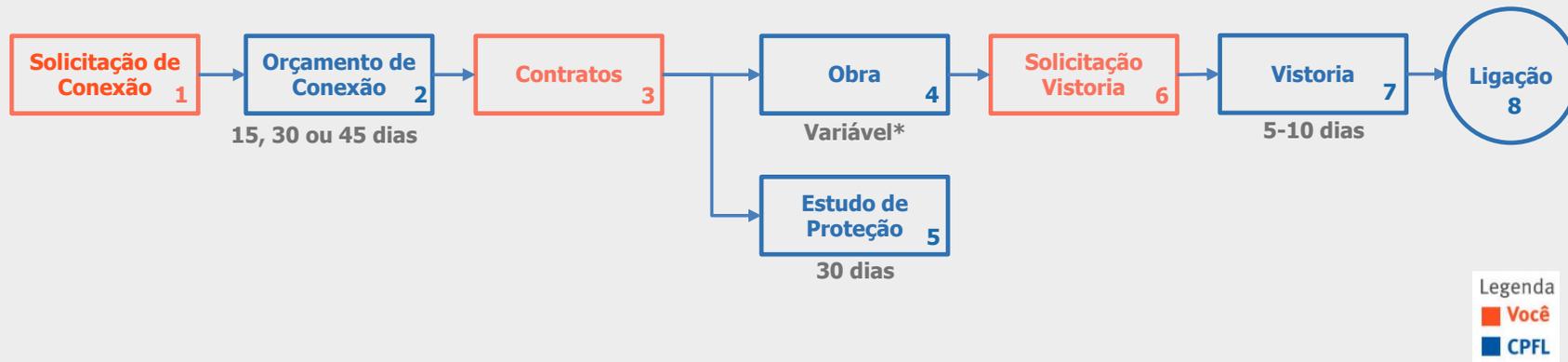
Este guia foi criado para dar suporte na elaboração do seu projeto de proteção de cabines em média tensão para clientes do Grupo A, seguindo as normas e padrões do grupo CPFL.

Nele serão abordados o fluxo com as etapas e prazos que o projeto passará no Site de Projetos Particulares, os tipos de serviços, documentos exigidos no projeto e três exemplos contendo os principais aspectos relevantes do estudo de coordenação e seletividade das proteções.

Lembre-se, os exemplos e diagramas apresentados neste guia são simplificados, portanto não substituem as normas da CPFL. O objetivo é reforçar os conceitos fundamentais para a elaboração do projeto de proteção que será submetido à distribuidora. Eles devem ser utilizados **exclusivamente como referência** na fase de desenvolvimento do projeto. É fundamental que cada projeto reflita à realidade específica da instalação e siga rigorosamente as normas estabelecidas pela CPFL.



## Confira as etapas e prazos antes de começar



Confira a descrição de cada etapa em que o projeto será tramitado no Site de Projetos Particulares:

**Etapa 1** - solicitação do **Orçamento de Conexão** e **cadastro do projeto**

Na **Etapa 2** ocorre a entrega do **Orçamento de Conexão**, tendo os prazos definidos a seguir para cada tipo de acesso:

- a) Microgerador sem obra na rede: 15 dias
- b) Microgerador com obra na rede: 30 dias.
- c) Demais conexões, com ou sem obra: 45 dias.

**Etapa 3** - ocorrerá a **Celebração dos Contratos**. O cliente deverá devolver os contratos assinados para dar sequência as próximas etapas.

**Etapa 4** - Se necessário, o cliente pode optar pela execução de **obras** com a **CPFL ou terceiros**. Os prazos para as obras são:

- a) Baixa tensão (BT): 60 dias
  - b) Média tensão (MT) até 1 km: 120 dias
  - c) Média tensão (MT) acima de 1 km: 365 dias
- \*Demais obras seguem o cronograma da distribuidora.

**Etapa 5** - A CPFL aprovará o **Projeto de Proteção**.

\*Esta etapa ocorre em paralelo com a execução da obra e não interfere no andamento das demais etapas.

**Etapa 6** - Obra finalizada. Deixe tudo pronto para a **Visita Técnica**.

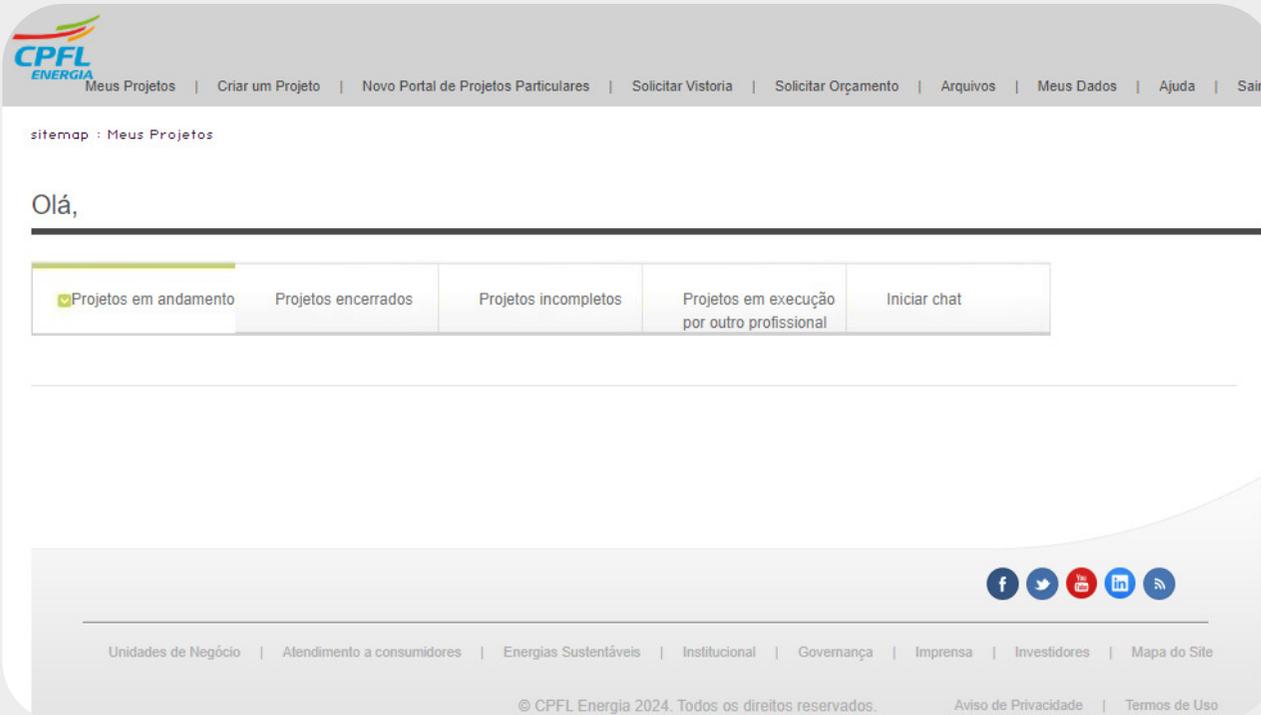
**Etapa 7** - A CPFL realizará a **vistoria** ou **comissionamento** para obras executadas por terceiros e fará a ligação se tudo estiver correto. Os prazos para conexões são:

- (a) Até 5 dias úteis para tensões menores que 2,3 kV.
- (b) Até 10 dias úteis para tensões entre 2,3 kV e 69 kV.
- (c) Até 15 dias úteis para tensões de 69 kV ou mais.
- (d) Entrega do Relatório de Vistoria em até 3 dias úteis se houver pendências.

\* A liberação da vistoria depende da aprovação do projeto de Proteção, conclusão da obra para a conexão do cliente e.

**Etapa 8** – Realizaremos a ligação.

# Conheça o Site de Projetos Particulares da CPFL



## Lembre-se:

O profissional contratado por você será o **principal responsável** por elaborar um projeto que atenda às suas necessidades!



<https://www.cpf.com.br/projetos-particulares>

Você poderá acompanhar todas as etapas do processo solicitando o número do pedido ao seu responsável técnico e consultando o Site de Projetos Particulares da CPFL



<https://www.gov.br/aneel/pt-br/>

A Resolução Normativa, que estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia, pode ser consultada no site da ANEEL



<https://www.cpf.com.br/normas-tecnicas>

As normas técnicas para entender os procedimentos e critérios para elaboração de projetos está disponível no site da CPFL



## Baixa Tensão

- Ligação nova loteamento aéreo
- Ligação nova - entrada subterrânea
- Ligação nova - medição agrupada
- Ligação nova edifício – coletivo
- Ligação nova com ocupação de poste
- Ligação existente instalação de gerador sem paralelismo
- Desligamento programado manutenção - quadro de medição edifício
- Reforma e adequação de carga de edifício – coletivo
- Ligação nova loteamento subterrâneo
- Ligação nova - regularização fundiária de interesse social
- Ligação nova - projetos especiais do governo federal



## Média Tensão - MT

- Alteração de carga
- Ligação inativa
- Ligação nova
- Ligação existente instalação de gerador sem paralelismo
- Ligação existente instalação de gerador com paralelismo
- Reforma - remoção de poste
- Desligamento programado cabine-rede-particular-edifício



## Alta Tensão - AT

- Ligação nova
- Alteração de carga
- Alteração de demanda



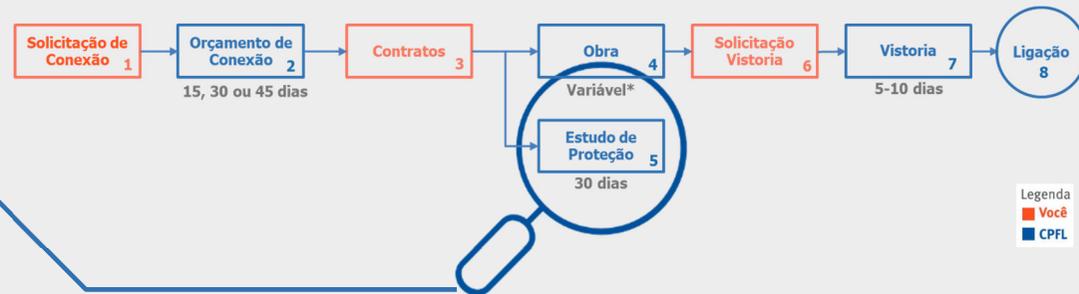
## Outros

- Compartilhamento de poste
- Iluminação interna de condomínio ou loteamento
- Obras de execução pelo cliente
- Acesso de microgeração e minigeração distribuída
- Solicitar dados do sistema elétrico
- Migração MT - ambiente de contratação livre (ACL)
- Utilização de faixas de servidão para linhas de subtransmissão
- Retificação de área em faixas de linha de transmissão

Na **Etapa 8**, após a celebração dos contratos, será possível **anexar o projeto de proteção** e submetê-lo para análise.

Veja abaixo os documentos mínimos exigidos:

- Modelo de estudo disponível no ANEXO IV do GED 2858
- Cálculo disponível no ANEXO IV do GED 2858
- Diagramas disponível no ANEXO IV do GED 2858, ANEXOS B.1 e B.2 do GED 15303 e ANEXOS A.1 e A.2 do GED33;
- Documento de responsabilidade técnica registrado pelo profissional legalmente habilitado
- Documento com a autorização emitida por órgãos de classe para o profissional exercer o cargo
- Documento extras (opcional)



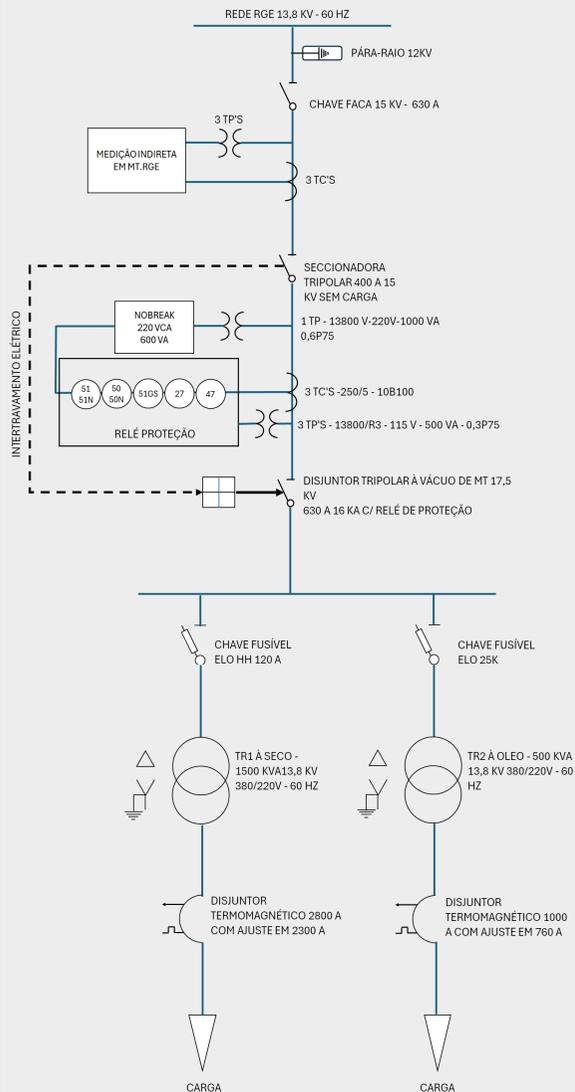
## Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

**Nova ligação grupo A média tensão:** subestação composta por um TR 1500 kVA e um TR 500 kVA para atendimento a carga, medição em tensão primária, disjuntor acionado através de relés secundários com as funções de sobrecorrente de fase e neutro (ANSI 50/51, 50N/51N, 51GS, 27 e 47).

O projeto de proteção deverá ser apresentado contendo, no mínimo a documentação prevista no item 6.5.1.1.5 da na norma GED 2855.

As orientações com os ajustes de proteção sugeridos serão enviadas em **formulário pela distribuidora** na aprovação da **Etapa GA Conexão**. No formulário será apresentado a tensão de fornecimento, níveis de curto circuito no ponto de conexão e ajustes de proteção do equipamento a montante, para que o responsável técnico elabore o projeto de proteção das instalações do cliente.

# Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão



## 1 - DIAGRAMA UNIFILAR E FUNCIONAL

Subestação com potência instalada de 2000 kVA em tensão de fornecimento 13,8 kV para **atendimento a carga**.

Demanda contratada: 500 kW – THS Verde

### Dados de curto-circuito no ponto de conexão:

Trifásico Assimétrico: 4,704 kA

Trifásico: 3,882 kA

Dupla Fase: 3,361 kA

Fase Terra: 4,951 kA Fase

Terra min: 0,250 kA

### Equipamento de proteção a montante do ponto de conexão:

#### Função 51:

Pickup (A primário): 360

Dial: 0,14

Curva: IEC VI

#### Função 50

Pickup (A primário): 2400

#### Função 51N

Pickup (A primário): 72

Dial: 0,42

Curva: IEC NI

#### Função 50N

Pickup (A primário): 1920

#### Função 51GS

Pickup (A primário): 50

Dial: 40

Curva: Tempo definido

## Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

### 2 - CÁLCULO DA CORRENTE DE INRUSH:

#### a) Corrente nominal

Corrente nominal TR 1 - 1500 kVA a seco:

$$I_n = \frac{P \text{ (kVA)}}{\sqrt{3} \times V_{ff} \text{ (kV)}} = \frac{1500}{\sqrt{3} \times 13,8} = 62,76 \text{ A}$$

Corrente nominal TR 2 - 500 kVA a óleo:

$$I_n = \frac{500}{\sqrt{3} \times 13,8} = 20,92 \text{ A}$$

#### b) Cálculo da corrente de inrush

O cálculo de Inrush deve ser fornecido pelo fabricante, conforme citado no Anexo IV do GED 2858.

Na ausência deste valor, sugerimos utilizar o método para cálculo aproximado citado na revista O Setor Elétrico de setembro de 2010, páginas 26-39, artigo "Proteção dos Transformadores – Parte I":

$$I_{inrush(TR1)} = 14 \times 62,76 = 878,58 \text{ A}$$

$$I_{inrush(TR2)} = 10 \times 20,92 = 209,18 \text{ A}$$

$$I_{inrush(total)} = 878,58 + 209,18 = 1087,76 \text{ A}$$

$$I_{inrush \text{ real}} = \frac{1}{\frac{1}{I_{cc3F}} + \frac{1}{I_{inrush}}} = \frac{1}{\frac{1}{3882} + \frac{1}{1087,76}} \quad I_{inrush \text{ real}} = 849,68 \text{ A}$$

## Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

### 3 – PONTO ANSI

Seguir o catálogo do fabricante:

$$P_{ANSI} = 20 \times 20,9 = 418 \text{ A a 3 segundos}$$

### 4 – DISJUNTOR PRIMÁRIO DE MÉDIA TENSÃO

O disjuntor de interligação de MT deve possuir capacidade de interrupção (MVA ou kA) superior ao maior nível de curto-circuito informado no item 3 do Anexo IV do GED 2858 e no ponto de conexão informado pela distribuidora, o que for maior:

✓ Critérios do GED 2858:

10,6 kA para sistemas com tensão máxima de operação de 15kV  
8,0 kA para sistemas com tensão máxima de operação de 24,2kV

✓ Maior curto-circuito informado no ponto de conexão:

Fase Terra: 4,951 kA  
Tensão de fornecimento 13,8 kV

**Ou seja, o maior nível de curto-circuito do sistema é 10,6 kA na tensão máxima de operação 15 kV**

O disjuntor MT escolhido possui capacidade de interrupção maior que 10,6 kA e compatível com máxima tensão de operação 15 kV:

Fabricante: Beghim;

Tipo: Vácuo;

Corrente Nominal: 630 A;

Bobina de abertura e fechamento: 220 Vca;

Motorizado para carregamento de mola: 220 Vca;

**Tensão Nominal: 17,5kV; - atende ao critério**

**Corrente de curto circuito (Isc): 16kA – atende ao critério**

Lembre-se: o disjuntor primário é utilizado para cabines com capacidade instalada acima de 300 kVA, conforme previsto no item 6.5.1.1.4 do GED 2855.

## Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

### 5 – DIMENSIONAMENTO DOS TPS

Os transformadores de potencial – TP são dedicados exclusivamente para o sistema de proteção do cliente, não sendo aplicados para alimentação de qualquer outra carga ou envio de sinal para outros sistemas que não seja o relé de proteção:

TP	Potência Térmica (VA)	Tensão Primária (V)	Tensão Secundária (V)	Grupo	Exatidão	Finalidade
TP-1	500	13.800/ $\sqrt{3}$	220	2	0,3P75	Proteção
TP-2	500	13.800/ $\sqrt{3}$	220	2	0,3P75	Proteção
TP-3	500	13.800/ $\sqrt{3}$	220	2	0,3P75	Proteção

Tabela 1 – Especificação dos transformadores de Potencial para Proteção

Os sensores de tensão do relé de proteção, segundo dados do manual do fabricante, consomem 0,5VA por fase, perfazendo um consumo total de 1,5 VA, inferior aos 75VA que garantem a precisão de 0,3% do equipamento. Dessa forma, os equipamentos garantem a precisão no envio da tensão para o relé de proteção. **Deve ser previsto um transformador de potencial exclusivo para alimentação de nobreak, relé, comando e motorização de disjuntores**, especificado na Tabela 2:

TP	Potência Térmica (VA)	Tensão Primária (V)	Tensão Secundária (V)	Grupo	Exatidão	Finalidade
TP-4	1000	13.800/ $\sqrt{3}$	220	1	0,3P75	Alimentação do comando e serviços auxiliares

Tabela 2 – Especificação do transformador de potencial do comando e serviços auxiliares

### 6 – DIMENSIONAMENTO DOS TCS

O dimensionamento dos TCs deve atender a dois critérios: máximo nível de curto-circuito e tensão de saturação. O detalhamento do cálculo é apresentado no item 6 do Anexo IV do GED 2858.

#### Máximo nível de curto-circuito

Os TCs somente devem entrar em saturação para valores de elevada indução magnética, o que corresponde a uma corrente de 20 vezes a corrente nominal primária

$$I_{np} = \frac{I_{CC3\phi(\text{assim})}}{20} = \frac{4704}{20} = 235,2 \text{ A}$$

Considerando a corrente nominal 235,2 A, iremos considerar a utilização de um TC com relação 250/5

#### Tensão de saturação

A tensão de saturação do TC deve ser calculada de acordo com os critérios da CPFL contidos no item 3 do Anexo IV do GED2858, que considera correntes de curto-circuito máximas nas barras de média de tensão das subestações, isto é:

- ✓ **10,6 kA para sistemas com tensão máxima de operação de 15 kV**
- ✓ **8,0 kA para tensão máxima de operação 24,2kV**

Essa medida é essencial porque os níveis de curto-circuito do sistema elétrico podem variar devido a alterações constantes na infraestrutura da distribuidora. Assim, garantimos que os transformadores de corrente funcionem de maneira adequada e segura, proporcionando medições precisas e confiáveis.

## Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

Como a tensão de fornecimento é 13,8 kV, será calculado a saturação dos TCs para 10,6kA - classe de Tensão 15kV.

Para o cálculo da tensão de saturação, será considerada a impedância total do sistema, levando em consideração a impedância do relé, fiação e dos TCs:

$$Z_{\text{Total}} = Z_{\text{relé}} + Z_{\text{fiação}} + Z_{\text{TC}}$$

### Impedância do relé

A impedância do relé é obtida pelo catálogo do fabricante do relé considerando a potência requerida pela unidade de fase e neutro e aplicada na equação citado no Anexo IV do GED 2858.

O relé escolhido é o URPE 7104T, onde a potência requerida para unidade de fase e neutro corresponde a 0,175 VA, logo, a impedância do relé é dada como:

$$Z_{\text{relé}} = Z_{\text{fase}} + 3 \times Z_{\text{neutro}}$$

$$Z_{\text{relé}} = \left( \frac{0,175 \text{ VA}}{5^2} \right) + 3 \times \left( \frac{0,175 \text{ VA}}{5^2} \right)$$

$$Z_{\text{relé}} = 7\text{m}\Omega + 3 \times 7\text{m}\Omega$$

$$Z_{\text{relé}} = 28 \text{ m}\Omega$$

## Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

### Impedância da fiação

Para a fiação de interligação com os TCs foi utilizado 2,5 metros de cabos de cobre de 4 mm<sup>2</sup>:

$$Z_{\text{fiação}} = 0,02 \times \frac{L}{S} \quad Z_{\text{fiação}} = 0,02 \times \frac{2,5}{4} = 12,5 \text{ m}\Omega$$

### Impedância do TC

Para se conhecer a impedância do TC, deve-se definir qual a potência e cargas nominais do equipamento. Portanto assumimos o TC 250/5 – 10B100 para verificar a sua aderência.

Por definição, a impedância do TC deve ser obtida com o fabricante. Entretanto, na falta de maiores informações, apenas a impedância é importante e pode ser considerada com 20% da carga do TC através das tabelas 8 e 9 da NBR-6856:

$$Z_{\text{TC}} = 20\% \times 1\Omega = 0,2\Omega$$

### Impedância do total

$$Z_{\text{Total}} = Z_{\text{relé}} + Z_{\text{fiação}} + Z_{\text{TC}}$$

$$Z_{\text{Total}} = 28 \text{ m}\Omega + 12,5 \text{ m}\Omega + 200 \text{ m}\Omega$$

$$Z_{\text{Total}} = 240,5 \text{ m}\Omega$$

## Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

Como este é um sistema com classe de tensão 15kV, deverá ser utilizado o valor de 10,6kA, que é o máximo valor de corrente de curto-circuito simétrica para este sistema, tem-se:

$$I_{CC} = \frac{I_{CC(3\phi sim)}}{RTC} = \frac{10600}{50} = 212 \text{ A}$$

$$V_{SAT} = 212 \times 0,2405 = 50,99 \text{ V}$$

Para confirmar que não haverá saturação, verifica-se a tensão máxima do TC definido está aderente ao sistema. Sendo assim, temos:

$$V'_{SAT} = Z \times (20 \times I_N)$$

$$V'_{SAT} = 1 \times (20 \times 5) = 100 \text{ V} \rightarrow \text{Tensão máxima para saturação do TC com carga de 25 VA.}$$

Como a tensão de saturação ( $V_{SAT}=50,99 \text{ V}$ ) calculada do TC, está abaixo do ponto de saturação ( $V'_{SAT}=100 \text{ V}$ ), a tensão máxima do TC escolhido está aderente ao sistema.

Com esta análise pode-se definir que, mesmo a CPFL alterando a corrente de curto-circuito, a tensão de máxima do TC está abaixo do ponto de saturação (que é de 100 V, conforme cálculo de validação realizado) e, portanto, dentro do padrão.

### TC escolhido

Relação 250/5A, RTC 50 classe 15kV, Classe de exatidão 25VA, 10P20 (10B100), NBI 95kV.

Fator térmico 1,2xIn, Limite de corrente de efeito térmico 80xIn

## Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

### 7 – AJUSTE DAS PROTEÇÕES

A corrente nominal é calculada com base na potência nominal da subestação e na demanda contratada.

$$I_n = \frac{P_{\text{total}} \text{ (kVA)}}{\sqrt{3} \times V_{\text{ff}} \text{ (kV)}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \times 13,8} = 83,67 \text{ A}$$

$$I_n = \frac{D_{\text{contratada}} \text{ (kW)}}{\sqrt{3} \times V_{\text{ff}} \text{ (kV)} \times f_p} = \frac{500}{\sqrt{3} \times 13,8 \times 0,92} = 22,74 \text{ A}$$

#### Sobrecorrente temporizado de fase (ANSI 51)

Os critérios para o ajuste das funções de proteção por sobrecorrente de fase (ANSI 51) dependem das condições específicas do sistema de fornecimento analisado. Essas informações serão enviadas junto ao Relatório de Curto-Circuito, contendo os dados do ponto de conexão do usuário, para auxiliar na correta definição dos ajustes.

Para este exemplo, consideraremos 130% da corrente nominal em função da demanda contratada:

$$I_{51} = 1,3 \times I_n = 1,3 \times 22,74 = 29,56 \text{ A} \rightarrow \text{Corrente de partida adotada: } I_{51} = 30 \text{ A}$$

Curva Normalmente Inversa – IEC NI

Dial de tempo Dt = 0,2

## Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

### Instantâneo de fase (ANSI 50)

O ajuste deve ser maior que a corrente de Inrush multiplicado por um fator de 1,1 e no máximo limitado em 80% do valor do ajuste da função 50F da distribuidora.

$$I_{50} = I_{\text{inrush}} \times 1,1 = 849,68 \times 1,1 = 934,65 \text{ A} \rightarrow 934,65 < I_{50} < 0,8 \times 2400$$

$$934,65 < I_{50} < 1920 \rightarrow \text{Corrente de partida adotada: } I_{50} = 1000 \text{ A}$$

### Sobrecorrente de neutro (ANSI 51N)

O ajuste deve ser limitado em no máximo 80% do valor de ajuste da função ANSI 51GS fornecido pela distribuidora e tempo mínimo de diferença 300 milissegundos ou o menor ajuste possível que o dispositivo permitir curva IEC NI, caso contrário justificar tecnicamente.

O ajuste da função 51GS fornecido pela distribuidora é 50 A. Será utilizado 40% deste valor para ajuste da função 51N:

$$I_{51N} = 0,8 \times I_n = 0,4 \times 50 = 20 \text{ A} \rightarrow \text{Corrente de partida adotada: } I_{51N} = 20 \text{ A}$$

Curva Normalmente Inversa – IEC NI

Dial de tempo Dt = 0,1

## Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

### Instantâneo de neutro (ANSI 50N)

O ajuste deve ser limitado em no máximo 80% do valor de ajuste da função 50N da distribuidora, tempo mínimo de diferença 300 milissegundos.

Para o ajuste será utilizado 20% do valor de ajuste da função 50N da distribuidora:

$$I_{50N} = 0,2 \times I_{50N\text{dist.}} = 0,2 \times 1000 = 200 \text{ A} \rightarrow \text{Corrente de partida adotada: } I_{50N} = 200 \text{ A}$$

### Sobrecorrente temporizado de terra (ANSI 51GS)

O ajuste deve ser limitado em no máximo 80% do valor da função 51GS fornecido pela distribuidora com tempo mínimo de diferença 300 milissegundos.

O ajuste da função 51GS fornecido pela distribuidora é 50 A, dial 10 segundos e curva tempo definido, logo será ajustado 20% deste valor:

$$I_{51GS} = 0,2 \times I_{51GS\text{dist.}} = 0,2 \times 50 = 10 \text{ A} \rightarrow \text{Corrente de partida adotada: } I_{51GS} = 10 \text{ A}$$

Curva tempo definido

Dial de tempo Dt = 10

## Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

### Subtensão (ANSI 27)

Recomenda-se ajustar em até 80% da tensão de fornecimento e o tempo de operação maior que 6 segundos.

$$V_{p_{27-1}} < 80\% \times V_{FN}$$

$$V_{p_{27-1}} < 80\% \times 7967,43V$$

$$V_{p_{27-1}} < 6373,94V \rightarrow \text{Ajuste adotado: } V_{p_{27-1}} = 6370V \text{ e tempo de desconexão } TD_{27-1} = 15 \text{ s}$$

### Sequência de fase (ANSI 47)

O responsável técnico pelo projeto deve realizar os ajustes com base em análises técnicas, garantindo que os parâmetros sejam seguros e adequados às condições da carga do cliente, a fim de evitar riscos de falhas ou eventos indesejados na operação.

Para fins de ilustração, o relé URPE 7104T da Pextron abortado neste exemplo, utiliza um algoritmo interno, acionando uma saída digital configurada em sua matriz com temporização fixa de 0,20 s.

## Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

### 7 – RESUMO DOS AJUSTES

Relé	Pextron - URPE 7104T		
TC	250/5 - RTC 50 - 10B100		
Disj. MT	16 kA		
Função	Parâmetro	Descrição	Ajuste
51	I>F ip	Corrente de partida tempo dependente de fase	30 A
51	I>Fcurva	Tipo de curva de atuação para fase	IEC-NI
51	I>F dt	Constante dt para a curva de fase	0,2 s
50	I>>>F ip	Corrente de partida instantânea de fase	1000 A
50	I>>>N t	Tempo instantâneo de neutro	0 s
51N	I>N ip	Corrente de partida tempo dependente de neutro	20 A
51N	I>Ncurva	Tipo de curva de atuação para neutro	IEC-NI
51N	I>N dt	Constante dt para a curva de neutro	0,1 s
50N	I>>>N ip	Corrente de partida instantânea de neutro	200 A
50N	I>>>N t	Tempo instantâneo de neutro	0 s
51GS	I>>GS ip	Corrente de partida tempo definido de sensor de terra	10 A
51GS	I>>GS t	Tempo definido de sensor de terra	10
27	V<<F vp	Tensão de partida subtensão de tempo independente de fase	6370 V
27	V<<F t	Tempo subtensão de tempo independente de fase	15 s
47	-	Habilitação da função 47/48	On

Tabela 3 – ajustes do cliente

Relé	Siemens 7SJ series		
TC	-		
Disj. MT	-		
Função	Parâmetro	Descrição	Ajuste
51	I>F ip	Corrente de partida tempo dependente de fase	360
51	I>Fcurva	Tipo de curva de atuação para fase	IEC-VI
51	I>F dt	Constante dt para a curva de fase	0,14 s
50	I>>>F ip	Corrente de partida instantânea de fase	2400
50	I>>>N t	Tempo instantâneo de neutro	0 s
51N	I>N ip	Corrente de partida tempo dependente de neutro	72
51N	I>Ncurva	Tipo de curva de atuação para neutro	IEC-NI
51N	I>N dt	Constante dt para a curva de neutro	0,42 s
50N	I>>>N ip	Corrente de partida instantânea de neutro	1920 A
50N	I>>>N t	Tempo instantâneo de neutro	0 s
51GS	I>>GS ip	Corrente de partida tempo definido de sensor de terra	0,42
51GS	I>>GS t	Tempo definido de sensor de terra	10 s

Tabela 4 – ajustes da concessionária

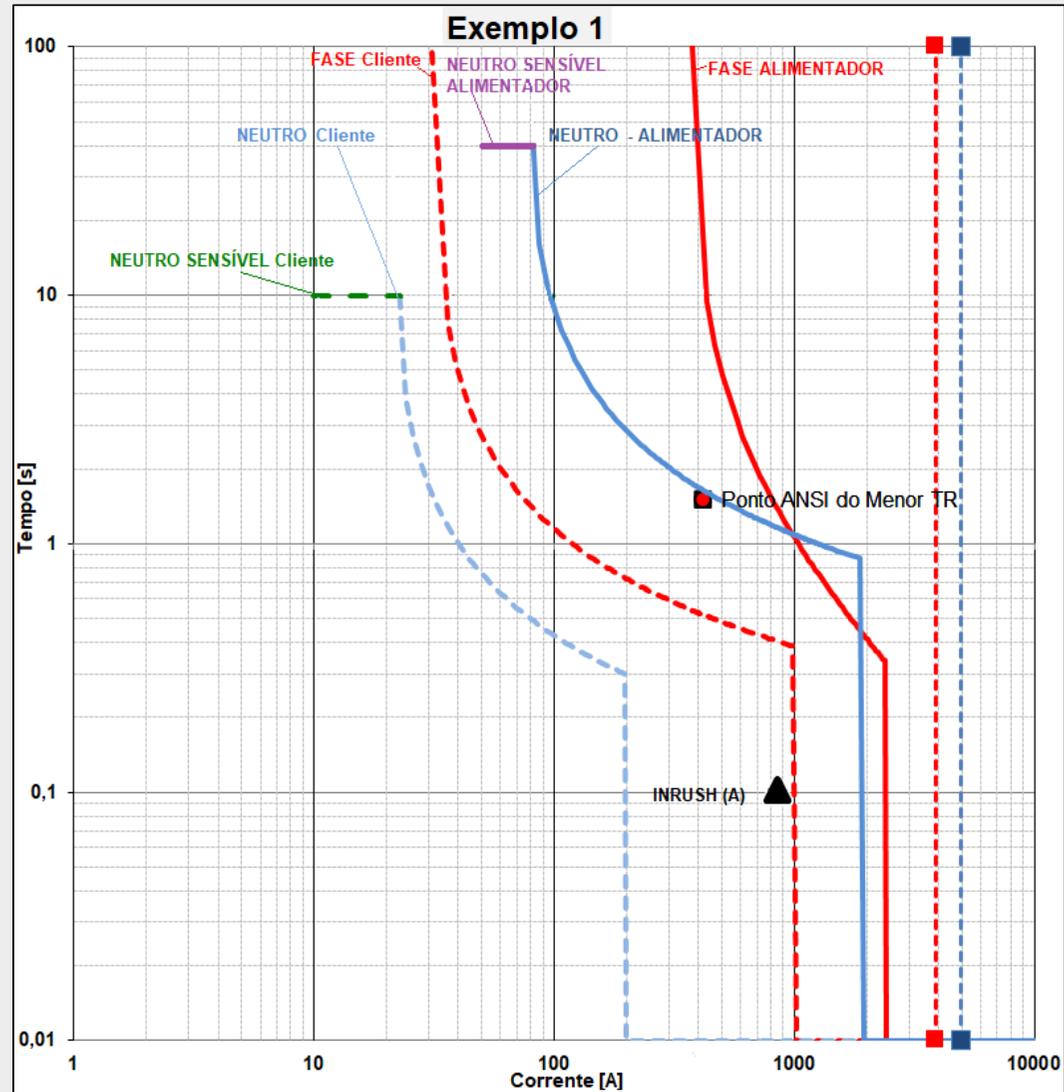
# Exemplo 1 – Nova ligação grupo A média tensão

## 8 – COORDENOGRAMA

PROTEÇÕES DE FASE				
Curto Fase	FASE Cliente	FASE Religador	FASE AL RGE	Tempo
225	0,681			
240	0,659			
270	0,623			
300	0,594			
450	0,503		7,560	7,057
600	0,453		2,835	2,382
750	0,421		1,745	1,324
900	0,398		1,260	0,862
1.050	0,010		0,986	0,976
1.200	0,010		0,810	0,800
1.350	0,010		0,687	0,677
1.500	0,010		0,597	0,587
1.650	0,010		0,527	0,517
1.800	0,010		0,473	0,463
2.100	0,010		0,391	0,381
2.400	0,010		0,010	0,000
2.700	0,010		0,010	0,000
3.000	0,010		0,010	0,000
3.600	0,010		0,010	0,000
4.200	0,010		0,010	0,000
	0,010		0,010	0,000
	0,010		0,010	0,000
	0,010		0,010	0,000

PROTEÇÕES DE FASE-NEUTRO				
Curto Fase-Terra	F-N Cliente	F-N Religado	F-N AL RGE	Tempo
150	0,340			
160	0,330			
180	0,312			
200	0,010			
300	0,010			
400	0,010		1,685	1,675
500	0,010		1,488	1,478
600	0,010		1,357	1,347
700	0,010		1,263	1,253
800	0,010		1,192	1,182
900	0,010		1,135	1,125
1.000	0,010		1,063	1,053
1.100	0,010		0,919	0,909
1.200	0,010		0,810	0,800
1.400	0,010		0,654	0,644
1.600	0,010		0,549	0,539
1.800	0,010		0,473	0,463
2.000	0,010		0,010	0,000
2.400	0,010		0,010	0,000
2.800	0,010		0,010	0,000
3.200	0,010		0,010	0,000
3.600	0,010		0,010	0,000
4.000	0,010		0,010	0,000

Tabela 5 – tempo de coordenação entre as curvas do cliente e da concessionária



**Central geradora com paralelismo permanente com exportação de energia:** subestação utilizada no exemplo 1, com um TR 1500 kVA para atendimento a carga e um TR 500 kVA para atendimento a minigeração distribuída solar fotovoltaica com participação no SCEE, medição em tensão primária, disjuntor acionado através de relés secundários com as funções de sobrecorrente de fase e neutro (ANSI 50/51, 50N/51N, 51GS) e as de geração (ANSI 27, 59, 59N, 81U, 81O, 67, 32, 25, 46, 47, 79) .

As orientações com os ajustes de proteção sugeridos serão enviadas em formulário pela distribuidora na aprovação da **Etapa GA Conexão**. No formulário será apresentado a tensão de fornecimento, níveis de curto circuito no ponto de conexão e ajustes de proteção do equipamento a montante, para que o responsável técnico elabore o projeto de proteção das instalações do cliente.

# Exemplo 2 – Central geradora com paralelismo permanente com exportação de energia

## 1 - DIAGRAMA UNIFILAR E FUNCIONAL

Subestação com potência instalada de 2000 kVA em tensão de fornecimento 13,8 kV para **atendimento a carga e a minigeração distribuída de 500 kW**.

Demanda contratada: 500 kW – THS Verde

### Dados de curto-circuito no ponto de conexão:

Trifásico Assimétrico: 4,704 kA

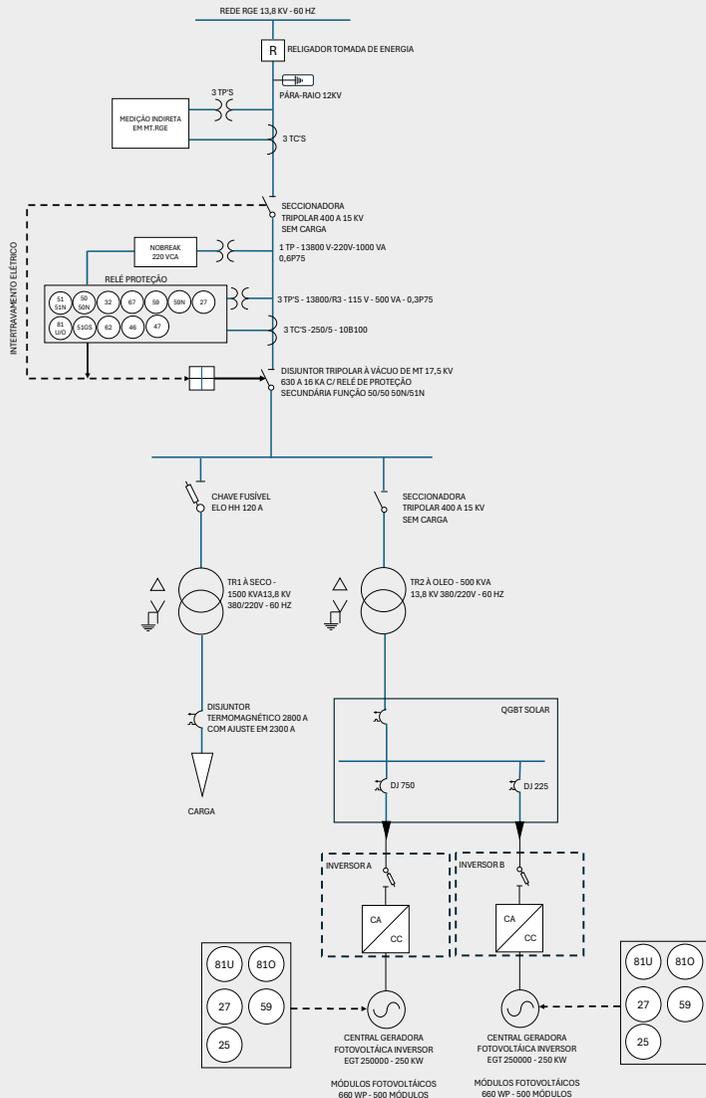
Trifásico: 3,882 kA

Dupla Fase: 3,361 kA

Fase Terra: 4,951 kA Fase Terra min:

0,250 kA

Para o cálculo da corrente de inrush, ponto ANSI, dimensionamento do disjuntor primário de média tensão, transformadores de corrente e ajustes das proteções de sobrecorrente de fase e neutro (ANSI 51/50, 51N/50N, 51GS), consultar o Exemplo 1.



### 2 – AJUSTE DAS PROTEÇÕES

#### Subtensão (ANSI 27)

Para garantir a proteção adequada e a desconexão do barramento do cliente da rede da concessionária em resposta a variações anormais na tensão de fornecimento, será implementada a função de proteção contra subtensão com curvas de tempo pré-definidas. As tensões consideradas para o dimensionamento desta proteção serão de **fase-neutro**, em conformidade com o padrão de configuração do relé de proteção.

#### Nível 1:

$$\begin{aligned}V_{p_{27-1}} &< 80\% \times V_{FN} \\V_{p_{27-1}} &< 80\% \times 7967,43V \\V_{p_{27-1}} &< 6373,94V\end{aligned}$$

**Ajuste nível 1 adotado** →  $V_{p_{27-1}} = 6370V$  e tempo de desconexão  $TD_{27-1} = 2,5 s$

#### Nível 2:

$$\begin{aligned}V_{p_{27-2}} &\leq 50\% \times V_{FN} \\V_{p_{27-1}} &\leq 50\% \times 7967,43V \\V_{p_{27-1}} &\leq 3983,72V\end{aligned}$$

**Ajuste nível 2 adotado** →  $V_{p_{27-2}} = 3980V$  e tempo de desconexão  $TD_{27-2} = 0,5 s$

### Sobretensão (ANSI 59)

Para proteger o barramento do cliente e desconectá-lo da rede da concessionária em caso de aumentos anormais na tensão de fornecimento, será configurada a função de proteção contra sobretensão com curvas de tempo determinadas. O dimensionamento desta proteção será baseado nas tensões de **fase-neutro**, seguindo o padrão de configuração do relé de proteção.

Nível 1:

$$V_{p_{59-1}} \geq 110\% \times V_{FN}$$

$$V_{p_{59-1}} \geq 110\% \times 7967,43V$$

$$V_{p_{59-1}} \geq 8764,17V$$

**Ajuste nível 1 adotado** →  $V_{p_{59-1}} = 8780V$  e tempo de desconexão  $TD_{59-1} = 2,5 s$

Nível 2:

$$V_{p_{59-2}} > 118\% \times V_{FN}$$

$$V_{p_{59-2}} > 118\% \times 7967,43V$$

$$V_{p_{59-2}} > 9401,57V$$

**Ajuste nível 2 adotado** →  $V_{p_{59-2}} = 9405V$  e tempo de desconexão  $TD_{27-2} = 0,5 s$

### Sobretensão de neutro (ANSI 59N)

A função 59N do relé digital multifuncional deve ser alimentada pelas três tensões de fase provenientes dos transformadores de potencial (TPs) de média tensão, cujos primários devem estar conectados em estrela aterrado. O ajuste dessa função deve ser parametrizada para não atuar em resposta a variações normais de tensão durante a operação, mas deve ser sensível o suficiente para detectar e atuar em casos de desequilíbrio causados por faltas fase-terra na rede da concessionária.

$$V_{p_{59N}} = 20\% \times V_{FN}$$

$$V_{p_{59N}} = 20\% \times 7967,43V$$

$$V_{p_{59N}} = 1593,49V$$

**Ajuste adotado** →  $V_{p_{59N}} = 1593V$  e tempo de desconexão  $TD_{59N} = 0,5 s$

### Sobrefrequência/Subfrequência (ANSI 81U/O)

Para garantir a desconexão do barramento do cliente da rede da concessionária em resposta a variações anormais de frequência, serão configuradas as funções de proteção contra sobrefrequência e subfrequência com curvas de tempo específicas. Essas funções serão ajustadas conforme detalhado a seguir:

#### Subfrequência:

$$F_{p81U-1} \leq 57,5\text{Hz}$$

Ajuste adotado  $\rightarrow F_{p81U-1} = 57\text{Hz}$  e tempo de desconexão automática  $TD_{81U-1}$  em 5,0 s

$$F_{p81U-2} < 57\text{Hz}$$

Ajuste adotado  $\rightarrow F_{p81U-2} = 56,9\text{Hz}$  e tempo de desconexão automática  $TD_{81U-2}$  em 0,1 s

#### Sobrefrequência:

$$F_{p810-1} > 62,5\text{Hz}$$

Ajuste adotado  $\rightarrow F_{p810-1} = 62,6\text{Hz}$  e tempo de desconexão automática  $TD_{810-1}$  em 10,0 s

$$F_{p810-2} > 63\text{Hz}$$

Ajuste adotado  $\rightarrow F_{p810-2} = 63,1\text{Hz}$  e tempo de desconexão automática  $TD_{810-1}$  em 0,1 s

### Sobrecorrente direcional de fase (ANSI 67)

A função de proteção por sobrecorrente direcional deve ser configurada com um ajuste máximo de 1,10 vezes a corrente máxima fornecida pela central geradora. Esta função deve acionar instantaneamente, com a direcionalidade configurada para detectar correntes no sentido de acesso à rede da Concessionária.

Corrente máxima injetada:

$$I_{67} = \left( \frac{P_G}{V_{FF} \times \sqrt{3} \times FP} \right) \times 1,10 = \frac{500\text{kW}}{13,8 \text{ kV} \times \sqrt{3} \times 1} \times 1,10 = 20,92\text{A} \times 1,10 = 23,01\text{A}$$

Onde:

$P_G$  – Potência total da geração;

$FP$  – Fator de potência da geração.

Ajustes adotados:

$$I_{67} = 23 \text{ A}$$

$$TD_{61} = 2\text{s}$$

Ângulo de máximo torque: 90°

Curva FLAT

### Direcional de potência (ANSI 32)

O ajuste máximo não poderá superar 110% da potência de geração e o tempo para desconexão, não poderá ser superior a 2 segundos. A configuração do relé deve ser parametrizada no sentido Acessante para Concessionária.

Corrente máxima injetada:

$$P_{67} = P_G \times FP \times 1,10 = 500 \times 1 \times 1,10 = 550 \text{ kW}$$

Onde:

$P_G$  – Potência total da geração;

$FP$  – Fator de potência da geração.

**Ajustes adotados** →  $P_{67} = 550 \text{ kW}$  e tempo de desconexão  $TD_{67} = 2 \text{ s}$

## Exemplo 2 – Central geradora com paralelismo permanente com exportação de energia

### Sincronismo (ANSI 25)

Os ajustes da função de sincronismo 25 devem ser definidos pelo responsável técnico, conforme as diretrizes estabelecidas no PRODIST – Módulo 3, garantindo o cumprimento dos requisitos operacionais, de manutenção e de segurança para a conexão.

Para a ilustrar o exemplo apresentado, serão utilizados os dados constantes na Tabela 6.

O relé verifica a amplitude da tensão, frequência e a diferença angular entre duas fontes de tensão: tensão de linha e tensão de barra e gera um sinal de permissão de sincronismo, quando a diferença entre as características de módulo de tensão, frequência e deslocamento angular destas tensões estiverem dentro dos limites programados.

**O sincronismo será realizado pelos inversores** com base nos critérios de ajuste da Tabela 6, visto que os equipamentos precisam de referência de tensão da rede da concessionária para que possam conectar a geração à concessionária.

Sincronismo (25)			
<b>Considerando que no secundário dos TPs: Tensão de Linha: <math>V_{\text{linha}} = 115 \text{ V}</math> e Tensão de Fase: <math>V_{\text{fase}} = 115 \div \sqrt{3} = 66,4 \text{ V}</math></b>			
<b>Vmin</b>	Tensão mínima para permitir fechamento do paralelismo	95% $V_{\text{fase}}$	$V_{\text{min}} = 63 \text{ V}$
<b>Vmax</b>	Tensão máxima para permitir fechamento do paralelismo	110% $V_{\text{fase}}$	$V_{\text{max}} = 73 \text{ V}$
<b>Threshold morto</b>	Threshold morto: Tensão abaixo da qual o terminal é considerado morto – sem tensão	9% $V_{\text{fase}}$	$V_{\text{tm}} = 6 \text{ V}$
<b>Threshold vivo</b>	Threshold vivo: Tensão acima da qual o terminal é considerado vivo – com tensão	85% $V_{\text{fase}}$	$V_{\text{tv}} = 56 \text{ V}$
<b>Maximum Voltage Difference</b>	Diferença máxima entre a as amplitudes das tensões dos dois lados para permitir fechamento de paralelismo	+/-10% $V_{\text{fase}}$	$\Delta V_{\text{max}} = 6,6 \text{ V}$
<b>Maximum Frequency Difference</b>	Diferença máxima entre as frequências dos dois lados para permitir fechamento de paralelismo	0,20 Hz	$\Delta f_{\text{max}} = 0,20 \text{ Hz}$
<b>Maximum Angle Difference</b>	Ângulo de defasagem máximo entre astensões dos dois lados para permitir fechamento de paralelismo	10°	$\Delta \phi_{\text{max}} = 10^\circ$

Tabela 6– Condições de sincronismo com a rede da concessionária

## Exemplo 2 – Central geradora com paralelismo permanente com exportação de energia

Condições para que seja realizado ou não o paralelismo, onde “linha” entende-se como concessionária e “barra” como o acessante ou geração

- a. linha viva – barra morta: permitido realizar a conexão da geração através da função 25;
- b. linha viva – barra viva: permitido realizar a conexão da geração através da função 25;
- c. linha morta – barra morta: não permitido realizar a conexão da geração através da função 25;
- d. linha morta – barra viva: não permitido realizar a conexão da geração através da função 25.

Quando não for possível realizar o sincronismo (função 25) pelo próprio inversor será necessário providenciar o sincronismo (função 25) em um outro disjuntor que também efetue a desconexão da geração, podendo ser no disjuntor geral de média tensão ou em disjuntor de baixa tensão. Salienta-se que deverá ser instalado TPs em ambos os lados do disjuntor em que a função 25 atue.

### Desbalanço de corrente (ANSI 46)

A função 46 tem como objetivo garantir a proteção do sistema elétrico em casos de desequilíbrio das correntes de fase, monitorando a corrente de sequência negativa. Essa corrente surge devido a desequilíbrios no sistema, frequentemente causados por desbalanceamento de fases, logo, recomendamos que o responsável técnico defina os ajustes com base em análises técnicas, garantindo que os parâmetros sejam seguros e adequados às condições de operação da carga e/ou geração do cliente, a fim de evitar riscos de falhas ou eventos indesejados.

Para fins de ilustração, iremos considerar a corrente de sequência negativa como 15% da corrente nominal do sistema, valor amplamente utilizado em projetos desse tipo e curva de tempo de 1 segundo, para assegurar uma resposta adequada a falhas transitórias e garantir a segurança e integridade do sistema.

## Exemplo 2 – Central geradora com paralelismo permanente com exportação de energia

$$I_n = \frac{D_{\text{contratada}} \text{ (kW)}}{\sqrt{3} \times V_{\text{ff}} \text{ (kV)} \times \text{fp}} = \frac{500}{\sqrt{3} \times 13,8 \times 0,92} = 22,74 \text{ A}$$

$$I_{46} = 15\% \times I_n = 15\% \times 22,74 \text{ A} = 3,41 \text{ A}$$

**Ajuste adotado** →  $I_{46} = 3,40 \text{ A}$  e tempo de desconexão  $TD_{46} = 1 \text{ s}$

**Curva FLAT**

### Desbalanço de tensão (ANSI 47)

O responsável técnico pelo projeto deve realizar os ajustes com base em análises técnicas, garantindo que os parâmetros sejam seguros e adequados às condições da carga do cliente, a fim de evitar riscos de falhas ou eventos indesejados na operação.

Para fins de ilustração, o relé URP 6000 da Pextron abortado neste exemplo, utiliza um algoritmo interno, acionando uma saída digital configurada em sua matriz com temporização fixa de 0,20 s.

### Relé de religamento (ANSI 79)

O religamento automático do disjuntor de conexão com a concessionária em média tensão não é permitida, portanto deve ser bloqueada.

### Relé temporizador (ANSI 62)

Relé de retardo de tempo que trabalha com o dispositivo que inicia a operação de desligamento, parada ou abertura numa sequência automática ou num sistema de relé de proteção.

A função não será utilizada, salvo situação específica a definir pela concessionária ou cliente.

### Lógica anti-ilhamento

A lógica anti-ilhamento atua diretamente nos inversores, o qual deve atender a NBR IEC 62116:2012 – Procedimento de ensaio de anti-ilhamento para inversores de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica.

## Exemplo 2 – Central geradora com paralelismo permanente com exportação de energia

### 3 – RESUMO DOS AJUSTES

Sincronismo (25)			
<b>Considerando que no secundário dos TPs: Tensão de Linha: Vlinha= 115 V e Tensão de Fase: Vfase = 115÷√3 = 66,4 V</b>			
<b>Vmin</b>	Tensão mínima para permitir fechamento do paralelismo	95% Vfase	Vmin = 63 V
<b>Vmax</b>	Tensão máxima para permitir fechamento do paralelismo	110% Vfase	Vmax = 73 V
<b>Threshold morto</b>	Threshold morto: Tensão abaixo da qual o terminal é considerado morto – sem tensão	9% Vfase	Vtm = 6 V
<b>Threshold vivo</b>	Threshold vivo: Tensão acima da qual o terminal é considerado vivo – com tensão	85% Vfase	Vtv = 56 V
<b>Maximum Voltage Difference</b>	Diferença máxima entre a as amplitudes das tensões dos dois lados para permitir fechamento de paralelismo	+/-10% Vfase	ΔVmax = 6,6 V
<b>Maximum Frequency Difference</b>	Diferença máxima entre as frequências dos dois lados para permitir fechamento de paralelismo	0,20 Hz	Δfmax = 0,20 Hz
<b>Maximum Angle Difference</b>	Ângulo de defasagem máximo entre astensões dos dois lados para permitir fechamento de paralelismo	10°	Δφmax = 10°

Tabela 7 – Ajustes de sincronismo (ANSI 25) implementadas nos inversores

#### Nota:

- As funções 81U, 81O, 27 e 59 configuradas nos inversores, atuam como redundância das funções do relé de proteção de média tensão.
- A função 25 de sincronismo atuará exclusivamente nos inversores.
- Não haverá religamento automático (ANSI 79).

Função	Parâmetro	Descrição	Ajuste
27	V<<F vp	Tensão de partida subtensão de tempo independente de fase.	6370 V
27	V<<F t	Tempo subtensão de tempo independente de fase	2,5 s
27	V<<<F vp	Tensão de partida subtensão instantânea de fase	3980 V
27	V<<<F t	Tempo subtensão instantâneo de fase	0,5 s
59	V>>F vp	Tensão de partida sobretensão de tempo definido de fase	8780 V
59	V>>F t	Tempo sobretensão de tempo definido de fase	2,5 s
59	V>>>F vp	Tensão de partida sobretensão instantânea de fase	9405 V
59	V>>>F t	Tempo sobretensão instantâneo de fase	0,5 s
59N	V>>N vp	Tensão de partida sobretensão de tempo definido de neutro	1593 V
59N	V>>N t	Tempo sobretensão de tempo definido de neutro	0,5 s
81U	F<<1 fp	Partida do 1o estágio de subfrequência	57 Hz
81U	F<<1 t	Tempo para atuação da saída	5,0 s
81U	F<<2 fp	Partida do 2o estágio de subfrequência	56,9 Hz
81U	F<<2 t	Tempo para atuação da saída	0,1 s
81O	F>>1 fp	Partida do estágio de sobrefrequência	62,6 Hz
81O	F>>1 t	Tempo para atuação da saída	10,0 s
81O	F>>2 fp	Partida do 2o estágio de sobrefrequência	63,1 Hz
81O	F>>2 t	Tempo para atuação da saída	0,1 s
67	AMTdf	Ângulo de máximo torque de fase	90°
67	I>Fd ip	Corrente de partida do direcional tempo dependente de fase	23 A
67	I>Fd cuv	Tipo de curva de atuação para fase	FLAT
67	I>>>Fd t	Tempo instantâneo de fase	2 s
32	Pr>>F Pp	Partida direcional de potência Ativa	550.000 W
32	Pr>>F t	Tempo direcional de potência Ativa	0,1 s
32	dP com	Direcional de potência ativa no sentido consumo	Off - Modo exportação
46	I>Q ip	Corrente de partida tempo dependente de sequência negativa de fase	3,4 A
46	>Qcurva	Tipo de curva de atuação para sequência negativa de fase	FLAT
46	>Qcurva	Constante dt para a curva de sequência negativa de fase	1 s
47	-	Habilitação da função 47/48	On

Tabela 8 – Ajustes de geração do cliente

## Exemplo 3 – Central geradora com paralelismo permanente sem exportação de energia (zero grid)

**Central geradora com paralelismo permanente sem exportação de energia (zero grid):** subestação utilizada no exemplo 2, com um TR 1500 kVA para atendimento a carga e um TR 500 kVA para atendimento a central geradora sem exportação de energia (zero grid), medição em tensão primária, disjuntor acionado através de relés secundários com as funções de sobrecorrente de fase e neutro (ANSI 50/51 50N/51N), geração (ANSI 27, 59, 59N, 81U, 81O, 67, 32, 25, 46, 47, 79) e os ajustes do Sistema de Controle e Redução de Potência Injetável – SCRPI.

As orientações com os ajustes de proteção sugeridos serão enviadas em **formulário pela distribuidora** na aprovação da **Etapa GA Conexão**. No formulário será apresentado a tensão de fornecimento, níveis de curto circuito no ponto de conexão e ajustes de proteção do equipamento a montante, para que o responsável técnico elabore o projeto de proteção das instalações do cliente.

# Exemplo 3 – Central geradora com paralelismo permanente sem exportação de energia (zero grid)

## 1 - DIAGRAMA UNIFILAR E FUNCIONAL

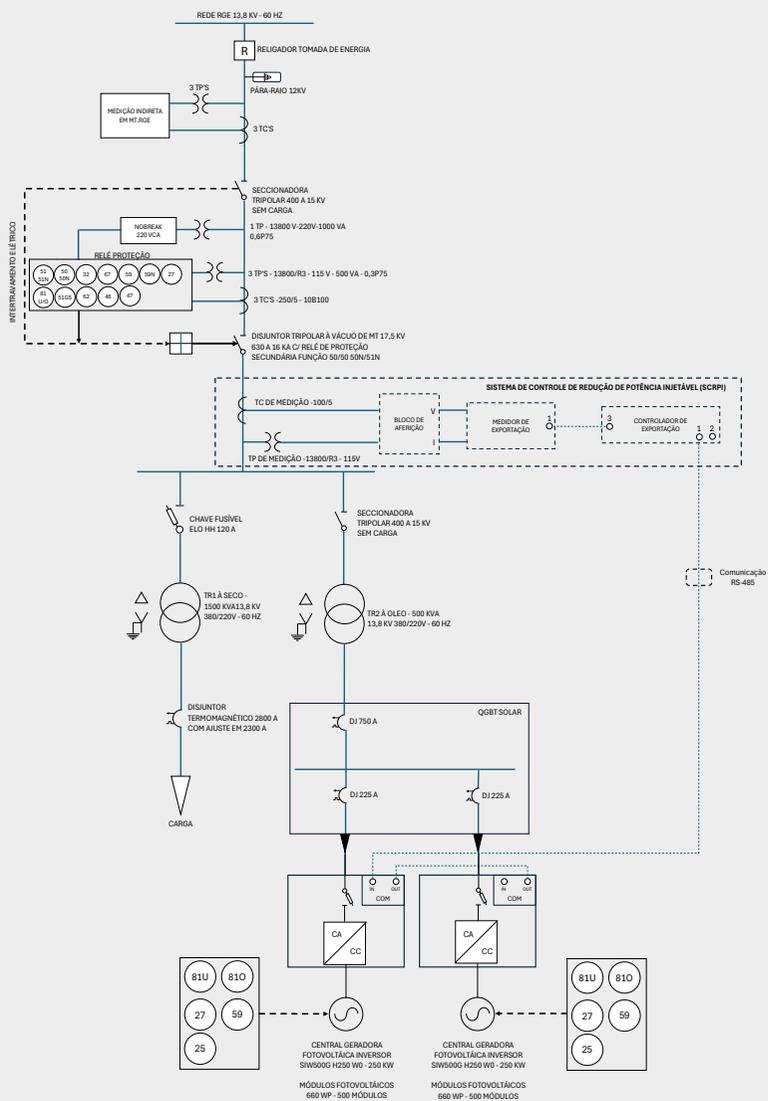
Subestação com potência instalada de 2000 kVA em tensão de fornecimento 13,8 kV para **atendimento a carga a geração de 500 kW na modalidade zero grid.**

Demanda contratada: 500 kW – THS Verde

Serão implementadas as proteções com base na norma técnica GED 33, além de bloqueada a injeção de potência para a rede da concessionária através do Sistema de Controle e Redução de Potência Injetável (SCRPI), atuando diretamente nos inversores.

Para o cálculo da corrente de inrush, ponto ANSI, dimensionamento do disjuntor primário de média tensão, transformadores de corrente, ajustes das proteções de sobrecorrente de fase e neutro (ANSI 51/50, 51N/50N) e demais funções relativas a geração (ANSI 27, 59, 59N, 81U, 81O, 25, 46, 47, 79), consultar os exemplos 1 e 2.

Neste exemplo será demonstrado os requisitos mínimos para a elaboração do projeto de centrais geradores com paralelismo permanente na modalidade zero grid.



## Exemplo 3 – Central geradora com paralelismo permanente sem exportação de energia (zero grid)

### 2 - SISTEMA DE CONTROLE E REDUÇÃO DE POTÊNCIA INJETÁVEL (SCRPI)

A central geradora solar fotovoltaica apresentada neste exemplo possui 500 kW de potência na modalidade de operação zero grid. Desta forma, serão implementadas as proteções com base na norma técnica GED 33, além de bloqueada a injeção de potência para a rede da concessionária através do sistema SCRPI, atuando diretamente nos inversores.

No arranjo unifilar apresentado o TR1 – 1500 kVA atendo a carga da unidade e o TR2 – 500 kVA atende a central geradora solar fotovoltaica com potência de 500 kW.

No ramo principal em 13,8 kV foi projetado o SCRPI com a conexão de 3 TPs e 3 TCs de medição, medidor de exportação (ME), controlador de exportação (CE) conectados aos inversores através de cabos hard-wired connection, protocolo Modbus RTU com interface de comunicação serial RS-485.

## Exemplo 3 – Central geradora com paralelismo permanente sem exportação de energia (zero grid)

### 3 - REQUISITOS DO SCRPI

A central geradora solar fotovoltaica apresentada neste exemplo possui 500 kW de potência na modalidade de operação zero grid. Desta forma, serão implementadas as proteções com base na norma técnica GED 33, além de bloqueada a injeção de potência para a rede da concessionária através do sistema SCRPI, atuando diretamente nos inversores.

#### Taxa de leitura (polling)

A taxa de leitura (polling) mínima do medidor deve ser de 1 segundo, de modo que o SCRPI deve iniciar a reação de redução de geração em, no máximo, 1 segundo. O medidor MMW03-M22CHB apresenta taxa de leitura de 1 segundo conforme apresentado nas características técnicas no manual do fabricante.

Identificação		
Referência	MMW03-M22CHB	
Função	Analizador de energia	
Código do produto	14387025	
Certificação CE	Sim	
Geral	Dimensões L x A x P (mm)	96,8 x 96,8 x 80
	Display de sete segmentos	-
	Display cristal líquido LCD	Disponível
	Idioma suportado	Português, inglês, espanhol
	Bateria	Disponível
	Relógio de tempo real	Disponível
	Proteção por senha	Disponível
	Faixa de ajuste do transformador de corrente (TC) relação	1...5.000
	Faixa de ajuste do transformador de tensão (TP) relação	1...5.000
	Medições - V, I, F, PF, P, Q, S, THD	Disponível
	Faixa de leitura do fator de potência	0,5i a 0,8c
	Período de demanda	1-60 minutos ajustável
	Tipo de conexão	3P4W, 3P3W, Aron
	Medição nos 4 quadrantes	Disponível
	Número de medições no período	512
Taxa de atualização dos dados	1s	

## Exemplo 3 – Central geradora com paralelismo permanente sem exportação de energia (zero grid)

### Tempo de resposta do SCRPI

O SCRPI deve ser capaz de garantir a restrição de injeção de potência estabelecida no orçamento de conexão em caso de geração nominal e rejeição completa da carga correspondente à demanda máxima disponibilizada para a UC em até 15 segundos.

### Limitação da Potência Injetável por Fase (LPI)

O SCRPI deve ser capaz de atuar para limitar a injeção de potência em cada fase de conexão do acessante com o sistema de distribuição, em um valor correspondente a  $LPI/nf$ , onde  $nf$  é o número de fases de conexão.

Para o sistema apresentado, o LPI teórico para o sistema zero grid é 0 kW, porém, considerando o erro da classe de exatidão dos TPs de medição (0,3 %), TCs de medição (0,3%) e do medidor de exportação ME (0,2%), o erro total inerente ao sistema totaliza 0,8%. Desta forma, para garantir que o sistema não atue incorretamente devido a precisão dos equipamentos, será considerado o fator de erro de 1% para o sistema de geração de 500 kW, correspondendo ao LPI de 5 kW/3 igual a 1,67 kW por fase.

### Fail-safe (tempo de resposta em caso de falha de comunicação)

O SCRPI deve ser "fail-safe", ou seja, em caso de perda de comunicação entre qualquer um dos componentes mínimos obrigatórios ou de dano e/ou falha de operação de qualquer um dos componentes mínimos obrigatórios o(s) inversor(es) deve(m) reduzir a potência máxima de geração (agregada) para valor igual ou menor ao LPI em até no máximo 15 segundos.

O tempo de resposta para perda de comunicação foi definido em 15 segundos, conforme apresentado na Tabela 9.

## Exemplo 3 – Central geradora com paralelismo permanente sem exportação de energia (zero grid)

### Hard Limit (Corte de geração)

O ME deve ser capaz de enviar para o CE/inversor/disjuntor um sinal de redução de geração para valor igual ou menor ao LPI caso detecte injeção de potência superior a LPI + 10% da capacidade de geração com duração superior a 15 segundos (“hard limit”).

O corte de geração (HL) será configurado em LPI + 10% da potência da geração nominal com temporização de 15 segundos, isto é:

$$HL = LPI + 10\% \times P_G$$

$$HL = 5 \text{ kW} + 10\% \times 500 \text{ kW} = 55 \text{ kW}$$

HL = 55 kW com duração superior a 15 segundos

### Direcional de potência (ANSI 32)

Este requisito pode ser atendido também através de um relé direcional de potência (função ANSI 32) que permita ajustes de pick-up em valor correspondente a LPI + 10% da potência de geração nominal e de temporização em 15 segundos, podendo, a critério do consumidor, atuar em qualquer interruptor de suas instalações que interrompa (e estabeleça) o paralelismo com a CPFL de montante equivalente a, pelo menos, a diferença entre a potência de geração nominal e o LPI estabelecido para o acessante.

Será considerado a função 32 no relé secundário como retaguarda da HL configurado no controlador de exportação (CE). Será configurado como o ajuste do hard limit (HL) mais 10% devido a classe de exatidão dos TCs de proteção, para evitar desligamentos intempestivos.

$$P_{32} = HL \times FP \times 1,10 = 55 \times 1 \times 1,10 = 60,5 \text{ kW}$$

$P_{32} = 60,5 \text{ kW}$  com temporização de 15 segundos

## Exemplo 3 – Central geradora com paralelismo permanente sem exportação de energia (zero grid)

### Sobrecorrente direcional de fase (ANSI 67)

Também será configurada a função de sobrecorrente direcional de fase (ANSI 67) como retaguarda da HL configurado no controlador de exportação (CE). Será configurado como o ajuste do hard limit (HL) mais 10% devido a classe de exatidão dos TCs de proteção, para evitar desligamentos intempestivos.

$$I_{67} = \frac{HL \times FP \times 1,10}{\sqrt{3} \times 13800 \text{ V}} = \frac{55\text{kW} \times 1 \times 1,10}{\sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV}} = 2,53\text{A}$$

$$I_{67} = 2,53 \text{ A com temporização de 15 segundos}$$

Ajustes adotados:

$$I_{67} = 2,53 \text{ A}$$

$$TD_{61} = 15\text{s}$$

Curva FLAT

Como o fator de potência do gerador é unitário, temos que o ângulo da corrente de geração é  $0,0^\circ$  e o ângulo da tensão de polarização do relé de proteção utilizado é  $90^\circ$ .

Portanto, determinamos o ângulo de máximo torque pela seguinte equação.

$$\theta_{\text{torque máx}} = \theta_{\text{polarização}} - \theta_{\text{geração}}$$

$$\theta_{\text{torque máx}} = 90^\circ - 0^\circ = 90^\circ \text{ sentido acessante} \rightarrow \text{concessionária}$$

## Exemplo 3 – Central geradora com paralelismo permanente sem exportação de energia (zero grid)

### Classe de exatidão do ME e transdutores

O ME e os demais transdutores/sensores de corrente e tensão (TCs e TPs) devem possuir classe de exatidão B (EN 50470-3) ou superior ou ainda classe de exatidão equivalente ou superior nas normas IEC 62053-21 (classe 1) ou ANSI C12.20/C12.11

Foi utilizado TPs e TCs de uso exclusivo para medição, instalados no ramo principal em média tensão – 13,8 kV para monitorar a energia líquida da carga e geração do cliente. Os equipamentos devem ser similares aos que a CPFL especifica nas GEDs 5505 (TC de baixa tensão), 5562 (TCs de média tensão) e 2050 (TPs de média tensão).

Os TCs foram especificados para obter o sinal de corrente compatível para o controle do SCRPI. Na derivação onde o TR 1 – 1500 kVA atende a carga, a corrente nominal em tensão 13,8 kV corresponde a corrente nominal de 63 A. Logo, os TCs especificados são de uso interno 100/5-0,3C12,5 atende a necessidade.

Os TPs foram especificados em classe 15kV, tensão primária 13,8kV, tensão secundária 115 V, relação nominal 120/100:1, tensão máxima 15 kV e exatidão 75VA 0,3P75 de uso interno.

O medidor especificado atende a norma IEC 62053-21 com classe de exatidão de 2%, portanto aderente para o funcionamento adequado do sistema.

## Exemplo 3 – Central geradora com paralelismo permanente sem exportação de energia (zero grid)

### Sistema de comunicação

A comunicação entre os componentes mínimos obrigatórios do SCRPI deve ser feita, obrigatoriamente, através de cabeamento (hard-wired connection, a exemplo do protocolo Modbus RTU com interface de comunicação serial RS-485), sendo vedada a utilização de dispositivos de comunicação sem fio (wireless).

Conforme detalhado no diagrama unifilar, a comunicação do sistema SCRPI foi projetado considerando o protocolo Modbus RTU com interface de comunicação serial RS-485).

## Exemplo 3 – Central geradora com paralelismo permanente sem exportação de energia (zero grid)

### 4 –RESUMO DOS AJUSTES

As tabelas 9 e 10 demonstram os componentes e características do sistema SCRPI.

Componente	Nome/Fornecedor	Modelo
Medidor de Exportação (ME)	WEG Equipamentos Elétricos	MMW03-M22CH
Transdutores de Corrente (TC)	TC MED-15KV-100/5A-0,3C12,5	Brasformer
Transdutores de Tensão (TP)	TPMED- 15kv 13,8kv 0,3P75 EXT G1 1SEC	Eletrotrafo
Controlador de Exportação (CE)	Externo ao inversor	Smartlogger3000A00GL
Inversor(es)	SIW500G H250 W0 X2	SIW500G H250 W0 X2
Sistema de comunicação	-	Serial RS-485

Tabela 9 – Componentes do SCRPI

Descrição	Valor	Medida
Taxa de leitura (polling) do ME	1	segundos
Tempo de resposta do SCRPI	2	segundos
Limitação da Potência Injetável por Fase (LPI)	5 ou 1,67 por fase	kW
Tempo de resposta em caso de falha de comunicação entre ME e SCRPI	15	segundos
Fail-safe (tempo de resposta em caso de falha de comunicação)	15	segundos
Hard Limit (Corte de geração)	>55 kW - 30 segundos	kW - segundos
Classe de exatidão dos transdutores	0,3	%
Classe de exatidão do medidor ME	0,2	%

Tabela 10 – Características do SCRPI

## Exemplo 3 – Central geradora com paralelismo permanente sem exportação de energia (zero grid)

As tabelas 10 e 11 demonstram os componentes e características do sistema SCRPI.

Relé		Pextron - URP 6000	
TC		300/5 - RTC60 - 10B100	
Disj. MT		16 kA	
Função	Parâmetro	Descrição	Ajuste
67	AMTdF	Ângulo de máximo torque de fase	90 °
67	I>Fd ip	Corrente de partida do direcional tempo dependente de fase	2,53 A
67	I>Fd cuv	Tipo de curva de atuação para fase	FLAT
67	I>>>Fd t	Tempo instantâneo de fase	2 s
32	Pr>>F Pp	Partida direcional de potência Ativa	60.500 W
32	Pr>>F t	Tempo direcional de potência Ativa	15 s
32	dP com	Direcional de potência ativa no sentido consumo	Off - Modo exportação

Tabela 11 – Ajustes de sincronismo (ANSI 25) implementadas nos inversores

Nota:

- As funções 81U, 81O, 27 e 59 configuradas nos inversores, atuam como redundância das funções do relé de proteção de média tensão.
- A função 25 de sincronismo atuará exclusivamente nos inversores.
- Não haverá religamento automático (ANSI 79).

Todo o conteúdo deste guia é fundamentado nas normas técnicas vigentes a data de divulgação do guia. As normas atualizadas podem ser consultadas através do endereço: <https://www.cpfl.com.br/normas-tecnicas>.

N°	Descrição	Data Publicação
<b>2855</b>	GED 2855 - Fornecimento em Tensão Primária 15kV e 25kV – Volume 2.16	10/05/2022
<b>2856</b>	GED 2856 - Fornecimento em Tensão Primária 15kV e 25kV – Volume 2 – Tabelas	16/01/2023
<b>2858</b>	GED 2858 - Fornecimento em Tensão Primária 15kV e 25kV – Volume 2.16 – Anexos	15/08/2024
<b>2859</b>	GED 2859 - Fornecimento em Tensão Primária 15kV e 25kV – Volume 4.1 – Desenhos	10/05/2022
<b>2861</b>	GED 2861 - Fornecimento em Tensão Primária 15kV e 25kV – Volume 4.2 – Desenhos	27/06/2022
<b>15303</b>	GED 15303 - Conexão de Micro e Minigeração Distribuída sob Sistema de Compensação de Energia Elétrica	26/09/2024
<b>33</b>	GED 33 - Ligação de Autoprodutores em Paralelo com o Sistema de Distribuição da CPFL	25/09/2024

Tabela 12 – Normas técnicas CPFL

Guia de Ligação Nova Grupo A – Projeto de Proteção, versão 1 de 01/01/2025

Obrigado!

