



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



Feedback
Documentos
Técnicos do SGI
[\(Link\)](#)

CONTEÚDO

1.	OBJETIVOS DO DOCUMENTO E ÁREA DE APLICAÇÃO	3
2.	GESTÃO DA VERSÃO DO DOCUMENTO.....	3
3.	UNIDADES RESPONSÁVEIS PELO DOCUMENTO	3
4.	REFERÊNCIAS	4
5.	POSIÇÃO DO PROCESSO COM RELAÇÃO À ESTRUTURA ORGANIZACIONAL.....	5
6.	SIGLAS E PALAVRAS-CHAVE.....	5
7.	MATERIAL	6
7.1	Condições ambientais	7
7.2	Alimentação	7
7.3	Detalhes mecânicos, de construção, hardware e software de Sistema.....	7
7.4	Considerações de uso	8
7.5	Funções de proteção	8
7.5.1.	Função 21 – Proteção de Distância	8
7.5.2.	Função 25 – Verificação de Sincronismo	9
7.5.3.	Função 27 – Proteção de Subtensão	10
7.5.4.	Função 50/62BF – Proteção de Falha Disjuntor	10
7.5.5.	Função 50 HIF	10
7.5.6.	Função 50/50N/50G/50Q – Proteção de Sobrecorrente Instantâneo	10
7.5.7.	Função 51/51N/51G/51Q – Proteção de Sobrecorrente Temporizada.....	10
7.5.8.	Função 59 – Proteção de Sobretensão.....	11
7.5.9.	Função 67/67N/67G/67Q – Proteção de Sobrecorrente Direcional.....	11
7.5.10.	Função 79 – Religamento.....	11
7.5.11.	Função 81 – Sub/Sobrefrequência.....	11
7.5.12.	Função 87T – Proteção Diferencial de Transformador	11
7.5.13.	Função 87L – Proteção Diferencial de Linha	12
7.5.14.	função 90 - Regulação de Tensão	12
7.5.15.	Tamanho do Sistema e Conectividade.....	13
7.6	Interface de Entrada e Saída.....	13
7.7	Entradas para o Dispositivo PDC / PCV.....	13
7.8	Saídas do Dispositivo PDC / PCV	14
7.9	Medições, Alarmes e Relatórios.....	14
7.10	Comunicação	14
7.11	Engenharia e Configuração	15
7.12	Cibersegurança	16



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



**Feedback
Documentos
Técnicos do SGI**
([Link](#))

7.13	Treinamento.....	16
7.14	Ensaios	16
7.14.1.	Ensaios de tipo	16
7.14.2.	Ensaios adicionais	17
7.14.3.	Ensaios de recebimento	17
7.15	Transporte, Embalagem e Acondicionamento	18
7.16	Fornecimento	18
7.17	Garantia	18
8.	ANEXOS	18
8.1	Características Técnicas Garantidas – CTG	18
8.2	Template de requisitos de Segurança cibernética	18

RESPONSÁVEL POR NETWORK DEVELOPMENT BRAZIL
Charles De Capdeville



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil
 Função Apoio: -
 Função Serviço: -
 Linha de Negócio: Enel Grids



Feedback
 Documentos
 Técnicos do SGI
[\(Link\)](#)

1. OBJETIVOS DO DOCUMENTO E ÁREA DE APLICAÇÃO

Este documento define os requisitos técnicos para aquisição de equipamento de proteção e controle centralizada e virtualizada para subestação de energia (subestações digitais). O equipamento deve integrar funcionalidades de proteção, controle, medição e supervisão em uma arquitetura unificada, assegurando alta disponibilidade, confiabilidade e conformidade com as normas internacionais aplicáveis. Este documento aplica-se a subestações digitais que utilizam barramento de processo e de estação com foco em infraestrutura e redes no Brasil.

Este documento é aplicável a ENEL Ceará, Rio de Janeiro e São Paulo.

O presente documento aplica-se ao Grupo Enel no que diz respeito à sua atuação no Brasil, de acordo com as leis, regulamentos, acordos coletivos e normas de governança aplicáveis, incluindo a Lei Geral de Proteção de Dados, que em qualquer situação, prevalecem sobre as disposições contidas neste documento.

A Lei Geral de Proteção de Dados, Lei nº 13.709/2018 (LGPD) e GDPR (Regulamento U.E. 2016/679 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de abril de 2016), regulamentam o tratamento de dados pessoais. A LGPD define que tratamento é toda operação realizada com dados pessoais, como as que se referem a coleta, produção, recepção, classificação, utilização, acesso, reprodução, transmissão, distribuição, processamento, arquivamento, armazenamento, eliminação, avaliação ou controle da informação, modificação, comunicação, transferência, difusão ou extração, bem como que Dados Pessoais são todas as informações relacionadas a uma pessoa natural (pessoa física), que possa torná-la identificada ou identificável (tais como: nome, CPF, endereço, nome de familiares, perfil de consumo, geolocalização, número de Unidade Consumidora, etc., os quais de forma isolada ou associada com dois ou mais, possam identificar direta ou indiretamente um titular de dados pessoais).

Os Tratamentos de Dados Pessoais realizados durante as atividades descritas neste documento deverão estar devidamente mapeados no sistema de registro de tratamento de dados pessoais do Grupo Enel e deverão ocorrer em consonância com as regras de Proteção De Dados Pessoais, GDS e Segurança da Informação do Grupo Enel, estabelecidas nas respectivas Políticas e Procedimentos internos.

2. GESTÃO DA VERSÃO DO DOCUMENTO

Versão	Data	Descrição das mudanças
00	30/10/2024	Emissão da especificação técnica.
01	18/06/2026	Inclusão de código e Template de requisitos de Segurança cibernética. Este documento cancela e substitui o PM-Br 199.77.0.

3. UNIDADES RESPONSÁVEIS PELO DOCUMENTO

Responsável pela elaboração do documento:

- Engineering Sup & Global St. Adoption

Responsável pela autorização do documento:

- Engineering Sup & Global St. Adoption



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



Feedback
Documentos
Técnicos do SGI
[\(Link\)](#)

4. REFERÊNCIAS

- Código de Ética Enel;
- Política de Direitos Humanos Enel;
- Programa Global de Compliance Enel;
- Plano de Tolerância Zero com a Corrupção Enel;
- ISO 9001 - Sistema de Gestão da Qualidade;
- ISO 14001 - Sistema de Gestão Ambiental;
- ISO 37001 - Sistema de Gestão Antissuborno;
- ISO 45001 - Sistema de Gestão de Segurança e Saúde Ocupacional;
- ISO 50001- Sistema de Gestão de Energia;
- ISO 55001 – Sistema de Gestão de Ativos; (Aplicável para documentos que envolvam São Paulo)
- Política do Sistema de Gestão Integrado;
- Manual do Sistema de Gestão Integrado nº 25 – Enel Distribuição;
- Policy nº 1042 – Gerenciamento de Incidentes de Segurança de Dados Pessoais;
- Procedimento Organizacional nº 1626 – Aplicação da Lei Geral de Proteção de Dados Pessoais no âmbito das Empresas do Grupo Enel;
- IEC 61850-5: 2013; Communication networks and systems for power utility automation - Part 5: Communication requirements for functions and device models;
- IEC 61850-8-1: 2011; Communication networks and systems for power utility automation - Part 8-1: Specific communication service mapping (SCSM) - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3;
- IEC 61850-9-2: 2011; Communication networks and systems for power utility automation - Part 9-2: Specific communication service mapping (SCSM) - Sampled values over ISO/IEC 8802-3;
- IEC/IEEE 61850-9-3 Edition 1.0 2016-05 - IEC/IEEE International Standard - Communication networks and systems for power utility automation – Part 9-3: Precision time protocol profile for power utility automation;
- IEC 61850-90-4, Ed. 2 - Network engineering guidelines.

Notas:

- O fornecedor deve disponibilizar, para o inspetor da Enel, no local da inspeção, todas as Normas acima mencionadas, em suas últimas revisões.
- Deverá ser usado o Sistema Internacional de Unidades (Sistema Métrico) para todo e qualquer fornecimento a ser realizado.



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



**Feedback
Documentos
Técnicos do SGI**
([Link](#))

5. POSIÇÃO DO PROCESSO COM RELAÇÃO À ESTRUTURA ORGANIZACIONAL

Value Chain: Engineering

Macro Process: Network Engineering

Process: Network Design

6. SIGLAS E PALAVRAS-CHAVE

Siglas e Palavras-Chave	Descrição
Dado Pessoal	Dado Pessoal é qualquer informação relacionada a pessoa natural identificada ou identificável, tais como nome, número de identificação, dados de localização, um identificador online ou a um ou mais dos elementos característicos de sua identidade física, fisiológica, genética, mental, econômica, cultural ou social (veja também Categorias especiais de dados pessoais).
Dados Pessoais Sensíveis (incluindo biométricos e referentes à Saúde)	<p>No contexto de proteção de dados, merece especial atenção a categoria de dado pessoal sobre origem racial ou étnica, convicção religiosa, opinião política, filiação a sindicato ou a organização de caráter religioso, filosófico ou político, dado referente à saúde ou à vida sexual, dado genético ou biométrico, quando vinculado a uma pessoa natural. Esses dados são definidos pela LGPD como Dados Pessoais Sensíveis.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Dados genéticos: dados pessoais relativos às características genéticas, hereditárias ou adquiridas de uma pessoa física que fornecem informações unívocas sobre a fisiologia ou sobre a saúde de tal pessoa física, e que resultam designadamente da análise de uma amostra biológica da pessoa física em questão; • Dados biométricos: dados pessoais resultantes de um tratamento técnico específico relativo às características físicas, fisiológicas ou comportamentais de uma pessoa física que permitam ou confirmem a identificação única dessa pessoa, tais como foto, vídeo, imagens da face ou dados de impressão digital; • Dados relativos à saúde: dados pessoais relacionados com a saúde física ou mental de uma pessoa física, incluindo a prestação de serviços de saúde, que revelem informações sobre o seu estado de saúde.
General Data Protection Regulation or GDPR	Regulamento (UE) 2016/679 do Parlamento Europeu e do Conselho, de 27 de abril de 2016, relativo à proteção das pessoas naturais, no que diz respeito ao tratamento de dados pessoais e à livre circulação desses dados; e que revoga a Diretiva 95/46 / CE.



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

**Assunto:** Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids

Feedback
Documentos
Técnicos do SGI
[\(Link\)](#)

Siglas e Palavras-Chave	Descrição
Lei Geral de Proteção de Dados ou LGPD.	Lei Brasileira nº 13.709/18 promulgada em 14 de agosto de 2018, posteriormente alterada pela Lei 13.853/19, que dispõe sobre o tratamento de dados pessoais, inclusive nos meios digitais, por pessoa natural ou por pessoa jurídica de direito público ou privado, com o objetivo de proteger os direitos fundamentais de liberdade e de privacidade e o livre desenvolvimento da personalidade da pessoa natural.
Proteção Digital Centralizada	PDC / PCV
Titular dos Dados Pessoais	Pessoa natural a quem se referem os dados pessoais que são objeto de tratamento. Ele / ela entendido como uma pessoa natural identificada ou identificável.
Tratamento	Toda operação realizada com dados pessoais, como as que se referem a coleta, produção, recepção, classificação, utilização, acesso, reprodução, transmissão, distribuição, processamento, arquivamento, armazenamento, eliminação, avaliação ou controle da informação, modificação, comunicação, transferência, difusão ou extração.
PCV	Plataforma computacional industrial de Proteção Centralizada Virtualizada
PDC	Proteção centralizada

7. MATERIAL

Tabela 1 - Tabela de códigos de material

Type code	Função	Descrição	Código EDRJ e EDCE	Código EDSP
1	Proteção Centralizada	Proteção centralizada com no mínimo de 30 bays de proteção configuráveis	162023	310798
2	Plataforma computacional industrial de PCV	Plataforma computacional industrial de Proteção Centralizada Virtualizada (PCV) para automação, controle e proteção digital de subestações	162125	270701

O equipamento de proteção e controle centralizada deve ser projetado para subestações digitais, integrando múltiplas funções de proteção, controle e supervisão em uma única arquitetura centralizada.

Esses sistemas devem ser compatíveis com o padrão IEC 61850, que permite a interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fabricantes.

Os dispositivos devem suportar mapeamento de serviços de comunicação específicos, incluindo o uso de MMS (ISO 9506) e IEEE 1588 (PTP) para sincronização de tempo precisa. Devem também implementar



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



**Feedback
Documentos
Técnicos do SGI**
([Link](#))

funcionalidades conforme descrito nas partes IEC 61850-5, IEC 61850-8-1, IEC 61850-9-2 e IEC 61850-90-4.

O sistema deve ser configurável via SCL (IEC 61850), permitindo a adaptação às necessidades específicas de cada subestação e facilitando a manutenção e expansão futuras.

O equipamento deve possuir a capacidade de processar de forma simultânea a proteção de no mínimo 30 bays de proteção configuráveis (curva de proteção, lógicas de controle e comando).

7.1 Condições ambientais

Os equipamentos deverão ser apropriados para serem instalados nos pátios das subestações. As características ambientais para instalação estão descritas abaixo:

Características Ambientais	Instalação no Pátio
Temperatura de Operação (Mínimo de 16 horas por dia)	-20 a 80°C
Altitude	1000 m
Umidade	Até 95%

A operação durante a temperatura aceita por 16 horas por dia não deve afetar a vida útil do material. Caso os equipamentos sejam instalados em salas sem refrigeração, as características de temperatura devem ser consideradas iguais às de instalação em pátio.

7.2 Alimentação

O equipamento deverá ter alimentação em C.C. na faixa de 100 a 250 Vcc (full range).

7.3 Detalhes mecânicos, de construção, hardware e software de Sistema

- O dispositivo deve ter dimensões compactas para montagem em rack 19 polegadas utilizado em gabinetes eletrônicos padrão;
- O dispositivo deve ter "fontes de energia redundantes duplas", que podem aceitar tanto DC quanto AC, de acordo com a capacidade de uma fonte de controle confiável;
- O painel frontal do dispositivo deve ter LEDs para indicar energia, links de comunicação, auto-supervisão e status relacionado ao processo;
- O dispositivo deve ter um CPU multi-core rodando um sistema operacional em tempo real com unidades SSD para requisitos de armazenamento em massa e rápido;
- O dispositivo deve ter pelo menos 2 interfaces de fibra óptica (1000Base-SX) com conector LC e 6 interfaces Ethernet galvânicas de 1Gbps;
- O dispositivo deve fornecer um contato de saída livre de potencial para informações de auto-supervisão, que deve permanecer energizado durante a operação normal do PDC / PCV.
- Processador Intel Core i5 ou superior;
- Memória RAM de 8 GB de memória RAM DDR4, expansível até 32 GB ou superior;
- Memória de armazenamento de 256 GB SSD ou superior.



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



**Feedback
Documentos
Técnicos do SGI**
([Link](#))

7.4 Considerações de uso

Para aplicação do PDC / PCV em uma estação, o dispositivo deve ser implantado para proteção, controle, medição e supervisão de múltiplos alimentadores da seguinte maneira:

- O dispositivo PDC / PCV deve receber medições de um publicador de valores medidos amostrados compatível com IEC 61850 9-2LE.
- O dispositivo PDC / PCV deve controlar o equipamento primário com unidades de controle de baixa compatíveis com IEC 61850 8-1 GOOSE.
- Quando o dispositivo PDC / PCV é implantado como a unidade principal de proteção e controle, os relés de proteção compatíveis com IEC 61850 devem atuar como backups locais e unidades de fusão.
- Vários dispositivos PDC / PCV podem ser implantados na subestação para alcançar um nível mais alto de redundância.
- Para as funções de supervisão e controle, os protocolos, baseado nas normas internacionais, utilizados para comunicação entre o sistema supervisório e o PDC / PCV estão listados abaixo:
 - DNP3.0
 - IEC60870-5-101
 - IEC60870-5-103
 - IEC60870-5-104
 - IEC61850-8-1 MMS
- Caso o PDC / PCV seja utilizado em redes que possuem protocolos fechados (Proprietários de fornecedores), deverá ser adquirido um gateway para efetuar a conversão do protocolo proprietário para os protocolos abertos (IEC 61850, DNP 3.0, IEC60870-5-104, etc.).

Nota: Não serão aceitos IEDs que possuam apenas protocolos proprietários em suas portas de comunicação.

7.5 Funções de proteção

A PDC / PCV deverá possuir as funções de proteção especificadas nesta especificação. As características de algumas funções estão descritas nos próximos tópicos. Todas as funções de proteção deverão possuir pontos digitais que indiquem pickup, trip, fase atuada e qual estágio de cada proteção atuou.

7.5.1. Função 21 – Proteção de Distância

A PDC / PCV com proteção de distância deverá ser previsto para assegurar proteção seletiva, em sistema com neutro solidamente aterrado, sistemas delta, em que o neutro é obtido através de transformadores de aterramento ligados em estrela ou zig-zag com/sem resistor de aterramento. Além disto, a proteção seletiva deve ser assegurada em linhas de transmissão que possuem reatores para a injeção de potência reativa indutiva no sistema, para proteção de falhas trifásicas, bifásicas, bifásicas a terra, monofásicas a terra, com quatro zonas de proteção, sendo três direcionais no sentido da LT e uma com direcionalidade no sentido da LT, ou podendo ter sua direcionalidade invertida (zona reversa). Partida por subimpedância com supervisão de corrente.



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



Feedback
Documentos
Técnicos do SGI
([Link](#))

A PDC / PCV deverá ter características de operação flexíveis, de forma a adequar os diferentes requisitos de seletividade durante as várias condições operativas do sistema. Preferencialmente devem ter as seguintes características:

- Faltas a terra: MHO e Quadrilateral;
- Faltas bifásicas: MHO e Quadrilateral;
- Faltas trifásicas: MHO e Quadrilateral.

Também deverá possuir LOOPS de medição diferentes para todas as zonas e tipos de falta que trabalhem simultaneamente, sem chaveamento.

A PDC / PCV deve ser capaz de executar os seguintes esquemas de teleproteção:

- POTT (Transferência de disparo por sobrealcance permissivo);
- PUTT (Transferência de disparo por subalcance permissivo);
- DCUB (Desbloqueio de comparação direcional);
- DCB (Bloqueio de comparação direcional);
- DTT (Transferência direta de TRIP);
- ECHO;
- Weak Infeed.

A PDC / PCV deverá permitir o desligamento trifásico instantâneo em caso de fechamento sobre falta (SOTF) situada dentro da zona de proteção.

A PDC / PCV também deverá permitir a compensação de indutância mútua homopolar em linhas paralelas. Também deverão ser capazes de possuir uma tensão de memória, sem zona morta, garantindo a correta atuação em caso de defeitos próximos ao barramento que gerem afundamentos de tensão.

Na ocorrência de uma oscilação de potência (Função 68) e na identificação de falta de tensão nos TPs (Função 60), o disparo da proteção de distância deverá ser bloqueado.

A PDC / PCV deverá possuir ajustes independentes de alcance na direção reativa e resistiva para todas as zonas, com os seguintes alcances mínimos:

- Zona 1: 0,05 a 60 Ohms/fase;
- Zona 2: 0,05 a 60 Ohms/fase;
- Zona 3: 0,05 a 60 Ohms/fase;
- Zona 4: 0,05 a 60 Ohms/fase;
- Fator de compensação de sequência zero K_0 : 0,1 a 10;
- Ângulo de compensação de sequência zero K_0 : -180° a 180° .

7.5.2.Função 25 – Verificação de Sincronismo

A função de verificação de sincronismo deverá funcionar verificando as seguintes situações:



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



**Feedback
Documentos
Técnicos do SGI**
([Link](#))

- Barra Morta/Linha Morta;
- Barra Viva/Linha Morta;
- Linha Viva/Barra Morta;
- Barra Viva/Linha Viva.

Também deverá permitir os seguintes ajustes:

- Escorregamento de frequência: 0,005 Hz a 0,5 Hz;
- Diferença de ângulo: 0° a 60°.

7.5.3.Função 27 – Proteção de Subtensão

A função de subtensão deverá permitir ajustes entre 30% e 100% da tensão nominal e ajustes de tempo de atuação entre 0 e 60 segundos. Deverá ser possível selecionar entre atuação trifásica e monofásica.

7.5.4.Função 50/62BF – Proteção de Falha Disjuntor

A função de falha disjuntor deverá permitir partida interna e externa, ambas parametrizáveis, garantindo a possibilidade do usuário de selecionar quais funções devem partir a proteção de falha disjuntor. Deverá possuir no mínimo dois estágios, com temporização configurável e independente, com faixa de tempo entre 0,05 e 2 segundos. Também deverá possuir atuação por supervisão de corrente e contato do disjuntor, que podem ser configurados de acordo com as possibilidades abaixo:

- Supervisão de corrente e contato do disjuntor;
- Supervisão de corrente.

7.5.5.Função 50 HIF

Algoritmo de detecção de falta de alta impedância ensaiado em laboratório acreditado (tais como KEMA, CEPEL, CESI, entre outros).

7.5.6.Função 50/50N/50G/50Q – Proteção de Sobrecorrente Instantâneo

A função de sobrecorrente instantânea de fase deverá possuir ajuste de 1 a 100 A secundários. As sobrecorrentes instantâneas de neutro, residual e sequência negativa deverão possuir ajuste de 0,5 a 100 A secundários. Todas as funções de sobrecorrente instantâneas deverão possibilitar a configuração de característica do tipo tempo definido, possibilitando o ajuste do tempo de atuação de 0 a 5segundo.

7.5.7.Função 51/51N/51G/51Q – Proteção de Sobrecorrente Temporizada

A função de sobrecorrente temporizada de fase deverá possuir ajuste de 0,25 a 12,5 A secundários. As sobrecorrentes instantâneas de neutro, residual e sequência negativa deverão possuir ajuste de 0,25 a 12,5 A secundários. Todas as funções de sobrecorrente temporizadas deverão possuir quatro tipos de curvas selecionáveis com característica de tempo normalmente inversa, muito inversa, extremamente inversa de acordo com a norma IEC 255-4 e ANSI.



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



Feedback
Documentos
Técnicos do SGI
([Link](#))

7.5.8. Função 59 – Proteção de Sobretensão

A função de sobretensão deverá permitir ajustes entre 100% e 160% da tensão nominal e ajustes de tempo de atuação entre 0 e 60 segundos. Deverá ser possível selecionar entre atuação trifásica e monofásica.

7.5.9. Função 67/67N/67G/67Q – Proteção de Sobrecorrente Direcional

A função de sobrecorrente direcional de fase deverá possuir elemento instantâneo e temporizado, com característica de tempo normalmente inversa, muito inversa ou extremamente inversa, ajuste de corrente da unidade temporizada de 0,25 a 12,5A e a unidade instantânea de 1 a 100 A. Também deverá possuir ângulo de torque máximo ajustável para configuração da direcionalidade.

As funções de sobrecorrente direcional de neutro e residual, deverão possuir elemento instantâneo e temporizado, com característica de tempo normalmente inversa, muito inversa ou extremamente inversa, ajuste de corrente da unidade temporizada de 0,25 a 12,5A e a unidade instantânea de 0,5 a 100 A. Também deverá possuir ângulo de torque máximo ajustável para configuração da direcionalidade.

A função de sobrecorrente direcional de sequência negativa, deverá possuir elemento instantâneo e temporizado, com característica de tempo normalmente inversa, muito inversa ou extremamente inversa, ajuste de corrente da unidade temporizada de 0,25 a 12,5A e a unidade instantânea de 0,5 a 100 A. Também deverá possuir ângulo de torque máximo ajustável para configuração da direcionalidade.

Na perda de potencial deve ser possível escolher entre bloquear ou tornar não direcionais as funções de sobrecorrente direcionais.

7.5.10. Função 79 – Religamento

A função de religamento deverá possuir pelo menos 4 ciclos, com tempos de 0,1 a 180 segundos. Deverá efetuar o religamento tripolar. Deverá permitir a parametrização das funções de proteção que partirão o religamento e as condições de sincronismo que permitirão o fechamento do disjuntor.

Para a proteção em alimentadores, o religamento deverá possuir duas funções adicionais, são elas:

- Sequência de Coordenação: Função utilizada para realizar a coordenação com o religador a jusante do alimentador, onde ao verificar o pickup e a não ocorrência do trip de determinadas funções de sobrecorrente parametrizadas, a PDC / PCV deve pular para o próximo ciclo de religamento, mesmo sem a atuação da proteção.
- Salto de Religamento: Na atuação de determinadas funções de sobrecorrente parametrizadas, responsáveis por atuar em defeitos com níveis de corrente de curto mais altos, a PDC / PCV deve saltar o ciclo de religamento que deveria executar e realizar o religamento com o tempo morto do ciclo seguinte, garantindo assim um maior tempo entre a abertura do disjuntor e o comando de religamento do mesmo.

7.5.11. Função 81 – Sub/Sobrefrequência

A função de sub/sobrefrequência deverá possuir ajustes na faixa de 50 a 65 Hz e temporização na faixa de 0,03 a 2 segundos. Deverá ser possível bloquear as funções de frequência no caso de subtensão.

7.5.12. Função 87T – Proteção Diferencial de Transformador

DOCUMENTO INVÁLIDO SE IMPRESSO OU GRAVADO



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



**Feedback
Documentos
Técnicos do SGI**
([Link](#))

A função diferencial deverá ser para proteção de transformadores de dois ou três enrolamentos, conforme consulta previa ao contratante, e com as seguintes características técnicas mínimas:

- A proteção diferencial deverá ser trifásica, própria para proteção de transformadores de potência de 2 (dois) ou 3 (três) enrolamentos, adequada para detectar todos os tipos de defeitos na zona de detecção, entre os transformadores de corrente;
- A PDC / PCV deverá manter a estabilidade mesmo durante a saturação dos TCs. Dispensar a utilização de TCs Auxiliares;
- A PDC / PCV deverá possuir restrição de harmônicas (2°, 4° e 5°), para evitar operação do relé durante a energização do transformador ou em condição de sobre-excitação do transformador;
- A PDC / PCV deverá permitir a configuração de remoção de sequência zero e compensação angular em todos os enrolamentos.

7.5.13. Função 87L – Proteção Diferencial de Linha

A função diferencial de linha deve possibilitar a proteção de arranjos em anel, permitindo a configuração de múltiplos terminais.

7.5.14. função 90 - Regulação de Tensão

O dispositivo deverá incluir regulação manual e automática de tensão (90V) de até 4 transformadores de potência com um regulador de tap acionado por motor. A função do regulador de tensão deverá ter os seguintes recursos:

- Operação paralela de até quatro transformadores de potência
- Modos de operação paralela de acordo com os princípios de seguidor principal, minimizando corrente circulante e reatância negativa
- Compensação de queda de linha para transformadores de potência individuais e transformadores operando em paralelo
- Supervisão fora de fase para seguidores no modo principal-seguidor
- Possibilidade de aplicar uma configuração reduzida do ponto de ajuste em caso de uma escassez temporária de energia dentro da rede de fornecimento
- Modos de atraso de tempo baseados em tempo definido (DT) e tempo mínimo definido inverso (IDMT) para o temporizador de etapas do regulador. Isso permite aplicar um atraso de tempo fixo ou um atraso de tempo inverso, com base na diferença entre o nível de tensão medido e o alvo, para o temporizador de etapas.
- Recurso de redução rápida que é ativado quando um valor específico de tensão é excedido devido a uma rejeição de carga grande. Neste caso, o regulador de tensão aciona o regulador de tap para atingir a tensão desejada no lado LV o mais rápido possível.
- Bloqueio da operação em uma situação de sobrecorrente



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



**Feedback
Documentos
Técnicos do SGI**
[\(Link\)](#)

- Bloqueio da operação em caso de a tensão medida ser muito baixa para ser regulada pelo regulador de tap
- Supervisão da resposta do regulador de tap ao comando de controle dado e emissão de um alarme se o desempenho não estiver dentro dos limites de desempenho estabelecidos.

7.5.15. Tamanho do Sistema e Conectividade

- O dispositivo deverá ser capaz de lidar com proteção, controle, medição, monitoramento e configurações lógicas de subestações de no mínimo 30 alimentadores, que podem incluir os seguintes tipos de alimentadores em qualquer combinação:
 - Linha de Alta tensão – 2 bays;
 - Transformador de Potência – 3 bays
 - Barra de Média Tensão – 6 bays
 - Alimentador de circuito e banco e capacitor de Média Tensão – 19 bays
- O dispositivo deverá ser capaz de lidar com comunicação simultânea com equipamentos secundários (relés de proteção, unidades de interface de disjuntor + fusão combinada, unidades de IO de processo genérico) associadas a até 30 bays conforme requisitos mínimos acima.

7.6 Interface de Entrada e Saída

O equipamento do sistema de proteção e controle centralizado deverá interoperar usando os perfis de comunicação IEC 61850 Sampled Measured Value (SMV), Generic Object-Oriented Substation Event (GOOSE) e Manufacturing Message Specification (MMS) e deverá incluir os seguintes equipamentos:

- Relé de proteção numérico OU/ E;
- Unidade de interface de fusão combinada + disjuntor;
- Unidade de IO de processo genérico;
- Dispositivo PDC / PCV(s).

7.7 Entradas para o Dispositivo PDC / PCV

Transformadores ou sensores convencionais de corrente (e tensão) deverão ser conectados ao relé de proteção/unidade de interface de fusão combinada + disjuntor, que, por sua vez, deverá gerar amostras de corrente e tensão de acordo com o padrão IEC 61850-9-2 LE.

O dispositivo PDC / PCV deverá assinar amostras de corrente e tensão dos relés de proteção/unidades de interface de fusão combinada + disjuntor associados e usá-las para executar suas funções.

O dispositivo PDC / PCV deverá receber o status dos objetos de comutação, entradas de detecção de arco e outros sinais de bay dos relés de proteção/unidades de interface de fusão combinada + disjuntor associados usando o perfil GOOSE.

**Especificação Técnica nº 2470****cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR**

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids

**Feedback
Documentos
Técnicos do SGI**
[\(Link\)](#)

O dispositivo PDC / PCV deverá depender do relé de proteção/unidade de interface de fusão combinada + disjuntor para detecção de arco baseado na detecção simultânea de corrente e luz. Durante o trabalho de manutenção na subestação, deverá ser possível alterar os critérios de operação para luz somente através de uma entrada binária no dispositivo de nível de bay.

O dispositivo PDC / PCV deverá receber outros sinais como medições RTD, entradas mA, entradas binárias da Unidade de IO de Processo/Remota usando o perfil GOOSE.

7.8 Saídas do Dispositivo PDC / PCV

O dispositivo PDC / PCV deverá, ao emitir um sinal de disparo ou receber comandos de controle externos, realizar verificações adequadas de intertravamento de processo e segurança e enviar informações de comando para o relé de proteção/unidade de interface de fusão combinada + disjuntor usando o perfil GOOSE.

O dispositivo PDC / PCV deverá ser capaz de enviar valores não binários com sinais GOOSE analógicos para facilitar a conexão com medidores analógicos convencionais para exibir, por exemplo, temperatura ou posição do tap, dependendo da aplicação.

7.9 Medições, Alarmes e Relatórios

O dispositivo PDC / PCV deverá ter medição de tensão trifásica (fundamental ou baseada em RMS como opções selecionáveis) com uma precisão de $\pm 0,5\%$ e medição de tensão de sequência zero, negativa e positiva com uma precisão de $\pm 1\%$ dentro da faixa de $\pm 2\text{Hz}$ da frequência nominal.

- O dispositivo PDC / PCV deverá ter medição de frequência com uma precisão de $\pm 10\text{mHz}$ dentro da faixa de 35...75Hz.
- Para coletar informações de sequência de eventos (SoE), o dispositivo PDC / PCV deve incluir uma memória não volátil com capacidade para armazenar pelo menos 8192 códigos de eventos com timestamps associados.
- O dispositivo PDC / PCV deve suportar o armazenamento de pelo menos 128 registros de falha na memória não volátil do relé.
- Os valores dos registros de falha devem incluir, no mínimo, tensões de fase e frequência; tensões de sequência zero, negativa e positiva, e o grupo de configuração ativo.
- O dispositivo PDC / PCV deverá suportar pelo menos 100 gravações para toda a instalação com uma frequência de amostragem de 80 amostras por ciclo, cada gravação com pelo menos 10 segundos de duração para 160 canais analógicos e 512 canais binários.

7.10 Comunicação

- O dispositivo PDC / PCV deve suportar IEC 61850 Edição 1 e Edição 2.
- O dispositivo PDC / PCV deve ter uma porta Ethernet dedicada (RJ45) para parametrização e controle local.

**Especificação Técnica nº 2470****cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR**

Versão nº 01 data: 18/06/2026



Feedback
Documentos
Técnicos do SGI
([Link](#))

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids

- O dispositivo PDC / PCV deverá suportar até cinco clientes IEC 61850 (MMS) simultaneamente.
- O dispositivo PDC / PCV deve ter duas portas Ethernet ópticas dedicadas com PRP.
- O dispositivo PDC / PCV deverá ter portas Ethernet dedicadas para: IHM da estação com controle, Engenharia e conexão remota de serviço.
- O dispositivo PDC / PCV deve suportar mensagens GOOSE IEC 61850 e atender aos requisitos de desempenho para aplicações de disparo (<10ms) conforme definido pelo padrão IEC 61850.
- O dispositivo PDC / PCV deverá suportar compartilhamento de valores analógicos, como temperatura, resistência e posições de tap usando mensagens GOOSE IEC 61850.
- O dispositivo PDC / PCV deve suportar IEEE 1588 v2 para sincronização de tempo de alta precisão (< 4 µs) em aplicações baseadas em Ethernet.

7.11 Engenharia e Configuração

- O dispositivo deve ter 6 grupos de configuração independentes para as configurações de proteção relevantes (valor de início, tempo de operação).
- Deve ser possível mudar valores de configuração de proteção de um grupo de configuração para outro em menos de 20 milissegundos a partir da ativação de entrada através de um dispositivo de proteção ou unidade de interface de fusão combinada + disjuntor ou unidade de IO de processo genérico, representando uma mudança de grupo de configuração iniciada para todos os bays associados ao dispositivo.
- Quando uma função de proteção é desativada ou removida da configuração, nem o dispositivo PDC / PCV nem a ferramenta de configuração devem mostrar as configurações relacionadas à função.
- O dispositivo PDC / PCV deve ter uma ferramenta de configuração gráfica para aplicações de bay único ou múltiplas, incluindo suporte para programação lógica multinível, funções lógicas, temporizadores, etc.
- A ferramenta de configuração do dispositivo PDC / PCV deve incluir visualização online do estado da aplicação do dispositivo.
- Deve ser possível manter a ferramenta de configuração do dispositivo PDC / PCV atualizada usando uma funcionalidade de atualização online.
- A ferramenta de configuração do dispositivo PDC / PCV deve suportar visualização de eventos, registros de falhas e visualização de gravações de distúrbios.
- A ferramenta de configuração do dispositivo PDC / PCV deve incluir a documentação completa da solução do sistema, incluindo detalhes operacionais e técnicos.
- A ferramenta de configuração do dispositivo PDC / PCV deve incluir funcionalidade para comparar a configuração arquivada com a configuração no dispositivo.



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



Feedback
Documentos
Técnicos do SGI
([Link](#))

- A ferramenta de configuração do dispositivo PDC / PCV deve permitir a configuração da comunicação vertical e horizontal IEC 61850, incluindo sinais GOOSE e SMV.
- A ferramenta de configuração do dispositivo PDC / PCV deve suportar importação e exportação de arquivos IEC 61850 válidos (ICD, CID, SCD e IID).
- O dispositivo PDC / PCV deve ser capaz de armazenar backups de configuração de dispositivos de proteção ou unidades de interface de fusão combinada + disjuntor associadas a ele e permitir o download quando a unidade de substituição estiver conectada à rede da subestação.

7.12 Cibersegurança

Do ponto de vista da segurança cibernética, o dispositivo deve garantir a conformidade com todos os requisitos legais de segurança aplicáveis no Brasil, conforme descrito no item Template de requisitos de Segurança cibernética, o qual deve ser preenchido pelo fornecedor e entregue a Enel para avaliação.

Define-se IEDs de proteção e controle para subestações o conjunto de hardware e software fornecido.

Verificadas possíveis falhas físicas ou sistêmicas que comprometam a segurança da informação durante o processo de fornecimento e período de implantação, de acordo com as políticas de segurança da informação do grupo ENEL, o processo será interrompido imediatamente e um comitê para análise da ocorrência será aberta pelo departamento de cyber segurança do grupo ENEL.

7.13 Treinamento

O FORNECEDOR deverá prever treinamento para 15 colaboradores próprios e/ou contratados indicados por alguma das empresas dentro da EDBR, no estado do Ceará, Rio de Janeiro ou São Paulo, com endereço definido durante o processo de compra.

A data do treinamento será definida em comum acordo entre Enel e o FORNECEDOR. O treinamento deverá ser agendado com uma antecedência mínima de 30 dias corridos.

7.14 Ensaios

O material deve ter implementado todos os requisitos técnicos que foram determinados durante o processo de homologação (TCA). Caso o material sofra alteração, o fornecedor deve informar a Enel para avaliação prévia do impacto na rede de distribuição. Dependendo da alteração, o fornecedor deverá realizar novos testes para que a modificação do material não comprometa os requisitos mínimos exigidos nesta especificação técnica. Conforme previsto na GSCG002, qualquer alteração de tecnologia, o fornecedor.

7.14.1. Ensaios de tipo

A PDC / PCV a ser homologada a partir da data de publicação desta norma deverão passar pelo processo de TCA (Technical Conformity Assessment) regido pela norma global Enel GSCG002. Como parte do processo de TCA, o proponente deverá realizar os seguintes testes com a PDC / PCV:

- a) Testes funcionais das funções de proteção e emissão de relatórios provenientes da mala de testes;
- b) Testes com as lógicas definidas pela Enel;



Especificação Técnica nº 2470

cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)

Áreas de aplicação

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids



**Feedback
Documentos
Técnicos do SGI**
([Link](#))

- c) Testes de integração IEC 61850 GOOSE multimarcas entre o PDC / PCV do proponente e 2 IEDs de fabricantes diferentes a serem escolhidos no momento do teste.
- d) Testes com o envio de informações pelos protocolos de comunicação verticais (IEC 61850 MMS, DNP 3.0, etc.);
- e) Teste de integração com o Sistema SCADA da distribuidora Enel onde será instalado a PDC / PCV. Nesta etapa, o FORNECEDOR deverá realizar junto a equipe regional de automação de cada empresa de distribuição Enel no Brasil.

Todos os equipamentos necessários para a realização da homologação (PDC / PCV, switches, giga de testes, mala de testes etc.) deverão ser fornecidos pelo FORNECEDOR e montados no laboratório da ENEL ou em laboratório do FORNECEDOR mediante autorização prévia da ENEL.

7.14.2. Ensaios adicionais

Cada modelo de PDC / PCV deve se submetido os seguintes ensaios adicionais:

- a) Inspeção geral e dimensional;
- b) Ensaio de calor seco conforme IEC 60068-2, o ensaio deve ser realizado com o relé operacional com as portas de comunicação funcionando, o equipamento deve suportar as seguintes condições operando normalmente e sem apresentar nenhum dano
 - 16 horas consecutivas de operação a 80°C;
 - 96 horas consecutivas de operação a 70°C;
- c) Teste de tensão de isolamento conforme especificado na IEC 60255-5, os testes de isolamento incluem:
 - Teste de tensão de impulso;
 - Teste de isolamento dielétrica.
- d) O dispositivo PDC / PCV deve atender aos requisitos de teste mecânico de acordo com IEC 60255-21, para conformidade com vibração e choque.
- e) O dispositivo PDC / PCV deve atender aos requisitos de compatibilidade eletromagnética (EMC) de acordo com as definições e referências nos padrões IEC 61850-3 e IEEE 1613.
- f) O dispositivo PDC / PCV deve atender aos requisitos de teste ambiental de acordo com os padrões IEC 60068-2 e IEEE 1613.

7.14.3. Ensaios de recebimento

- a) Teste de Funcionamento, para análise da operação conforme as especificações do fabricante, com a simulação de condições de falha e a observação da resposta do PDC / PCV.
- b) Teste de Disparo e Fechamento, com a avaliação da capacidade do PDC / PCV de acionar outros dispositivos como disjuntores, de forma correta, em situações de abertura e fechamento.
- c) Teste de Tempo de Atuação, para a medição do tempo que o PDC / PCV responde a uma falha.
- d) Teste de Corrente de Partida (Pick-up) conforme proteções definidas pela Enel.
- e) Teste de Sequência de Fases.
- f) Teste de Comunicação com outros dispositivos e sistemas de controle (SCADA) da Enel.

**Especificação Técnica nº 2470****cod.: MAT-PMCB-EeA-24-2470-EDBR**

Versão nº 01 data: 18/06/2026

Assunto: Proteção Centralizada Digital (PM-Br 199.77.1)**Áreas de aplicação**

Perímetro: Brasil

Função Apoio: -

Função Serviço: -

Linha de Negócio: Enel Grids

**Feedback
Documentos
Técnicos do SGI**
[\(Link\)](#)**7.15 Transporte, Embalagem e Acondicionamento**

a) Prever embalagem que contribua com economia circular e meio ambiente;

7.16 Fornecimento

Para fornecimento à Enel Distribuição Ceará, Enel Distribuição Rio e Enel Distribuição São Paulo deve-se ter protótipo previamente homologado.

7.17 Garantia

O fornecedor deve oferecer garantia contra qualquer defeito de fabricação do equipamento, qualquer componente (seja ele fabricado pelo fornecedor ou não), defeitos de projeto e acabamento do equipamento pelo prazo mínimo de 120 meses a partir da entrega do equipamento no almoxarifado a ser indicado pela Enel.

Todos os custos referentes à substituição e/ou reparos de qualquer componente, peças ou mesmo do equipamento em sua totalidade, inclusive aqueles relativos a qualquer tipo de transporte do equipamento, ou parte dele, devem ser suportados pelo fornecedor.

O fornecedor deverá, a qualquer tempo, quando notificado por qualquer empresa Enel dentro da EDBR e antes de expirado o prazo de garantia, efetuar prontamente a substituição de toda PDC / PCV, visando acabar

Com todos os defeitos, imperfeições ou partes falhas de materiais ou de fabricação, sendo todas as despesas referentes a este processo de responsabilidade do fornecedor.

Em caso de substituição ou reparo de qualquer componente em garantia o fornecedor se compromete a entregar o equipamento em condições de retorno à operação no prazo máximo de 30 dias corridos a partir da data de entrada do produto no fornecedor, caso isso não ocorra serão aplicadas as multas contratuais previstas no contrato de compra.

Caso o fornecedor se recuse a efetuar os reparos ou substituições necessárias após a notificação, a empresa

A Enel se reserva o direito de executá-los através de pessoal próprio ou terceiro, visando corrigir qualquer defeito de fornecimento existente sem que isto afete a garantia do equipamento.

A Enel poderá exigir do fornecedor o ressarcimento de todos os custos referentes aos reparos realizados.

A aceitação do equipamento pela Enel, seja pela aprovação das provas exigidas, não eximirá, de modo algum, o fornecedor de sua responsabilidade em fornecer o equipamento em plena concordância com esta especificação, nem invalidará ou comprometerá qualquer reclamação que a Enel venha a fazer baseada na existência de material inadequado ou defeituoso.

O fornecedor deve garantir que, durante a vida útil do equipamento, fornecerá as peças e acessórios para reposição.

8. ANEXOS**8.1 Características Técnicas Garantidas – CTG****8.2 Template de requisitos de Segurança cibernética**