

# ESPECIFICAÇÃO TÉCNICA DE SISTEMA INTEGRADO DE SUBESTAÇÕES INDUSTRIAIS

## 1. Introdução

### 1.1. Objetivo

A presente especificação tem por objetivo indicar requisitos mínimos a serem abordados para o fornecimento de um sistema de supervisão, proteção, medição, monitoramento e controle digital para subestações e instalações industriais em geral, prevendo-se meios para sua integração com as Estações Locais de Supervisão e Controle e com os Centros de Operação e Engenharia remotos. O sistema é concebido para atender aos mais altos índices de confiabilidade, de forma a não comprometer o processo industrial através de falhas no sistema elétrico. Torna-se de vital importância uma rede de comunicação independente para o sistema elétrico de forma a assegurar e garantir uma maior continuidade do processo industrial.

A arquitetura deste sistema deverá possuir switches ligados em rede ethernet tipo anel com equipamentos digitais de proteção, controle, medição, monitoramento e sinalização em dupla estrela, dedicados a cada elemento do sistema elétrico (linhas, transformadores, alimentadores, banco de capacitores, etc.) e equipamentos centrais ao nível de supervisão para as funções de interface com o operador e comunicação com os Centros Remotos.

Fazem parte desta especificação os seguintes diagramas funcionais orientativos:

---

## 2. Definições

Os termos usados nesta especificação devem ser interpretados conforme abaixo:

### 2.1. Sistema de Integração de Subestações: SIS

Significa o sistema completo, objeto desta especificação.

### 2.2. Unidade Multifunção: UM

Representa os equipamentos do SIS dedicados a cada elemento do sistema elétrico e responsáveis por funções de comando, controle, proteção, medição operacional, medição de faturamento, medição de qualidade de energia, monitoramento, sinalização e alarmes. Serão designadas de acordo com o

equipamento principal, isto é, UMLT para linhas de transmissão, UMAL para alimentadores, UMCAP para banco de capacitores, UMM para motores, etc.

As UM's devem ser do tipo digital, com pelo menos 16 amostras por ciclo de 60 Hz, utilizando-se de filtros analógicos tipo passa-baixa com frequência de corte de 560 Hz e filtros digitais tipo cosseno de 1 ciclo após a filtragem analógica. Como resultado desta combinação, a UM deverá rejeitar sinais DC e todas harmônicas maiores que a fundamental para efeito de proteção (exceto unidades diferenciais). A taxa de processamento da UM para realizar funções de proteção e controle deverá ser menor que 4 vezes por ciclo de 60 Hz. Devem ser inteligentes e independentes permitindo proteção, comando, controle, medição, monitoramento e sinalização dos equipamentos do respectivo vão ou setor, mesmo com as demais unidades de mesmo nível hierárquico (outras UM's) ou de nível hierárquico superior fora de serviço. Tais UM's deverão estar instaladas em painéis de proteção e controle separados dos disjuntores, contadores e demais equipamentos do nível zero;

Todas as UM's devem ser fornecidas com software de parametrização e ajustes.

### **2.3. Unidades de Aquisição de Dados Digitais e Analógicos: UADA**

Trata-se de unidades robustas utilizadas para complementarem a aquisição de dados das UM's como estado de equipamentos e dispositivos, obter dados de temperaturas de equipamentos ou aumentar a quantidade de saídas digitais das UM's, etc. Poderão ser instaladas em campo, fundo de painéis ou então na porta frontal de painéis. Estas unidades se comunicam com as UM's e UPC através dos protocolos da norma IEC-61850 e possuem resolução dos eventos de 01 milissegundo (01 ms).

Todas as UM's devem ser fornecidas com software de parametrização e ajustes.

### **2.4. Estação Central: EC**

Designa os equipamentos e programas que coletam informações das UM's e UADA's para realizar supervisão e controle da subestação como um todo. Nesta EC deverão estar a UPC, IHM local e se necessário uma impressora.

Esta Estação irá substituir a atual mesa de operação da subestação.

### **2.5. Unidade de Processamento de Comunicação: UPC**

Trata-se de processador de comunicação, responsável pela aquisição de dados das UM's e UADA's para transferência para as Estações Locais e Centros Remotos. Dependendo do porte da subestação e quantidade de UM's, e UADA's será permitido utilizar duas UPC para funcionamento em redundância. Devem fornecer acesso as UM's e UADA's via rede Corporativa da Empresa.



A UPC será responsável pelas funções de gateway, concentrador de comunicação e processador inteligente. Sendo responsável pelo processamento da base de dados de todas as UM's e UADA's da subestação, envio e recebimento de dados e processamento de controles oriundos dos Centros Remotos e também responsável pela execução de lógicas e automatismos no nível local.

A UPC deverá ser multiprotocolo permitindo a integração de outros equipamentos da SE em retrofit's ou ampliações de subestações. Para isso, deverá possuir no mínimo os seguintes protocolos:

- **Mestre:** DNP3 Serial, DNP3 LAN/WAN, Modbus RTU, Modbus TCP/IP e IEC 60870-5-103
- **Escravo:** DNP3 Serial, DNP3 LAN/WAN, Modbus RTU, Modbus TCP/IP, IEC 60870-5-101/104
- OPC Cliente/Server
- IEC-61850 MMS

## 2.6. Estação de operação local: EOL

Conforme já descrito no item 1.1, é exigido um alto grau de confiabilidade deste sistema e o número de componentes tais como fontes, inversores, conversores deve ser reduzido. A EOL é um dos pontos vitais para garantir a continuidade do processo industrial e deve ter elevados requisitos de confiabilidade.

Deverá ser ofertada uma plataforma computacional a ser instalada na Estação Central – EC, da SE e que será utilizada pelo operador do sistema para realizar funções de comando, medições, leitura de alarmes, eventos, etc. É de fundamental importância que esta plataforma seja equipada com HD de estado sólido 120GB para armazenamento local de eventos.

O hardware ofertado deverá possuir portas USB que permite a instalação de teclados mouse e impressoras e também possui saídas de vídeo VGA que permitem a instalação de monitores, criando um posto de operação e análise local na SE.

A EOL deve possibilitar sincronização interna (gerar sinal de sincronismo IRIG-B) ou externa através entrada para IRIG-B modulado ou demodulado.

A EOL deste sistema deve ser robusta e operar de forma confiável em ambientes agressivos como de subestações industriais e ser compatível com os mesmos padrões rigorosos dos ensaios de tipo que os relés de proteção (IEEE C37.90 e IEC 60255). Ex: vibração, surtos elétricos, transientes rápidos, etc. A IHM deverá suportar temperaturas de até 75 graus. O fornecedor deverá apresentar certificado de ensaios da EOL.

Por ser equipamento crítico para a continuidade do fornecimento de energia elétrica para a planta industrial, não será admitido a instalação de PC's

tradicionais, que possuam partes móveis como ventiladores e baixos índices de MTBF. Em relação a alimentação auxiliar da EOL, esta deverá ser proveniente diretamente do sistema de corrente contínua da Subestação, não se admitindo o uso de inversores intermediários para alimentação da EOL.

O detalhamento técnico da EOL será feito no item 8 – “Estação de operação local (EOL) – Detalhamento técnico”

## **2.7. Switches Gerenciáveis: SW**

As switches deverão ser gerenciáveis e atender aos requisitos das normas IEC 61850, IEEE 1613 class 2, NEMA TS 2, IEEE 802.3u, IEEE 802.3z, IEEE 802.3ab, IEEE 802.1w (Rapid Spanning Tree Protocol), IEEE 802.1d (Spanning Tree Protocol), IEEE 802.1p QoS (Priority Protocol), IEEE 802.1q (VLAN Tagging) e IEEE 802.3x (Flow Control)

Deverão possuir taxa zero de colisão de dados e serem concebidas sem ventiladores ou partes móveis, ou seja, refrigeração por convecção.

Interfaces de gerenciamento para configuração através de Telnet e Web e auto MDI/MDIX para todas as portas 100Base-TX com eliminação da necessidade do uso de cabos crossover.

Os seguintes softwares e funcionalidades de gerenciamento deverão estar disponíveis, SNMPv1, SNMPv2c, SNMPv3 (Simple Network Management Protocol), RMON (com histórico de alarmes, eventos, estatística), RSTP (Rapid Spanning Tree Protocol), Port Mirroring, BootP/DHCP, FTP, Telnet, SMTP, SNMP, suporte para IPv6 e IPv4 ;

Deverão possuir função de auto-monitoração com alarme através de um contato onde esta função deverá monitorar tanto o hardware quanto o software.

## **2.8. Gateway de Segurança Ethernet: GSE**

Trata-se de unidades robustas utilizadas para comunicação Ethernet segura entre redes privadas, interoperabilidade com outros dispositivos utilizados pela TI, sistemas de controle e supervisão sobre Protocolo Internet Seguro (IPsec) Rede Privada Virtual (VPN).

Essas unidades deverão proteger redes privadas de tráfegos maliciosos com firewall completo e forte controle de autenticação para acesso.

Deverá possuir simples configuração de VPN, manutenção e configuração utilizando interface web segura (HTTPS), eliminando a necessidade de software para configuração e ser configurável até 16 VPN's (virtual private networks) conectadas através de 3 portas Ethernet;

Deverá possuir certificado X.509 para garantir a autenticação para requisição de conexão e protocolo de verificação em tempo real do certificado X.509 (OCSP). Deverá armazenar até sessenta mil registros de eventos de segurança (Syslog).

O GSE deverá possuir sincronização via IRIG-B e possuir 2 portas Ethernet traseira e 1 porta Ethernet frontal, LEDs frontais indicando o estado dos canais de comunicação e contato de alarme para self-test (Watchdog)

## **2.9. Servidores de Portas Ethernet: SPE**

Os servidores de portas são unidades conversoras que permitem o acesso via rede ethernet aos equipamentos que possuem somente interface de comunicação serial EIA232 ou EIA-485/422. Deverá ser utilizado para os casos onde haja a necessidade de integração de equipamentos em portas de comunicação ethernet.

Tais servidores deverão estabelecer conexões ethernet seguras utilizando SSH, Telnet ou encapsulamento TCP. Deverão possuir 17 portas seriais traseiras e possibilitar o mapeamento em qualquer uma das 3 portas ethernet.

Deverá possuir registro de eventos com o armazenamento de até 60.000 eventos (alteração de ajustes, acessos de engenharia, etc.) no formato Syslog.

O SPE deverá possuir sincronização via IRIG-B e possuir 2 portas Ethernet traseira e 1 porta Ethernet frontal, LEDs frontais indicando o estado dos canais de comunicação e contato de alarme para self-test (Watchdog)

## **2.10. Módulo de sincronismo de tempo via satélite: GPS**

O módulo de sincronismo de tempo via satélite, GPS, deverá ser responsável pela sincronização de relógios através de sinal enviado por satélites, garantindo que todos os dispositivos do sistema estarão operando na mesma base de tempo.

Deverá possuir display por LED e porta serial EIA-232 para configuração e programáveis por comando (FOR – IRIG-B000 ou IRIG-B002). Também deverá possuir uma porta serial traseira em fibra-Óptica ST e fornecer 3 saídas IRIG-B demoduladas, 3 saídas demoduladas programáveis por DIP's (IRIG-B000, IRIG-B002, 1pps ou 1kpps) ou todas as 6 saídas demoduladas programáveis por comando (FOR – IRIG-B000, IRIG-B002, 1pps ou 1kpps) e 01 saída IRIG-B modulada.

O GPS deverá possuir contato auxiliar para alarme de watchdog.

## 2.11. Sistema de Monitoramento de SE: SMS

Trata-se de um sistema dedicado ao gerenciamento da manutenção, totalmente separado do sistema de operação em tempo real que utiliza como fonte de dados os relés de proteção que possuem funções de monitoramento.

Deverá utilizar a infraestrutura de rede de comunicação ethernet existente na SE e garantir a alta confiabilidade e disponibilidade dos dados. É de fundamental importância que esta plataforma seja equipada com HD de estado sólido 120GB para armazenamento local de eventos.

Deverá permitir o acesso remoto através da WEB via intranet ou internet sem a necessidade de instalação de softwares adicionais e independente de sistema operacional. Disponibilizará dados históricos, análises e alarmes e permitirá a análise gráfica com linhas de tendências.

Além de disponibilizar ao usuário ferramentas para análise de dados de monitoração dos equipamentos, o SMS também efetua análises automáticas pré-programadas. A cada novo valor das variáveis monitoradas, o SMS deverá utilizar métodos estocásticos para prever o valor após um número de dias futuros programado. Se este valor ultrapassar níveis programados, é gerado uma notificação. A notificação pode ser um Alarme ou um Aviso de Anomalia, onde o primeiro alerta para um cenário anormal de operação enquanto que o segundo é indicativo de uma falha impeditiva de funcionamento no equipamento.

Deverá enviar alarmes através de e-mail, mensagem de voz ou mensagem de texto para celular e permitir o cadastro usuários com senha de acesso e nível hierárquico.

O hardware utilizado deverá ser baseado em uma plataforma computacional robusta, o qual atende norma IEEE 1613, não possui partes móveis para ventilação. Deverá possuir ainda portas seriais EIA-232 e portas ethernet óticas 100BASE-FX, com os seguintes protocolos de comunicação:

- **Mestre:** DNP3 Serial, DNP3 LAN/WAN, Modbus RTU, Modbus TCP, IEC 60870-5-103
- **Escravo:** DNP3 Serial, DNP3 LAN/WAN, Modbus RTU, Modbus TCP, IEC 60870-5-101/104
- OPC Cliente/Server
- IEC-61850 MMS

O hardware ofertado deverá possuir portas USB que permite a instalação de teclados mouse e impressoras e também possui saídas de vídeo VGA que permitem a instalação de monitores, criando um posto de operação e análise local na SE.

## 2.12. Centro de Operação do Sistema: COS

É o Centro responsável pela Operação do Sistema Elétrico da planta

### **2.13. Centro de Engenharia de Proteção e Controle: CEPC**

Trata-se de um centro remoto de análise para a área de engenharia ou manutenção elétrica, com o objetivo de coletar dados para análise de perturbações, qualidade de energia, ajustes das funções de proteção, etc.

Deverá ser possível acessar cada UM de forma a se obter arquivos de oscilografia, seqüência de eventos e realizar reajustes remotos das proteções, através softwares amigáveis e em ambiente Windows. Nesta central também deverá haver um software que deverá gerenciar e classificar todas as perturbações do sistema elétrico de forma automática, permitindo que a base de dados destas perturbações seja armazenada em banco de dados em ambiente Windows específico para este fim. Este software deverá apresentar uma tela resumida sobre as ocorrências, que deverão ser atualizadas de forma automática, sem necessidade de o analista de perturbações efetuar discagem ou procura manual. Os softwares devem estar aptos a trabalhar sobre a rede corporativa da Empresa

No CEPC, deverá haver possibilidade de interconexão com a rede corporativa da Empresa, onde será possível compartilhamento de dados com outras áreas. A rede de comunicação entre o CEPC e cada SE poderá ser dedicada ou compartilhada.

O fornecedor deverá fornecer softwares e hardwares (PC, impressora, no-break, monitor, teclado, mouse, etc.) necessários para o funcionamento do CGP, bem como mesa e cadeira para o operador do CEPC.

## **3. Normas**

Os componentes do SIS são projetados, fabricados e ensaiados de acordo com as normas aplicáveis ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas, IEC – International Electrotechnical Commission ou ANSI – American National Standard Institute.

## **4. Características funcionais**

### **4.1. Introdução**

O sistema é dividido em 4 níveis, de forma a permitir os seguintes modos de operação:

a) Nível 0: Onde estão os equipamentos primários do sistema elétrico, isto é, disjuntores, transformadores, TC's, TP's, etc.;

b) Nível 1 – Local: Onde estão as UM's e UADA's que estão à nível de bay e interligadas ao nível zero através TC's e TP's via cablagem convencional e disjuntores, chaves via cablagem convencional ou serial via cablagem ótica.

c) Nível 2 – Local: É um nível hierarquicamente superior ao nível 1 e nele estão os processadores de comunicação, gateways, etc. É responsável pelas funções de supervisão em tempo real, comando remoto, registro de eventos, coleta de arquivos de oscilografia e envio de dados para as Estações do Nível 3 (COS e CE). Situa-se na casa de controle da própria subestação e é o local adequado para se operar a subestação de forma local.

d) Nível 3 – Remoto: Para efeito de operação do sistema – COS, como para o Centro de Engenharia de Proteção e Controle (ajustes, análise de perturbações) chamado CEPC.

A arquitetura do sistema deve ser do tipo distribuída, onde para cada bay haverá uma unidade multifunção UM ou UADA, que estará instalada no nível 1 do sistema.

As UM's e UADA's desempenham todas as funções de proteção, controle, medição, intertravamentos, automatismos, registro de eventos, oscilografia, monitoramento de desgaste dos disjuntores, monitoramento da tensão dos bancos de baterias, sinalização, alarmes e comunicação com o nível 2.

A filosofia adotada na elaboração das lógicas deverá obedecer às seguintes premissas:

- As lógicas referentes aos bays devem, preferencialmente, ser desenvolvidas no nível da UM e UADA's, de maneira descentralizada e com o mínimo possível de interligações físicas entre os equipamentos.
- O tempo de processamento suficientemente pequeno para atuação das lógicas garantindo um correto funcionamento de funções de proteção. Para isto, o tempo de processamento de todas as lógicas do usuário deve ter o mesmo o mesmo tempo de processamento que as funções de proteção das UM's.
- As lógicas no nível de subestação, com troca de informações entre UM's e UADA's devem ser implementadas utilizando-se mensagens do protocolo IEC 61850 GOOSE.
- Sempre que possível deve haver redundância nas lógicas, isto é, a lógica deve ser implementada em duas UM's ou UADA's.
- A falha simples de um canal de comunicação Ethernet não deve comprometer a execução das lógicas.

O projeto como um todo deverá otimizar os esquemas funcionais de forma a otimizar a utilização de relés auxiliares, relés biestáveis, relés de disparo, relés temporizadores, botoeiras e sinaleiros externos, etc. Os esquemas de controle deverão ser desenvolvidos através lógicas booleanas nas UM's, que deverão enviar os sinais de disparo de disjuntores e contatores sem utilização de relés auxiliares intermediários.

## 4.2. Arquitetura de comunicação

A rede de comunicação interna da subestação deverá projetada com os switches em anel e UM's e UADA's em dupla estrela. Assim, as UM's e UADA's deverão possuir interfaces Ethernet redundantes em fibra-ótica, funcionando em "Fail Over Mode", isto significa que na falha do cabo de comunicação ou de um switch Ethernet a comunicação pode ser transferida para a outra interface Ethernet sem degradar o sistema.

As UM's e UADA's devem ter a possibilidade de publicar diferentes mensagens GOOSE para diferentes VLANs com diferentes níveis de prioridades, para cada mensagem GOOSE deve-se ter a possibilidade de se associar diversas variáveis analógicas e digitais, respeitando-se o limite do payload de um frame Ethernet, isto é, deve ser possível a publicação tanto de variáveis analógicas e digitais através de mensagens GOOSE.

Os canais redundantes deverão apresentar funcionalidades iguais. No caso de falha no canal ativo, o segundo canal deverá ser utilizado. Deverá ser possível a detecção e sinalização de qualquer falha no canal inativo.

No nível 2, deverão ser previstos unidades de processamento de comunicação (UPC's) que se comunicarão com as UM's e UADA's. Essas unidades deverão ser redundantes.

A arquitetura prevê a integração em protocolo IEC-61850 MMS (Manufacturing Message Specification) para troca de dados de controle e proteção entre as UM's, UADA's e as UPC's.

A UPC será responsável pelas funções de gateway, concentrador de comunicação e processador inteligente. Sendo responsável pelo processamento da base de dados de todas as UM's e UADA's da subestação, envio e recebimento de dados e processamento de controles oriundos dos Centros Remotos e também responsável pela execução de lógicas e automatismos no nível local. Deverão ainda, permitir a integração de UM's e UADA's que possuam outros protocolos ethernet ou serial. Para isso, as UPC's deverão possuir os seguintes protocolos de comunicação:

- **Mestre:** DNP3 Serial, DNP3 LAN/WAN, Modbus RTU, Modbus TCP/IP, IEC 60870-5-103.
- **Escravo:** DNP3 Serial, DNP3 LAN/WAN, Modbus RTU, Modbus TCP/IP, IEC 60870-5-101/104.
- OPC Cliente/Server
- IEC-61850 MMS

Os dados convertidos do protocolo IEC 61850 MMS para um dos protocolos acima devem estar com a estampa de tempo da UM ou UADA que registrou o evento.

Para a necessidade de integração com UM's e UADA's que utilizem portas de comunicação serial EIA-232 ou EIA-485, deverão ser previstos servidores de

portas ethernet (PSE). Esses servidores de portas ethernet permitirão o acesso via rede ethernet aos equipamentos que possuem somente interface de comunicação serial EIA232 ou EIA-485/422, evitando assim o uso de cabo metálico que limitam as distâncias entre os equipamentos e a UPC. Além disso, toda a estrutura de rede ethernet é aproveitada, assim como o mapeamento redundante nas duas UPC's que operam em redundância, garantindo maior disponibilidade para esses dados.

As UM's, UADA's, UPC's, SMS's e EOL's deverão ter seus relógios de tempo real sincronizados por um Servidor de Base de Tempo (GPS - Global Positioning System) de forma a garantir a sincronização de seus relógios com relação ao tempo absoluto através do padrão IRIG-B.

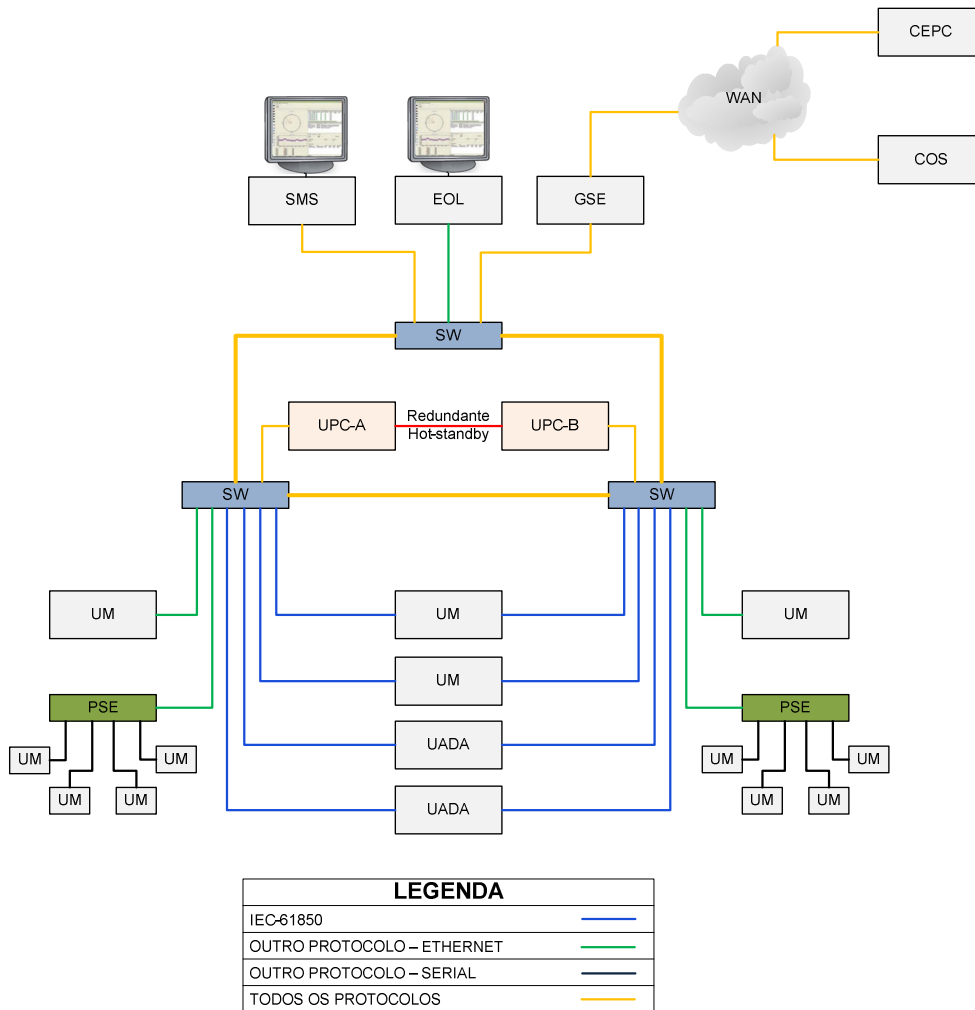
O sistema de base de tempo deverá poder ser configurado para horário verão (DST - Daylight Saving Time) com datas de entrada e saída neste período, livremente configuráveis.

Para o caso de falhas numa determinada UM, as alternativas para assegurar a operação do sistema estão descritas no item 4.3 – Comando.

O sistema deverá ter capacidade para futuras expansões as quais não deverão introduzir degradação de desempenho na parte existente, isto é, não deverá haver interrupções no sistema de comunicação com o acréscimo de novas unidades no sistema.

A seguir será apresentado uma arquitetura básica do SIS:

## Arquitetura básica de rede



### 4.3. Comando

O comando dos equipamentos do sistema poderá ser efetuado em todos os equipamentos passíveis de comando (disjuntores, contadores e/ou chaves seccionadoras), através suas respectivas UM's que deverá possuir painel de operação frontal e botoeiras independentes para comando de abertura e fechamento de disjuntor. Este painel deve possibilitar comandos e sinalização local substituindo chaves de controle e sinaleiros tradicionais. Poderá contemplar os intertravamentos locais e específicos de cada bay, caso existam, bem como eventuais intertravamentos com outros bays. Este comando poderá ser de 04 formas:

- Remoto nível 3, via Centro de Operação do Sistema – COS;
- Remoto nível 2, via EOL da Subestação;
- Remoto nível 1, via teclado frontal das UM's.
- Local, de forma mecânica nos equipamentos no pátio da SE ou no cubículo dos disjuntores/contadores, onde neste caso não haverá lógicas de intertravamento, pois se supõe que tais manobras serão realizadas em



situação de emergência. Caso se queira preservar segurança física de operadores, torna-se necessário instalar um painel de comando de retaguarda para os disjuntores, sem intertravamentos.

Para todos os comandos acima descritos, são obedecidas as lógicas de intertravamento que serão implementadas nas respectivas UM's.

As UM's devem ser instaladas em Painéis de Proteção e Controle separados, na Sala de Controle da Subestação, onde por motivos de segurança de operadores não devem em hipótese alguma ser instaladas junto aos equipamentos principais tanto de Média como de Alta Tensão. Portanto, para os cubículos dos disjuntores de Média Tensão, também se deve prever interligação de fiação de corrente, tensão e controle com o painel de proteção e controle onde estarão instalados as UM's e UPC's.

#### **4.4. Controle**

Para seccionadores com abertura e fechamento sem carga deverá ser previstos intertravamentos de segurança entre eles e os disjuntores, para evitar erros de manobra e que possam resultar em danos materiais e ou pessoais. Todos os intertravamentos serão implantados a nível de UM. Também deverá ser possível implementar outras lógicas de controle a nível de UM, de forma a eliminar a utilização de relés auxiliares, biestáveis, relés de bloqueio e temporizadores. Caso seja necessário utilizar um maior número de entradas e saídas digitais, deve-se prever esta possibilidade de expansão de placas na própria UM ou através entradas e saídas digitais virtuais provenientes de UADA's, que poderão ser ligados as UM's através de porta serial com cabos seriais ou fibra ótica ou via rede ethernet através de mensagens IEC-61850 GOOSE.

Todas as lógicas de monitoramento, comando, controle e proteção deverão seguir uma padronização a ser estabelecida de comum acordo entre usuário e fornecedor, de forma a facilitar eventuais intervenções da equipe de manutenção. Tais lógicas deverão ser obrigatoriamente descritas na documentação do projeto em forma de diagrama de blocos ou equações lógicas. O fornecedor deverá anexar documento de metodologia de elaboração de lógicas de controle a proposta técnica.

Cada UM deverá ter recursos para eventuais adaptações a cada situação específica através de lógicas de controle. Tais recursos devem ser:

- Entradas e saídas digitais de interface com disjuntores, chaves, proteções inerentes de transformadores, lógicas para transferência automática, diferencial de barras, etc. ou outras UM's;

As UM's deverão permitir implementação de ajustes de 3 modos distintos e independentes:

- Via painel frontal, através teclados;



- Via emulador de terminal, onde neste caso além dos ajustes das proteções deverá ser possível implementar lógicas de controle através equações lógicas utilizando-se operadores booleanos;
- Softwares de programação em ambiente Windows e que possibilite as seguintes funções principais: desenvolver ajustes de forma off-line com editor inteligente que permite apenas ajustes válidos, criar lógicas de controle de forma gráfica e através equações lógicas, organizar ajustes com o gerenciador de base de dados da UM. Também deverá gravar e descarregar ajustes utilizando-se um simples PC, permitir testes dos esquemas lógicos, analisar formas de onda após eventos no sistema elétrico, inclusive espectro de harmônicos, descarregar informações sobre desgastes do disjuntor, relatórios de qualidade de energia e outros. Este software deverá ser amigável e permitir interfaces com outros softwares para efeito de documentação do projeto.

Todas as saídas (com exceção da saída de alarme da auto-supervisão) e entradas deverão ser totalmente programáveis através de equações lógicas, com possibilidade de configuração de pelo menos dezesseis chaves de controle em substituição às tradicionais chaves de painéis, dezesseis mensagens de alarmes (com textos configuráveis pelo usuário) para serem exibidas no painel frontal em substituição aos tradicionais anunciadores de alarmes e também até dezesseis chaves de controle remotas para facilitar a integração do relé a sistemas de automação, possibilitando ações de telecontrole.

#### **4.5. Sinalização**

A aquisição dos dados para telesinalização será efetuada nas UM's e a transmissão será via comunicação ethernet. Deverão também ser sinalizados no mostrador frontal da UM (display em cristal líquido). Na UM não é necessário ser indicado diagramas mímicos, pois as ações de controle serão remotas e as ações locais serão somente em casos de emergência.

As sinalizações locais das proteções serão feitas via indicadores luminosos (led's) ou via mostrador frontal e deverão indicar a função atuada e as fases afetadas.

#### **4.6. Alarme**

Toda e qualquer anormalidade nos equipamentos principais e auxiliares da subestação, deverá gerar um alarme via protocolo em comunicação ethernet e caso desejável mensagens no mostrador digital das UM's.

#### **4.7. Registro Seqüencial de Eventos**

De maneira à simplificar análise de ocorrências cada UM deverá ter possibilidade de apresentar uma lista de eventos. Cada UM deverá colocar um rótulo de tempo nos pontos sob seu controle e, para isto, deverá ter seu próprio controle de tempo. A sincronização de tempo entre as várias UM's deverá ser realizada por um sinal de IRIG-B proveniente do módulo de sincronismo de tempo via satélite – GPS.

Cada UM deverá permitir armazenagem de mais de 500 eventos, com resolução e precisão de 1 ms. A mesma exigência faz-se necessário as UADA's, que deverá possuir resolução idêntica as das UM's.

A UPC deverá coletar eventos provenientes das UM's e UADA's e manter a resolução destas respectivas unidades.

#### **4.8. Medição Operacional e de Faturamento:**

As grandezas elétricas deverão ser obtidas pela própria UM, isto é, não deverão ser adotados transdutores nos painéis e cubículos. Cada UM deverá ser alimentada por 3 TC's de fases e 3 TP's. Eventualmente poderão ser necessários a utilização de TC's no neutro de transformadores de distribuição e TP's monofásicos para sincronismo.

Como cada UM realiza as funções de medição e proteção, deve-se prever a utilização de apenas um núcleo para os TC's, que devem apresentar precisão menor que 1% para condições próximas ao carregamento nominal do circuito.

As UM's deverão ter as seguintes grandezas de medição operacionais: correntes de fases, neutro e terra, tensões por fase e de sincronismo, potência ativa e reativa trifásica e por fases, energia ativa e reativa trifásica e por fase, fator de potência trifásico e por fases, freqüência instantânea do sistema.

As UM's também deverão fornecer medições para fins de monitoramento, manutenção e comissionamento, que são as seguintes: correntes de seqüência positiva, negativa e zero para fins de monitoramento dos circuitos, demanda de corrente de fases, seqüência negativa e de neutro de forma à se monitorar e fornecer alarmes para condições de desequilíbrios e sobrecargas e tensão contínua de alimentação das UM's. As medições de demanda devem ser programáveis para tipo térmica ou rolante e com constante de tempo de 5 a 60 minutos.

As precisões das medições devem ser de +/- 0,1% de corrente e +/- 0,2% para as tensões.

A UM específica para a proteção diferencial de transformadores deverá ter medições independentes para cada enrolamento e deve fornecer: correntes (fases e seqüencial), demanda de corrente de fases, seqüência negativa e zero para efeito de monitoramento de sobrecargas e desequilíbrios, fasores secundários de corrente de fases (magnitude e ângulo), quantidades diferenciais como corrente de operação, corrente de restrição, corrente de

segunda e quinta harmônica e espectro harmônico mostrando para cada enrolamento desde a valor DC até 15ª harmônica.

As medições operacionais mínimas de cada circuito são:

- Correntes de fase (IA, IB, IC), de neutro (IN) e residual (IG), correntes de seqüência (I1, 3I2, 3I0);
- Tensões de fase (VA, VB, VC) e de sincronismo (VS), tensões de seqüência (V1, V2, 3V0);
- Potência ativa e reativa por fase e trifásica (quatro quadrantes);
- Fator de potência por fase e trifásico;
- Demanda de corrente de fase, de neutro e de seqüência negativa;
- Demanda de potência ativa e reativa por fase e trifásica (quatro quadrantes);
- Energia ativa e reativa por fase e trifásica (quatro quadrantes);
- Freqüência;
- Registro de valores máximos e mínimos de grandezas analógicas.

Para efeito de faturamento, deve-se adotar TC's e medidores específicos para esta finalidade. Os medidores podem estar integrados ao SIS ou a outro sistema de medição.

#### 4.9. Monitoramento

Cada UM deverá ser responsável pelas seguintes funções de monitoramento:

- Autosupervisão:** É uma lógica que monitora o funcionamento da UM e no caso de eventual falha interna, haverá indicação frontal, atuação de contato para alarme, indicação remota e mensagem no mostrador digital. Deverá ser possível iniciar lógicas de segurança em outra(s) UM(s), como por exemplo: um reajuste nas proteções, transferência de disparo para outro disjuntor, ativar uma unidade de proteção por seqüência negativa remota, etc.
- Supervisão de Circuitos de Disparo de Disjuntor:** Essa lógica deve detectar eventuais rompimentos da fiação ou bobina de abertura do disjuntor e realizar consistência dos contatos dos disjuntores. No caso de falhas no circuito de disparo, a UM deverá indicar localmente através mensagem no display e também remotamente via comunicação serial. Também deverá ser inibido o fechamento do disjuntor ,enquanto persistir a falta.
- Oscilografia:** De maneira à simplificar análise de ocorrências cada UM deverá ter recursos de oscilografia e registro seqüencial dos eventos. O disparo da oscilografia bem como o quão detalhado deverá ser o arquivo (resolução, tipo dos dados analógicos) deverão ser programáveis pelo usuário. A UM deverá registrar e armazenar menos os últimos 30 ciclos em memória não volátil. Para facilitar a análise, os arquivos de oscilografia deverão obrigatoriamente ter anexados os ajustes das



proteções e configuração completa da respectiva UM. O usuário deve programar (na UM ou no software) quais as grandezas serão mostradas nos arquivos de oscilografia. Todas grandezas deverão estar disponíveis para a escolha do usuário, inclusive grandezas analógicas medidas e calculadas pela UM, como por exemplo as correntes e tensões de seqüência negativa e zero, nível DC da bateria da SE no momento do disparo do relé e abertura do disjuntor, etc. Também deverá estar disponível todas as entradas e saídas digitais de cada UM. As UM's deverão possuir oscilografia com duração e tempo de pré-falta programáveis.

- d) Seqüência de Eventos:** As características de seqüência de eventos devem ser de forma à armazenar pelo menos os últimos 500 eventos. A base de tempo com resolução de 1 ms deve ser sincronizada por um sinal IRIG-B que pode ser recebido GPS. Informações mínimas: Identificação da UM, data, hora, tipo de evento, localização da faltas (alimentadores e linhas), freqüência, tipo de falta, níveis de correntes de falta e pré-falta para correntes de fases, correntes de seqüência zero e negativa, tensões de fases, estado dos alarmes, número de aberturas e fechamentos do disjuntor no dia, estado do disjuntor e contador de religamentos automáticos (para alimentadores e linhas).
- e) Monitoramento da Bateria da Subestação:** Cada UM deverá realizar um monitoramento do sistema de corrente contínua da subestação, de forma à assegurar a qualidade do fornecimento do sistema DC. Cada UM deverá possuir 2 níveis de ajustes na faixa de 20 à 300 Vcc em intervalos de 1 Vcc para serem utilizados para fins de alarme local e remoto e controle (bloqueio de fechamento e religamento).
- f) Monitoramento do Disjuntor:** A cada operação, os disjuntores se desgastam de forma elétrica e mecânica. Cada UM deverá realizar monitoramento do desgaste dos contatos de cada pólo do disjuntor, através medição da corrente não filtrada no instante da abertura e o número de manobras de abertura e fechamento. Para cada abertura do disjuntor, a UM deverá registrar e integralizar a magnitude de corrente para cada fase, onde então irá comparar os valores reais com os valores fornecidos pelo fabricante do disjuntor através de curvas ou tabelas, que serão implementadas na configuração de cada UM.
- g) Localização de Defeitos:** De forma a minimizar os custos de busca de defeitos nas linhas de transmissão e alimentadores, a UM correspondente deverá possuir a função localizador de faltas que deverá indicar o local do curto-circuito em quilômetros.
- h) Qualidade de Energia:** As UM's de alimentadores, banco de capacitores, geral de AT e geral de BT de transformadores deverão possuir monitoramento de qualidade de energia elétrica, onde se exige relatórios de sub e sobretensões momentâneas (voltage sag / swell) e de interrupções de energia, que serão enviados para o CEPC. Tais UM's deverão também proporcionar coleta de níveis harmônicos para corrente

e tensão por fase, que também deverão ser enviadas para o CEPC, no nível 3.

#### **4.10. Proteção:**

As UM's deverão fornecer indicação de atuação (trip) e indicar no frontal a função que provocou o disparo, bem como as fases envolvidas. Também deverá enviar esses dados via comunicação serial. A programação dos ajustes será feita remotamente pelo Centro de Engenharia de Proteção e Controle (CECP).

Também deverá ser previsto que alterações de ajustes e coleta de arquivos de eventos e oscilografia sejam feitos por notebook através da UPC, no nível 2 da SE, em casos de emergência com perda da comunicação com o CECP ou eventual intervenção local na SE. Desta forma os serviços de campo serão feitos de forma mais confortável para o usuário e não há necessidade de comunicação com cada UM de forma individual, bastando a comunicação com a UPC para se acessar todas as UM's mesmo de forma local. Deverá possuir pelo menos 2 grupos de ajustes que poderão ser alterados de forma local pela EOL ou remota pelo COS. Todo o sistema de proteção deverá ser previsto para uso com os transformadores de corrente e potencial, cujas principais características estão mostradas no diagrama unifilar em anexo. Os elementos de corrente deverão ser previstos para 1 ou 5 A e os de tensão para 120 V fase neutro ou fase-fase e 60 Hz.

As funções de proteção de cada UM será especificada no item 5. Deverão possuir 2 grupos de ajustes e ter possibilidade efetuar controle de torque das funções de sobrecorrente e também possuir as seguintes funções básicas:

- 30 – Anunciador;
- 69 – Inibição de fechamento;
- 86 – Retenção de sinal de disparo.

#### **4.11. Automatismos:**

As UM's deverão possuir algumas funções de automatismo adicionais, onde para efeito de redução de custos de manutenção, otimização de cabos convencionais e canaletas, não será admitido o uso de cablagem convencional além daquelas normalmente já previstas para cada UM. Portanto, caso haja necessidade de troca de informações entre UM's esta troca de informações deverá ser feita comunicação lógica entre UM's através um único cabo de fibras óticas. As funções de transferência automática entre circuitos de entrada de LT e esquemas de reconexão de transformadores deverão ser realizados pelas UM's respectivas.

Eventuais lógicas especiais como alívio de carga, corte de geração, transferência automática, etc., poderão ser realizadas de várias formas, dependendo da sua complexidade. Podem ser realizadas lógicas a nível de



bay, nas próprias UM's e UADA's ou lógicas que exigem troca de informações entre bays sendo realizadas nas próprias UM's. e UADA's através de troca de mensagens IEC-61850 GOOSE.

O detalhamento dos automatismos será feito abaixo:

Transferência Automática de Linhas de Transmissão:

---

---

---

Diferencial de Barras de Alta Tensão:

---

---

---

Reconexão Automática de Transformadores:

---

---

---

Alívio de Carga por Subtensão / Subfrequência:

---

---

---

Corte de Geração:

---

---

---

Controle de Banco de Capacitores:

---

---

---

Proteção Diferencial de Barras de Distribuição (média tensão):

---

---

---

#### **4.12. Comunicação Remota:**

As UM's devem possuir porta serial EIA-232 frontal para comunicação e parametrização local. Deve possuir porta ethernet dual traseira em fibra ótica ou metálica com os protocolos nativos da norma IEC-61850. Além da comunicação com os processadores de comunicação UPC, deverão permitir o acesso remoto de engenharia para visualização de status, oscilografias, eventos e permitir ainda a parametrização e configuração remota.

As UM's deverão aceitar sinais em IRIG B demodulado através uma das portas seriais ou entrada específica em conectores BNC.

O processador de comunicação – UPC deverá possibilitar comunicação dos seguintes modos:

- a) com a EOL local, para efeitos de operação através protocolo DNP3 LAN/WAN, Modbus TCP ou IEC 60870-5-101/104
- b) através rede Cooperativa (Ethernet TCP/IP) para o CECP, para efeito de proteção e análise de perturbações;
- c) disponibilizar porta serial ou ethernet frontal para serviços de manutenção em campo. Através desta porta serial frontal da UPC, instalado no mesmo painel dos relés, os usuários farão acesso a todas as UM's da Subestação.

Desta forma, para acesso local as UM's não está previsto que o usuário conecte-se a cada UM de cada vez ( exceto em casos de perda da UPC onde apenas neste caso será conectado notebook a cada UM de forma individual).

Esta medida deve-se ao fato de que prevê-se que o acesso local será raro e somente em casos de emergência deverá ser feito serviço em campo. Neste caso o usuário deverá ter um mínimo de conforto para poder manusear as UM's e UPC's de forma local. Será previsto uma mesa portátil embutida no painel de proteção e controle, com ponto de rede, modem, tomadas para notebook, celular, dispositivo para mini-impressora, etc., e que deverá ficar situada de forma a permitir acesso as UM's via UPC.

## **5. Funcionalidades das UM's para cada Circuito da Subestação:**

### **5.1. Entrada de LT's (UMLT):**

Dependendo do tipo de Subestação, as UM's de linhas de transmissão poderão ser de 3 tipos (a ser escolhido pelo usuário ou deixar que o fornecedor proponha uma solução):

- Tipo A: proteção de distância e outras complementares;
- Tipo B: proteção diferencial de linhas e outras complementares;
- Tipo C: proteção direcional e outras complementares;

A seguir será fornecida uma descrição com os requisitos básicos de cada um destes tipos.

#### **a) Tipo A: proteção de distância e outras complementares**



Esta UM deverá possuir as funções de proteção abaixo:

- 21 – Distância de fase, quatro zonas tipo Mho;
- 21G – Distância de neutro, cinco zonas tipo Mho e cinco zonas tipo quadrilateral;
- 67G – Sobrecorrente direcional de neutro (polarizado por corrente ou tensão);
- 67Q – Direcional de seqüência negativa;
- 50/51 – Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G – Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51Q (46) – Sobrecorrente instantânea e temporizada de seqüência negativa;
- 85 – Esquemas de teleproteção (PUTT, POTT, DCUB, DCB) ou lógica programável;
- 78/68 – Disparo e bloqueio por oscilação de potência;
- 25 – Verificação de sincronismo;
- 27/59 – Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases;
- 59G – Sobretensão de neutro;
- 59Q – Sobretensão de seqüência negativa;
- 50/62BF – Falha de disjuntor;
- 60 – Perda de potencial;
- 81 – Sub/Sobrefreqüência.

Adicionalmente deverá possuir as seguintes lógicas adicionais:

- Função 21N quadrilateral com unidade de medição resistiva que evita sobrealcances devido a condição pré-falta;
- Detecção de transitórios em TPC's;
- Compensação do tempo de fechamento do disjuntor na lógica de sincronismo;
- Trecho morto (stub bus);
- Energização sob falta (switch onto fault);
- Invasão de carga (load encroachment);
- Compensação de seqüência zero independente para zona 1 e demais;
- Protocolo para a comunicação direta relé-a-relé, controle ou teleproteção sem a necessidade do equipamento teleproteção (PUTT, POTT, DCUB, DCB, DTT, etc.) ou lógica programável.

#### **b) Tipo B: proteção diferencial de linhas e outras complementares**

Esta UM deverá possuir as funções de proteção abaixo:

- 87LP – Diferencial de linha de fase segregada;
- 87LG – Diferencial de linha seqüência zero;
- 87LQ – Diferencial de linha seqüência negativa;
- 21 – Distância de fase, quatro zonas tipo Mho;
- 21G – Distância de neutro, quatro zonas tipo Mho e quatro zonas tipo quadrilateral;



- 50/51 – Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G – Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51Q (46) – Sobrecorrente instantânea e temporizada de seqüência negativa;
- 67G – Sobrecorrente direcional de neutro (polarizado por corrente ou tensão);
- 67Q – Direcional de seqüência negativa;
- 85 – Esquemas de teleproteção (PUTT, POTT, DCUB, DCB) ou lógica programável;
- 78/68 – Disparo e bloqueio por oscilação de potência;
- 25 – Verificação de sincronismo;
- 27/59 – Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases;
- 59G – Sobretensão residual;
- 59Q – Sobretensão de seqüência negativa;
- 50/62BF – Falha de disjuntor;
- 60 – Perda de potencial;
- 81 – Sub / Sobre freqüência.

Adicionalmente deverá possuir as seguintes lógicas adicionais:

- Função 87L com característica no plano alfa que garante imunidade a saturação de TC's maior tolerância contra assimetria de tempo de transmissão do canal, mantendo sensibilidade para detecção de faltas de alta impedância e para faltas tipo outfeed;
- Função 21N quadrilateral com unidade de medição resistiva que evita sobrealcances devido a condição pré-falta;
- Detecção de transitórios em TPC's;
- Trecho morto (stub bus);
- Compensação do tempo de fechamento do disjuntor na lógica de sincronismo;
- Energização sob falta (switch onto fault);
- Invasão de carga (load encroachment);
- Compensação de seqüência zero independente para zona 1 e demais;
- Transferência de até 4 sinais binários pelo mesmo canal da função 87L;
- Protocolo para a comunicação direta relé-a-relé, teleproteção sem a necessidade do equipamento de teleproteção (PUTT, POTT, DCUB).

Não faz parte do escopo, o fornecimento e instalação das fibras óticas necessárias para esta proteção diferencial, onde o usuário deverá especificar o tipo de fibra a ser utilizado.

### **c) Tipo C: proteção de sobrecorrente direcional e outras complementares**

Esta UM deverá possuir as funções de proteção abaixo:

- 67/67G/67Q – Sobrecorrente direcional de fase, residual e de seqüência negativa;



- 67N – Sobrecorrente direcional de neutro;
- 50/51 – Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G – Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51N – Sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro;
- 50/51Q (46) – Sobrecorrente instantânea e temporizada de seqüência negativa;
- 25 – Verificação de sincronismo;
- 27/59 – Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases;
- 59G – Sobretensão residual;
- 59Q (47) – Sobretensão de seqüência negativa;
- 50/62BF – Falha de disjuntor;
- 60 – Perda de potencial;
- 81 – Sub / Sobrefreqüência;
- 85 – Esquemas de controle ou teleproteção (PUTT, POTT, DCUB, DCB, DTT, etc.) ou lógica programável;
- 51/67HZ – Sobrecorrente direcional de neutro de alta sensibilidade, caso especificado.

Adicionalmente deverá possuir as seguintes lógicas adicionais:

- Compensação do tempo de fechamento do disjuntor na lógica de sincronismo;
- Invasão de carga (load encroachment);
- Energização sob falta (switch onto fault);
- Protocolo para a comunicação direta relé-a-relé, controle ou teleproteção sem a necessidade do equipamento teleproteção (PUTT, POTT, DCUB, DCB, DTT, etc.) ou lógica programável;

## **5.2. Geral de Alta Tensão do Transformador (UMGAT)**

Esta UM deverá possuir as funções de proteção abaixo:

- 50/51 – Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G – Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51N – Sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro;
- 50/51Q (46) – Sobrecorrente instantânea e temporizada de seqüência negativa;
- 67/67G/67Q – Sobrecorrente direcional de fase, residual e de seqüência negativa;
- 67N – Sobrecorrente direcional de neutro;
- 25 – Verificação de sincronismo;
- 27/59 – Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases;
- 59G – Sobretensão residual;
- 59Q (47) – Sobretensão de seqüência negativa;
- 50/62BF – Falha de disjuntor;
- 60 – Perda de potencial;
- 81 – Sub / Sobrefreqüência.

Deve ainda permitir registro de perfil de carga em até 40 dias com registros a cada 15 min. e as seguintes lógicas adicionais:

- Compensação do tempo de fechamento do disjuntor na lógica de sincronismo;
- Invasão de carga (load encroachment);
- Energização sob falta (switch onto fault);
- Filtragem adaptativa em situação de saturação de TC's.

### **5.3. Geral de Baixa Tensão do Transformador (UMBT):**

Esta UM deverá possuir as funções de proteção abaixo:

- 50/51 – Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G – Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51N – Sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro;
- 50/51Q (46) – Sobrecorrente instantânea e temporizada de seqüência negativa;
- 67/67G/67Q – Sobrecorrente direcional de fase, residual e de seqüência negativa;
- 67N – Sobrecorrente direcional de neutro;
- 25 – Verificação de sincronismo;
- 27/59 – Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases;
- 59G – Sobretensão residual;
- 59Q (47) – Sobretensão de seqüência negativa;
- 50/62BF – Falha de disjuntor;
- 60 – Perda de potencial;
- 81 – Sub / Sobrefreqüência.

Deve ainda permitir registro de perfil de carga em até 40 dias com registros a cada 15 min. e as seguintes lógicas adicionais:

- Compensação do tempo de fechamento do disjuntor na lógica de sincronismo;
- Invasão de carga (load encroachment);
- Energização sob falta (switch onto fault);
- Filtragem adaptativa em situação de saturação de TC's.

### **5.4. Diferencial de Trafo (UMTR):**

Para proteção diferencial de transformadores de 2 ou 3 enrolamentos, deverá ser adotado uma UM específica, com as seguintes funções principais:

- 87 – Diferencial;



- 50/51 – Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada para cada lado do trafo;
- 50/51G – Sobrecorrente residual instantânea e temporizada para cada lado do trafo;
- 50/51Q (46) – Sobrecorrente instantânea e temporizada de seqüência negativa para cada lado do trafo;
- 50/62BF – Falha de disjuntor para cada lado do trafo;
- REF (67G) – Proteção restrita de falta a terra;
- 24 – Volts/Hertz;
- 27/59 - Subtensão e sobretensão;
- 59G - Sobretensão residual;
- 59Q (47) - Sobretensão de seqüência negativa/ reversão de fases;
- 81 – Sub / Sobrefreqüência;
- 49 – Proteção imagem térmica (cálculo de ponto quente dos enrolamentos do transformador)
- 49T – Proteção térmica (opcional através de RTD's caso seja previsto no transformador)

Deverá fornecer as seguintes informações adicionais para o Sistema de Monitoramento de Subestações - SMS, quando estiver disponibilizado RTD's do transformador de força:

- Monitoramento térmico do transformador segundo norma IEEE C57.91: 1995;
- Fator de aceleração do envelhecimento do transformador;
- Taxa de perda de vida útil do transformador;
- Tempo total de perda de vida útil do transformador;
- Temperatura do topo do óleo;
- Temperatura ambiente;
- Temperatura do ponto mais quente do interior do transformador (HotSpot).
- Monitoramento de desgaste do transformador devido às faltas externas passantes

Além das medições operacionais solicitadas para todas as UM's, esta UM deverá fornecer adicionalmente as seguintes medições:

- Corrente diferencial;
- Espectro de harmônicas até a 15<sup>a</sup> ordem.

Deve possuir as seguintes lógicas adicionais:

- Bloqueio ou restrição de 2<sup>a</sup> e 4<sup>a</sup> harmônicas;
- Bloqueio de 5<sup>a</sup> harmônica e componente CC;
- Remoção de seqüência zero, selecionável para qualquer tipo de conexão de trafo.



### 5.5. Alimentadores (UMAL):

Os alimentadores devem possuir as seguintes funções de proteção:

- 50/51 – Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G – Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51N – Sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro;
- 50/51Q (46) – Sobrecorrente instantânea e temporizada de seqüência negativa;
- 67/67G/67Q – Sobrecorrente direcional de fase, residual e de seqüência negativa;
- 67N – Sobrecorrente direcional de neutro;
- 25 – Verificação de sincronismo;
- 27/59 – Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases;
- 59G – Sobretensão residual;
- 59Q (47) – Sobretensão de seqüência negativa;
- 50/62BF – Falha de disjuntor;
- 60 – Perda de potencial;
- 81 – Sub / Sobrefreqüência;
- 85 – Esquemas de controle ou teleproteção (PUTT, POTT, DCUB, DCB, DTT, etc.) ou lógica programável;
- 51/67HZ – Sobrecorrente direcional de neutro de alta sensibilidade como opcional, caso seja especificado.

Deve ainda permitir registro de perfil de carga em até 40 dias com registros a cada 15 min. e as seguintes lógicas adicionais:

- Cold load pickup;
- Coordenação de seqüência de religamento com religadores existentes na rede de distribuição;
- Compensação do tempo de fechamento do disjuntor na lógica de sincronismo;
- Invasão de carga (load encroachment);
- Energização sob falta (switch onto fault);
- Protocolo de comunicação direta relé-a-relé, controle ou teleproteção sem a necessidade do equipamento teleproteção (PUTT, POTT, DCUB, DCB, DTT, etc.) ou lógica programável;
- Filtragem adaptativa em situação de saturação de TC's.

### 5.6. Banco de capacitores (UMCAP):

A UM de banco de capacitores deverá ter as seguintes funções de proteção:

- 87V – Diferencial de tensão de fase;
- 87VN – Diferencial de tensão de neutro;
- 60P - Desbalanço da corrente de fase;
- 60N - Desbalanço da corrente de neutro;
- 50/51 - Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;



- 50/51G - Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51Q - Sobrecorrente instantânea e temporizada de seqüência;
- 32 – Direcional de potência;
- 50/62BF - Falha de disjuntor para cada lado do banco;
- 46 – Desbalanço de corrente;
- 27/59 - Subtensão e sobretensão;
- 27Q - Subtensão de seqüência negativa;
- 59Q (47) - Sobretensão de seqüência negativa/ reversão de fases;
- 81 – Sub / Sobrefreqüência;
- 49T – Proteção térmica (opcional através de RTD's);

Adicionalmente deverá possuir as seguintes lógicas adicionais:

- Lógica de detecção de perda de potencial;
- Detecção de Flash-Over em disjuntores;
- Lógica de detecção da fase faltosa e da localização, em relação ao banco;
- Lógica de Bloqueio do elemento de freqüência (ou alarme);
- Lógicas de detecção de faltas com correntes diferenciais abaixo ou acima do TAP.

## **5.7. Barramentos:**

Para proteção diferencial de barramentos no lado de Alta ou Média Tensão, pode haver 4 opções, dependendo do arranjo da Subestação, nível de tensão e filosofia da Empresa:

### **a) Tipo A: Proteção diferencial de alta impedância**

Aplicar proteção diferencial de barras tipo alta impedância, conforme descrito abaixo:

- 87Z – Diferencial de alta impedância;
- 50/51 – Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G – Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51Q (46) – Sobrecorrente instantânea e temporizada de seqüência negativa;
- 50/62BF – Falha de disjuntor.

Também deverá ter as mesmas características básicas das demais UM's de outros bays, isto é, manter a homogeneidade básica e possuir os mesmos recursos de oscilografia, seqüência de eventos, sincronização, etc.

### **b) Tipo A: Proteção diferencial de baixa impedância**



Aplicar proteção diferencial de barras tipo baixa impedância, centralizado na casa de controle da Subestação, conforme descrito abaixo:

- 87B – Diferencial de barramento (até 6 bays com um relé ou até 18 bays com três relés);
- 50/62BF - Falha de disjuntor;
- 50/51 - Sobrecorrente instantâneo e temporizado;
- 27/59 – sub/sobretensão de fase;
- 59G - Sobretensão de neutro;
- 59Q - Sobretensão de seqüência negativa;
- 81 – sub/sobrefreqüência;
- Zona Morta (End Zone)

Adicionalmente esta proteção deverá ter as seguintes lógicas adicionais:

- Algoritmo de seleção de zonas dinâmico de acordo com a posição das chaves seccionadoras;
- Lógica para monitoramento do estado das seccionadoras com verificação de consistência;
- Detectores de corrente da função de falha de disjuntor possuem drop-out de alta velocidade, sendo insensíveis aos transitórios pós-falta que aparecem no secundário dos TC's após a eliminação de faltas (Subsidence Current);
- Configuração de até seis zonas;
- Acomodar TC's com diferentes relações;
- Ser altamente estável para faltas externas com saturação severa dos TC's. Único requisito: não saturar durante os primeiros 2 milissegundos de falta.

#### **5.8. Controlador de TAP de transformadores com Comutadores sob Carga (UMCT)**

A UM para deverá promover a supervisão, comando, controle e proteção de comutadores sob carga (OLTC). Deverá possuir, no mínimo, as seguintes características:

- 08 saídas analógicas configuráveis de -20 a +20mA ou -10 a +10Vcc.
- 12 entradas digitais e 06 saídas digitais;
- entradas de TP's e TC's

Adicionalmente esta proteção deverá ter as seguintes lógicas adicionais:

- compensação LDC;
- bloqueio de comutação por sobrecorrente;
- controle individual e paralelo através da troca de mensagens via protocolo de comunicação IEC-61850 GOOSE;
- controle dos estágios de ventilação.

### 5.9. Disjuntor de Transferência:

As UM's do disjuntor de transferência nas barras de Média Tensão devem possuir características similares às da geral de BT do trafo.

### 5.10. Motores:

A UM dedicada para motores deverá ter as seguintes funções de proteção:

- 50/51 - Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G - Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51N – Sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro;
- 50/51Q - Sobrecorrente instantânea e temporizada de seqüência negativa;
- 37 – Subcorrente (Perda de Carga);
- 66 – Número de partidas por hora / Intervalo entre partidas.
- 46 – Desequilíbrio de corrente;
- 48 – Partida longa. 49 – Imagem térmica para motores com 2 velocidades diferentes;
- 51LR – Rotor travado;
- 14 – Subvelocidade;
- 47 – Fase reversa;
- 81 – Sub / Sobrefreqüência e taxa de variação de frequência;
- 27/59 - Subtensão e sobretensão fase-neutro ou entre fases;
- 37 – Subpotência;
- 55 – Fator de potência;
- 32Q – Potência reativa reversa;
- 60 – Perda de Potencial;
- 87M – Diferencial;
- 49T – Temperatura do motor via RTD's conectados ao painel via fibra ótica.

Deverá conter funções de medição adicionais, além daquelas especificadas em 4.8, específicas para motores, como segue:

- Capacidade térmica no estator e no rotor (%);
- Desequilíbrio de carga (%);
- Escorregamento (slip);
- Resistência Rotórica;
- Tempos máximo e médio de partida;
- Corrente de regime permanente máxima e média;
- Capacidade térmica instantânea (%);
- Desequilíbrio de carga (%);
- Tempo de espera para repartida;
- Número de partidas realizadas na última hora;



- Temperatura dos RTD's e a localização;
- Relatório de partida do motor: Para cada partida o relé deverá gerar relatórios de partida, estes relatórios deverão conter os valores de corrente eficaz (todas as fases e neutro), tensão eficaz (todas as fases), escorregamento calculado (%) e capacidade térmica. Estes relatórios deverão ser apresentados em forma de gráficos com a utilização do software de parametrização, comunicação e análise. A taxa de amostragem deverá ser programável (0,25, 0,50, 1,00, 2,00 ou 5,00 ciclos), o relé deverá armazenar os relatórios das 5 (cinco) últimas partidas e a capacidade de armazenamento deverá ser tal que cada registro tenha no mínimo 720 amostras (ex.: com resolução de 1 amostra a cada 5 ciclos permite o armazenamento de cinco relatórios com duração de 60 segundos cada);
- Relatório de Curva de Carga (load-profile), com coleta de até 17 grandezas analógicas com intervalos programáveis de 5 a 60 minutos. O relé deverá possuir memória suficiente para armazenar no mínimo 40 dias de dados quando se escolhe o intervalo de 15 minutos e 10 grandezas analógicas estão selecionadas para armazenamento.
- Relatório de tendências (tempo de aceleração, corrente de partida, tensão média, capacidade térmica, etc.) baseado nos últimos 18 meses;
- Estatísticas de operação do motor: Relatório com os valores estatísticos de operação do motor (número de horas do motor parado e rodando, valores médios e de pico de grandezas analógicas, número de alarme e disparos de cada função de proteção, tempo médio de partida, tempo da partida mais longa já efetuada, correntes e tensões médias durante as partidas, aquecimento médio durante as partidas, etc).

Como lógicas adicionais deverão conter:

- Perda de carga (Load Loss);
- Carga travada (Load Jam);
- Auto-ajuste da capacidade térmica usada na partida;
- Auto-ajuste da constante de resfriamento do motor (com RTD);
- Filtragem adaptativa em situação de saturação de TC's.

### **5.11. Geradores:**

A UM dedicada para geradores deverá ter as seguintes funções de proteção:

- 64G – Falta a terra no estator pelo método diferencial de tensão de 3a harmônica (100%);
- 24 – Volts/Hertz;
- 21 – Relé de distância ou 51V/C – sobrecorrente temporizada com restrição/controle de tensão;
- 50/51 - Sobrecorrente de fase instantânea e temporizada;
- 50/51G - Sobrecorrente residual instantânea e temporizada;
- 50/51N – Sobrecorrente instantânea e temporizada de neutro;



- 50/51Q (46) - Sobrecorrente instantânea e temporizada de seqüência negativa;
- 27/59 - Subtensão e sobretensão fase-neutro e entre fases;
- 59G - Sobretensão residual;
- 59Q (47) - Sobretensão de seqüência negativa/ reversão de fases;
- 50/62BF - Falha de disjuntor;
- 50/27 – Energização inadvertida;
- REF (67G) - Proteção restrita de falta a terra;
- 67G - Sobrecorrente direcional de neutro (polarizado por corrente ou tensão);
- 60 - Perda de potencial;
- 81 – Sub / Sobre freqüência e taxa de variação de freqüência;
- 78 – Disparo por oscilação de potência;
- 32Q/40 – Direcional de potência reativa;
- 40 – Perda de excitação;
- 87N – Diferencial de Neutro;
- 87 – Diferencial;
- 25G – Sincronizador automático com verificação de sincronismo;
- 49T – Elemento térmico por modelo térmico;
- 49R – Elemento térmico (opcional através de RTD's);
- 64R – Elemento de proteção do rotor à terra (opcional através do módulo externo).

Deverá conter funções de adicionais, além daquelas especificadas em 4.8, específicas para geradores, como segue:

- Estatísticas de operação: Relatório com os valores estatísticos de operação do geradore (tempo de parada,  $I^2 \times t$  acumulado, potência média, tempo de operação por faixa de freqüência, etc)
- Relatório de Curva de Carga (load-profile), com coleta de até 17 grandezas analógicas com intervalos programáveis (5, 10, 15, 30 ou 60min.);
- Seqüência de eventos para armazenamento dos últimos 1024 eventos;
- Relatório de sincronização automática

Como lógicas adicionais deverão conter:

- Monitoramento de desgaste dos contatos do disjuntor;
- Contador de operações;
- Monitoramento das bobinas do disjuntor (através de programação lógica);
- Monitoramento dos RTD's
- Sincronização automática de geradores através da comparação dos sinais de freqüência e tensão do gerador com o sistema e envio de pulsos proporcionais (F+, F-, V+, V-) para o ajuste dos sistemas de regulação de velocidade e tensão, fechando automaticamente o disjuntor da unidade dentro de parâmetros estabelecidos.

## 6. Características Físicas e Construtivas das UM's

Cada UM deverá ser constituída de hardware padronizado, facilmente desconectáveis e intercambiáveis. As UM'S destinadas aos alimentadores de distribuição, eventuais bancos de capacitores, interligação de barras e disjuntores dos transformadores do lado da baixa deverão, por motivos de segurança de operadores, serem montadas em armários ou painéis de proteção e controle em separado aos cubículos blindados, da mesma forma que as UM'S destinadas à entrada de linhas de transmissão e transformadores reguladores.

Todos os cabos convencionais de interligação provenientes do pátio da subestação e/ou cubículos de Média ou Baixa Tensão e as UM's não farão parte do fornecimento.

Os terminais das UM's ligadas ao processo deverão ser apropriados para cabos blindados de 2,5 mm<sup>2</sup>, para os circuitos de tensão e de corrente e para os circuitos de controle apropriados para conectores terminais tipo olhal. Não serão aceitos bornes terminais para conectores tipo pino. A fiação das unidades fornecidas em armários deverá ser efetuada e testada na fábrica.

As UM's deverão ter temperatura de operação de até 85°C e ampla faixa de tensão de alimentação auxiliar: 24 à 48 Vcc ou 85 à 350 Vcc.

A garantia de fornecimento das UM's, UPC1s, UADA's, SMS e EOL deverão ser de 10 anos.

## 7. Inspeção e Ensaio das UM's:

### 7.1. Geral

O sistema, seus acessórios, componentes e softwares deverão ser submetidos a todos os ensaios de rotina nesta especificação e em conformidade com o acompanhamento do plano de inspeção e testes aprovado para o fornecimento.

### 7.2. Ensaio de tipo

Os equipamentos deste escopo são fundamentais para garantir a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica e como são instalados em um ambiente extremamente agressivo, devem atender as Normas citadas no item 3. O fornecedor deverá apresentar certificados de ensaios de tipo para todos os componentes do sistema, além das UM's, isto é, UPC, EOL, UADA's, transceivers, conversores, etc.

A proponente deverá comprovar, através do fornecimento de certificados de ensaio de tipo, a submissão e aprovação em testes de acordo com as seguintes normas:

**a) EMI/EMC:**

- Electrostatic Discharge: IEC 60255-22-2:1996, IEC 61000-4-2:1995, IEEE C37.90.3-2001
- Fast Transient Disturbance: IEC 61000-4-4:1995, IEC 60255-22-4:2002
- Radiated Radio Frequency: IEC 61000-4-3:1998, IEC 60255-22-3:2000
- Surge Withstand: IEEE C37.90.1-2002
- Conducted Emissions: EN 55011:1998, IEC 60255-25:2000
- Radiated Emissions: EN 55011:1998, IEC 60255-25
- Voltage Fluctuations and Flicker: IEC 61000-3-3:2002
- Harmonic Current Emissions: IEC 61000-3-2:2001
- Surge Withstand Capability Immunity: IEC 60255-22-1:1988
- Surge Immunity: IEC 61000-4-5:1995, IEC 60255-22-5:2002
- Conducted Immunity: IEC 61000-4-6:1996, IEC 60255-22-6:2001
- Power Frequency Magnetic Field Immunity: IEC 61000-4-8:1993
- Pulse Magnetic Field Immunity: IEC 61000-4-9:1993
- Power Supply Variation and Interruption: IEC 61000-4-11, IEC 60255-11

**b) Condições Climáticas e Ambientais:**

- Cold: IEC 60068-2-1:1990 Test Ad: 16 hours at -40 °C
- Dry Heat: IEC 60068-2-2:1974 Test Bd: 16 hours at +75 °C
- Damp Heat, Cyclic: IEC 60068-2-30:1980
- Vibration: IEC 60255-21-1:1988
- IEC 60255-21-2:1988
- IEC 60255-21-3:1993

**c) Segurança:**

- Dielectric Strength: IEC 60255-5:2000, IEEE C37.90-1989, IEEE Std 1613-2003
- Impulse: IEC 60255-5:2000, IEEE Std 1613-2003, IEEE C37.90-1989

### **7.3. Ensaios de Rotina (na fábrica)**

Para cada equipamento adquirido deverá ser verificado seu relatório de ensaio de rotina, realizado na fábrica do equipamento, citando o tipo do equipamento, número de série e relação dos testes efetuados antes de serem despachados. Caso não sejam apresentados serão reprovados.

#### **7.4. Inspeção das Unidades Avulsas: (na fábrica ou Integrador)**

Devido a grande importância que as unidades exercem será realizada uma inspeção nos equipamentos de forma avulsa, mesmo se a aquisição for de painéis ou regime turn key.

A única forma de se assegurar que relés de proteção e demais dispositivos de um sistema de supervisão e controle realmente atendem as normas internacionais e não irão apresentar problemas em campo, que é ambiente muito agressivo, é de se realizar estes ensaios juntamente com inspetor do cliente.

Caso alguma unidade apresente problemas durante esta fase, o fornecedor deverá prever meios de substituí-la imediatamente de forma a não comprometer o prazo de entrega do fornecimento. Todas as unidades do lote serão testadas conforme abaixo:

- inspeção visual
- ensaio de rigidez dielétrica;
- ensaio de isolamento;
- ensaio funcional das proteções;
- ensaio de comunicação serial e protocolos.

Caso mais de 10% das unidades apresente não-conformidades, todo o lote será reprovado.

### **8. Estação de operação local (EOL) – Detalhamento técnico**

Desde a sua concepção o software a ser proposto deve apresentar características de sistema totalmente aberto e configurável pelo usuário em vários níveis. O software supervisorio deve estar plenamente adaptado à plataforma Windows XP, Vista, 7 ou Linux.

Deve-se ter uma biblioteca, onde servirão de modelos para confecção das telas, links de chamada de telas esquemáticas dos circuitos a partir das telas geográficas possibilitando a colocação de “tags” lógicas de acordo também com a simbologia da empresa. A animação dos pontos ligados a elementos telemedidos do Sistema refletindo seu estado, bem como permitindo a realização de controles sobre os mesmos será feita utilizando ferramentas customizadas, com utilização de elementos gráficos gerados com alta resolução.

O sistema deve ser totalmente customizável e configurável pelo usuário, permitindo uma maior eficiência na utilização do sistema. O sistema deve possuir uma extensa biblioteca de objetos e símbolos, além de ferramentas amigáveis de definição de novos objetos e símbolos.



Devido ao fato de utilizar padrões mundiais, como o sistema operacional Windows ou Linux e rede Ethernet – TCP/IP, o Sistema proporcionará uma gama de aplicações desenvolvidas para ambiente Windows.

O sistema será operado pela EOL que deverá oferecer amplas funcionalidades, conforme abaixo.

### **8.1. Tela Principal:**

Deverá mostrar o diagrama unifilar da instalação e menu para demais telas do sistema.

### **8.2. Gerenciamento de Alarmes:**

Todos os alarmes da instalação deverão ser listados de forma seqüencial numa lista específica de alarmes com marcação de tempo. Deverá permitir reconhecimento por parte do operador. Deve registrar falhas no disjuntor (bobina de trip e desgastes), problemas no nível DC, atuação das proteções (mostrando a função, fase, circuito, etc.), desequilíbrios na rede pela atuação da proteção de seqüência negativa temporizada, sag, swell, etc. e demais alarmes de interesse.

### **8.3. Lista de Eventos:**

Lista que deve registrar todos eventos, com horodatação. Deve registrar as manobras, partidas das proteções de sobrecorrente, etc.

### **8.4. Janelas Especiais:**

- Para efetuar comando de disjuntor e chaves da cada bay;
- Tabela de medidas, mostrando as principais grandezas analógicas operacionais;
- Diagrama com a arquitetura do sistema supervisório.

## **9. Painéis de Proteção e Controle do Setor de Alta e Média Tensão:**

As colunas deverão ser próprias para uso abrigado, constituídas de invólucros metálicos em aço-carbono, autosuportantes, sem separações internas, garantindo facilidade de modificações e ampliações sem necessidade de ferramentas especiais.

Deverão ser utilizadas chapas de aço-carbono, bitola 2,65 mm (12 USG) na estrutura e 1,9 mm (14 USG) para fechamentos/portas. Deverão ser previstas, na parte superior, cantoneiras ou olhais removíveis para içamento e transporte.



Quando exigido, as colunas deverão ser fornecidas com circuitos de aquecimento controlados por termostatos reguláveis.

As colunas deverão ser providas de barra terra para aterramento das partes não condutoras de secção compatível com a corrente de curto-circuito do sistema.

Os cabos de controle deverão ser do tipo flexível, encordoamento classe 4, temperatura máxima de 70°C e tensão de isolamento de 750 V, com isolamento em PVC anti-chama, auto extingüível, cor preta, nas seguintes bitolas:

- Comando Vca/cc: 1,5 mm<sup>2</sup>
- Secundário de TC's: 2,5 mm<sup>2</sup>

As chapas deverão ser tratadas por fosfatização e pintadas por processo eletrostático a base de resina poliéster nas cores cinza ref. MUNSELL N6,5.

As partes não pintadas deverão ser protegidas por zincagem eletrolítica/bicromatização. Os ensaios de recebimento na fábrica, conforme normas ABNT e IEC deverão ser inclusos na oferta, e compreendem os seguintes ensaios de rotina:

- Conformidade com os desenhos e esquemas;
- Verificações usuais de utilização;
- Ensaios dielétricos.

Não será necessário utilizar chaves de testes nos painéis. Em casos de intervenção da equipe de manutenção deverão ser previstos bornes curto-circuitáveis para circuitos de corrente e as UM's deverão dispor de lógica para testes em campo, de forma a isolar contatos de trip e fechamento.