

SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES COM BASE NA NORMA IEC 61850

SOUZA, Pietro Florentino Pereira¹
Centro Universitário Academia – UniAcademia
PICCININI, Marco Aurelio²
Centro Universitário Academia – UniAcademia

Linha de pesquisa: Sistemas de Energia Elétrica

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo principal apresentar a implementação de um sistema de automação de subestações (SAS) baseado nos padrões da norma *IEC 61850*, destacando as soluções de proteção e controle que ele oferece. É feita uma revisão bibliográfica a respeito dos sistemas de proteção e de automação das subestações abordando seus conceitos, estrutura e evolução histórica. Na sequência, o trabalho introduz a norma *IEC 61850*, mostrando seus objetivos e características, seguidos pelas considerações da norma a respeito da arquitetura dos sistemas de automação, da modelagem de dados do sistema e dos principais protocolos de comunicação que ela utiliza, sendo eles, *GOOSE*, *SV* e *MMS*. Como estudo de caso, é apresentado o sistema de automação implantado em uma nova subestação (SE) de distribuição da Zona da Mata mineira onde é analisada sua arquitetura à luz da norma *IEC 61850* e destacadas duas proteção que utilizam troca de mensagens *GOOSE* entre dispositivos integrantes da rede: a proteção contra falha de disjuntor e o *trip*-barra. O trabalho é concluído com considerações a respeito do SAS da SE objeto do estudo de caso e das implicações da padronização *IEC 61850*.

Palavras-chave: *IEC 61850*. Proteção. Sistema de Automação. Subestação.

¹ Graduando em Engenharia Elétrica pelo Centro Universitário Academia - UniAcademia.

² Professor do curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário Academia - UniAcademia.

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um recurso indispensável à vida moderna, sendo o crescimento e desenvolvimento das nações diretamente associados à sua disponibilidade. Entre a geração nas usinas e o consumo final, a energia passa pelas linhas de transmissão e chega às subestações (SEs), que são responsáveis por distribuí-la aos consumidores. Além do arranjo primário em alta tensão das subestações, composto por disjuntores, transformadores, chaves seccionadoras e barramentos, dentre outros equipamentos, também compõem as subestações os sistemas secundários em baixa tensão responsáveis pelo controle, proteção, medição, sinalização e supervisão dos equipamentos e das linhas a elas conectadas.

Sendo elementos críticos do sistema elétrico, as subestações devem ser operadas de forma segura e confiável. No passado, os sistemas de proteção e controle das subestações eram fundamentados exclusivamente em relés de proteção e dispositivos de controle eletromecânicos, sendo gradativamente incorporados equipamentos eletrônicos ao passo em que a tecnologia evoluía. O desenvolvimento da informática e da eletrônica digital trouxeram grandes avanços em várias áreas do conhecimento humano nas últimas décadas e a engenharia elétrica acompanhou estes avanços, sendo criados sistemas de controle, proteção e operação cada vez mais sofisticados, com o objetivo de garantir a estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico. Entre os anos 2003 e 2004, a *International Electrotechnical Commission (IEC)* criou a norma 61850 – *Communication Networks and Systems in Substations*, introduzindo um novo conceito que mudou a maneira como os projetos de automação de subestações são elaborados, impactando de modo evidente a operação e manutenção destas instalações.

A norma traz um conjunto de regras para a padronização das redes e sistemas de comunicação e tem a interoperabilidade como um de seus focos principais, possibilitando que os *Intelligent Electronic Devices (IEDs)* fornecidos por diferentes fabricantes troquem dados entre si e componham um mesmo sistema de automação de subestação (SAS). Além da melhoria da confiabilidade dos sistemas de controle e proteção, a norma *IEC 61850* proporciona aos seus usuários a oportunidade de ir além da visão tradicional acerca das funções de um SAS,

permitindo a implementação de esquemas de proteção inovadores e soluções de controle sofisticadas.

O objetivo deste trabalho é apresentar a implementação de um SAS baseado na norma *IEC 61850*, destacando as soluções de proteção e controle que ele oferece.

Além dessa seção introdutória, a estrutura do trabalho é composta de outras três seções. A seção 2 descreve sobre os sistemas de proteção e suas características, os relés de proteção e sua evolução tecnológica e as principais funções de proteção presentes em uma subestação. Além de definir o SAS com suas funções e a maneira que evoluíram ao longo do tempo, a seção também oferece uma introdução teórica a respeito de tecnologias de comunicação, conceitos de rede e protocolos de comunicação, necessários para a compreensão dos SAS modernos baseados em *IEC 61850*. Na seção 3 será oferecida uma introdução à norma *IEC 61850*, seus principais objetivos e suas características. Aqui o trabalho expõe a arquitetura do SAS em níveis e barramentos, explora a estrutura dos dados que trafega no sistema bem como os protocolos utilizados e suas características. A última seção oferece um estudo de caso do projeto de uma nova subestação de distribuição da Zona da Mata mineira onde foi implementado um SAS baseado na norma *IEC 61850*. A arquitetura detalhada do sistema será apresentada e duas soluções lógicas de proteção implantadas neste projeto serão explicadas: a proteção contra falha de disjuntor e o *trip*-barra, concretizando o que foi exposto nas seções anteriores. Na conclusão do trabalho são feitas as considerações a respeito do SAS da subestação e das implicações da padronização em *IEC 61850*.

2 OS SISTEMAS SECUNDÁRIOS DAS SUBESTAÇÕES DE ENERGIA

2.1 SISTEMA DE PROTEÇÃO

O sistema elétrico de potência (SEP) está sujeito a falhas em seus componentes que acarretam em interrupções no fornecimento de energia. A Companhia Energética de Minas Gerais (2003), explica que o curto-circuito é a falha mais comum e ocorre devido à diminuição do isolamento por deterioração interna dos elementos isolantes ou ação de fatores externos que provocam correntes

elevadas entre as fases do circuito ou entre fases e terra. Outra anormalidade à qual os sistemas elétricos estão sujeitos são as sobrecargas, que causam a elevação excessiva de temperatura nos circuitos e equipamentos onde ocorrem, ocasionando deterioração do isolamento que pode evoluir para um curto-circuito ou até provocar a queima dos equipamentos. Além destas falhas provocadas por correntes elétricas elevadas, sub e sobretensões também podem ocorrer devido a descargas atmosféricas, manobras no SEP e como consequência de curtos-circuitos. Estas falhas, se não corrigidas rapidamente, podem trazer danos severos e comprometer a segurança do sistema e de pessoas.

Segundo Mamede Filho e Mamede (2013), um sistema de proteção tem como função principal garantir a desconexão do sistema elétrico submetido a qualquer anormalidade que o faça operar fora dos limites previstos.

Para Araújo *et al.* (2005), alguns princípios definem a eficácia de um sistema de proteção, sendo eles:

- Velocidade – a proteção deve atuar dentro de um tempo que foi definido para atender às características do sistema que ela protege.
- Seletividade – característica que a proteção deve ter de desconectar a menor parte possível do circuito que garanta o isolamento da falha.
- Segurança – deve ser capaz de diminuir os efeitos destrutivos dos curtos-circuitos, aumentando a segurança de pessoas e a integridade do sistema.
- Sensibilidade – capacidade de atuar apenas nas condições anormais do sistema para a qual foi projetada, conseguindo discriminar uma condição de falha de uma situação normal.
- Confiabilidade – o sistema de proteção não deve operar intempestivamente. Espera-se sua operação correta e precisa apenas nas condições de falha.

2.1.1 Relés de Proteção

Araújo *et al.* (2005) define um relé de proteção da seguinte forma:

O relé de proteção é um dispositivo destinado a detectar anormalidades no sistema elétrico, atuando diretamente sobre um equipamento ou um sistema, retirando de operação os equipamentos/componentes envolvidos

com a anormalidade, acionando circuitos de alarme quando necessário (ARAÚJO *et al.*, 2005, p. 33).

O relé é o dispositivo mais emblemático de um sistema de proteção, mas como Mamede Filho e Mamede (2013) destacam, ele necessariamente está incorporado a um disjuntor, que é a parte mecânica responsável pela desconexão do circuito em falha, isolando-o da fonte supridora.

Mamede Filho e Mamede (2013) ainda contam que o primeiro dispositivo de proteção eletromecânico surgiu em 1901 e, desde então, a evolução dos relés é constante. Nos anos seguintes, relés eletromecânicos de diferentes funções foram criados, ganhando complexidade e qualidade que permitiram que os sistemas de proteção atingissem elevado grau de sofisticação e confiabilidade. Na década de 1930 foram desenvolvidos os primeiros relés eletrônicos (também chamados estáticos) utilizando semicondutores, mas devido à qualidade, robustez e praticidade dos relés eletromecânicos, que já tinham forte presença no mercado, não tiveram boa aceitação. Por muito tempo ainda os relés eletromecânicos foram os preferidos dos profissionais de proteção. Com o desenvolvimento acelerado da microeletrônica, surgiram na década de 1980 os primeiros relés digitais, trazendo todas as facilidades que a tecnologia dos microprocessadores oferece. Os relés digitais, além das funções de proteção, realizam funções de controle, medições, comunicação, sinalização e acesso remotos, dentre outras.

A Figura 1 ilustra modelos de relés das três tecnologias descritas.

Figura 1 – Relés eletromecânico, eletrônico e digital respectivamente.



Fonte: O Autor (2023).

De acordo com Araújo *et al.* (2005), um relé é formado basicamente por um elemento de operação (bobina) e um jogo de contatos. A bobina recebe uma amostra de corrente ou tensão, dependendo da função do relé, vinda de um transformador de corrente (TC) ou de um transformador de potencial (TP), faz a comparação da grandeza medida com um valor previamente ajustado e movimenta o jogo de contatos caso o valor medido exceda o valor de ajuste. A operação dos contatos envia sinal para a abertura do disjuntor associado ao relé para que este abra e interrompa o fluxo de corrente. O relé é dotado de sinalização visual para indicar que operou.

2.1.2 Funções de Proteção

Conforme explicam Mamede Filho e Mamede (2013), um relé é chamado de monofunção quando é construído para atuar na ocorrência de apenas um tipo de evento. Já o multifunção é aquele fabricado para atuar na ocorrência de dois ou mais tipos de eventos. A grande maioria dos relés digitais são multifunção. Uma tabela elaborada pelo *American National Standards Institute (ANSI)* padroniza funções de proteção e manobra, descrevendo cada função e o código numérico a ela atribuído. É muito comum referir-se à função de proteção apenas pelo código dela na tabela da *ANSI*.

As funções de proteção mais comumente encontradas nos relés instalados em subestações são descritas abaixo com o código de função entre parênteses, obtidas de Pextron (2021):

- Relé de Sobrecorrente Instantâneo (50) – Opera instantaneamente quando a corrente de entrada excede um valor pré-estabelecido.
- Relé de Sobrecorrente Temporizado (51) – Atua quando a corrente de entrada excede um valor pré-determinado, sendo a corrente de entrada e o tempo de operação inversamente relacionados. Ou seja, quanto maior a corrente, menor o tempo que o relé leva para operar.
- Relé Direcional de Sobrecorrente (67) – Funciona quando há um valor especificado de sobrecorrente que flui em uma direção predeterminada.
- Relé de Distância (21) – Opera quando a admitância, a impedância ou a reatância de um circuito, aumenta ou diminui fora de limites pré-determinados.
- Relé de Proteção Diferencial (87) – Opera quando há diferença na comparação entre duas correntes.
- Relé de Bloqueio (86) – Relé auxiliar ou dispositivo eletrônico que é acionado na ocorrência de condições anormais, com a finalidade de manter equipamentos ou dispositivos associados inoperantes, até que seja reiniciado (resetado).
- Relé de Religamento (79) – Controla o religamento automático e bloqueio de um disjuntor na falta por corrente.
- Relé de Subtensão (27) – Opera quando o valor de tensão de entrada cair abaixo de um valor pré-determinado.
- Relé de Sobretensão (59) – Opera quando o valor de tensão de entrada se elevar acima de um valor pré-determinado.
- Relé de Frequência (81) – Relé que responde à frequência de uma grandeza elétrica, operando quando a frequência excede ou é menor que um valor pré-determinado.
- Falha de Disjuntor (50BF) – Relé que opera quando percebe que ainda flui corrente por um disjuntor que deveria ter sido aberto pela operação de outro relé.

2.2 SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÃO (SAS)

Até poucas décadas atrás, como conta Padilla (2016), o controle das subestações era baseado em sistemas compostos por elementos eletrônicos ou eletromecânicos discretos comandados através de painéis localizados na casa de controle. Nestes painéis, além de chaves e botões para efetuar os comandos, havia lâmpadas de sinalização e relés de bandeirola, responsáveis pela indicação visual do estado dos equipamentos. Havia também instrumentos de medição para monitoramento das grandezas elétricas do sistema. As funções de controle e de proteção eram executadas separadamente, cada uma utilizando seus dispositivos específicos dedicados. A este modelo de sistema de controle, Brand, Lohmann e Wimmer (2003) dão o nome de Controle Convencional.

De acordo com Garcia Júnior (2019), a partir dos anos 1980, graças aos avanços dos sistemas de comunicação, estabeleceram-se os conceitos de sistemas SCADA. Ele explica que o termo é sigla que vem do inglês *Supervisory Control And Data Acquisition*, e caracteriza os sistemas que permitem a coleta e envio de dados de instalações geograficamente distantes a um centro de controle e o envio de instruções de controle do centro para as instalações. Segundo Brand, Lohmann e Wimmer (2003), no início, os sistemas de controle SCADA utilizava uma Unidade Terminal Remota (UTR) como interface única entre os dispositivos de comando e sinalização em uma subestação e o sistema supervisório do centro de controle. As UTRs são unidades centrais contendo entradas e saídas digitais e analógicas, que diferentemente dos Controladores Lógicos Programáveis (CLPs), possuem pouca ou nenhuma função lógica de controle local.

Atualmente, as novas subestações e os projetos de modernização das subestações já existentes, trabalham com o conceito de Sistema de Automação de Subestação. De acordo com Evans (2012), SAS é o nome que se dá ao sistema que possui uma estrutura descentralizada de dispositivos integrados por tecnologia de comunicação em uma rede funcional, responsável pelo controle da subestação. Os dispositivos que compõem a rede do SAS são chamados de *Intelligent Electronic Devices*. São dispositivos microprocessados que fornecem entradas e saídas para o SAS enquanto executam algum controle primário ou serviço de processamento. Os relés de proteção são comumente usados como *IEDs* em um SAS, exercendo, ao

mesmo tempo, as funções de proteção e controle. Além dos relés, os medidores e controles de religadores e reguladores são outros *IEDs* que podem compor um SAS.

O SAS desempenha as seguintes funções básicas, de acordo com Evans (2012):

- Função de controle – Comutação dos equipamentos da subestação e execução de lógicas programadas. Várias saídas de controle são disponíveis nos *IEDs* de onde partem comandos para abrir/fechar disjuntores, religadores e chaves seccionadoras motorizadas, ligar/desligar ventilação forçada de transformadores, bloquear/desbloquear a atuação de proteções, baixar/elevar tensão de saída dos transformadores, bloquear/desbloquear religamento automático de religadores, etc.
- Função de monitoramento – Indicação do estado dos equipamentos da subestação e dos próprios *IEDs* do SAS. São indicações binárias como ligado ou desligado, bloqueado ou desbloqueado, aberto ou fechado, normal ou falha, etc. As mudanças de estado são registradas com estampa de tempo e alarmes também podem ser configurados.
- Função de medição – Disponibilização em tempo real dos valores das grandezas do sistema elétrico, como corrente, tensão, frequência, potência ativa e potência reativa provenientes da medição obtida dos transformadores de instrumentos. Outras medições obtidas de sensores, como temperatura, pressão e indicação de posições também podem ser disponibilizadas.

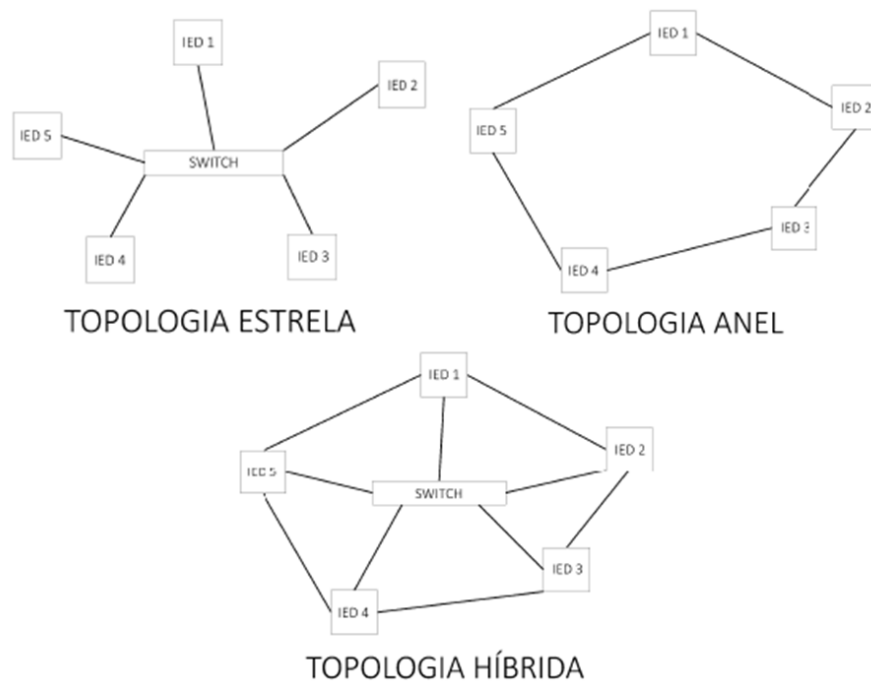
2.2.1 Tecnologias de Comunicação

Para Padilla (2016), o desenvolvimento de tecnologias de comunicação representa um passo importante para que os SAS sejam cada vez mais versáteis e aumentem a funcionalidade. As tecnologias mais comumente aplicadas em subestações são as seguintes:

- Comunicação Serial – A comunicação serial é o processo de envio de dados um *bit* por vez, por meio de uma única linha de comunicação. Esse tipo de comunicação foi amplamente utilizado no início da tecnologia digital nas subestações, permitindo a comunicação ponto-a-ponto entre dois dispositivos.

- Rede de área local (LAN) – A *LAN Ethernet* é a principal estrutura de comunicação utilizada nos SAS modernos. Através dela, quaisquer *IEDs* do SAS podem comunicar entre si. Essas *LANs Ethernet*, segundo MacDonald (2012), gerenciam informações que exigem níveis extremamente altos de confiabilidade, como mensagens do sistema de proteção, por exemplo. Para garantir tal confiabilidade, uma série de tecnologias e topologias são adotadas. A Figura 2 mostra as topologias de rede mais comuns. MacDonald (2012) diz que a topologias em anel e topologias híbridas são preferidas nos sistemas de automação por questões de redundância e rapidez de reencaminhamento de dados. A topologia em estrela, apesar de oferecer tempos de transmissão de dados muito rápidos, perde em confiabilidade por não oferecer caminhos alternativos em caso de falha de algum ponto da rede.

Figura 2 – Topologia em estrela, em anel e híbrida.



Fonte: O Autor (2023).

2.2.2 Mídia de Rede

Padilla (2016) explica que a estrutura física das *LANs* compreende o cabeamento e os dispositivos de conectividade que permitem que os *IEDs*

conectados a ela troquem dados e se comuniquem. Hoje em dia, as redes dos SAS são compostas por:

- *Switches* – Segundo Padilla (2016), os *switches* são necessários para conectar vários dispositivos em uma LAN. Sua principal função é encaminhar dados de um *IED* para outro da mesma rede de maneira eficiente. De acordo com MacDonald (2012), quando há um grande número de dispositivo em uma *LAN Ethernet*, com um uso intenso de largura de banda, o tráfego dos dados pode ser lento. Os *switches* garantem que os dados importantes sejam transferidos e não sejam afetados pelo congestionamento no restante da rede.
- Cabos de fibra óptica – MacDonald (2012) explica que eles são uma excelente solução para a transmissão de dados em subestações pois, por serem isolantes, feitos de vidro ou plástico, são menos suscetíveis a ruídos de campos elétricos variáveis e não representam perigo para os equipamentos conectados no caso de um evento transitório de alta tensão. Uma única fibra óptica pode suportar taxas de transmissão elevadíssimas, de até dezenas ou mesmo centenas de *gigabits* por segundo, segundo Kurose e Ross (2013, p.15).

2.2.3 Protocolos de Comunicação

Na *LAN* de um SAS, podem trafegar mensagens de diversos protocolos de comunicação. Kurose e Ross (2013, p. 7) explicam que: “Um protocolo define o formato e a ordem das mensagens trocadas entre duas ou mais entidades comunicantes, bem como as ações realizadas na transmissão e/ou no recebimento de uma mensagem ou outro evento”.

Padilla (2016) diz que os protocolos de comunicação digital geralmente possuem mecanismos para preservar um alto nível de integridade dos dados e mecanismos de detecção de erros.

Segundo MacDonald (2012), além de protocolos proprietários de fabricantes de dispositivos, *DNP 3.0*, *Modbus*, *IEC 60870-5-101*, *IEC 60870-5-103*, *IEC 60870-*

5-104 e os protocolos da norma *IEC 61850* são os mais comumente encontrados em subestações.

3 A NORMA *IEC 61850*

De acordo com Asea Brown Boveri (2010), em suas origens, embora bem sucedidos e amplamente aceitos, os SAS foram baseados em soluções de comunicação proprietárias de diferentes fabricantes ou no uso de padrões de comunicação para aplicação em outras áreas. Tais soluções tornaram a interoperabilidade entre dispositivos de diferentes fornecedores, e às vezes até entre diferentes versões de dispositivos do mesmo fornecedor, um grande problema de engenharia que só poderia ser resolvido com dispendiosa conversão ou reengenharia de protocolos.

A solução para o problema da interoperabilidade veio com a criação da norma *IEC 61850*. Um padrão internacional para sistemas de automação e comunicação de subestações, que, como explica Padilla (2016), é uma série de publicações bem estruturadas e consistentes que define um conjunto de requisitos de sistema, especifica formatos de arquivos para configuração de dispositivos e estabelece uma família de protocolos de comunicação a serem aplicados em uma subestação.

A interoperabilidade é a principal característica que a norma agrega aos SAS, mas Moxa (2020) ainda lista três outras vantagens que a norma traz:

- Arquitetura simplificada – Os *IEDs* usam inteligência localizada para lidar com grande parte da tomada de decisão e se comunicam com outros dispositivos por meio de *switches Ethernet*, que estão conectados à rede do SAS.
- Maior confiabilidade – Além de ser necessário que muitos dos dispositivos sejam robustos o suficiente para suportar condições ambientais extremas, a própria rede oferece redundância em vários níveis diferentes.
- *Design à prova de futuro* – Uma das principais vantagens da implementação de uma rede *Ethernet* é que ela é fácil de expandir quando necessário. Além disso, quaisquer novos produtos que se conectem a uma subestação *IEC 61850* deverão ser totalmente compatíveis com o que já existe.

3.1 ARQUITETURA DO SAS

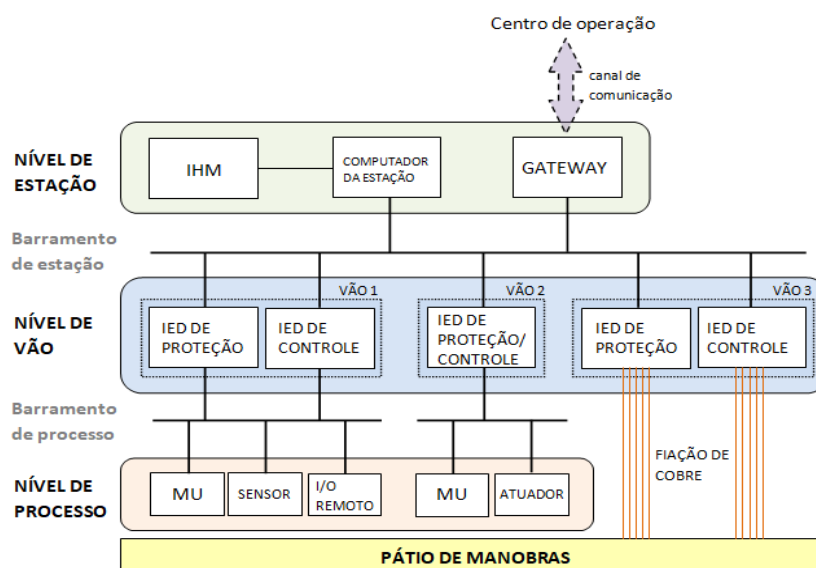
Os *IEDs* de um SAS, segundo a *International Electrotechnical Commission* (2003), podem ser instalados fisicamente nos níveis funcionais de processo, vão ou estação.

O nível de processo compreende *I/Os* remotos, sensores e atuadores inteligentes instalados junto aos equipamentos primários no pátio de manobras da subestação. No nível de processo, estão também as *Merging Units (MU)*, que são os *IEDs* responsáveis por fazer a conversão de sinais de transformadores de instrumentos de corrente e tensão em mensagens (telegramas) *IEC 61850*. A *MU* mescla as correntes e tensões trifásicas com sincronização de tempo de alta precisão, como explica Asea Brown Boveri (2010).

No nível de vão estão os *IEDs* de controle, proteção e monitoramento de cada vão da subestação. No nível de estação está o computador da estação com interface homem máquina (IHM) e *gateway* para o centro de operação remoto.

A comunicação vertical entre os níveis de processo e vão, ainda segundo Asea Brown Boveri (2010), é feita pelo barramento de processo. O barramento de estação permite a comunicação horizontal entre vãos e a comunicação vertical entre os níveis de vão e estação. A Figura 3 ilustra o exemplo de um SAS com os três níveis funcionais e seus barramentos de comunicação.

Figura 3 – Arquitetura do SAS no padrão *IEC 61850*.



Fonte: Elaborado pelo autor utilizando dados de Asea Brown Boveri (2010).

Observa-se no exemplo que o vão 3 não se conecta com o nível de processo via interface de comunicação. Sua conexão com os equipamentos do pátio de manobras é feita com fiação de cobre convencional.

Eremia e Shahidehpour (2013) explicam que, a padronização abrangente da norma IEC 61850 de todos os recursos de comunicação com *links* seriais, resultará na substituição futura de todos os cabos de cobre de sinais elétricos por *links* seriais via fibra óptica, porém a fiação de cobre entre o nível de vão e os equipamentos do pátio de manobras ainda é muito comum.

Segundo Moxa (2020), a comunicação nos barramentos é baseada em *Ethernet*, com linhas de tronco de alta largura de banda. A comunicação de IED para IED é de alta velocidade com tempos de transferência garantidos usando marcação de prioridade dos quadros *Ethernet*. A Tabela 1 mostra a classificação de cada tipo de mensagem de acordo com a prioridade e os tempos de transferência definido pela norma.

Quadro 1 – Requisitos de tempo de transferência para diferentes tipos de mensagens

Classe	Tempo de transferência (ms)	Tipo de mensagem
TT0	≤ 10000	Transferências de arquivos
TT1	≤ 1000	Eventos, Alarmes
TT2	≤ 500	Comandos do operador
TT3	≤ 100	Interações de automatismos lentas
TT4	≤ 20	Interações de automatismos rápidas
TT5	≤ 10	Mensagens rápidas de proteção (trip e bloqueio) entre vãos; mensagens com dados brutos (amostras) para funções que não sejam de proteção.
TT6	≤ 3	Mensagens rápidas de proteção (trip e bloqueio) no mesmo vão; mensagens com dados brutos (amostras) para funções de proteção.

Fonte: Elaborado pelo autor utilizando dados de Moxa (2020).

3.2 ESTRUTURA DE DADOS

A *International Electrotechnical Commission* (2003) explica que, para atingir os objetivos de padronização, todas as funções conhecidas em um SAS foram identificadas e divididas em menores objetos chamados nós lógicos ou, em inglês, *logical nodes (LN)*, que contêm todas as informações a serem transmitidas. As

funções (funções de aplicação) de um SAS são o controle e supervisão, bem como a proteção e monitoramento dos equipamentos primários e da rede. Outras funções (funções do sistema) estão relacionadas com o próprio sistema, como a supervisão da comunicação, por exemplo. A alocação de funções aos *IEDs* e níveis funcionais não é fixa e normalmente depende dos requisitos de disponibilidade, requisitos de desempenho, restrições de custos, filosofias das concessionárias, etc. Desta forma, a norma deve apoiar qualquer alocação de funções. Os *logical nodes* são agrupados em um *logical device (LD)* e implementados em um dispositivo físico, que é o *IED*.

Segundo *IEEE Power and Energy Society (2017)*, os *LN* estão agrupados sob áreas funcionais representadas pela primeira letra de um nome de quatro letras. Por exemplo:

- Pxxx está no grupo funcional de proteção.
- Xxxx está no grupo funcional de comutador.
- Txxx está no grupo funcional transformadores de instrumentos e sensores.

As três letras restantes representam uma função específica dentro do grupo, como:

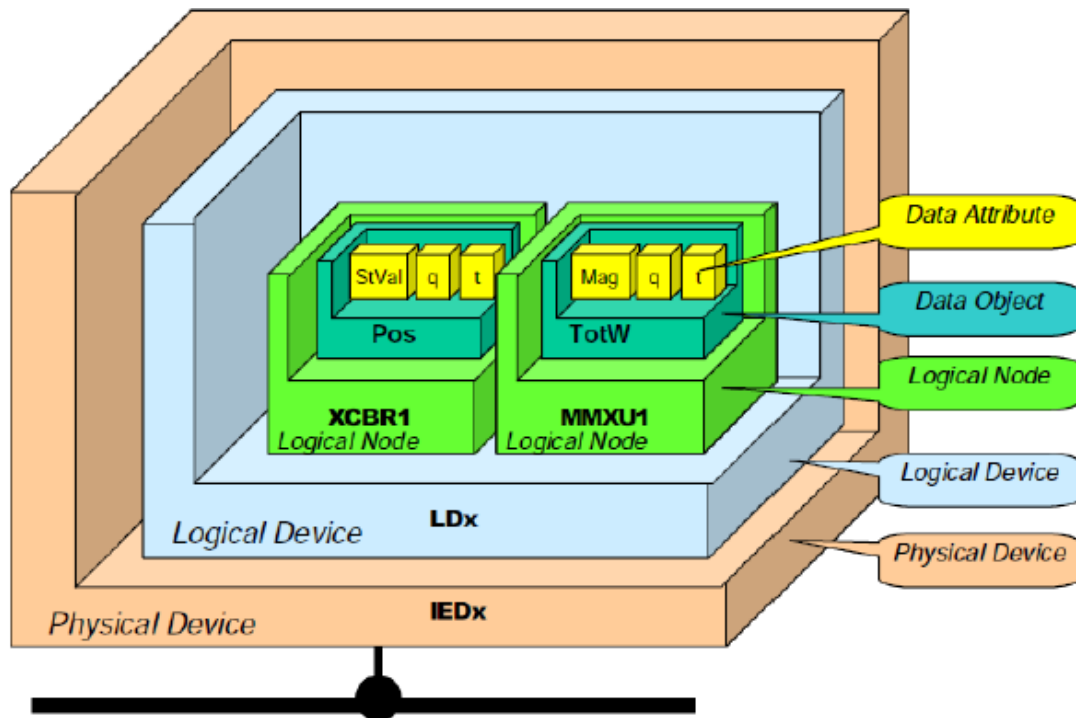
- PTOC é proteção de sobrecorrente temporizada.
- XCBR é um disjuntor.
- TVTR é um transformador de tensão.

O nome do *LN* de quatro letras é fixado pelo padrão e possui um número de índice no final para separar diferentes definições de dados dentro da função específica, como PTOC01, PTOC02,... PTOC99.

Dentro do *LN* estão os objetos de dados ou *data objects*, agrupados em limitações funcionais que indicam o tipo de serviços em que são usados, como ST para informações de *status*, CF para configuração, MX para medição, etc. Abaixo do *data object* estão os atributos de dados ou *data attributes*, que fornecem ao usuário informações adicionais sobre o que são os dados. O *data attribute* é a parte mais baixa da estrutura de dados do *logical node* e é o local onde as informações em tempo real são acessadas.

Todas as funções e *logical nodes* são descritas em uma lista na norma IEC 61850. A Figura 4 representa a estrutura hierárquica dos dados de acordo com a norma.

Figura 4 – Estrutura hierárquica de dados da norma IEC 61850.



Fonte: International Electrotechnical Commission (2003).

Observa-se o *logical device* LDx implementado em um IEDx contendo um grupo de *logical nodes*. Os *logical nodes* do LDx são XCBR1 e MMXU1, que significam, respectivamente, disjuntor 1 e medição 1. O nome do *data object* destacado do *logical node* XCBR1 é Pos que significa posição e pertence à limitação funcional *status* (ST), não descrita na estrutura. StVal é um dos atributos deste *data object* e é uma variável booleana, podendo ter valor 0 ou 1, indicando aberto ou fechado. Portanto, a estrutura completa do dado booleano que indica a posição do disjuntor 1 dentro do SAS é: IEDx.LDx.XCBR1.ST.Pos.StVal. O *data object* TotW do *logical node* MMXU1 pertence à limitação funcional MX e significa potência ativa total e o atributo Mag é uma variável analógica. O valor da potência ativa total da medição 1, portanto, é o seguinte dado do SAS: IEDx.LDx.MMXU1.MX.TotW.Mag.

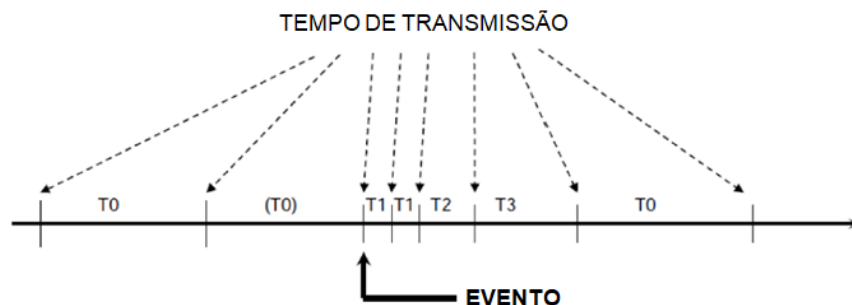
3.3 PROTOCOLOS

3.3.1 *Generic Object Oriented Substation Event (GOOSE)*

As mensagens *GOOSE*, segundo *IEEE Power and Energy Society* (2017), são mensagens da camada 2 (enlace) do modelo *ISO/OSI* de sete camadas, definidas na *IEC 61850-8-1*, usando um endereço de controle de acesso à mídia *multicast (MAC)* pela *Ethernet* e são publicadas e assinadas por *IEDs*. As mensagens usam *VLAN* e marcação de prioridade. Sem as camadas 3 (rede) e 4 (transporte), o tempo de transmissão das mensagens na rede são reduzido, porém, é impossível ter confirmação de recebimento das mensagens enviadas sem a camada de transporte. Desta forma, para melhorar a confiabilidade, o protocolo utiliza um sistema de retransmissão.

As mensagens *GOOSE* utilizam conjuntos de dados chamados *data sets* para publicar informações configuradas pelo usuário. As informações do *data set* contidas em uma mensagem *GOOSE* podem ter qualquer tipo de dados *IEC 61850*, incluindo *status* e valores analógicos. Este tipo de mensagem é usado principalmente para transferir pequenas quantidades de dados sensíveis ao tempo de um *IED* para um ou mais *IEDs*. Embora normalmente associadas a aplicações de proteção, as mensagens *GOOSE* podem ser usadas para qualquer aplicação que exiba sensibilidade ao tempo.

Figura 5 – Retransmissão das mensagens *GOOSE*.



- T0 Retransmissão em condições estáveis (sem eventos por um longo tempo)
- (T0) Retransmissão em condições estáveis podem ser encurtadas por um novo evento
- T1 Tempo de retransmissão curto após um evento
- T2, T3 Tempos das retransmissões até atingir condições estáveis

Fonte: *IEEE Power and Energy Society* (2017).

A Figura 5 ilustra o esquema de retransmissão das mensagens *GOOSE*. Um *data set GOOSE* nunca deixa de ser publicado na rede a partir do momento que ele é gerado. Quando não há novos eventos *GOOSE* por um longo período de tempo, o tempo T_0 entre retransmissões do *data set* é longo. Quando um novo evento é gerado, o *data set* é publicado e retransmitido em curtos intervalos de tempo, que vão aumentando até atingir o tempo estável T_0 .

3.3.2 *Sampled Values (SV)*

IEEE Power and Energy Society (2017) explica que, semelhante a uma mensagem *GOOSE*, uma mensagem *SV* é publicada e assinada usando um endereço *MAC multicast* ou *broadcast* pela *LAN Ethernet*. O *SV* difere do *GOOSE* porque utiliza mensagens periódicas com uma periodicidade especificada que nunca muda, num fluxo contínuo de valores amostrados sincronizados. Essas mensagens também usam *VLAN* e marcação de prioridade, que devem ser configuradas corretamente na rede para a entrega confiável da mensagem. Usar *SV* é uma mudança desafiadora de *design* em relação às conexões de *hardware* tradicionais. Antes que um relé de proteção possa emitir um desarme, ele deve ter uma boa forma de onda para analisar. O conceito *IEC 61850* de utilização de *SV* converte o relé de proteção tradicional em um computador com apenas uma porta *Ethernet* redundante para troca de informações com a subestação. Essas mensagens possuem *data sets* definidos no padrão com diversas faixas abertas aos fornecedores, como taxa de amostragem e conteúdo.

As mensagens *SV* normalmente trafegam no nível de processo e são principalmente segmentadas em *LANs* de processo de nível de compartimento separadas para garantir largura de banda e entrega de qualidade desse tipo de mensagem.

3.3.2 *Manufacturing Message Specification (MMS)*

De acordo com *IEEE Power and Energy Society (2017)*, O *MMS* existia bem antes da *IEC 61850* e foi escolhido como protocolo de aplicação para dados de *logical nodes*, comandos de controle, dados de bloco de controle, relatórios, arquivos e *logs*.

A norma possui dois métodos para os clientes recuperarem dados de um servidor IEC 61850. Um deles é a pesquisa direta de dados, em que o cliente se conecta ao *logical device* e, em seguida, emite comandos individuais de obtenção de dados para um endereço de dados específico. A segunda é uma conexão cliente-servidor a um relatório dentro de um *logical device* que contém um *data set* que pode ser corrigido pelo fornecedor ou geralmente configurável pelo usuário. Existem dois tipos de relatórios, com *buffer* e sem *buffer*. Os relatórios armazenados em *buffer* contêm todas as transições dos dados alterados desde o último relatório. Os relatórios sem *buffer* terão apenas um valor atual dos dados durante a leitura. Um bloco de controle de relatório pode ser configurado em cada IED, definindo as características de tratamento de eventos do relatório. O relatório IEC 61850 MMS é um meio muito eficaz de passar informações do IED (servidor) para um cliente, como um *gateway* de dados ou IHM.

Os logs são usados em um dispositivo IEC 61850 para armazenar todos os eventos em armazenamento virtual que é recuperado ou acessado por um aplicativo cliente. Ao contrário dos relatórios, nenhuma outra ação é tomada para alertar um cliente sobre uma alteração.

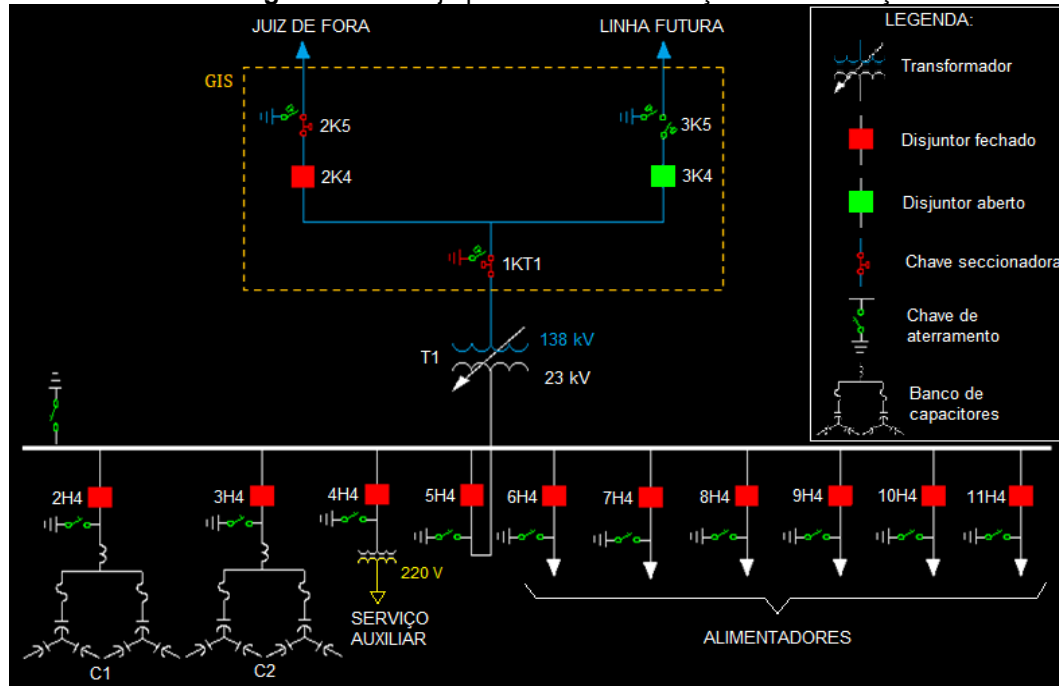
4 ESTUDO DE CASO: SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO

4.1 ARRANJO PRIMÁRIO DA SUBESTAÇÃO

A subestação objeto deste estudo, é uma nova subestação de distribuição localizada em um município da Zona da Mata mineira, com potência instalada de 25 MVA, alimentada a partir de Juiz de Fora por uma linha de transmissão radial em 138 kV. Possui um módulo compacto de subestação isolada a gás (GIS), com um disjuntor que recebe a linha e outro reservado para instalação de uma linha futura. O transformador regulador é conectado à chave seccionadora de saída do módulo GIS, abaixa a tensão para um valor de distribuição de 23 kV e alimenta o disjuntor geral de uma barra com outros nove disjuntores, sendo seis deles para os alimentadores de distribuição, dois para os bancos de capacitores que fazem a correção de fator de potência do sistema e um para o transformador de serviço

auxiliar, que abaixa a tensão para 220 V e alimenta o consumo próprio da SE. A Figura 6 mostra o diagrama esquemático do arranjo primário da subestação.

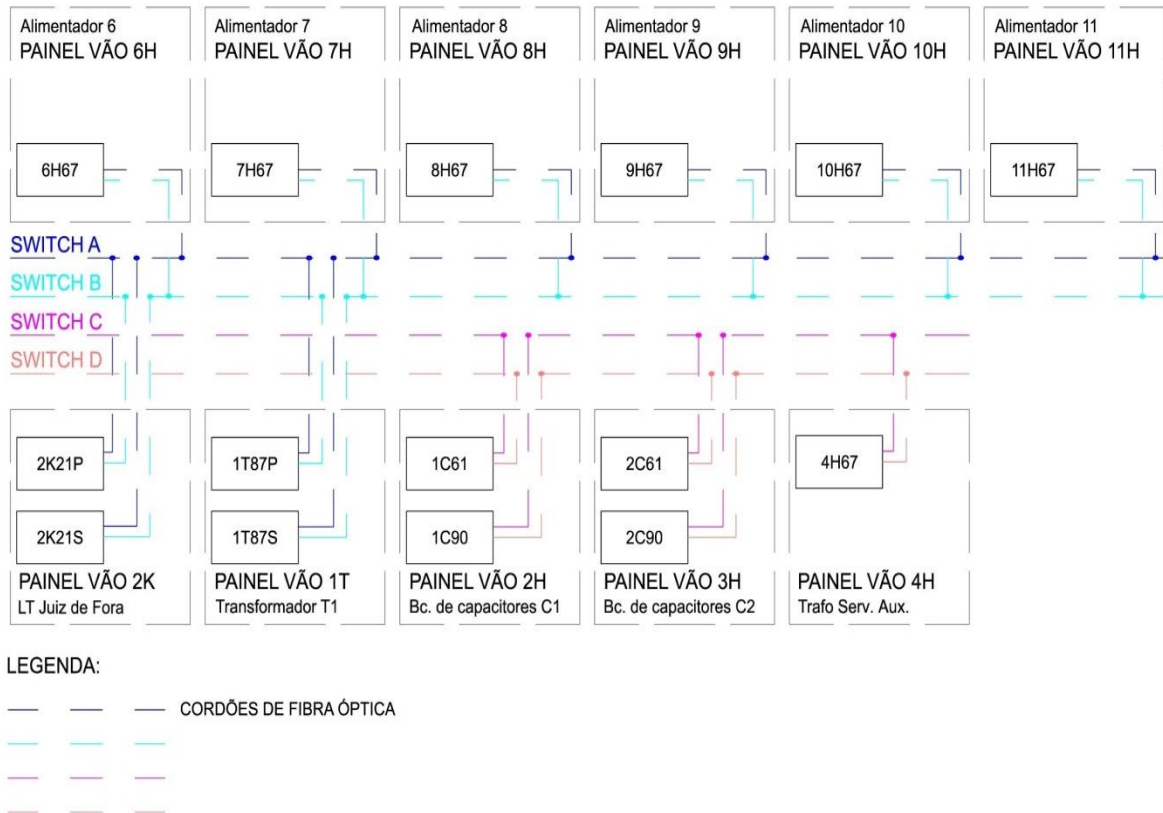
Figura 6 – Arranjo primário da subestação de distribuição.



Fonte: O Autor (2023).

4.2 O SISTEMA DE AUTOMAÇÃO DA SUBESTAÇÃO

A rede do SAS conecta todos os IEDs de controle e proteção da subestação. A Figura 7 trás a arquitetura da rede no nível de vão.

Figura 7 – Arquitetura do nível de vão do SAS da subestação.


Fonte: O Autor (2023).

Os *IEDs* instalados nos painéis de controle de cada vão são relés digitais, responsáveis pela proteção e controle distribuído dos equipamentos do respectivo vão. O número e letra iniciais da identificação do relé indicam o vão ao qual pertence e o número seguinte é o número de função na tabela ANSI da proteção principal deste relé. Os painéis da seção de 138 kV, que correspondem à linha de transmissão e ao transformador, possuem dois relés cada, supridos por fontes de alimentação diferentes, idênticos entre si e com a mesma configuração, operando paralelamente para garantir maior confiabilidade à proteção. Recebem no nome os sufixos P e S: principal e suplementar, respectivamente. Os vãos da seção de 23 kV não possuem redundância de proteção.

A arquitetura de comunicação entre os *IEDs* e os *switches* da rede de proteção é em estrela dupla. Cada *IED* tem duas portas ópticas para comunicação, sendo cada uma delas ligada em um dos *switches* (A, B, C e D), que formam entre si um anel, como mostrado na Figura 8, que ilustra a rede do SAS no nível de estação.

mesma. Além do *trip*-barra, a proteção contra falha de disjuntor e o disparo das oscilografias também utilizam troca de mensagens *GOOSE*. Interface (2018) explica que oscilografias são registros feitos pelos relés digitais das grandezas analógicas como corrente e tensão e do estado de suas entradas e saídas digitais durante perturbações. No SAS da SE, qualquer relé que perceber uma perturbação, registra uma oscilografia e dispara uma mensagem *GOOSE* para que todos os outros relés também registrem suas oscilografias. Um computador, denominado concentrador de oscilografias armazena os arquivos dos registros gerados pelos relés e eles podem ser baixados via rede operativa para análise.

O *gateway* de comunicação concentra as entradas e saídas (*IOs*) dos *IEDs* através da rede de proteção via protocolo *MMS* da norma *IEC 61850*, converte para o protocolo *IEC 60870-5-101* e integra com o *software* supervisor, tanto local (*IHM*) como remoto (centro de operações), no modelo cliente-servidor. O *software* supervisor é o cliente e solicita os serviços do servidor, no caso, o *gateway*. O supervisor monitora o estado dos equipamentos, recebe as medições de corrente e tensão dos vãos e envia comandos para operar os equipamentos da subestação. O centro de operações acessa a estação via rede operativa.

O *switch* E conecta-se aos medidores de energia da subestação, que estão instalados em todos os vãos, com exceção dos bancos de capacitores. As leituras dos medidores também sobem para a rede operativa.

Todos os dispositivos da rede são sincronizados por *GPS*, via protocolo de sincronização chamado *SNTP*. A sincronização é de extrema importância na análise da sequência de eventos de ocorrências do sistema.

Um roteador permite o acesso da rede operativa à rede local do SAS e para proteger e monitorar a conexão existe um *firewall* instalado. Kurose e Ross (2013) explicam que o *firewall* é uma combinação de *hardware* e *software* que isola a rede interna da rede geral, no caso a rede operativa, permitindo que alguns pacotes passem e bloqueando outros. Ele permite a um administrador de rede controlar o acesso entre o mundo externo e os recursos da rede administrada, gerenciando o fluxo de tráfego de e para estes recursos.

O nível de processo da norma *IEC 61850* é inexistente no SAS desta subestação, uma vez que não existem *Merging Units*, sensores ou atuadores

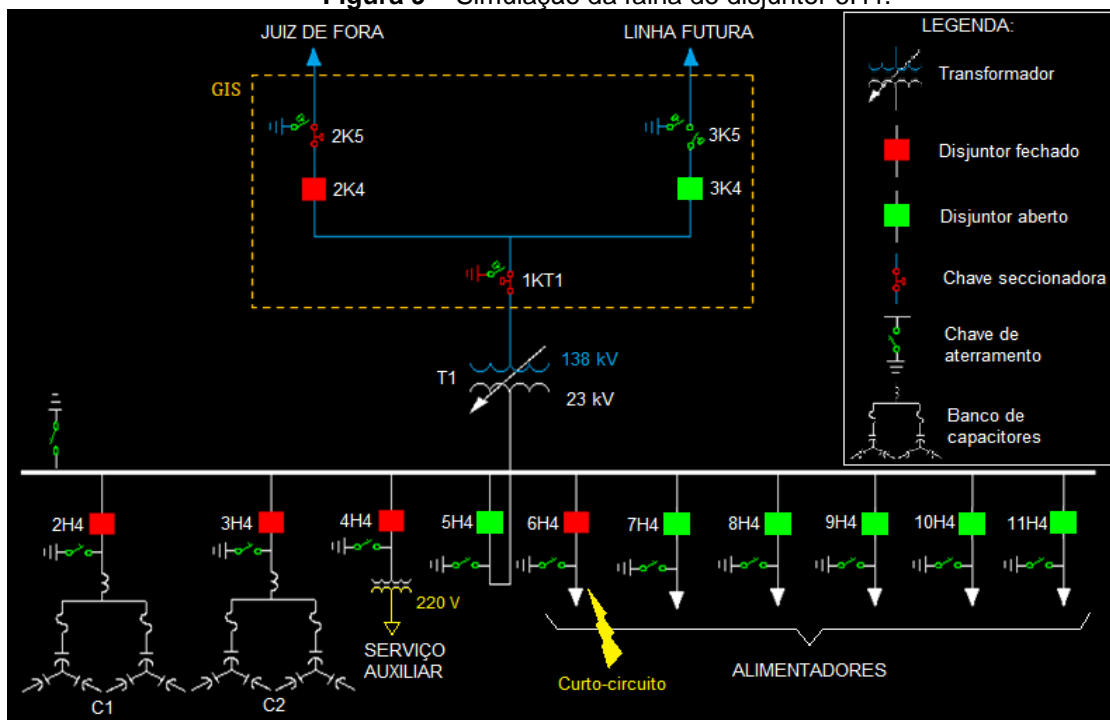
inteligentes associados aos equipamentos primários que comuniquem via protocolo com os *IEDs*. Todos os sinais analógicos de tensão e corrente dos transformadores de instrumentos bem como as ligações aos contatos de indicação de estado e dispositivos de comando são feitos por fiação de cobre.

4.3 PROTEÇÕES COM TROCA DE MENSAGENS GOOSE ENTRE RELÉS

4.3.1 Falha de Disjuntor (50BF)

A proteção contra falha de disjuntor foi implementada em todos os relés da SE. Um relé, ao detectar um curto-circuito no vão que protege, envia sinal para o respectivo disjuntor abrir. Caso o relé não perceba a extinção da corrente após 300 ms do envio do sinal de abertura, ele publica uma mensagem *GOOSE* na rede informando a falha de abertura do disjuntor. Os outros relés da rede recebem a mensagem e, caso a abertura do disjuntor de seu respectivo vão seja necessária para extinguir o curto-circuito, envia sinal para que ele abra. A Figura 9 ilustra o comportamento do sistema ao falhar o disjuntor 6H4.

Figura 9 – Simulação da falha do disjuntor 6H4.



Fonte: O Autor (2023).

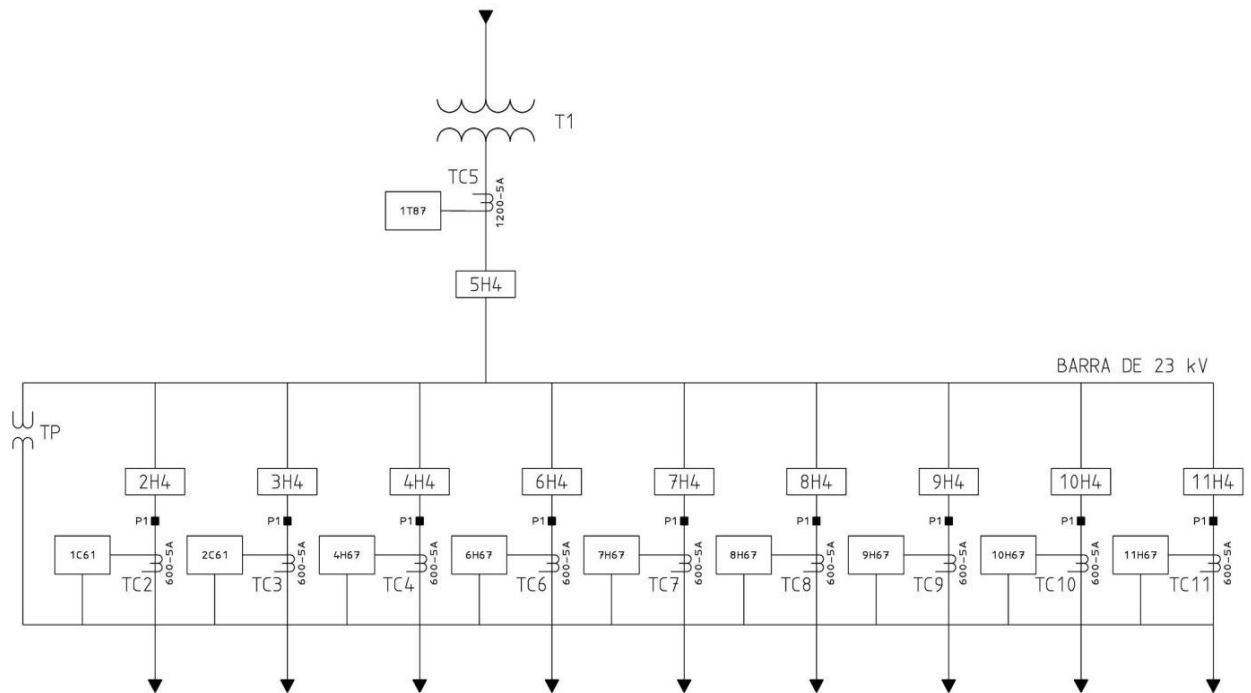
Um curto-circuito no vão 6H sensibiliza o relé 6H67 que manda abrir o disjuntor 6H4. Porém, ao perceber que a corrente não cessou após 300ms, ele interpreta que houve uma falha na abertura do disjuntor e aciona a proteção 50BF. A atuação dessa proteção dispara uma mensagem *GOOSE* na rede do SAS. Os relés 1T87P e 1T87S do vão do transformador recebem a mensagem e disparam um sinal de abertura para o disjuntor 5H4, que é o disjuntor geral da barra de 23 kV.

Considerando o fluxo de potência do transformador para o alimentador 6H4, apenas a abertura do disjuntor 5H4 interromperia a corrente de curto-circuito. Porém, o esquema de proteção da SE foi configurado para considerar a possibilidade de alimentação reversa da barra de 23 kV vinda pelos alimentadores, de algum sistema de geração distribuída interligado à rede de distribuição, muito comum nos dias de hoje com a popularização da geração solar fotovoltaica. Assim, os relés 7H67, 8H67, 9H67, 10H67 e 11H67 também recebem a mensagem *GOOSE* e enviam sinal para os respectivos disjuntores dos alimentadores abrirem, extinguindo totalmente a corrente de curto-circuito do alimentador do 6H4.

Os disjuntores 2K4, 2H4, 3H4 e 4H4 permanecem fechados pois não contribuem para a extinção do curto-circuito.

4.3.2 Proteção Lógica *Trip-Barra*

A proteção convencional contra curtos-circuitos na barra de 23 kV é feita pela unidade de sobrecorrente temporizada (51) dos relés 1T87P e 1T87S, que recebe o nome de 5H51. O esquema da Figura 10 representa a barra de 23 kV e como os TCs e TPs são ligados aos relés.

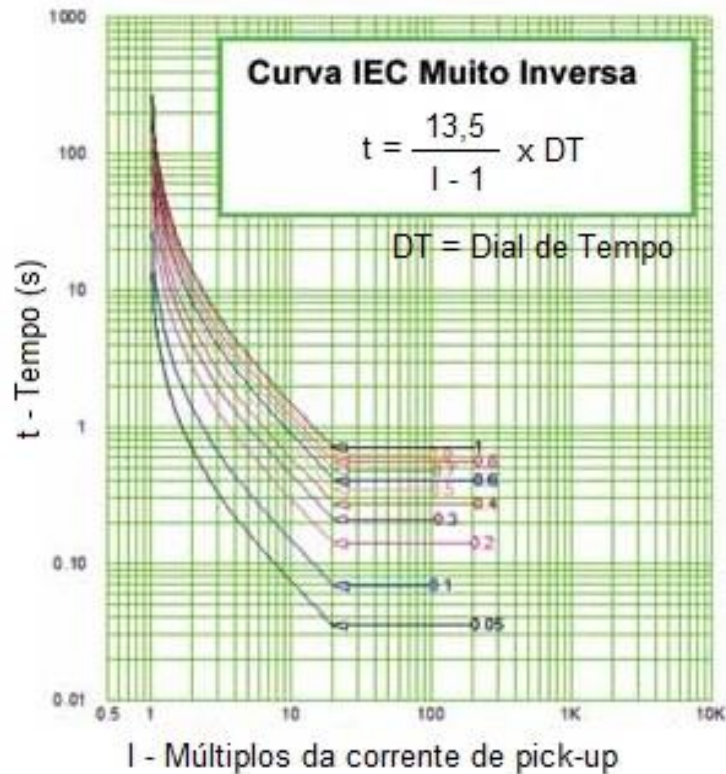
Figura 10 – Barra de 23 kV da subestação.


Fonte: O Autor (2023).

A unidade 5H51 do relé 1T87 (relés 1T87P e 1T87S aqui representado apenas por um 1T87, já que ambos têm mesma função e operam paralelamente) é sensibilizada por qualquer corrente elétrica que circule pelo TC5 de valor superior à corrente ajustada no relé, conhecida como corrente de *pick-up*. Desta forma, o relé não é capaz de diferenciar se um curto-circuito à sua frente ocorreu na barra de 23 kV ou após algum dos disjuntores de saída da barra. Se o curto-circuito ocorrer após algum dos disjuntores de saída da barra, a unidade 5H51 é sensibilizada mas o relé que deve operar é o do respectivo vão onde a falha ocorreu, isolando do circuito o menor trecho possível necessário à extinção do curto-circuito, sem comprometer a continuidade dos outros ramos conectados à barra. Para que esta coordenação ocorra, a unidade 5H51 deve ser ajustada de maneira que seja sensibilizada para uma falta que ocorra após os disjuntores de saída da barra, porém com um tempo de atuação mais lento que os tempos dos relés dos vãos de saída.

As unidades de sobrecorrente temporizada de todos os relés da barra de 23 kV foram ajustadas para operar de acordo com a curva de operação *IEC* muito inversa. A Figura 11 mostra o gráfico desta curva e a sua equação, que define a relação inversa entre o tempo e a corrente de atuação do relé.

Figura 11 – Curva IEC muito inversa e sua equação corrente x tempo.



Fonte: O Setor Elétrico (2010).

A unidade 5H51 da subestação foi ajustada com uma corrente de *pick-up* de 3,93 A e um DT = 0,148. Considerando uma corrente de operação de duas vezes o valor da corrente de *pick-up*, tem-se o múltiplo I = 2. Substituindo estes valores na equação da curva IEC muito inversa, obtém-se um tempo de atuação da proteção de $t = (13,5 / (2 - 1)) \times 0,148 = 1,998$ s. A relação de transformação de corrente (RTC) do TC5 é $RTC = 1200 / 5 = 240$. Multiplicando a corrente de operação do relé pela RTC, obtém-se uma corrente primária de $I_p = 2 \times 3,93 \text{ A} \times 240 = 1886,4$ A. Ou seja, o relé 1T87 demoraria um tempo de 1,998 s para eliminar um curto-circuito de 1886,4 A na barra de 23 kV.

Os relés dos vãos dos alimentadores foram ajustados com uma corrente de *pick-up* de 0,92 A e um DT = 0,05. A RTC dos TCs dos alimentadores é $RTC = 600 / 5 = 120$. Considerando a mesma corrente de curto-circuito de 1886,4 A ocorrendo após o disjuntor 6H4, por exemplo, a corrente que circularia no enrolamento secundário do TC6 seria $I_s = 1886,4 / 120 = 15,72$ A. Esta corrente representa um múltiplo I = $15,72 / 0,92 = 17,08$ vezes a corrente de *pick-up* da unidade temporizada

do relé 6H67. Substituindo estes valores na equação da curva *IEC* muito inversa, obtém-se um tempo $t = (13,5 / (17,08 - 1)) \times 0,05 = 0,042$ s.

Assim, comparando o tempo de atuação da proteção para um curto-circuito na barra com o tempo de atuação da proteção do alimentador para um curto-circuito de mesmas características, observa-se que a proteção da barra é extremamente lenta e, uma das características que a proteção deve ter para garantir a segurança do sistema é a rapidez.

A função lógica de *trip*-barra foi implementada nos relés 1T87 da SE para garantir a rápida atuação da proteção quando ocorrer um curto-circuito na barra de 23 kV, mantendo a coordenação com as proteções dos vãos de saída da barra.

Os relés dos vãos de saída da barra de 23 kV são relés de sobrecorrente direcionais (67) e, portanto, atuam quando a corrente flui em uma direção predeterminada. Chamou-se de sentido direto quando a corrente flui da barra para a linha e de sentido reverso o caso contrário. A lógica do *trip*-barra funciona de maneira que, quando o relé de um alimentador percebe alguma falta no sentido direto, ele dispara uma mensagem *GOOSE* na rede de proteção informando para o relé 1T87 que ele deve manter a operação normal da função 5H51, respeitando sua curva de atuação e, portanto a coordenação da proteção, pois neste caso o curto-circuito é no alimentador e quem deve operar é o relé do vão deste alimentador. A função 5H51 foi sensibilizada, porém foi informada de que a falha não foi na barra.

Caso a função 5H51 seja sensibilizada e não receba mensagem *GOOSE* de nenhum dos relés direcionais informando que a corrente flui no sentido direto, significa que o curto-circuito é na barra. Sendo este o caso, o relé 1T87 dispara um sinal para o disjuntor 5H4 abrir num tempo definido de 100 ms, interrompendo rapidamente o fluxo de corrente para a barra. Além disso, dispara também uma mensagem *GOOSE* para que todos os relés dos vãos de 23kV mandem abrir seus disjuntores, isolando a barra por completo.

5 CONCLUSÃO

No que se refere aos princípios que Araújo *et al.* (2005) elenca como definidores da eficácia de um sistema de proteção – velocidade, seletividade, segurança, sensibilidade e confiabilidade – fica evidente o refinamento trazido pelas

soluções dos SAS baseados no padrão *IEC 61850* em comparação às precedentes tecnologias dos sistemas de proteção e controle, ao lançar mão de recursos como a redundância de *IEDs* e portas de comunicação, fontes de alimentação independentes para cada *IED*, preferência por fibra óptica ao invés de cabos metálicos e dispositivos com alta capacidade de processamento e robustez.

Além dos recursos de *hardware* descritos acima estarem presentes na subestação objeto do estudo de caso, as implementações com o protocolo *GOOSE* têm grande destaque na excelência deste SAS, ainda que conservadoras frente ao que se pode explorar do protocolo na elaboração de esquemas de proteção e controle distribuídos. O *trip*-barra e a proteção contra falha de disjuntor são um acréscimo de segurança muito importante para o sistema primário. A redução do tempo de extinção dos curtos-circuitos a milissegundos preserva os equipamentos da degradação provocada pelo calor liberado por efeito Joule, reduzindo o risco de queima e consequente indisponibilidade do equipamento.

O protocolo *SV* e barramento de processo não estão presentes no projeto da subestação. Apesar de sua potencialidade, ainda é pouco utilizado, não sendo uma realidade geral nos projetos de novas subestações.

O tráfego de pacotes de dados que entram e saem da rede do SAS da subestação passa por um *firewall*. O canal de comunicações entre a SE e o centro de operações é dedicado e o protocolo é do tipo serial, o que confere maior segurança à comunicação. Ainda assim, o risco de invasão da rede não é nulo. O padrão *IEC 61850* é baseado em rede *Ethernet* e traz consigo a vulnerabilidade pertinente a esse modelo de comunicações. Uma inconveniência inexistente nos sistemas de proteção e controle convencionais.

De qualquer forma, por sua flexibilidade, facilidade de expansão e interoperabilidade, além das vantagens anteriormente citadas, os SAS baseados em *IEC 61850* raramente serão preteridos em projetos de novas subestações ou modernização de subestações já existentes. Além do mais, por ser a tecnologia dominante na atualidade, os fabricantes de relés e dispositivos de controle digitais, dificilmente mantêm produtos em suas linhas que não sejam adaptados à norma *IEC 61850*, o que faz de sua escolha sinônimo de economia.

Neste contexto, fica claro que os engenheiros e técnicos que trabalham ou pretendem trabalhar com projeto, manutenção ou operação de sistemas de proteção e controle de subestações devem conhecer e aplicar a norma *IEC 61850* em seus trabalhos, mantendo-os atualizados e com alto nível de excelência.

ABSTRACT

This work aims to present the implementation of a Substation Automation System (SAS) based on the IEC 61850 standard, emphasizing the protection and control solutions it offers. A literature review is conducted on the protection and automation systems of substations, covering their concepts, structure, and historical evolution. Subsequently, the work introduces the IEC 61850 standard, outlining its objectives and characteristics, followed by considerations regarding the architecture of automation systems, system data modeling, and the main communication protocols it uses, namely, *GOOSE*, *SV*, and *MMS*. As a case study, the automation system deployed in a new distribution substation in Zona da Mata in Minas Gerais is presented, where its architecture is analyzed in light of the IEC 61850 standard and two protections that use *GOOSE* messages exchange among network devices are highlighted: protection against circuit breaker failure and trip-bar. The work concludes with considerations regarding the SAS of the studied substation and the implications of the IEC 61850 standardization.

Keywords: Substation. Automation System. IEC 61850. Protection.

REFERÊNCIAS

ABB Review Special Report IEC 61850. 2010. Disponível em: https://search-ext.abb.com/library/Download.aspx?DocumentID=9AKK105152A5158&LanguageCode=en&DocumentPartId=&Action=Launch&_ga=2.124799690.1785503795.1695858701-923277219.1641438588. Acesso em: 27 set. 2023.

ARAÚJO, Carlos André da Silva; SOUSA, Flavio Camara de; CÂNDIDO, José Roberto R.; DIAS, Marcos Pereira. **Proteção de Sistemas Elétricos.** 2ª edição. Rio de Janeiro: Interciência, 2005.

BRAND, Klaus-Peter; LOHMANN, Volker; WIMMER, Wolfgang. **Substation Automation Handbook.** Bremgarten: Utility Automation Consulting Lohmann, 2003.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. **Iniciação à Proteção.** Belo Horizonte, 2003.

EREMIA, Mircea (ed.); SHAHIDEHPOUR, Mohammad (ed.). **Handbook of Electrical Power System Dynamics: Modeling, Stability, and Control.** Hoboken: Wiley, 2013.

EVANS, James W. Interface between Automation and the Substation. *In*: MCDONALD, John D. (ed.). **Electric Power Substations Engineering**. Third edition. Boca Raton: CRC Press, 2012.

GARCIA JÚNIOR, Ervaldo. **Introdução a Sistemas de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados – SCADA**. Rio de Janeiro: Alta Books, 2019.

IEEE POWER AND ENERGY SOCIETY. **IEEE Recommended Practice for Implementing an IEC 61850-Based Substation Communications, Protection, Monitoring, and Control System**. New York: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2017.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC TR 61850-1: Communication Networks and Systems in Substations – Part 1: Introduction and Overview**. Geneva: IEC, 2003.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **IEC TR 61850-7-1: Communication Networks and Systems in Substations – Part 7-1: Basic Communication Structure for Substation and Feeder Equipment – Principles and Models**. Geneva: IEC, 2003.

KUROSE, James F.; ROSS, Kerth W. **Redes de Computadores e a Internet – uma abordagem top-down**. 6ª edição. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2013.

MACDONALD, Eric. Substation Integration and Automation. *In*: MCDONALD, John D. (ed.). **Electric Power Substations Engineering**. Third edition. Boca Raton: CRC Press, 2012.

MAMEDE FILHO, João; MAMEDE, Daniel R. **Proteção de Sistemas Elétricos de Potência**. Rio de Janeiro: LTC, 2013.

MARDEGAN, Cláudio; Capítulo III – Dispositivos de Proteção – Parte I. **O Setor Elétrico**, mar., 2010. Disponível em: https://www.osetoelettrico.com.br/wp-content/uploads/2010/05/Ed50_marco_protecao_seletividade_capIII.pdf. Acesso em: 12 nov. 2023.

MOXA. **IEC 61850 Communication and Computing Solutions for Substation Automation Systems Guidebook**. 2020. Disponível em: <https://www.moxa.com/en/literature-library/power-substation-guidebook?dl=true>. Acesso em: 27 set. 2023.

OSCILOGRAFIA filtrada e não filtrada. **Interface**, Campinas, ed. 44, p. 4, out/nov, 2018.

PADILLA, Evelio. **Substation Automation Systems: Design and Implementation**. Caracas: Wiley, 2016.

PEXTRON, Empresa Brasileira de Relés de Proteção. **Tabela de Numerações e Funções (American Standard C37.2-1991)**. 2021. Disponível em: <https://www.pextron.com/arquivos/Tabela%20ANSI%201d%20v002.pdf>. Acesso em: 16 maio 2023.