



**LUÍS FILIPE DESTÉFANI PENHA**

**IMPLEMENTAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DIGITAIS**

**LAVRAS – MG**

**2023**

**LUÍS FILIPE DESTÉFANI PENHA**

**IMPLEMENTAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DIGITAIS**

Monografia apresentada à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Curso de Engenharia de Controle e Automação, para a obtenção do título de Bacharel.

Prof. Dr. Paulo Vitor Grillo de Souza  
Orientador

**LAVRAS – MG**  
**2023**

**Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de Geração de Ficha Catalográfica da Biblioteca  
Universitária da UFLA, com dados informados pelo(a) próprio(a) autor(a).**

Penha, Luis Filipe Destéfani.  
IMPLEMENTAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DIGITAIS / Luis  
Filipe Destéfani Penha. - 2023.  
56 p. : il.

Orientador(a): Paulo Vitor Grillo de Souza.

TCC (graduação) - Universidade Federal de Lavras, 2023.  
Bibliografia.

1. Engenharia de Controle e Automação. 2. Subestações  
Digitais de Energia Elétrica. 3. Comissionamento. I. de Souza,  
Paulo Vitor Grillo. II. Título.

**LUÍS FILIPE DESTÉFANI PENHA**

**IMPLEMENTAÇÃO DE SUBESTAÇÕES DIGITAIS**  
***IMPLEMENTATION OF DIGITAL SUBSTATIONS***

Monografia apresentada à Universidade Federal de Lavras, como parte das exigências do Curso de Engenharia de Controle e Automação, para a obtenção do título de Bacharel.

Aprovado em 14 de dezembro de 2023  
Dr. Paulo Vitor Grillo de Souza UFLA  
Dra. Silvia Costa Ferreira UFLA  
Dr. Vinícius Miranda Pacheco UFLA

Prof. Dr. Paulo Vitor Grillo de Souza  
Orientador

**LAVRAS – MG**

**2023**

## RESUMO

Este trabalho diz respeito a uma análise técnica de viabilidade de subestação digital de energia com foco no comissionamento. A partir de uma explicação inicial dos principais conceitos básicos relacionados à subestação, que serão necessários para o entendimento de alguns procedimentos e tecnologias que foram explicadas e exploradas durante o trabalho, discorre-se sobre quais equipamentos, *softwares*, sistemas, arquiteturas, documentos e testes devem ser modificados nas subestações convencionais para que essa seja considerada uma subestação digital. De acordo com essas alterações, mostra-se quais as dificuldades na instalação, aplicação dos *softwares* e *hardwares* e na interconexão entre todos os equipamentos de forma a criar um sistema eficiente que respeite todas as normas de segurança e requisitos do ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico). Também são exploradas as principais vantagens e desvantagens das características de uma subestação digital, levando em conta seus aspectos físicos, como conexões de cabos e instalação de equipamentos, e digitais como protocolos de comunicação, redundância e sincronismo. Através dos resultados encontrados nestes estudos, compara-se, por fim, a influência da digitalização para facilitar os procedimentos de comissionamento e aprimorar a eficiência dos testes. Conclui-se que a digitalização traz um aumento da confiabilidade e do monitoramento nos sistemas, o custo para a construção e interligação dos sistemas é reduzido, a eficiência nas manutenções é melhorada consideravelmente, há redução do risco de ocorrência de acidentes e a eficiência da montagem dos painéis é aumentada.

**Palavras-chave:** Subestação Digital. Comissionamento. Tecnologia. Testes.

## ABSTRACT

This work comprises a technical analysis of the feasibility of a digital energy substation with a focus on commissioning. An initial explanation was made of the main basic concepts related to the substation that will be necessary to understand some procedures and technologies that were explained and explored during the work. Based on these concepts, it was discussed which equipment, software, systems, architectures, documents and tests must be modified in conventional substations for this to be considered a digital substation, and according to these changes, the difficulties in installation, application of software and hardware and the interconnection between all equipment in order to create an efficient system that respects all safety standards and ONS (*Operador Nacional do Sistema Elétrico*, “National Electrical System Operator) requirements. The main advantages and disadvantages of the characteristics of a digital substation were also explored, taking into account physical aspects, such as cable connections and equipment installation, and digital aspects such as communication protocols, redundancy and synchronism. Using the results found in the studies, a comparison was made on the influence of digitalization to facilitate commissioning procedures and improve test efficiency. It was concluded that digitalization brings an increase in system reliability and monitoring, the cost of building and interconnecting systems is reduced, maintenance efficiency is improved considerably, reduces the risk of accidents, facilitates and increases the efficiency of assembling systems panels.

**Keywords:** Digital Substation. Commissioning. Technology. Tests

## LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 – Subestação de Lorena.....	12
Figura 2.2 – Barra Simples.....	14
Figura 2.3 – Barra Principal e Transferência.....	15
Figura 2.4 – Barra Dupla Quarto Chaves.....	15
Figura 2.5 – Barra Dupla Disjuntor e Meio.....	16
Figura 2.6 – Disjuntor a SF.....	17
Figura 2.7 – Transformador de Corrente.....	18
Figura 2.8 – Transformador de Potencial.....	18
Figura 2.9 – Transformador Trifásico.....	19
Figura 2.10 – Chave Seccionadora.....	19
Figura 2.11 – Pára-Raios.....	20
Figura 2.12 – IED L90 (GE) .....	20
Figura 2.13 – Níveis Hierárquicos em SEs.....	21
Figura 3.1 – Pontos Analógicos Supervisório SAGE.....	23
Figura 3.2 – Pontos Digitais Supervisório SAGE.....	24
Figura 3.3 – Funções de Proteção.....	25
Figura 3.4 – Anatomia Objeto IEC 61850 .....	28
Figura 3.5 – Lista de Pontos Analógicos (PAF) .....	28
Figura 3.6 – Modelo SE IEC 61850.....	29
Figura 3.7 – TC Óptico.....	30
Figura 3.8 – TP Óptico.....	31
Figura 3.9 – Merging Unit SIPROTEC 6MU85.....	32
Figura 3.10 – Diagrama Funcional da Merging Unit.....	32
Figura 3.11 – Legenda da Arquitetura do Anexo A.....	34
Figura 3.12 – Barramentos em SE Digital.....	35
Figura 4.1 – Mala de Teste CMC 356.....	39
Figura 4.2 – Equipamento de teste de proteção dedicado a IEC 61850.....	40
Figura 4.3 – Comparação dos Cabos.....	42
Figura 5.1 – Arquitetura de Rede.....	45
Figura 5.2 – Arquitetura de Referência.....	46
Figura 5.3 – Sistema montado em Fábrica.....	47
Figura 5.4 – Imagem Casa de Controle.....	48



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>10</b>
<b>2</b>	<b>SUBESTAÇÃO .....</b>	<b>12</b>
<b>2.1</b>	<b>Classificação das Subestações.....</b>	<b>12</b>
<b>2.1.1</b>	<b>Quanto à função.....</b>	<b>12</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Quanto ao nível de tensão .....</b>	<b>13</b>
<b>2.1.3</b>	<b>Quanto ao tipo de instalação .....</b>	<b>13</b>
<b>2.2</b>	<b>Principais equipamentos de uma Subestação .....</b>	<b>13</b>
<b>2.2.1</b>	<b>Barramentos.....</b>	<b>14</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Disjuntor.....</b>	<b>16</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Transformador de corrente .....</b>	<b>17</b>
<b>2.2.4</b>	<b>Transformador de potencial.....</b>	<b>18</b>
<b>2.2.5</b>	<b>Transformador de Potência.....</b>	<b>18</b>
<b>2.2.6</b>	<b>Chave Seccionadora .....</b>	<b>19</b>
<b>2.2.7</b>	<b>Para-raios .....</b>	<b>20</b>
<b>2.2.8</b>	<b>IEDs (Relés).....</b>	<b>20</b>
<b>2.3</b>	<b>Divisões em uma Subestação .....</b>	<b>21</b>
<b>3</b>	<b>DIGITALIZAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO .....</b>	<b>22</b>
<b>3.1</b>	<b>Importância dos IEDs .....</b>	<b>22</b>
<b>3.2</b>	<b>Norma IEC 61850 .....</b>	<b>26</b>
<b>3.2.1</b>	<b>Modelagem do IEC 61850.....</b>	<b>27</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Modelo de Subestação IEC 61850 .....</b>	<b>29</b>
<b>3.3</b>	<b>Novos Equipamentos em SE Digital .....</b>	<b>29</b>
<b>3.3.1</b>	<b><i>Merging Units</i> (MU).....</b>	<b>31</b>
<b>3.3.2</b>	<b>Arquitetura de Rede de uma SE Digital.....</b>	<b>32</b>
<b>3.3.3</b>	<b>Barramentos de Comunicação em SE Digital.....</b>	<b>34</b>
<b>4</b>	<b>COMISSIONAMENTO .....</b>	<b>36</b>
<b>4.1</b>	<b>Teste de aceitação em Fábrica – TAF.....</b>	<b>36</b>
<b>4.2</b>	<b>Teste de aceitação em campo – TAC .....</b>	<b>37</b>
<b>4.3</b>	<b>Importância da mala de teste para o comissionamento .....</b>	<b>38</b>
<b>4.4</b>	<b>Vantagens e Desafios da Digitalização das Subestações .....</b>	<b>40</b>
<b>4.4.1</b>	<b>Desafios.....</b>	<b>41</b>
<b>4.4.2</b>	<b>Vantagens .....</b>	<b>41</b>

<b>5</b>	<b>EXEMPLOS DE APLICAÇÕES PRÁTICAS .....</b>	<b>44</b>
<b>5.1</b>	<b>Aplicação prática da Norma IEC 61850 .....</b>	<b>44</b>
<b>5.2</b>	<b>Aplicação prática de Projeto de SE Digital.....</b>	<b>45</b>
<b>6</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>50</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>51</b>
	<b>ANEXO A.....</b>	<b>54</b>
	<b>ANEXO B.....</b>	<b>57</b>

## 1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um recurso essencial que se tornou indispensável à sociedade. Nas últimas décadas, sua importância tem crescido exponencialmente devido ao seu papel fundamental na evolução da humanidade. A eletricidade impulsiona processos industriais, proporciona conforto aos lares e viabiliza o uso de tecnologias, como eletrodomésticos, *smartphones* e computadores. A infraestrutura de energia desempenha um papel vital na garantia de um fornecimento confiável de eletricidade para atender às crescentes demandas.

Essa infraestrutura é composta por três etapas essenciais: geração, transmissão e distribuição. As subestações de energia desempenham um papel fundamental em todas essas fases, assegurando o transporte seguro e eficiente da energia até seu destino. O crescimento contínuo da demanda por energia elétrica é uma resposta natural ao avanço da sociedade, o que, por sua vez, requer investimentos significativos e atualizações substanciais no setor. Isso pode envolver a construção de novas usinas geradoras, a expansão da rede de subestações ou a adoção de tecnologias avançadas, como a digitalização de subestações.

Nas últimas décadas, as subestações de energia passaram por uma profunda transformação tecnológica. Anteriormente, essas instalações eram predominantemente operadas manualmente, possuíam relés eletromecânicos desempenhando um papel fundamental no controle e proteção. No entanto, o avanço tecnológico trouxe consigo uma série de mudanças significativas. Uma delas é a substituição gradual dos tradicionais relés eletromecânicos por Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs – sigla advinda do inglês, *Intelligent Electronic Devices*).

Os IEDs oferecem uma gama de funcionalidades avançadas, como proteção, automação, comunicação em rede e capacidade de adaptação a diferentes condições operacionais e contribuindo significativamente para o aprimoramento da eficiência e confiabilidade das subestações de energia. Com a utilização desses IEDs é possível empregar sistemas supervisórios avançados, como SAGE e Elipse, que oferecem monitoramento em tempo real e controle remoto das operações. Esses sistemas permitem uma gestão mais eficiente e ágil das subestações, melhorando a confiabilidade e a capacidade de resposta a eventos imprevistos.

Essas mudanças tecnológicas não apenas aprimoram a eficiência operacional das subestações, mas também estão intrinsecamente ligadas à digitalização das instalações, tornando-se elementos-chave na transformação do setor de energia. À medida que a

digitalização continua a ganhar terreno, é crucial compreender o impacto dessas inovações nas operações e no comissionamento das subestações de energia.

Para tanto, é fundamental compreender o processo de comissionamento e sua relevância para o funcionamento eficaz dessas instalações. O comissionamento de uma subestação é o conjunto de procedimentos e testes rigorosos realizados antes de colocá-la em operação. Envolve a verificação detalhada de todos os componentes, sistemas e circuitos da subestação, garantindo que tudo esteja em perfeitas condições de funcionamento e cumpra os padrões de segurança e desempenho estabelecidos pelo ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico).

Em um cenário em que a digitalização está se tornando cada vez mais proeminente no setor de energia, compreender como as tecnologias digitais influenciam o comissionamento é de extrema importância. A digitalização pode trazer várias vantagens significativas, impactando diretamente na eficácia do comissionamento e na operação contínua das subestações. Portanto, a compreensão dessas interações é fundamental para avaliar o impacto global das tecnologias digitais nas subestações e no setor de energia como um todo.

Nesse cenário, o objetivo principal deste trabalho é investigar como a digitalização nas subestações de energia está impactando o processo de comissionamento, comparando subestações digitais com aquelas que ainda não aderiram à digitalização, principalmente nas subestações relacionadas à transmissão de energia. Para isso, é feita uma abordagem sobre as mudanças tecnológicas e os benefícios proporcionados pela digitalização, especialmente em termos de eficiência, segurança e confiabilidade no comissionamento. Ao realizar essa análise comparativa e é fornecida uma visão abrangente das vantagens e desafios que a digitalização apresenta em relação às práticas tradicionais de comissionamento. Isso contribuirá para uma compreensão mais profunda das implicações dessa transformação tecnológica no setor de energia e seu potencial para aprimorar o fornecimento de eletricidade.

## 2 SUBESTAÇÃO

Conforme explica McDonald (2016), uma subestação de energia é um conjunto de instalações elétricas em média ou alta tensão, como mostrado na Figura 2.1, que agrupa os equipamentos destinados à proteção, medição, monitoramento, manobra e transformação de grandezas elétricas. As subestações são pontos onde ocorre a entrada e saída de linhas de transmissão ou distribuição, o que constitui uma interface entre dois subsistemas.

Figura 2.1 Subestação de Lorena



Fonte: ISA CTEEP, 2021

### 2.1 Classificação das Subestações

Assim, segundo as lições de Evelio Padilla (2015) e John H. McDonald (2016), podemos classificar as subestações conforme sua função, sendo importantes as observações acerca dos equipamentos que a compõem e suas subdivisões, conforme será exposto a seguir.

#### 2.1.1 Quanto à função

- SE de Manobra permite manobrar partes do sistema de transmissão (Rede básica) inserindo uma subestação ou retirando-as de serviço, em um mesmo nível de tensão.
- SE de Transformação, pode ser uma SE elevadora que normalmente são localizadas nas saídas das usinas geradoras, elevam a tensão para níveis aceitáveis de transmissão e subtransmissão, ou podem ser SE abaixadoras que costumam se localizar próximo às cidades e possuem a função de reduzir os níveis de tensão evitando que ocorram

situações indesejadas para a população, como radio interferência, campos magnéticos intensos e outras.

- SE de Distribuição possui a função de reduzir a tensão para o nível de distribuição primária, sendo normalmente 13,8kV.

### **2.1.2 Quanto ao nível de tensão**

As Subestações também podem ser classificadas quanto ao seu nível de tensão. As Subestações de Média Tensão operam em uma faixa entre 1 kV e 34,5 kV, com variações específicas de 6,6 kV a 13,8 kV. Por sua vez, as Subestações de Alta Tensão lidam com níveis que variam entre 34,5 kV e 230 kV, abrangendo faixas como 69 kV e 138 kV. Para as Subestações de Extra Alta Tensão, elas operam com níveis acima de 230 kV, incluindo faixas como 345 kV, 440 kV, 500 kV e 750 kV.

### **2.1.3 Quanto ao tipo de instalação**

As Subestações também podem ser classificadas quanto ao tipo de instalação. As Subestações Desabrigadas são construídas a céu aberto em locais amplos ao ar livre, ficando expostas às condições naturais como calor, chuvas, vento e outros. Devido a essa exposição, necessitam de manutenções mais frequentes.

Por outro lado, as Subestações Abrigadas são construídas em locais fechados, podendo ser constituídas por cubículos metálicos, edificações ou câmeras subterrâneas. Já as Subestações Blindadas são construídas em uma estrutura completamente protegida e isolada em gás SF<sub>6</sub> (Hexaflureto de enxofre). Essas subestações são notavelmente compactas em relação ao espaço, podendo ocupar apenas até 10% do espaço de uma Subestação convencional.

## **2.2 Principais equipamentos de uma Subestação**

Nem todas as subestações irão possuir os mesmos equipamentos, mas no geral as subestações são compostas por barramentos, linhas e alimentadores, equipamentos de disjunção (disjuntores, religadores, chaves seccionadoras), equipamentos de transformação (transformador de potência, transformadores de instrumentos como transformador de potencial e corrente), equipamentos de proteção (IEDs, fusíveis e para-raios) e equipamentos

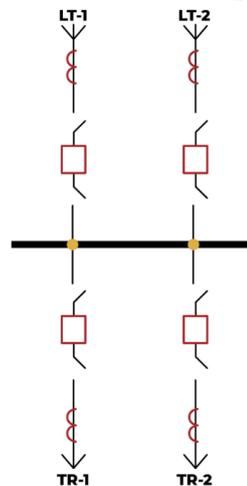
de compensação (reatores, capacitores, compensadores síncronos, compensadores estáticos), assim como lecionado por McDonald (2016), descritos detalhadamente a seguir.

### 2.2.1 Barramentos

São condutores reforçados, geralmente sólidos e de baixa impedância, que servem como centros comuns de coleta e redistribuição de corrente. Existem várias formas diferentes de estruturar uma subestação, sendo que os barramentos desempenham um papel crucial na definição do arranjo a ser construído.

A barra simples, mostrada na Figura 2.2, representa o tipo mais básico de barramento. Este é o arranjo mais simples, de fácil operação e mais econômico, onde todas as linhas e circuitos estão conectados à mesma barra. No entanto, essa topologia não oferece uma confiabilidade significativa, pois uma falha no barramento resultaria na paralisação completa da subestação. Geralmente, é empregada em Subestações de baixa tensão.

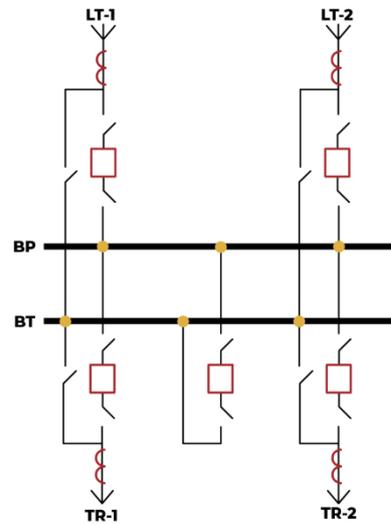
Figura 2.2 Barra Simples



Fonte: Mesh Engenharia, 2022

Essa topologia possui dois barramentos em sua estrutura ligados um ao outro através de um disjuntor de transferência, chamado de TIE, onde a barra principal fica energizada constantemente alimentando as linhas de transmissão, e a outra barra é utilizada para realizar a transferência de um dos vãos, e substituir o disjuntor principal do determinado vão pelo disjuntor de transferência, para assim poder realizar manutenção. Esse arranjo oferece uma vantagem de poder realizar a manutenção dos disjuntores, mas ainda não oferece uma alta confiabilidade, a Figura 2.3 demonstra um exemplo dessa topologia.

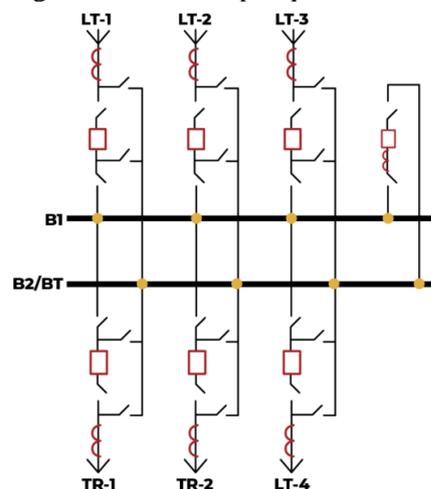
Figura 2.3 Barra Principal e Transferência



Fonte: Mesh Engenharia, 2022

Esse sistema é mais utilizado em subestações de alta tensão com muitas interconexões, já que oferece grande capacidade de realizar manobras, podendo variar de acordo com a necessidade. Nesse caso a barra dois pode ser utilizada como barra de transferência como explicado acima, ou também como uma segunda barra em operação, dessa forma dividindo os vãos, assim caso ocorra falha de uma barra, somente os vãos conectados a ela irão ser desligados. Na Figura 2.4 podemos ver uma barra dupla quatro chaves.

Figura 2.4 Barra dupla quatro chaves

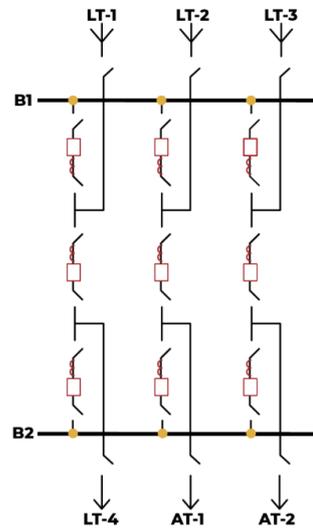


Fonte: Mesh Engenharia, 2022

A Figura 2.5 representa essa topologia que é muito utilizado em subestações de extra alta tensão, possui esse nome pois cada vão possui um disjuntor e meio que o protege. Esse arranjo possui grande flexibilidade para realizar manobras e sua grande vantagem é que

qualquer disjuntor ou barra pode ser colocado fora de operação sem que interrompa o fornecimento.

Figura 2.5 Barra dupla Disjuntor e meio



Fonte: Mesh Engenharia, 2022

### 2.2.2 Disjuntor

São dispositivos de manobra e proteção que permitem a abertura ou fechamento de circuitos de potência em quaisquer condições de operação, são projetados para suportar correntes de carga e de curto-circuito nominais. O funcionamento dos disjuntores depende dos relés ou IEDs que detectam a condição de anormalidade e a partir disso enviam um sinal para que o disjuntor abra os contatos principais, esse sinal é comumente chamado de *Trip*. Durante a abertura dos contatos principais é necessário uma rápida desionização e resfriamento do arco elétrico. Para que a interrupção seja bem sucedida é necessário que o meio extintor retire mais energia do arco elétrico que a energia dissipada pela corrente normal ou de curto-circuito.

Os disjuntores são classificados e denominados de acordo com a tecnologia utilizada para extinguir o arco elétrico. Os principais tipos de disjuntores incluem o disjuntor a óleo, o disjuntor a vácuo e o disjuntor SF6.

O disjuntor a óleo possui uma câmara de extinção onde se força o fluxo de óleo sobre o arco. O disjuntor de grande volume de óleo (GVO) costuma ser utilizado em subestações de média e alta tensão, até 230kV, e os disjuntores de pequeno volume de óleo (PVO) podem ser utilizados em média tensão, até 63kV. O princípio de extinção do arco nos disjuntores a óleo é baseado na decomposição das moléculas de óleo pela altíssima temperatura do arco.

Já os disjuntores a vácuo são utilizados em médias tensões até 145kV. Nesses disjuntores existem câmaras de extinção a vácuo, pelo fato do vácuo oferecer alta rigidez dielétrica a extinção do arco será de forma rápida. Apesar de suas vantagens, o desenvolvimento dos disjuntores a vácuo para alta tensão ainda não é possível.

Por fim, o disjuntor SF6 (Hexaflureto de enxofre) é um gás incolor, inodoro, não inflamável, estável, inerte até cerca de 5000°C e se comporta como um gás nobre. A forma como é extinto o arco nesse tipo de disjuntor inicia-se na formação do arco nos contatos principais, o arco fica reduzido a uma coluna cilíndrica com elevada temperatura e ao redor há uma massa do gás que recompõe a rigidez dielétrica no espaço eliminando o arco. A Figura 2.6 mostra um disjuntor a SF6 instalado em campo.

Figura 2.6 Disjuntor a SF6



Fonte: *General Electric Company, 2018*

### 2.2.3 Transformador de corrente

Os transformadores de corrente (TC), como mostrado na Figura 2.7, são equipamentos de medição que fornecem valores de corrente que se adequam e respeitam os limites máximos dos instrumentos que irão ler essas medições para determinada finalidade, como medidas de proteção. Os TCs possuem o enrolamento primário ligado em série com o circuito elétrico e o secundário possui a função de alimentar os instrumentos da subestação com uma amplitude definida pela relação de transformação dos enrolamentos.

Figura 2.7 Transformador de corrente



Fonte: Arteche, 2023

#### 2.2.4 Transformador de potencial

Os transformadores de potencial (TP) possuem a função de medição de tensão em sistemas com tensão acima de 600 V. Eles possuem uma filosofia de funcionamento parecida com a dos TCs, que é fornecer o valor da medição para os equipamentos da subestação em amplitudes compatíveis com as dos instrumentos. Sua ligação com os circuitos é feita de forma paralela, o que resulta em uma construção onde menores precauções são necessárias, a Figura 2.8 nos dá um exemplo de um transformador de potencial.

Figura 2.8 Transformador de Potencial



Fonte: Arteche, 2023

#### 2.2.5 Transformador de Potência

Os transformadores de potência possuem o importante papel de realizar a transformação da tensão dentro das subestações, dessa forma permite a transmissão eficiente da energia e a adaptação em diferentes sistemas. Os transformadores podem ser trifásicos,

onde em apenas um equipamento realiza a transformação das três fases ou podem ser monofásicos, dessa forma o equipamento é responsável pela transformação de apenas uma fase, na Figura 2.9 vemos um transformador trifásico de 138kV/13.8kV.

Figura 2.9 Transformador trifásico 138kV – 13.8kV



Fonte: WEG, 2023

### 2.2.6 Chave Seccionadora

As chaves seccionadoras desempenham como principal papel, isolar o circuito e não são projetadas para alterar seu estado sobre carga, dessa forma irá ocorrer liberação do arco, para que as manobras possam ser aplicadas, ela deve estar desenergizada. Elas normalmente são controladas por comando remoto. Na Figura 2.10 é mostrado uma seccionadora realizando manobra de abertura.

Figura 2.10 Chave Seccionadora



Fonte: Ruth Leão, 2018

### 2.2.7 Para-raios

Como mostrado na Figura 2.11, os para-raios são equipamentos normalmente localizados em entradas e saídas de linhas, extremidades de algumas barras de média tensão e em alguns transformadores de distribuição. Possuem a função de proteger contra sobretensões transitórias promovidas por chaveamentos e descargas atmosféricas.

Figura 2.11 Para-raios

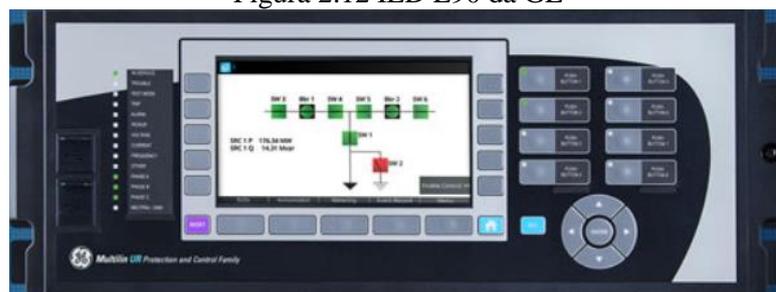


Fonte: Ruth Leão, 2018

### 2.2.8 IEDs (Relés)

Dispositivos eletrônicos inteligentes (IED) possuem muitas funções dentro de uma subestação sendo elas monitoramento, controle, comunicação e proteção. A Figura 2.12 mostra um IED responsável por realizar a proteção de uma linha de transmissão (LT). Os TCs e TP's são conectados nas entradas dos relés transmitindo informações da tensão e corrente do sistema, além de também receber as informações digitais como estados das seccionadoras e dos disjuntores. Com essas informações os relés processam e definem uma saída através de uma binária, podendo ser um sinal para abrir um disjuntor ou bloquear alguma ação.

Figura 2.12 IED L90 da GE

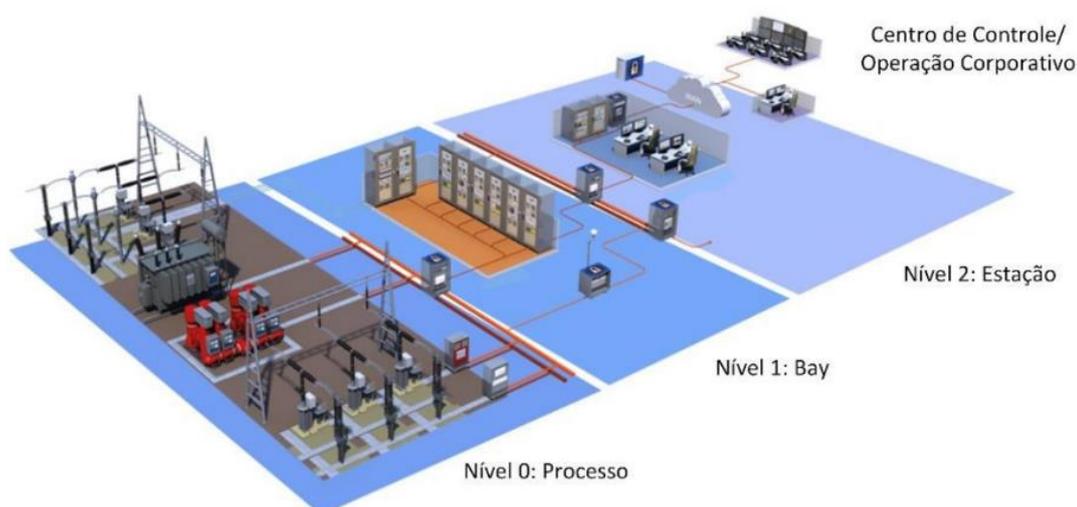


Fonte: *General Electric*, 2023

### 2.3 Divisões em uma Subestação

Uma subestação costuma ser dividida em níveis hierárquicos, onde cada nível é responsável por algumas funções que são separadas por questões físicas e de *software*. A Figura 2.13 apresenta essas divisões, sendo elas do nível 0 (de processo), do nível 1 (de *bay*) e do nível 2 (de estação).

Figura 2.13 Níveis Hierárquicos em SEs



Fonte: Anderson Leite, 2021

No Nível de Processo (Nível 0) estão localizados todos os equipamentos do pátio da subestação como barramentos, disjuntores, chaves seccionadoras, medidores, transformadores de instrumento convencionais e outros. No caso de subestações digitais *Merging units* e transformadores de instrumentos não convencionais também estarão presentes.

No Nível de *Bay* (Nível 1) ficam os painéis de proteção e controle responsáveis pelos equipamentos do Nível 0, esses painéis são compostos por dispositivos como IEDs responsáveis por cada uma das funções.

Ainda, no Nível de Estação (Nível 2), fica a Interface Homem Máquina (IHM), supervisórios, gateways para as comunicações com o Nível 2 e com os Centros de controle (comumente chamado de Nível 3). Nesse nível é possível monitorar e dar comandos para toda a subestação.

### 3 DIGITALIZAÇÃO DE UMA SUBESTAÇÃO

Assim como explicam Jogi Jose *et al* (2017), a sociedade hoje em dia está em constante evolução, principalmente pela inovação das tecnologias. Isso implica em melhores condições de vida, aumento da expectativa de vida, aumento do comércio mundial e por consequência o aumento do consumo de energia, o que requer um fornecimento mais confiável, seguro e eficiente no mundo todo. Com o objetivo de solucionar esses desafios as tecnologias digitais estão cada vez mais presentes em nosso dia a dia. O grande número de dados gerados através dos diversos dispositivos possui um grande potencial para impulsionar as análises e aperfeiçoar os processos, mas para isso é preciso realizar um gerenciamento eficaz das informações.

Na área de energia elétrica não é diferente, a digitalização dos processos dentro das subestações já está sendo bastante estudada, desenvolvida, testada e aplicada. Alguns dos processos serão explicados a seguir, conforme os conceitos apresentados por Padilla (2015), McDonald (2016) e Trotman (2016).

#### 3.1 Importância dos IEDs

Os Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs), também chamados de Relés desempenham um papel crucial em subestações elétricas. Eles são dispositivos avançados de automação e proteção que incorporam processamento de dados e funcionalidades inteligentes para melhorar a operação, monitoramento e proteção de sistemas elétricos. Se comparado com um relé eletromecânico, a utilização dos IEDs permite uma redução no custo de implantação, possibilidade de uma manutenção mais simples e com mais frequência, o número de cabos e equipamentos necessários à sua utilização é bem reduzido, possibilita a troca de informações mais rápidas, simplifica o projeto, melhora a confiabilidade, além de permitir a sincronização temporal dos dispositivos. A seguir serão explicadas as principais funções dos IEDs em uma subestação.

A principal função dos IEDs é proteger o sistema elétrico contra falhas, curtos-circuitos e outros eventos adversos. Eles podem detectar anormalidades na rede e atuar rapidamente para isolar o problema, minimizando o impacto de falhas e garantindo a segurança do sistema. Os IEDs em relação à proteção são basicamente divididos em IED de proteção de gerador, proteção de transformador, proteção de linha, proteção de barra, proteção

de alimentador e proteção de motor onde cada um possui as configurações de hardware e software específicas para atender cada caso da melhor forma possível.

Do ponto de vista de controle, os IEDs oferecem recursos de controle avançados para a operação segura e eficiente da subestação, incluindo funções como o controle de disjuntores e seccionadoras, a regulagem de tensão por meio dos controladores e o controle de fluxo de potência.

IEDs são frequentemente equipados com capacidades de comunicação, permitindo que eles transmitam informações em tempo real para sistemas de controle de supervisão e aquisição de dados (SCADA), como mostrado no item acima, e outros dispositivos na subestação. Isso melhora a visibilidade e a capacidade de resposta.

Além disso, eles podem executar lógica programável para automatizar tarefas complexas, como a restauração de energia após uma falha, a coordenação de proteção e o gerenciamento de ativos. Isso envolve a análise das condições do sistema, a identificação da causa da falha e a emissão de comandos para restabelecer a energia em partes não afetadas da rede.

Do ponto de vista de monitoramento e supervisão, os IEDs coletam uma extensa quantidade de dados sobre o estado do sistema elétrico, abrangendo medições de tensão, corrente, frequência, *status* dos equipamentos e outros parâmetros. Esses dados são essenciais para monitorar o desempenho da subestação, diagnosticar problemas e embasar decisões, como mostrado nas Figuras 3.1 e 3.2. Além disso, os mesmos dados podem ser utilizados por outros IEDs que recebem a informação através do protocolo GOOSE.

Figura 3.1 Pontos Analógicos Supervisório SAGE.

Valor	ID	Nome	Endereço Protocolo
0.00	UPPLAB_CorrA	Corrente Fase A	UPPLAB.MET-ACsrcMMXUI\$MX\$A\$phsA
0.00	UPPLAB_CorrB	Corrente Fase B	UPPLAB.MET-ACsrcMMXUI\$MX\$A\$phsB
0.00	UPPLAB_CorrC	Corrente Fase C	UPPLAB.MET-ACsrcMMXUI\$MX\$A\$phsC
0.00	UPPLAB_FatPor	Fator de Potencia	UPPLAB.MET-ACsrcMMXUI\$MX\$TotPF
0.00	UPPLAB_Freq	Frequencia	UPPLAB.MET-ACsrcMMXUI\$MX\$Hz
0.00	UPPLAB_PotAparente	Potencia aparente	UPPLAB.MET-ACsrcMMXUI\$MX\$TotVA
0.00	UPPLAB_PotAtiva	Potencia ativa	UPPLAB.MET-ACsrcMMXUI\$MX\$TotW
0.00	UPPLAB_PotReativa	Potencia reativa	UPPLAB.MET-ACsrcMMXUI\$MX\$TotVar
0.00	UPPLAB_TensaoLA	Tensao Linha AB	UPPLAB.MET-ACsrcMMXUI\$MX\$PPV\$phsAB
0.00	UPPLAB_TensaoLB	Tensao Linha BC	UPPLAB.MET-ACsrcMMXUI\$MX\$PPV\$phsBC
0.00	UPPLAB_TensaoLC	Tensao Linha CA	UPPLAB.MET-ACsrcMMXUI\$MX\$PPV\$phsCA

Fonte: elaborado pelo autor

Figura 3.2 Pontos Digitais Supervisório SAGE.

Valor	ID	Nome	Endereço Protocolo
○	50/51N_INST	PROTEÇÃO SOBRECORRENTE N INSTANTANEA	UPPLAB.PRT-NeuIocPIOc1\$ST\$0p
○	50/51N_TEMP	PROTEÇÃO SOBRECORRENTE N TEMPORIZADA	UPPLAB.PRT-NeuTocPTOC1\$ST\$0p
○	50/51_INST	PROTEÇÃO SOBRECORRENTE INSTANTANEA	UPPLAB.PRT-PhsIocPIOc1\$ST\$0p
○	50/51_TEMP	PROTEÇÃO SOBRECORRENTE TEMPORIZADA	UPPLAB.PRT-PhsTocPTOC1\$ST\$0p
○	59A	SOBRE TENSÃO FASE A	UPPLAB.GEN-FlxELGAPC1\$ST\$0p
○	59AT	SOBRE TENSÃO TEMPORIZADA FASE A	UPPLAB.GEN-FlxELGAPC4\$ST\$0p
○	59B	SOBRE TENSÃO FASE B	UPPLAB.GEN-FlxELGAPC2\$ST\$0p
○	59BT	SOBRE TENSÃO TEMPORIZADA FASE B	UPPLAB.GEN-FlxELGAPC5\$ST\$0p
○	59C	SOBRE TENSÃO FASE C	UPPLAB.GEN-FlxELGAPC3\$ST\$0p
○	59CT	SOBRE TENSÃO TEMPORIZADA FASE C	UPPLAB.GEN-FlxELGAPC6\$ST\$0p

Fonte: elaborado pelo autor

A conexão realizada para aquisitar os pontos das Figuras 3.1 e 3.2 foi feita pelo autor em laboratório de acordo com a norma IEC 61850, que será explicada no decorrer do trabalho, em um IED L90 da GE especializado em proteção de linha de transmissão, o mesmo motrado na Figura 2.12 do Capítulo 2.

Na Figura 3.1 estão sendo supervisionado alguns valores analalógicos como as correntes e tensões das fases, frequência e potência, os valores estão em 0, pois a conexão foi feita em laboratório e não está conectada à equipamentos para de fato aquisitar o valores, em resumo não existe a comunicação entre o Nível 0 e o Nível 1, somente entre Nível 1 e o Nível 2 (SAGE).

Na Figura 3.2 os pontos que estão sendo supervisionados são digitais, e podem representar diversas características, no caso do exemplo foi monitorada a atuação das proteções 50/51 (Sobrecorrente) e 59 (Sobretensão), instantâneas e temporizadas. Em “Valor”, pode-se ver que está em estado normal (circulo verde), caso alguma proteção atue o estado mudará para anormal e o Valor irá sinalizar a atuação (circulo vermelho).

Os IEDs possuem algumas funções de proteção que foram definidas e identificadas por números de acordo com as normas IEEE (*Institute of Electrical and Eletronics Engineers*), ANSI (*American National Standards Institute*) e IEC (*International Electrotechinal Commission*). Existem algumas funções que são mais utilizadas e consideradas principais quando o assunto é subestação, elas estão demonstradas na Figura 3.3.

Figura 3.3 Funções de Proteção

Funcao	Descricao
50	Função de sobrecorrente instantânea de fase
51	Função de sobrecorrente temporizada de fase
50N	Função de sobrecorrente instantânea de neutro
51N	Função de sobrecorrente temporizada de neutro
50/51NS	Função de sobrecorrente neutro sensível <sup>3</sup>
51BF	Função de falha de disjuntor
46	Função de seqüência negativa
67	Função de sobrecorrente direcional de fase
67N	Função de sobrecorrente direcional de neutro
21	Função de proteção de distância
27	Função de subtensão
59	Função de sobretensão
79	Função de religamento
50BF	Função de falha do disjuntor
51G	Função de sobrecorrente de terra
87	Função de diferencial
61	Função de desequilíbrio de corrente
25	Função de sincronismo
26	Função temperatura do óleo
49	Função temperatura do enrolamento
63	Função de pressão do gás do transformador de potência
71	Função de nível do óleo
98	Função de oscilografia
43	Função transferência da proteção
86	Função de bloqueio

Fonte: Ruth Leão, 2018

As funções de proteção desempenham um papel crucial na operação segura e confiável de uma subestação. Algumas das razões pelas quais as funções de proteção são importantes é a segurança do sistema, proteção de equipamentos, evitar danos econômicos, coordenação de proteção e outros. A seguir serão explicadas algumas dessas funções.

A Função 50/51 (Proteção de Sobrecorrente) detecta correntes anormais que excedem os valores nominais em um circuito, a função 50 é relacionada à atuação da proteção de sobrecorrente temporizada, no IED é definido um valor de *pickup* para a função 50, que representa um valor de disparo da temporização ou atuação, caso a corrente permaneça em valores anormais por determinado tempo ocorre atuação da proteção. A função 51 é relacionada à atuação da proteção instantânea, onde o valor do *pickup* definido é maior que o da função 50, assim se a corrente alcançar esse valor a proteção atua instantaneamente.

Nesse sentido, as Funções 27 e 59 (Proteções de Subtensão e Sobretensão) funcionam de forma parecida com as funções de sobrecorrente supramencionadas, nela também ocorre à definição de valores de *pickup* e no caso são monitorados os valores de tensão do sistema, caso ultrapasse os valores definidos irá ocorrer à atuação da proteção, a fim de proteger equipamentos e melhorar a estabilidade do sistema.

Já a Função 21 (Proteção de Distância) é projetada para proteger linhas de transmissão e distribuição contra curtos-circuitos, sobrecorrentes e outras condições anormais,

determinando a localização da falha com base nas características de impedância da linha. A proteção de distância opera medindo a impedância elétrica da linha. A impedância é a oposição à passagem da corrente e é afetada pela resistência, reatância e capacitância da linha. Na configuração do IED existem os parâmetros da linha, como impedância normal de operação. O IED compara continuamente a impedância medida no ponto de falha com as curvas de proteção associadas às diferentes zonas. Se a impedância medida estiver fora dos limites definidos pela curva da zona, o relé conclui que uma falha ocorreu nessa zona atua a proteção e de acordo com o valor da impedância que causou a anormalidade é realizado um cálculo com o objetivo de descobrir aproximadamente em que local da linha ocorreu a falha para que facilite a equipe ir até o local realizar o reparo.

Finalmente, a Função 87 (Proteção Diferencial) apresenta-se como um método eficaz para detectar e proteger equipamentos contra falhas internas, como curtos-circuitos ou defeitos que ocorrem dentro do alcance do relé diferencial. O IED de proteção diferencial compara as correntes de entrada e saída do equipamento ou zona protegida. Em condições normais, a corrente de entrada deve ser igual à corrente de saída, pois se não estiver com defeito dentro do equipamento a corrente não sofrerá alteração em sua magnitude. Caso houver uma falha interna dentro da zona protegida a corrente que sai será diferente da que entra, assim a proteção irá atuar.

### **3.2 Norma IEC 61850**

O termo “digitalização” tem sido muito utilizado no Setor Elétrico recentemente, é de se esperar que a maioria dos equipamentos vá migrar para o domínio digital. E para tornar possível manejar este grande número de equipamentos e possibilitar a comunicação entre eles houve a necessidade de criar um novo modelo de comunicação. Esse modelo tem sido desenvolvido e padronizado como IEC 61850, uma norma para Redes de Comunicação e Sistemas em Subestação.

A norma IEC 61850, ou *International Electrotechnical Commission* (Comissão Eletrotécnica Internacional) 61850, é um padrão global que define um conjunto de normas e recomendações para os sistemas de subestações elétricas. Essa norma traz uma série de especificidades a respeito das minúcias dos sistemas de automação em subestações, ou seja, os aspectos que necessariamente devem ser contemplados, que estão a seguir delineados.

A partir do conceito de Interoperabilidade são definidos padrões para representar dispositivos e funções em uma subestação elétrica, tornando possível a integração e

comunicação entre equipamentos de diferentes fabricantes, essa padronização possui a importância de garantir as conexões entre os equipamentos que podem ser substituídos ou adicionados no futuro, sem que esteja preso a uma marca de fabricante, também é benéfico no caso de um acessante (Empresa que irá se conectar com uma subestação pertencente à outra empresa) não precisar obrigatoriamente utilizar os equipamentos da mesma marca nas duas extremidades da linha de transmissão.

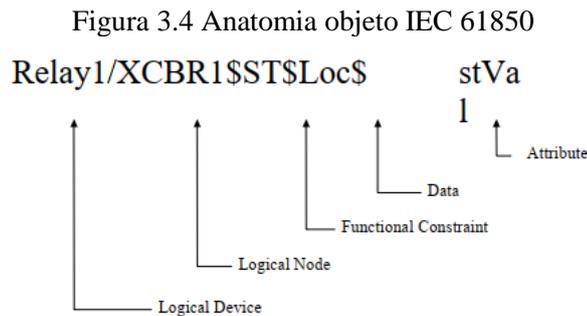
A necessidade de Comunicação padronizada especifica protocolos de comunicação para permitir a troca de dados entre dispositivos em uma subestação e entre subestações em uma rede elétrica. Os protocolos definidos incluem MMS (*Manufacturing Message Specification*), GOOSE (*Generic Object-Oriented Substation Events*) e SV (*Sampled Values*). As mensagens GOOSE trafegam entre IEDs e são utilizadas para enviar status de equipamentos dentro de uma subestação, comandos ou qualquer sinal digital, são mapeadas diretamente para a Ethernet, eliminando os processos intermediários. As mensagens MMS são usadas para troca de informações como sinais analógicos ou digitais, porém, com o único intuito de indicar o status de um determinado equipamento e operam sobre o TCP/IP. O protocolo SV é usado para transmitir informações analógicas em tempo real, como tensão e corrente, entre dispositivos de medição e controle na subestação. Isso é fundamental para monitorar o estado da rede elétrica e tomar ações de proteção.

O Gerenciamento de Configuração define como os equipamentos devem ser configurados e gerenciados em uma subestação. Isso faz com que a manutenção e a atualização do sistema ocorram de forma mais simples e constante. E o fato de os equipamentos providos do IEC 61850 se configurarem automaticamente é um grande facilitador, e reduz em horas o trabalho tedioso. Isso funciona da seguinte forma, por exemplo, ao conectar um módulo de tensão em um relé com o IEC 61850 a detecção do módulo é automática e o relé direciona aquela entrada para a unidade de medição sem que o profissional configure.

### **3.2.1 Modelagem do IEC 61850**

O IEC 61850 proporciona um modelo interessante e simples de como os equipamentos devem se organizar de forma a garantir a consistência dos dados e informações, sem que dependa das características exclusivas de cada fabricante. O modelo de um equipamento IEC 61850 começa com um elemento físico, que é aquele que se comunica com a rede de comunicação, tipicamente definido como um endereço IP. Dentro de cada elemento físico há

um ou mais elementos lógicos, o modelo de um elemento lógico no IEC 61850 permite a um simples elemento físico atuar como um *gateway* para elementos múltiplos, funcionando como um concentrador. Cada elemento lógico possui um ou mais pontos lógicos (*logical nodes*), que representa um grupo de dados e serviços associados, que de forma lógica se reportam à mesma função. A Figura 3.4 mostra como é a anatomia de um objeto IEC 61850.



Anatomia de um objeto IEC 61 850  
Fonte: Licinio Ribeiro de Miranda, 2005

Por exemplo, suponha que há mais de uma entrada de medição em um equipamento para medir dois valores analógicos. O nome padronizado para um ponto lógico de medição é MMXU. Para diferenciar entre as medições de cada um, o IEC 61850 adiciona o sufixo 1 ou 2 ao nome, dessa forma os endereços seriam configurados como MMXU1 e MMXU2. A Figura 3.5 demonstra uma lista de pontos analógicos que explica isso nos pontos de Tensão Auxiliar.

Figura 3.5 Lista de Pontos Analógicos (PAF).

PNT	DESC1	ID	NV2
UPPLAB_FatPor	Fator de Potencia	UPPLAB.MET-ACsrcMMXU1\$MX\$TotPF	UPPLAB.MET_AAAQ
UPPLAB_TensaoFA	Tensao de Fase A	UPPLAB.MET-ACsrcMMXU1\$MX\$PhV\$phsA	UPPLAB.MET_AAAQ
UPPLAB_TensaoFB	Tensao de Fase B	UPPLAB.MET-ACsrcMMXU1\$MX\$PhV\$phsB	UPPLAB.MET_AAAQ
UPPLAB_TensaoFC	Tensao de Fase C	UPPLAB.MET-ACsrcMMXU1\$MX\$PhV\$phsC	UPPLAB.MET_AAAQ
UPPLAB_TensaoAux2	Tensao Auxiliar 2	UPPLAB.MET-ACsrcMMXN2\$MX\$Vaux	UPPLAB.MET_AAAQ
UPPLAB_TensaoAux3	Tensao Auxiliar 3	UPPLAB.MET-ACsrcMMXN3\$MX\$Vaux	UPPLAB.MET_AAAQ

Fonte: General Electric, 2023

Pode-se analisar que a coluna ID da Figura 3.5 está referenciando ao endereço configurado no IED (L90 da GE). Também podemos visualizar as outras informações sendo UPPLAB o *logical device*, o MET significa que é um ponto de medição, logo após o “-“ temos o *logical node*, entre os “\$” temos o *Functional Constraint*, e no fim temos o dado que será adquirido, quando necessário adquirir apenas uma fase, pode se especificar no fim.



principais componentes e sistemas que podem ser adicionados ou atualizados durante esse processo de transformação, tais quais os transformadores de instrumento não convencionais.

Os transformadores de instrumento não convencionais, ou seja, os Transformadores de Corrente (TC) e os Transformadores de Potencial (TP) ópticos, também conhecidos como *Optical Instrument Transformers* (OITs), são dispositivos que desempenham funções semelhantes aos TCs e TPs convencionais, mas usam tecnologia óptica em vez de tecnologia eletromagnética para medir corrente e tensão em sistemas de energia elétrica. Segue uma explicação detalhada sobre esses dispositivos.

Os transformadores de Corrente Ópticos são baseados em sensores de fibra óptica que convertem o campo magnético gerado pela corrente em uma variação na polarização da luz transmitida por fibras ópticas. Uma das principais vantagens dos TCs ópticos é que eles oferecem isolamento total entre o circuito primário (de alta tensão) e o circuito secundário (de baixa tensão). Isso elimina o risco de curto-circuito e fornece maior segurança. Eles têm vida útil prolongada e requer menos manutenção em comparação com os TCs convencionais, que podem sofrer desgaste mecânico, um exemplo de TC óptico instalado é demonstrado na Figura 3.7.

Figura 3.7 TC Óptico



Fonte: Artech, 2023

Por sua vez, o transformador de Potencial Óptico, mostrado na Figura 3.8, também usa tecnologia óptica para medir a tensão em circuitos de alta tensão. Ele se baseia em sensores de fibra óptica que detectam a variação na intensidade da luz quando a tensão é aplicada. Também oferece isolamento completo entre os circuitos primário e secundário, aumentando a segurança e a precisão. Assim como o TC óptico, os TP óptico tem uma vida útil prolongada e requer menos manutenção em comparação com os TPs convencionais.

Figura 3.8 TP Óptico



Fonte: Artech, 2023

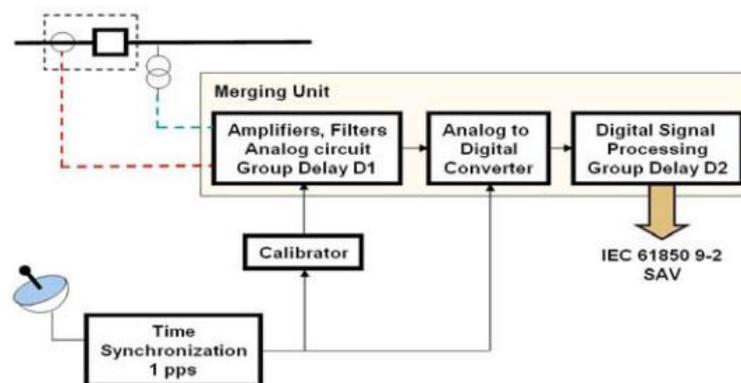
### 3.3.1 *Merging Units* (MU)

As *merging units* são utilizadas para fazer aquisição dos transformadores de instrumento (TC e TP), fazer a conversão deste sinal analógico para digital via protocolo SV para a rede (Protocolo de comunicação dedicado para mensagens analógicas). Podem estar conectadas a vários TPs e TCs comunicando com diferentes tipos de IEDs, além de receber *status* de outros equipamentos, como disjuntores e chaves seccionadoras, via protocolo GOOSE (a MU em questão deve possuir módulos adicionais para receber mensagens do protocolo GOOSE). As MUs também sincronizam os dados, permitindo a correlação precisa dos eventos e medições na subestação. Essa sincronização é necessária, devido ao processamento interno ser realizado em blocos distintos e é efetuada pela ação do sinal de GPS. Este equipamento apresenta uma grande vantagem para uma subestação uma vez que ele consegue mandar a mensagem em tempo real dos sinais de corrente e tensão do sistema para a rede fazendo com que todos os IEDs consigam ter acesso às informações dessas grandezas. Isso reduz bastante a quantidade de fio de cobre utilizado, pois toda informação é enviada para os IEDs através de cabo de fibra óptica. Na Figura 3.9 é demonstrado um MU.

Figura 3.9 *Merging Unit* SIPROTEC 6MU85

Fonte: Siemens, 2023

Esses equipamentos são utilizados no barramento de processos (*Process bus*) para realizar a função de interface entre os Transformadores de instrumentos convencionais ou os não convencionais e as entradas digitais de status com os IEDs, como mostrado na Figura 3.10.

Figura 3.10 Diagrama funcional da *Merging Unit*

Fonte: Denys Lellys *et al.*, 2010

### 3.3.2 Arquitetura de Rede de uma SE Digital

Como explicado acima uma subestação digital precisa de equipamentos específicos para que possa realmente funcionar de forma digital, transformando todas as informações disponíveis na subestação em dados que possam ser utilizados de várias formas pelos softwares e hardwares, principalmente na configuração dos equipamentos da própria SE.

A arquitetura de rede é um documento que tem como objetivo ilustrar e demonstrar de forma detalhada as características da rede e como a rede de comunicação da SE foi projetada. Dessas características podemos ressaltar os protocolos de comunicação utilizados para cada tipo de ligação e equipamento, a forma de redundância utilizada, qual o método utilizado para

sincronização e também é muito importante saber de onde estão chegando às informações, para caso ocorra algum erro facilitar o reparo.

As Figuras do Anexo A representam um modelo de diagrama geral de uma arquitetura de rede de uma SE digital. Essa arquitetura transmite algumas informações, de acordo com a legenda mostrada na Figura 3.11 podemos observar os tipos de ligação e comunicação na arquitetura e também entender quais as funções de cada painel.

Na Figura A.3 do Anexo A estão representados os painéis de aquisição que estão instalados no pátio da SE, esse painéis possuem a finalidade de aquisitar os dados analógicos e digitais, através dos IEDs e MUs, dos transformadores do lado de alta e baixa, da linha 1, linha 2 e também os dados do TIE, na sequência acontece a distribuição desses dados através do protocolo IEC 61850, por duas redes diferentes, rede A e rede B, possui duas redes diferentes pela finalidade de criar redundância na comunicação, assim caso uma de problema a outra continuará funcionando. Ainda na Figura A.3 demonstram-se as conexões relacionadas à rede B, onde existem quatro switches que estão recebendo as informações dos painéis de aquisição, dos painéis de proteção e controle e do GPS-2, esses dados estão sendo enviados para os computadores que irão processar e configurar o supervisor.

Na Figura A.2 do Anexo A está demonstrado os painéis de proteção e controle de alguns vãos da SE, pode-se analisar que há painéis principais de proteção e painéis de proteção alternada, isso também está relacionado com a redundância, nesses painéis há IEDs que são responsáveis pelas proteções das funções explicadas previamente, esses IEDs também estão interligados aos switches, pois passam as informações de suas atuações e das lógicas de controle para todo o sistema e para o supervisor. Também na Figura A.2 estão as conexões relacionadas à rede A, semelhante às conexões da rede B.

Na Figura A.1 estão ilustrados os painéis onde ficam os computadores que serão responsáveis por gerar o supervisor da SE, também através deles ocorre à configuração de quase todos os equipamentos da SE seja para aquisitar, distribuir ou registrar informações e dados.

De acordo com a arquitetura e com a explicação podemos concluir que a forma de redundância dessa rede é através de um protocolo chamado de PRP (*Parallel Redundancy Protocol*). Esse protocolo é frequentemente utilizado em ambientes críticos, onde a confiabilidade da comunicação é essencial. A principal característica do PRP é a implementação de caminhos de comunicação duplicados e independentes, rede A e rede B no nosso caso. Ele utiliza duas redes Ethernet em paralelo, chamadas de "lógica primária" e

"lógica de *backup*". Os dispositivos conectados à rede recebem simultaneamente mensagens através de ambas as lógicas, mas apenas uma delas é usada para encaminhar efetivamente os dados naquele momento. Essa abordagem reduz o risco de perda de comunicação devido a falhas em um dos caminhos.

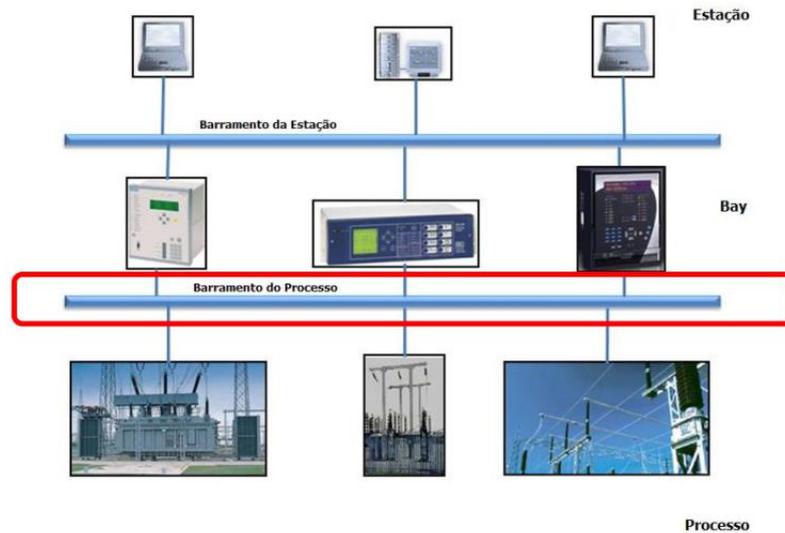
Figura 3.11 Legenda da Arquitetura do Anexo A.

-----	LINHA REDE A DEDICADA PROTOCOLO PADRÃO IEC-61850 FIBRA ÓPTICA	<i>IDENTIFICAÇÃO DOS QUADROS E PAINÉIS:</i>
=====	LINHA REDE B DEDICADA PROTOCOLO PADRÃO IEC-61850 FIBRA ÓPTICA	<i>QPCP-6EFX/5ABX – PAINEL DE PROTEÇÃO PRINCIPAL E CONTROLE TRANSFORMADORES 230KV</i>
-----	LINHA REDE A DEDICADA PROTOCOLO PADRÃO PROCESSBUS FIBRA ÓPTICA	<i>QPCP-5ABY – PAINEL DE PROTEÇÃO PRINCIPAL E CONTROLE LINHAS 138KV</i>
=====	LINHA REDE B DEDICADA PROTOCOLO PADRÃO PROCESSBUS FIBRA ÓPTICA	<i>QPCA-6EFX/5ABXY – PAINEL DE PROTEÇÃO ALTERNADA E CONTROLE 138KV</i>
-----	LINHA DEDICADA PROTOCOLO PADRÃO IEC-61850 STP ETHERNET	<i>QPC-5CY – PAINEL DE PROTEÇÃO DE BARRAS 138KV</i>
-----	TIPO DE LINHA UTILIZADA PARA DEFINIÇÃO DE AMBIENTES	<i>QPC-SA – PAINEL DE CONTROLE DOS SERVIÇOS AUXILIARES CA/CC</i>
-----	TIPO DE LINHA UTILIZADA PARA DEFINIÇÃO DE PAINÉIS	<i>QI-ERTE – PAINEL DE INTERFACE KAVON</i>
-----	LINHA DEDICADA PARA DADOS DE OSCILOGRAFIA	<i>CUB.1 – PAINEL DO CUBÍCULO 1 DE MÉDIA TENSÃO</i>
-----	REDE DE SINCRONISMO COAXIAL	<i>CUB.2 – PAINEL DO CUBÍCULO 2 DE MÉDIA TENSÃO</i>
-----	REDE DE SINCRONISMO ÓTICO	<i>QAPC-6EX – PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA ALTA TRANSFORMADOR 1</i>
-----	LINHA REDE ETHERNET	<i>QAPC-5AX – PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA BAIXA TRANSFORMADOR 1</i>
=====	LINHA DEDICADA DNP3.0/TCP	<i>QAPC-6FX – PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA ALTA TRANSFORMADOR 2</i>
		<i>QAPC-5BX – PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA BAIXA TRANSFORMADOR 2</i>
		<i>QAPC-5AY – PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA LINHA 1 138KV</i>
		<i>QAPC-5BY – PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA LINHA 2 138KV</i>
		<i>QAPC-5CY – PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA TIE 138KV</i>

### 3.3.3 Barramentos de Comunicação em SE Digital

O uso de tecnologia digital em subestações tem se tornado cada vez mais comum para melhorar o controle, monitoramento e eficiência do sistema elétrico. Nesse contexto, o conceito de *process bus* e *station bus* estão relacionados à comunicação entre os dispositivos eletrônicos dentro da subestação como mostrado na Figura 3.12.

Figura 3.12 Barramentos em SE Digital



Fonte: Paulo Sérgio Pereira Junior *et al.*, 2011

O *process bus* é uma rede de comunicação digital que conecta os dispositivos de proteção, controle e medição localizados no pátio da subestação, basicamente conecta de forma digital o Nível 0 com o Nível 1. Ele permite que os equipamentos digitais, como relés de proteção, medidores e controladores, troquem informações de forma rápida e eficiente. A comunicação via *process bus* geralmente utiliza protocolos de comunicação padronizados, como o IEC 61850, que é amplamente utilizado na automação de subestações.

O *station bus* é uma rede de comunicação que conecta os dispositivos de controle e monitoramento da subestação ao sistema de supervisão e controle remoto, conecta de forma digital o Nível 1 com o Nível 2. Ele fornece uma interface entre a subestação e o sistema de controle central, permitindo que os operadores monitorem e controlem remotamente os equipamentos da subestação. Assim como o *process bus*, o *station bus* também pode usar protocolos de comunicação padronizados para garantir a interoperabilidade entre diferentes fabricantes de equipamentos.

## 4 COMISSIONAMENTO

O comissionamento é um processo fundamental que visa garantir que todos os equipamentos, sistemas e componentes estejam instalados, configurados e operem corretamente antes que determinado sistema entre em operação comercial. Este processo abrange uma série de atividades detalhadas para assegurar que a instalação atenda aos requisitos de projeto, normas e regulamentações, além de garantir a segurança e confiabilidade. O comissionamento deve ser executado de forma planejada, estruturada e eficaz, configurando-se um elemento essencial para o atendimento aos requisitos técnicos, prazos, custos, segurança e qualidade da obra. Seguindo os passos aplicáveis para cada equipamento ou sistema, garante-se que o processo de comissionamento seja sempre realizado de forma consistente e metódica.

Em subestações de energia elétrica, o comissionamento desempenha um papel crucial na garantia do funcionamento seguro e eficiente do sistema elétrico. Esse processo é dividido em basicamente duas partes, o Teste de aceitação em fábrica (TAF) e o Teste de aceitação em campo (TAC).

### 4.1 Teste de aceitação em Fábrica – TAF

O TAF é realizado nas instalações do fabricante dos equipamentos, o objetivo é verificar se os equipamentos foram fabricados de acordo com as especificações e requisitos do projeto. Isso inclui transformadores, disjuntores, relés e outros componentes.

Para que o TAF ocorra é preciso que os equipamentos dos sistemas já estejam interconectados, os testes internos de fabricação já devem ter sido concluídos e também que existam alguns documentos como, especificações dos requisitos, diagramas funcionais e lógicos, descrição das malhas de controle, especificação de IHM, lista de pontos que serão utilizados no supervisão, parâmetros de configuração, manuais de segurança e outros.

Com isso finalizado é possível iniciar o planejamento dos testes que devem incluir, mas não se limitar, a execução de inspeção mecânica, inspeção de fiação e dos terminais, testes de partidas, verificação das funções gerais do sistema, incluindo redundância de hardwares, testes e verificações envolvendo modos de operação e funcionalidades com nível mais elevado de complexidade (por exemplo, controle de sequência, intertravamentos e controle por batelada), testes das interfaces com subsistemas, retrabalhos do TAF, lista de pendências para os trabalhos de testes em campo (TAC) e a reunião de fechamento do TAF.

Alguns dos principais procedimentos de teste que serão realizados no TAF consistem em:

- a) Teste de painéis, equipamentos de *Input/Output* (locais e remotos) e equipamentos de automação: para realizar esses testes, é necessário forçar e monitorar os sinais dos pontos de *Input/Output*. Quando esses pontos estão em modo remoto, é preciso repetir o procedimento ao alterná-los para o modo comando local. Para conduzir esses testes, dispositivos de simulação são comumente utilizados e conectados aos terminais de campo. Dessa forma, é possível testar painéis de interfaces de processo, fiação de interligação, sistemas de cabeamento e módulos de *Input/Output*;
- b) Teste de interfaces de barreamento: a rede deve ser montada e testada com todos os equipamentos que serão conectados a este segmento, testando formas de comunicação, eficiência e funcionalidades extras. No caso das funcionalidades de controle distribuídas deve-se testar em todos os equipamentos, como comandos ou intertravamentos, caso haja algo não montado e conectado à rede, deve-se simular os sinais de forma que seja possível testar;
- c) Teste de conexão com subsistemas: são também testados os links de comunicação com subsistemas, normalmente são utilizados dispositivos de simulação para realizar esses testes, esses dispositivos forçam os sinais e o sistema de automação e supervisor monitora para avaliar se está tudo correto.

## **4.2 Teste de aceitação em campo – TAC**

O TAC deve ser executado após a entrega e instalação do sistema e dos equipamentos no local de funcionamento, o TAF deve ter sido feito corretamente e todas as informações devem ser passadas para os profissionais que irão realizar o TAC. A finalidade é verificar se os componentes da SE, incluindo equipamentos e sistemas estão integrados de forma correta e irão operar conforme o programado no projeto.

Alguns dos principais objetivos do TAC são a garantia de conformidade com o Projeto, em que o comissionamento garante que todos os equipamentos e sistemas estejam instalados, conectados e configurados de acordo com as especificações dos diagramas funcionais, lógicos, unifilares e arquitetura de rede, isso é chamado de *As Built*. É

fundamental para garantir que a subestação atenda todos os requisitos técnicos e de engenharia que foram estabelecidos nos estudos.

Ademais, há de se verificar a Funcionalidade dos Equipamentos, pois cada componente da subestação, desde transformadores e disjuntores até relés de proteção e sistemas de controle, passam por diversos testes com o objetivo de garantir que todas suas funcionalidades estão de acordo com o idealizado no projeto. Isso contribui para a prevenção de falhas e garante a confiabilidade operacional quando colocado em atividade.

A Integração dos Sistemas se relaciona com o fato de que em uma subestação há vários sistemas, como controle, automação e proteção, eles devem operar em conjunto. O comissionamento verifica a interoperabilidade desses sistemas, muitas vezes ajustando configurações com o objetivo de garantir uma operação coordenada e eficaz.

Além disso, a Identificação e Correção de Problemas diz respeito ao processo de comissionamento, que identifica potenciais problemas e deficiências nos estágios iniciais, permitindo correções antes que a subestação entre em operação comercial. Isso evita custos adicionais e interrupções não planejadas.

A Conformidade com Normas e Regulamentações é correlacionada com a característica de o comissionado ser projetado para garantir que a subestação atenda às normas e regulamentações aplicáveis. Isso é vital para garantir a conformidade legal e a segurança do sistema elétrico.

Por fim, a Preparação para operação comercial está relacionada ao final do processo de comissionamento, em que a subestação está pronta para entrar em operação comercial de forma segura e eficiente. O pessoal de operação é treinado, e todos os documentos necessários estão devidamente atualizados e conferidos pelos órgãos regulamentadores e operadores, permitindo ou não a energização da SE.

### **4.3 Importância da mala de teste para o comissionamento**

A mala de teste mostrada na Figura 4.1 desempenha um papel essencial no processo de comissionamento de subestações. Esta ferramenta é utilizada para realizar uma variedade de testes e verificações em diferentes equipamentos e sistemas presentes na subestação. Essa mala possui a capacidade de injetar valores de tensão e corrente no equipamento desejado, e também é capaz de receber os sinais provenientes das respostas dos equipamentos, assim gerando os resultados. Aqui estão algumas das principais funções e usos da mala de teste durante o comissionamento em uma SE convencional.

Figura 4.1 CMC 356



Fonte: *Omicron Energy*, 2023

Os testes em Subestações Convencionais são feitos em algumas etapas. A mala de teste é utilizada para realizar testes funcionais em diversos equipamentos da subestação, como relés de proteção, disjuntores, transformadores, medidores, entre outros. Esses testes verificam se os equipamentos operam de acordo com as especificações e requisitos do projeto.

É também possível seu uso na Calibração de Instrumentos, pois é comum usar a mala de teste para calibrar instrumentos de medição, garantindo que os valores lidos estejam precisos e em conformidade com os padrões estabelecidos.

Os testes de proteção, no caso de relés de proteção, é crucial para simular condições de falha e garantir que os relés respondam corretamente, proporcionando a proteção adequada ao sistema elétrico.

Quando se fala de testes de Sincronismo e Temporização, para dispositivos que envolvem sincronismo, como relés e sistemas de controle, a mala de teste é utilizada para verificar a temporização precisa e garantir a coordenação eficiente entre os diferentes elementos da subestação.

Nesses sentido, ressalta-se também a verificação de Configurações e Parâmetros, em que a mala de teste é usada para verificar as configurações e parâmetros dos dispositivos. Isso inclui a verificação de configurações de relés de proteção, ajustes de controladores e outros parâmetros críticos para o correto funcionamento da subestação.

Ainda, a documentação e Registro de Testes se refere aos recursos para documentar e registrar os resultados dos testes realizados. Isso é crucial para a criação de registros detalhados, que são essenciais para a conformidade regulatória e futuras manutenções.

Quando se trata de testes em subestações digitais é necessário também tratar das novas particularidades tecnológicas e aos requisitos específicos. A complexidade da automação e o uso de normas e protocolos como IEC 61850 demandam testes adicionais que precisam ser

realizados e normalmente requerem malas de testes também mais sofisticadas e mais caras ou adicionar outros equipamentos para complementar os testes como mostrado na Figura 4.2.

Figura 4.2 Equipamento de teste de proteção dedicado a IEC 61850



Fonte: *Omicron Energy*, 2023

Em subestações digitais, a comunicação entre dispositivos é realizada por meio de protocolos digitais, como o IEC 61850. As malas de teste para subestações digitais devem suportar esses protocolos e possibilitar a verificação da comunicação digital.

A mala de teste permite a realização de testes de desempenho em tempo real, simulando situações operacionais específicas para garantir que os dispositivos e sistemas respondam conforme esperado.

A mala de teste em subestações digitais deve permitir configurações remotas e ajustes dinâmicos nos parâmetros dos dispositivos, levando em consideração a natureza digital e flexível desses sistemas.

Nas subestações digitais devem-se realizar testes de Integração de Sistemas, ou seja, testes para verificar se a comunicação entre equipamentos sejam da mesma marca ou marcas diferentes, estão trocando informações de forma eficiente, de forma a garantir a integração adequada do sistema.

A documentação de testes em subestações digitais muitas vezes é mais abrangente e pode incluir registros digitais mais detalhados. As malas de teste devem ser capazes de lidar com essa documentação digital.

#### **4.4 Vantagens e Desafios da Digitalização das Subestações**

A digitalização tem a capacidade de oferecer inúmeras vantagens no campo das subestações, o que contribui para um melhor funcionamento e processamento das informações e dados gerados a partir das mesmas, seja na eficiência operacional, no monitoramento ou no

controle. No entanto também existem alguns desafios associados a esse processo. Aqui estão alguns dos principais obstáculos para a digitalização.

#### **4.4.1 Desafios**

A questão da segurança cibernética deve ser cautelosamente considerada, pois as ameaças cibernéticas representam um grande desafio, pois as subestações digitais estão interconectadas por redes de comunicação. Proteger esses sistemas contra ataques maliciosos é crucial para garantir a confiabilidade e a segurança do fornecimento de energia. Subestações elétricas são alvos atrativos para ciberataques, pois um ataque bem-sucedido pode ter impactos significativos na infraestrutura crítica e na prestação de serviços, podendo deixar uma grande área sem alimentação de energia.

A falta de padrões e protocolos universais pode dificultar a integração de dispositivos de diferentes fabricantes. A interoperabilidade entre os sistemas é essencial para garantir que todos os componentes da subestação possam se comunicar efetivamente. A norma IEC 61850 foi desenvolvida com o objetivo de solucionar esse desafio, mas ainda existem muitas subestações que não utilizam os protocolos e as indicações dessa norma.

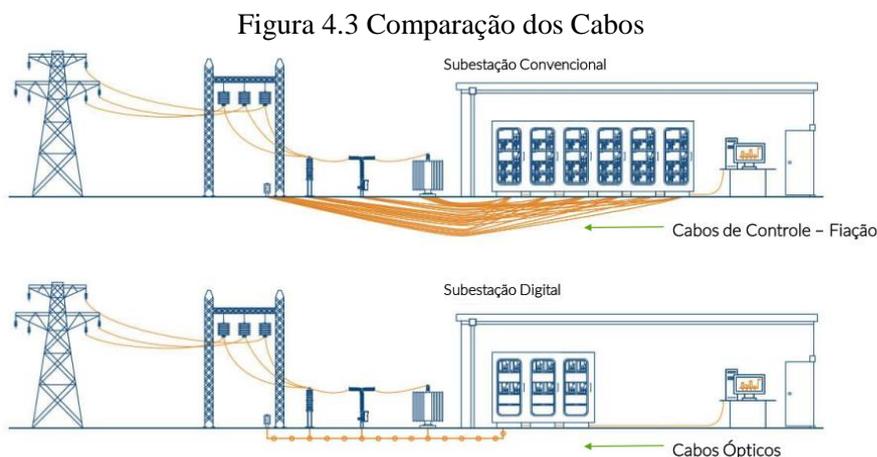
Muitas subestações têm equipamentos mais antigos que não foram originalmente projetados para serem digitalizados. Integrar novas tecnologias com os sistemas existentes pode ser desafiador e exigir investimentos substanciais. Esses equipamentos já instalados possuem grande vida útil sendo inviável substituí-los.

A transição para subestações digitais requer pessoas com capacidade e conhecimento para operar e manter os novos sistemas, pois essa evolução envolve áreas que não eram relacionadas e usadas nos sistemas de subestações, como por exemplo, a ampla utilização dos conceitos de redes de computadores. O treinamento adequado dos operadores e engenheiros é fundamental para garantir o uso eficiente das novas tecnologias.

#### **4.4.2 Vantagens**

Apesar dos desafios que a digitalização traz esse procedimento sempre será de grande importância para a evolução de qualquer área, isso quando as dificuldades forem superadas e comprovadas que possuem a mesma eficácia ou até mesmo melhor que as convencionais. No âmbito das subestações a tecnologia está conquistando esse desenvolvimento oferecendo as seguintes vantagens.

Para a construção de uma subestação digital é preciso cerca de 50% a menos de cabos de cobre e também há a diminuição dos números de painéis, a Figura 4.7 ilustra isso. A utilização de cabos de fibra ótica, além de ser mais barato aperfeiçoa o sistema.



Fonte: Otávio Busnardo Degasper, 2023

Como a quantidade de cabos a serem instalados é reduzida consideravelmente e as formas de conexão são mais simples, já que em subestações convencionais cada fio de cobre é responsável por uma informação e ele deve ser conectado em uma entrada binária específica que é configurada para receber determinado sinal, como o número de conexões é muito grande a chance de existir uma conexão em uma entrada binária errada ou mal conectada é muito grande, isso pode ser um grande empecilho na hora do comissionamento. Já no caso das subestações digitais é utilizada a conexão por fibra ótica e as informações são configuradas dentro do equipamento.

Uma das maiores vantagens da digitalização de algum processo é a capacidade de transformar as informações adquiridas em dados digitais que podem ser usados para várias funções dentro do sistema, uma delas é o monitoramento dos equipamentos e interligações levando em conta o funcionamento correto e as condições de atuação, dessa forma é possível analisar com mais facilidade o motivo de algum erro ou prever algum problema e planejar uma manutenção para garantir a eficácia.

Como mostrado na Figura 4.7 há a troca dos cabos de cobre por cabos de fibra ótica, outra grande vantagem nisso é que elimina o compartilhamento de sinais elétricos até a casa de comando, local onde estão instalados os equipamentos responsáveis pelo Nível 1 e Nível 2 e também onde é realizado o TAC. No caso de subestações convencionais os secundários dos TPs e TCs são conectados diretamente nos painéis, o que é uma brecha para causar um

acidente relacionado à abertura do TC. Nas subestações digitais o sinal que chega aos painéis são somente sinais digitais através dos cabos de fibras, eliminando esse risco.

## 5 EXEMPLOS DE APLICAÇÕES PRÁTICAS

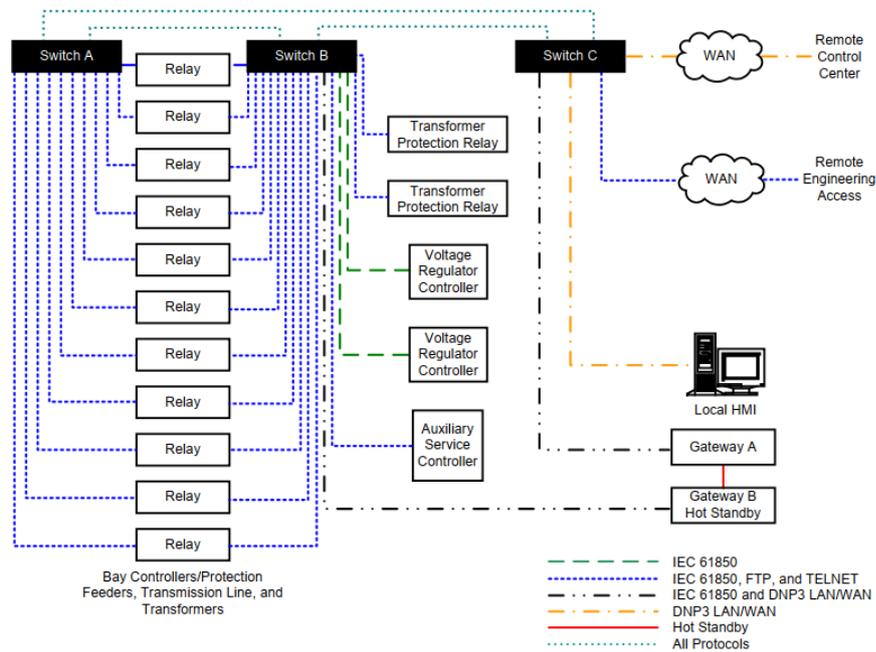
### 5.1 Aplicação prática da Norma IEC 61850

Em 2007 houve um projeto de modernização da SE Guarujá II. O escopo do projeto foi atualizar as Interfaces Homem-Máquina (IHM), modernizar todos os sistemas de controle, supervisão e aquisição de dados (SCADA), automatizar alguns processos da subestação, substituir alguns equipamentos e painéis antigos de relés de proteção eletromecânicos por IEDs e implementar a comunicação de acordo com a norma IEC 61850.

O projeto desta subestação incluiu a automação do controle de 12 disjuntores, 7 novas chaves seccionadoras motorizadas e 2 transformadores de potência de 30 MVA ligados em paralelo, com controles do comutador de *taps* em carga. O sistema propiciou a integração de ambos os protocolos IEC 61850 MMS (*Manufacturing Message Specification*) e DNP3 LAN/WAN (*Local-Area Network/Wide-Area Network*) para troca de dados de controle entre relés, controladores de automação programáveis, controles do comutador de *taps* em carga e plataformas computacionais robustas.

Neste sistema, o alimentador, o controle do *bay* (IEDs responsáveis pela proteção dos vãos) e os relés dos transformadores comunicam-se por meio de mensagens GOOSE via protocolo IEC 61850, utilizando o sistema de comunicação ponto a ponto. A arquitetura de rede adotada é mostrada na Figura 3.7. Essas mensagens são empregadas nos esquemas de proteção e controle, abrangendo a proteção de barras, falha do disjuntor, intertravamento entre os *bays*, disparo dos relatórios de evento e transferência automática entre duas linhas de 138 kV. A adoção do IEC 61850 possibilitou a implementação de um sistema de automação descentralizado, distribuído por meio de diversos IEDs (Arteche, 2023).

Figura 5.1 Arquitetura de rede



Fonte: Sérgio Kimura *et al.*, 2010

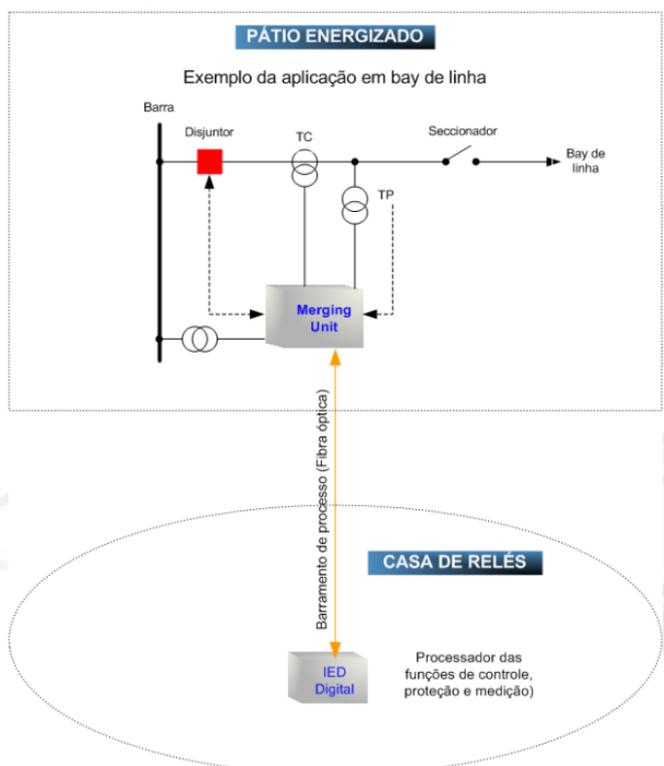
Após observar a SE em atuação nos primeiros meses já foi possível verificar que os resultados foram totalmente satisfatórios, não apenas pela redução no número de intervenções para manutenção dos novos equipamentos, como também pela redução significativa na interrupção do fornecimento de energia para os consumidores como resultado do rápido restabelecimento do sistema após uma perturbação. Situações que no passado precisavam de duas a três horas para ser identificadas, analisadas e liberadas para reenergização, podem agora ser reenergizadas quase que imediatamente em função dos esquemas robustos de automação implementados.

## 5.2 Aplicação prática de Projeto de SE Digital

Em novembro de 2015 a empresa ISA CTEEP realizou um projeto piloto com o objetivo de validar as respostas de uma SE digital testando o *Process Bus* e a norma IEC 61850, onde os critérios para iniciar o projeto foram ter o conhecimento de mercado e prospecção tecnológica com o fabricante, a frequência de desligamento forçado, condições climáticas da região favoráveis, circuito já existente possuir IEDs digital e manter o projeto instalado por pelo menos 1 ano.

Nesse projeto, a arquitetura utilizada como referência é apresentada na Figura 4.3. Ela conta com a utilização de uma MU, que, conforme explicado no Capítulo 3, receberá as informações dos equipamentos do pátio e, por meio do barramento de processos, trocará informações com os IEDs.

Figura 5.2 Arquitetura de Referência



Fonte: Nilton Marcello e Sérgio Bento, 2019

A MU será responsabilizada em receber os sinais analógicos referentes à tensão da linha ( $V_{ab}$ ,  $V_{bc}$ ,  $V_{ca}$ ), tensão da barra ( $V_{\text{Barra}}$ ), os valores de corrente da linha ( $I_a$ ,  $I_b$ ,  $I_c$ ,  $I_n$ ). Em relação aos sinais digitais ela receberá informações como, se o disjuntor está aberto ou fechado, se ele está com defeito, se o comando do disjuntor está em local ou remoto e se houve atuação de alguma proteção. A *merging unit* também transmitirá sinais para os equipamentos, como abertura/fechamento do disjuntor e religamento.

As funções que serão habilitadas e testadas nesse sistema, foram explicadas no Capítulo 3, serão a 21/21N (Proteção de distância), 67/67N (Proteção Direcional), 50/51 (Proteção de sobrecorrente), 94 (Disparo de *Trip*), 79 (Religamento) e os comandos de abrir/fechar o disjuntos.

Para a execução em TAF dessas funções o IED utilizado foi o MiCOM P446, esse IED fornece proteção de distância de alta performance e velocidade para todas as aplicações de

linhas além disso oferece uma ampla gama de funções de proteção. E a mala de teste utilizada foi da marca Omicron, como mostrado na Figura 4.4.

Figura 5.3 Sistema montado em Fabrica



Fonte: Nilton Marcello e Sérgio Bento, 2019

Foram realizados diversos testes para aprovar a eficiência e operabilidade dos equipamentos. Os testes incluíram verificações nas *Merging Units* e no IED, limites operativos de entradas e saídas, comunicação com os equipamentos, funcionalidades, levantamento de curvas de proteção, testes com e sem sincronismo temporal e avaliação com variações de frequências entre 58 a 62 Hz.

Em TAC, após a instalação dos equipamentos de modo a respeitar o projeto como mostrado nas Figuras 4.5 e 4.6, os testes realizados foram os mesmo que em TAF. O modelo de redundância utilizado para o barramento de processos foi o PRP, mesmo utilizado na arquitetura de rede do Anexo 1 e também explicado no Capítulo 3.

Figura 5.4 Imagem Casa de Controle



Fonte: Nilton Marcello e Sérgio Bento, 2019

Figura 5.5 Imagem Pátio



Fonte: Nilton Marcello e Sérgio Bento, 2019

Os resultados dos processos foram satisfatórios, todas as proteções atuaram de acordo com o tempo especificado, também houve a validação das repostas dos comandos relacionados ao disjuntor, o que comprova a eficiência desse sistema.

A conclusão do projeto piloto segundo a ISA CTEEP em relação às percepções observadas durante o projeto foi:

- a) Redução do risco de acidentes, devido ao não compartilhamento elétrico do circuito de corrente até os painéis, essa conexão é feita somente até a MU e o que chega aos painéis é somente um cabo de fibra ótica;
- b) Melhor monitoramento e maior confiabilidade;

- c) Facilidade de instalação em campo, pois é reduzida consideravelmente a quantidade de cabos a serem instalados;
- d) Redução do custo do projeto;
- e) Redução no tempo de montagem em campo e de realização dos testes de aceitação em campo (TAC), o que beneficia todo o sistema já que será possível energizar com mais rapidez;
- f) Redução das falhas de montagem devido ao número reduzido de conexões elétricas; Menor possibilidade de saturação de TCs com a utilização do barramento de processos.

Além disso, foram identificados pontos importantes relacionados ao barramento de processos. Esses pontos incluem a necessidade de uma forma eficiente de interoperabilidade e sincronismo temporal, a importância de ter equipamentos robustos, a implementação de redundância na rede de comunicação para o tráfego de Sampled Values e Goose, bem como a necessidade de uma velocidade de processamento adequada para a conversão eficiente de valores analógicos em digitais.

## 6 CONCLUSÃO

Esse trabalho teve como objetivo de realizar uma análise criteriosa relacionando e comparando subestações de energia convencionais com as digitais, e de acordo com as características de cada uma expor quais são as vantagens e os desafios existentes em relação ao comissionamento de acordo com a tecnologia atual e concluir se tecnicamente é viável ou não implementar as subestações digitais.

Através das informações reunidas foi possível apresentar os principais benefícios em digitalizar uma subestação de energia, e também através dos estudos é possível concluir que, tecnicamente as principais dificuldades e barreiras que desaceleram essa digitalização são a necessidade de um melhor treinamento e capacitação dos profissionais para aplicar as novas tecnologias em grande escala, um investimento maior em segurança cibernética para garantir uma rede confiável e uma maior aceitação das tecnologias por parte dos investidores. Todas essas dificuldades tendem a ser ultrapassadas com o tempo.

A tecnologia está em constante evolução em todas as áreas, em subestações não é diferente, assim como os relés eletromecânicos foram, em sua grande maioria, trocados por IEDs, assim digitalizando a comunicação entre o nível 1 e o nível 2, a digitalização da comunicação entre o nível 0 e o nível 1, através das *merging units* e transformadores de instrumentos não convencionais, é imprescindível.

Dessa forma é possível concluir que atualmente, é viável a digitalização das subestações para o comissionamento, pois oferece uma melhor eficiência operacional, uma melhor integração e utilização dos dados, capacidade de planejar estratégias de manutenções preditivas, aperfeiçoa os recursos e aumenta a segurança dentro da subestação, mas para isso é preciso que o profissional responsável pelo comissionamento se desenvolva tecnicamente para acompanhar a evolução das tecnologias.

## REFERÊNCIAS

- ARTECHE, Transformadores de Potencial Indutivos de Alta Tensão: Transformadores de Potencial Indutivos de Alta Tensão até 550 kV. 2023. Disponível em: <https://www.artech.com/pt/transformadores-de-potencial-indutivos-de-alta-tensao>. Acesso em: 10 dez. 2023.
- ARTECHE. Transformadores de Corrente de Alta Tensão: Transformadores de Corrente de Alta Tensão até 800 kV . 2023. Disponível em: <https://www.artech.com/pt/transformadores-de-corrente-de-alta-tensao>. Acesso em: 10 dez. 2023.
- ARTECHE. Transformadores de correntes óticos: Transformadores de corrente óticos e *Merging unit*. 2023. Disponível em: [www.artech.com/pt/transformador-de-corrente-otico-sdo-oct](http://www.artech.com/pt/transformador-de-corrente-otico-sdo-oct). Acesso em: 10 dez. 2023.
- ARTECHE. Transformadores de Potencial Capacitivos e Condensadores de Acoplamento de Alta Tensão: Transformadores de Potencial Capacitivos e Condensadores de Acoplamento de Alta Tensão até 800 kV. 2023. Disponível em: <https://www.artech.com/pt/transformadores-de-potencial-capacitivos-e-condensadores-de-acoplamento-de-alta-tensao>. Acesso em: 10 dez. 2023.
- DEGASPERI, Otávio Busnardo. Workshop Subestação Digital: Desafios e Perspectivas. NEOENERGIA, Florianópolis, 2023. Disponível em: [https://www.linkedin.com/checkpoint/hibernate/reactivate?id=AQHZ0ZDrVVuEmQ&ut=0wmfseRbW\\_4X41](https://www.linkedin.com/checkpoint/hibernate/reactivate?id=AQHZ0ZDrVVuEmQ&ut=0wmfseRbW_4X41). Acesso em: 10 dez. 2023.
- GENERAL ELECTRIC COMPANY. GE Grid Solution, Disjuntores do tipo tanque vivo: 72,5-550kV — Confiabilidade por meio da Excelência Técnica. 2018. Disponível em: [https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/xdge/portuguese/l tcb72\\_5\\_550kvpta4-web.pdf](https://www.gegridsolutions.com/products/brochures/xdge/portuguese/l tcb72_5_550kvpta4-web.pdf). Acesso em: 10 dez. 2023.
- GENERAL ELETRIC. GE Grid Solution, Protection Relays Line Protection - L90. 2023. Disponível em: <https://www.gegridsolutions.com/multilin/catalog/l90.htm>. Acesso em: 10 dez. 2023.
- ISA CTEEP. Subestação Lorena, 26 de outubro de 2021. Disponível em: <https://www.isactEEP.com.br/pt/imagens-interligacao-eletrica-subestacao-lorena>. Acesso em: 10 dez. 2023.
- JOSE, Jogi *et al.* Substation Automation System for Energy Monitoring and Control Using SCADA. International Journal of Recent Trends in Engineering & Research (IJRTER). 2017. Disponível em: [https://web.archive.org/web/20210417114434id\\_/https://www.ijrter.com/papers/volume-3/issue-4/substation-automation-system-for-energy-monitoring-and-control-using-scada.pdf](https://web.archive.org/web/20210417114434id_/https://www.ijrter.com/papers/volume-3/issue-4/substation-automation-system-for-energy-monitoring-and-control-using-scada.pdf). Acesso em: 18 dez. 2023.
- KIMURA, Sérgio *et al.* Aplicação do IEC 61850 no Mundo Real: Projeto de Modernização de 30 Subestações Elétricas. 1st Annual Protection, Automation and Control World Conference. Dublin, 2010. Disponível em: <https://selinc.com/api/download/3511/?lang=pt>. Acesso em: 10 dez. 2023.

LEÃO, Ruth. Distribuição de energia elétrica. Ceará, 2018. Disponível em: <http://www.dee.ufc.br/~rleao/>. Acesso em: 10 dez. 2023.

LEITE, Anderson. Conceitos Básicos da Norma IEC 61850. *LinkedIn*, 06 de março de 2021. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/conceitos-b%C3%A1sicos-da-norma-iec-61850-anderson-leite/?originalSubdomain=pt>. Acesso em: 10 dez. 2023.

LELLYS, Denys *et al.* **Process bus (Merging Unit)**: Conceito, arquitetura e impacto na automação de subestações. XIX Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica. São Paulo: SENDI, 2010. Disponível em: <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/03/Process-bus-Merging-Unit-Conceito-arquitetura-e-impacto-na-automac%C3%A7%C3%A3o-de-subestac%C3%A7%C3%A3es.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2023.

MARCELLO, Nilton; BENTO, Sérgio. Workshop sobre Aplicações Práticas em Barramento de Processos, ISA CTEEP, 2019. Disponível em: <https://isactEEP.com.br/pt/noticias/isa-ctEEP-em-cooperacao-com-o-ons-desenvolve-ferramenta-para-integracao-entre-centros-de-operacao-no-pais>. Acesso em: 10 dez. 2023.

MCDONALD, John D. **Electric Power Substations Engineering**. Boca Raton: CRC Press, 2016.

MESH ENGENHARIA. Arranjo de Barras de Subestações. Mesh Engenharia. Disponível em: <https://meshengenharia.com/2022/11/30/arranjo-de-barras-de-subestacao/>. Acesso em: 10 dez. 2023.

MIRANDA, Licínio Ribeiro de. Norma Global de Comunicação em Subestações IEC 61850. Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica; Curitiba: SNPTEE, 2005. Disponível em: <https://www.cgti.org.br/publicacoes/wp-content/uploads/2016/01/NORMA-GLOBAL-DE-COMUNICAC%C3%A7%C3%A3o-EM-SUBESTAC%C3%A7%C3%A3es-%E2%80%93-IEC-61850.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2023.

OMICRON ENERGY. Catálogo CM-Line Omicron. 2023. Disponível em: <https://www.omicronenergy.com/en/products/cmengine/>. Acesso em: 10 dez. 2023.

PADILLA, Evelio. **Substation Automation Systems Design and Implementation**. 2015. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/288250906\\_Substation\\_Automation\\_Systems\\_Design\\_and\\_Implementation](https://www.researchgate.net/publication/288250906_Substation_Automation_Systems_Design_and_Implementation). Acesso em: 10 dez. 2023.

PEREIRA JUNIOR, Paulo Sergio *et al.*. Investigação do funcionamento do barramento de processos (IEC 61850-9-2): uma abordagem prática. IX Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos. Curitiba: SIMPASE, 2011. Disponível em: [https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://conprove.com/wp-content/uploads/2020/05/2011\\_SIMPASE\\_INVESTIGACAO\\_BARRAMENTO\\_DE\\_PROC\\_ESSOS\\_SV\\_IEC\\_61850-9-2LE\\_ARTIGO\\_p.pdf&hl=en](https://docs.google.com/viewerng/viewer?url=https://conprove.com/wp-content/uploads/2020/05/2011_SIMPASE_INVESTIGACAO_BARRAMENTO_DE_PROC_ESSOS_SV_IEC_61850-9-2LE_ARTIGO_p.pdf&hl=en). Acesso em: 10 dez. 2023.

SIEMENS. **Merging unit**. SIPROTEC 6MU85. 2023. Disponível em: <https://www.siemens.com/global/en/products/energy/energy-automation-and-smart->

grid/protection-relays-and-control/siprotec-5/merging-unit/merging-unit-siprotec-6mu85.html. Acesso em: 10 dez. 2023.

TROTMAN, A. H. *Substation Design and Operation*. 2016.

WEG. Transformador Óleo 10000/12500 kVA 138.0/13.8kV CDC ONAF. 2023. Disponível em: <https://www.weg.net/catalog/weg/>. Acesso em: 10 dez. 2023.

# ANEXO A

Figura A.1

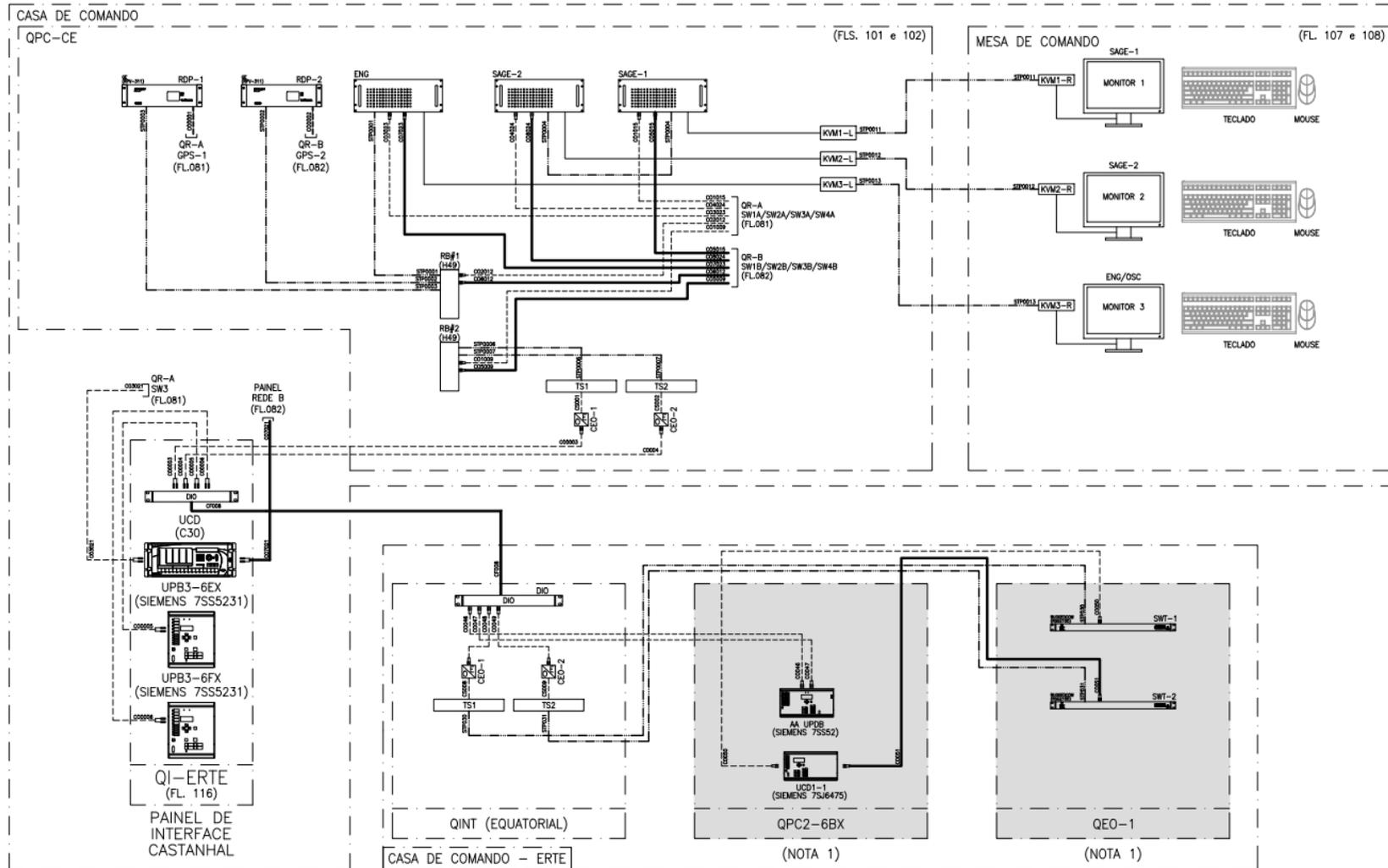
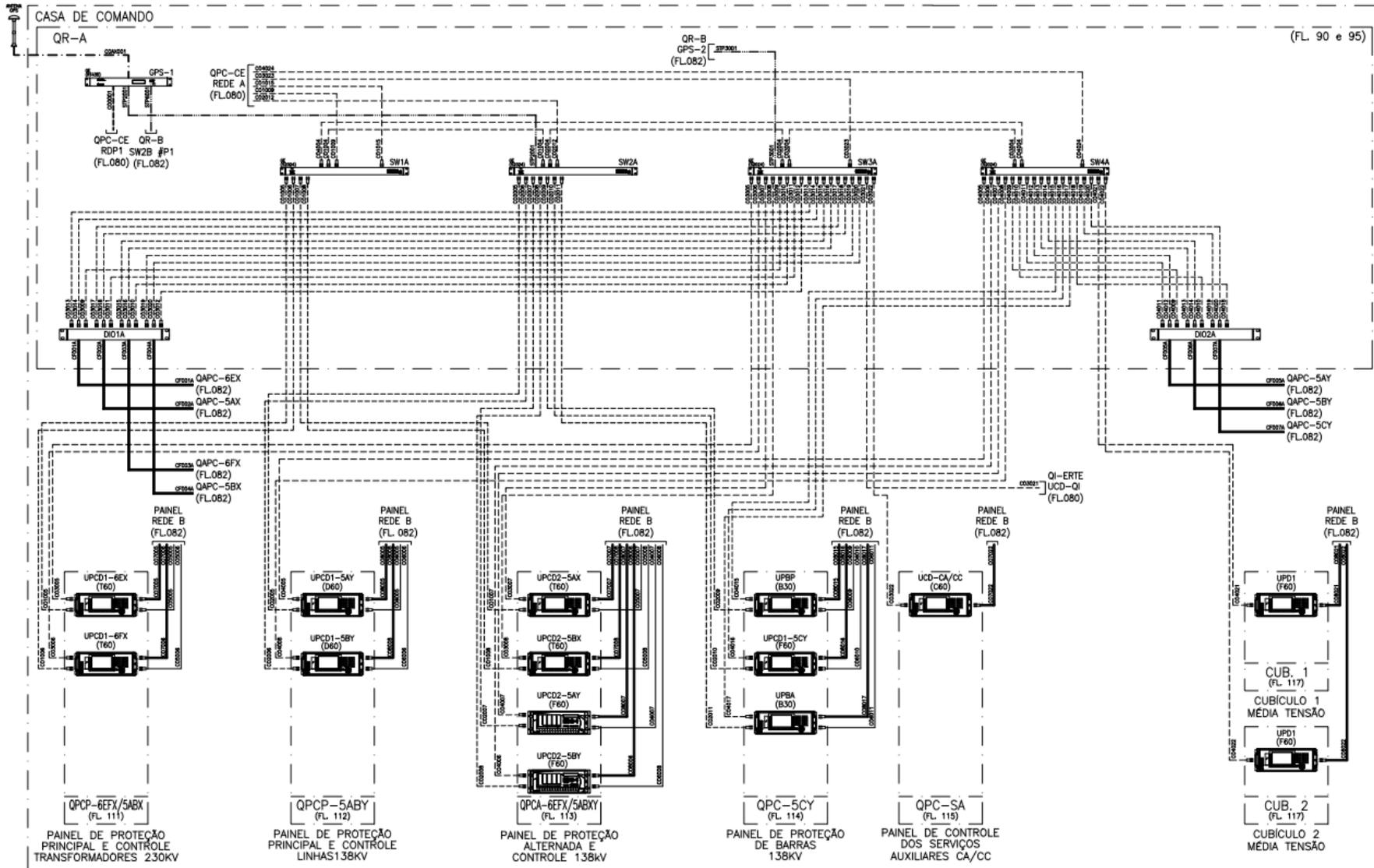


Figura A.2





## ANEXO B

Figura B.1

-----	LINHA REDE A DEDICADA PROTOCOLO PADRÃO IEC-61850 FIBRA ÓPTICA
—————	LINHA REDE B DEDICADA PROTOCOLO PADRÃO IEC-61850 FIBRA ÓPTICA
-----	LINHA REDE A DEDICADA PROTOCOLO PADRÃO PROCESSBUS FIBRA ÓPTICA
—————	LINHA REDE B DEDICADA PROTOCOLO PADRÃO PROCESSBUS FIBRA ÓPTICA
-----	LINHA DEDICADA PROTOCOLO PADRÃO IEC-61850 STP ETHERNET
—————	TIPO DE LINHA UTILIZADA PARA DEFINIÇÃO DE AMBIENTES
— · —	TIPO DE LINHA UTILIZADA PARA DEFINIÇÃO DE PAINÉIS
—————	LINHA DEDICADA PARA DADOS DE OSCILOGRAFIA
- · - · -	REDE DE SINCRONISMO COAXIAL
-----	REDE DE SINCRONISMO ÓTICO
-----	LINHA REDE ETHERNET
—————	LINHA DEDICADA DNP3.0/TCP

### IDENTIFICAÇÃO DOS QUADROS E PAINÉIS:

<i>QPCP-6EFX/5ABX</i>	– PAINEL DE PROTEÇÃO PRINCIPAL E CONTROLE TRANSFORMADORES 230KV
<i>QPCP-5ABY</i>	– PAINEL DE PROTEÇÃO PRINCIPAL E CONTROLE LINHAS 138KV
<i>QPCA-6EFX/5ABXY</i>	– PAINEL DE PROTEÇÃO ALTERNADA E CONTROLE 138KV
<i>QPC-5CY</i>	– PAINEL DE PROTEÇÃO DE BARRAS 138KV
<i>QPC-SA</i>	– PAINEL DE CONTROLE DOS SERVIÇOS AUXILIARES CA/CC
<i>QI-ERTE</i>	– PAINEL DE INTERFACE KAVON
<i>CUB.1</i>	– PAINEL DO CUBÍCULO 1 DE MÉDIA TENSÃO
<i>CUB.2</i>	– PAINEL DO CUBÍCULO 2 DE MÉDIA TENSÃO
<i>QAPC-6EX</i>	– PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA ALTA TRANSFORMADOR 1
<i>QAPC-5AX</i>	– PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA BAIXA TRANSFORMADOR 1
<i>QAPC-6FX</i>	– PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA ALTA TRANSFORMADOR 2
<i>QAPC-5BX</i>	– PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA BAIXA TRANSFORMADOR 2
<i>QAPC-5AY</i>	– PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA LINHA 1 138KV
<i>QAPC-5BY</i>	– PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA LINHA 2 138KV
<i>QAPC-5CY</i>	– PAINEL DE AQUISIÇÃO REMOTA TIE 138KV