



**FUNDAÇÃO
UNIVERSIDADE
FEDERAL DE
MATO GROSSO DO SUL**

**FACULDADE DE ENGENHARIAS,
ARQUITETURA E URBANISMO E
GEOGRAFIA**

ENGENHARIA ELÉTRICA

Utilização do protocolo IEC61850 em Subestações de energia

Rafael Eugênio Tamez Lazaro

Campo Grande - MS
25 de Junho de 2021



**FUNDAÇÃO
UNIVERSIDADE
FEDERAL DE
MATO GROSSO DO SUL**

**FACULDADE DE ENGENHARIAS,
ARQUITETURA E URBANISMO E
GEOGRAFIA**

ENGENHARIA ELÉTRICA

Utilização do protocolo IEC61850 em Subestações de energia

Rafael Eugênio Tamez Lazaro

Orientador: Prof. Dr. João Onofre Pereira Pinto

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado à Universidade Federal de
Mato Grosso do Sul na Faculdade de
Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e
Geografia, como requisito parcial para
obtenção do título de Engenheiro(a)
Eletricista.

Campo Grande - MS
25 de Junho de 2021

Utilização do protocolo IEC61850 em Subestações de energia

Monografia apresentada à Universidade Federal de Mato Grosso do Sul na Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia, para obtenção da Graduação em Engenharia Elétrica.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. João Onofre Pereira Pinto
Orientador

Prof. Dr. Ruben Barros Godoy

Ger. Manut. AT Adilson Carvalho Panizza

Campo Grande - MS
25 de Junho de 2021

DECLARAÇÃO DE AUTORIA E RESPONSABILIDADE

Rafael Eugênio Tamez Lazaro, residente e domiciliado na cidade de Campo Grande, Estado do Mato Grosso do Sul, portador do RG de nº 2.186.045 e CPF nº 705.424.681-07, declaro que o “Trabalho de Conclusão de Curso” apresentado, com o título “**Utilização do protocolo IEC61850 em Subestações de energia**” é de minha autoria e assumo a total responsabilidade pelo seu conteúdo e pela originalidade do texto. Declaro que identifiquei e referenciei todas as fontes e informações gerais que foram utilizadas para construção do presente texto. Declaro também que este artigo não foi publicado, em parte, na íntegra ou conteúdo similar em outros meios de comunicação, tendo sido enviado com exclusividade para a Universidade Federal de Mato Grosso do Sul (UFMS).

Campo Grande, 25 de Junho de 2021

Rafael Eugênio Tamez Lazaro

*Dedico este trabalho aos meus pais, familiares e
amigos presentes nesta jornada.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais e familiares que me apoiaram e deram todo suporte para chegar até a faculdade e concluí-la.

Agradeço aos amigos que me acompanharam nesta caminhada desde o primeiro dia, onde compartilhamos momentos de dificuldades, mas os momentos de vitórias foram maiores.

Por fim, agradeço a Deus por ter me dado força e sabedoria para sempre seguir em frente.

RESUMO

Este trabalho apresenta o funcionamento de uma subestação inteligente e análises comparativas de vários aspectos com os modelos convencionais. Embora ambas exerçam a mesma função, a tendência do mercado mundial está sendo voltada para essas novas melhorias citadas no trabalho. Dessa forma, apresenta-se o padrão e disposição dos equipamentos mais tecnológicos com enfoque em diferenciar as vantagens encontradas na disposição de *Three Layers Control Station*. O trabalho descreve a parte de comunicação entre os equipamentos da subestação, o protocolo usado que possibilita a interoperabilidade dos aparelhos, assim como o protocolo de redundância da garantia de informações. Além disso, é especificado e estudado o funcionamento dos itens primários e secundários que exercem tanto o papel de transferência de energia como que automatizam os processos na subestação. Por fim, é realizada uma adaptação de uma subestação de energia convencional de uma unidade consumidora para os novos padrões de inteligência.

Palavras-Chave: Subestação de Energia, Automação, Interoperabilidade.

ABSTRACT

This academic work presents the operation of an intelligent substation and comparative analysis of several aspects with conventional models. Although both perform the same function, the world market is being directed towards these new improvements mentioned in the work. Thus, the standard layout and the most technological equipment is presented, with a focus on differentiating the advantages found in the layout of Three Station Control Layers. The work describes the communication part between the substation equipment, the protocol used that allows the interoperability of the devices as well as guarantee information with the redundancy protocol. In addition, the operation of the primary and secondary items that play both the role of energy transfer and automate the processes at the substation is specified and studied. Finally, a conventional power substation plant is adapted from a consumer unit to the new intelligence standards.

Keywords: Power Substation, Automation, Interoperability.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Modelo de subestação.....	16
Figura 2 - Exemplo de aplicação das <i>Three Station Control Layers</i>	18
Figura 3 - Esquema de comunicação IEDs por Ethernet.....	24
Figura 4 - Automação e controle anterior ao IEC61850	26
Figura 5 - Automação e controle com uso do IEC61850	27
Figura 6 - Exemplificação de comunicação.....	28
Figura 7 - Demonstração retransmissão mensagens GOOSE	29
Figura 8 - Diagrama de funcionamento SV	31
Figura 9 - Funções do Sistema	32
Figura 10 - Grupos de nós lógicos	33
Figura 11 - Acesso aos dados de um IED	34
Figura 12 - Interface para acessar dados de um IED	34
Figura 13 - Programação de IEDs	36
Figura 14 - Exemplo de estruturas de comunicação.....	37
Figura 15 - Exemplo de aplicação PRP	38
Figura 16 - Exemplo de aplicação HSR.....	39
Figura 17 - Exemplo de funcionamento de uma Merging Unit	40
Figura 18 - Interface geral de uma Merging Unit descrita no IEC 60044-8.....	41
Figura 19 - Exemplo de um transformador digital da fabricante ABB.....	43
Figura 20 - Exemplo de DCB.....	46
Figura 21 - Exemplo do REQ650.....	47
Figura 22 - FOCS-FS.....	49
Figura 23- Conjunto FOCS-FS	49
Figura 24 – Princípio de funcionamento do sensor ótico	50
Figura 25 – Exemplo do transformador de potencial de alta tensão	51
Figura 26 - Exemplo de TP e TC integrado ABB	52
Figura 27 - Construção interna.....	53
Figura 28 - Diagrama unifilar da unidade consumidora (Fonte: Próprio Autor).....	54
Figura 29 – Planta baixa subestação abrigada	55
Figura 30 - Vista lateral da subestação	56

Figura 31 - Vista lateral do ramal de entrada.....	56
Figura 32 - KECA 80 D85	57
Figura 33 - KEVA 17.5 B21	58
Figura 34 - VM1 630A	59
Figura 35 - REF542plus	60
Figura 36 - TXpert 1600kVA a seco.....	61
Figura 37 - AFS650 Switch.....	62
Figura 38 - COM581	63
Figura 39 - Process Level	64
Figura 40 - Bay Level	65
Figura 41 - Station Level	65
Figura 42 – Visão geral do diagrama de adaptação	74
Figura 43 – Visão do Station Level.....	75
Figura 44 - Visão do Bay Level	76
Figura 45 - Visão do Process Level	77

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO	13
Justificativa para o desenvolvimento do trabalho	14
Objetivos	14
Objetivo Geral	14
Organização do Trabalho	14
1. Fundamentação Teórica	15
1.1. Arquiteturas	15
1.1.1. Físicas	15
1.1.2. Internas	19
1.1.3. Segurança	21
1.2. Automação e Controle	23
1.2.1. Ethernet	23
1.2.2. IEDs	24
1.2.3. IEC61850	25
1.2.4. GOOSE	28
1.2.5. MMS	30
1.2.6. SV (Sampled Values) ou SMV (Sampled Measure Values)	30
1.2.7. Logical nodes	32
1.2.8. A Linguagem SCL	35
1.2.9. Protocolo de Redundância (PRP e HSR)	36
1.3. Equipamentos	40
1.3.1. MU	40
1.3.2. Transformadores não convencionais	41
1.3.3. Transformadores de Força Digitalizados	42
1.3.4. Disjuntores/Relés Digitais	44
1.4. Soluções inovadoras em subestações de energia	48
1.4.1. TCs/TPs Convencionais vs NCIT (Non Conventional Instruments Transformers)	48
1.4.2. TP e TC integrado	51
2. Aplicação	54
2.1. Dados do projeto da subestação em estudo	54
2.2. Versão inteligente da subestação em estudo	55

2.2.1. Funcionalidades.....	57
2.2.2. Alterações na arquitetura física	63
2.2.3. Ligações de comunicação.....	66
2.3. Exemplificação de situações hipotéticas	66
2.4. Comparativo de ganhos	68
Conclusões Gerais	70
Referências	71
Apêndice A – Visão Geral do Diagrama de Adaptação.....	74
Apêndice B – Station Level	75
Apêndice C – Bay Level	76
Apêndice D – Process Level	77

INTRODUÇÃO

As subestações são de extrema importância ao setor elétrico. São aplicadas em áreas como transmissão, distribuição e na alimentação de uma unidade consumidora. Contudo, existe um padrão encontrado no cenário nacional e um outro no cenário mundial. Este contempla o uso de controle e automação que segue um rumo de inovação e melhorias na medição, proteção, equipamentos e impacto causado ao meio ambiente. Na última década, essa área pôde presenciar grandes avanços atingindo um patamar mais elevado, demonstrando um futuro promissor para essa área.

As subestações têm a função de administrar a transferência de energia, podendo ser abaixadoras ou elevadoras. As abaixadoras são utilizadas para converter energia em alta ou média tensão para média ou baixa tensão, enquanto as elevadoras são utilizadas para aumentar o nível de baixa ou média tensão para média ou alta tensão.

Atualmente, o padrão das subestações, principalmente no cenário nacional, dispõe de equipamentos com certa qualidade e confiabilidade. Porém, ao analisar os avanços tecnológicos de todos os equipamentos que compõem a mesma, percebe-se que as novas tecnologias garantem uma melhoria significativa na proteção dos equipamentos, qualidade da entrega de energia, monitoramento, sensoramento, acúmulo de informações, diminuição de gastos com cobre, além de possibilitar a diminuição de área e economia com manutenções. Aos poucos, o padrão que conhecemos como convencional está se evoluindo para se tornar mais automatizado e seguro. Este padrão possui um novo arranjo físico, nova arquitetura de comunicação, equipamentos mais inteligentes capazes de se comunicar entre si, leituras extremamente precisas, aparelhos de proteção de maior confiabilidade, assim como uma interface homem máquina mais eficiente.

Este trabalho irá apresentar novas tecnologias utilizadas em subestações de energia que podem ser utilizadas em subestações de energia elétrica e também mostrará uma adaptação de um projeto de uma subestação convencional, transformando-a em uma subestação inteligente.

JUSTIFICATIVA PARA O DESENVOLVIMENTO DO TRABALHO

A principal justificativa deste estudo é a necessidade de se obter subestações mais confiáveis, com equipamentos e tecnologias mais avançadas, maior proteção, melhor aproveitamento da área, menor impacto ambiental, possibilitando mais vantagens do que o modelo convencional. Com melhores equipamentos e equipe qualificada, é garantido que haverá melhor qualidade de informações, diminuição de custos de manutenção, assim como prevenção contra intempéries e surtos na rede. Dessa forma, o fluxo de energia elétrica acontece de forma mais eficiente.

OBJETIVOS

Objetivo Geral

Estudar as novas tecnologias existentes para subestações de energia e adaptar um projeto de uma subestação convencional existente para uma subestação inteligente.

Organização do Trabalho

No Capítulo 1, discute-se a arquitetura física e layout de uma subestação inteligente, baseando-se na mais utilizada, que é a de Três Camadas de Estações de Controle (*Three Station Control Layers*), assim como a arquitetura de comunicação e segurança para esse padrão.

No Capítulo 2, tem-se a apresentação mais detalhada da parte de programação e parametrização da comunicação dos IEDs (Inteligente Eletronic Devices) de acordo com o protocolo IEC61850.

No Capítulo 3, apresentam-se os equipamentos primários e secundários desta geração tecnológica, inovações e vantagens da utilização.

No Capítulo 4, apresentam-se os dados técnicos de uma planta real de subestação em Sidrolândia - MS para aplicação dos conceitos apresentados. São demonstradas as funcionalidades dos novos equipamentos, ligações para comunicação das informações, estudo de situações e reação dos equipamentos, por fim, um comparativo de adaptação hipotética.

1. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Neste capítulo, serão descritas as características e tecnologias que definem uma subestação inteligente, detalhando os principais componentes e processos existentes para permitir o funcionamento usando o protocolo IEC61850.

1.1. ARQUITETURAS

Nesta seção serão apresentadas as características físicas de uma subestação inteligente através de subseções. A arquitetura física se refere à organização dos equipamentos em relação ao nível de comunicação em que se encontram. Estas subestações estão divididas em camadas e cada uma representa uma importância para passagem dos dados dentro da subestação. Na arquitetura interna, serão explicados os protocolos de comunicação, a configuração e segurança necessárias para tornar uma subestação convencional para o padrão IEC61850.

1.1.1. Físicas

Nos sistemas elétricos se encontram quatro tipos principais de subestações elétricas, as quais são descritas a seguir:

(i) **Subestações Switchyard:** são subestações elevadoras que estão junto das gerações de energia elétrica. Essas tendem a ser grandes instalações e são normalmente projetadas e construídas com cuidadoso planejamento devido ao volume de investimento envolvido e por atender um grande volume de energia elétrica [1].

(ii) **Subestação de unidade consumidora:** são subestações abaixadoras e funcionam como a principal fonte de fornecimento de energia elétrica para um cliente, seja comercial, industrial, ou qualquer consumidor com alta potência demandada. Dependendo da potência e do projeto, podem ser aéreas, blindadas, abrigadas ou expostas ao tempo. Os requisitos técnicos para esses tipos de instalações dependem dos clientes e suas necessidades [1].

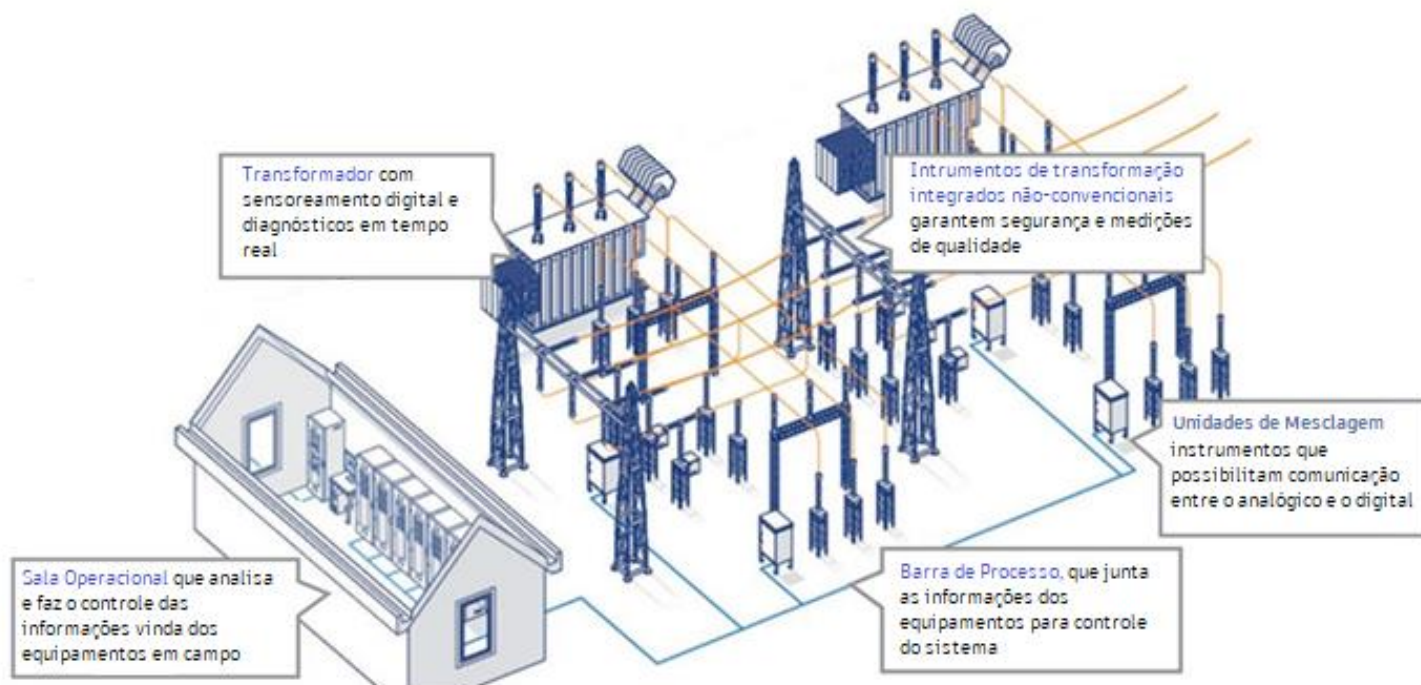
(iii) **Subestação de Seccionamento:** Podem não possuir transformadores de força, pois geralmente são usadas para seccionamento de circuitos e isolar sistemas de forma estratégica. Também servem como final de linhas de transmissão [1].

(iv) **Subestações de Distribuição:** são as instalações que possibilitam a distribuição de energia elétrica a várias cargas. Muito utilizadas nos centros urbanos, abastecem as redes de distribuição de cidades ou grandes bairros. São o ponto intermediário entre a linha de transmissão e os alimentadores de distribuição, contendo grandes e numerosos equipamentos que garantem o rebaixamento do nível de tensão para atender aos clientes conectados à sua rede [1].

Este trabalho terá maior enfoque nos tipos (ii) e (iv).

No que diz respeito as características físicas de uma Subestação Inteligente, a Figura 1 apresenta a arquitetura mais comum.

Figura 1 - Modelo de subestação

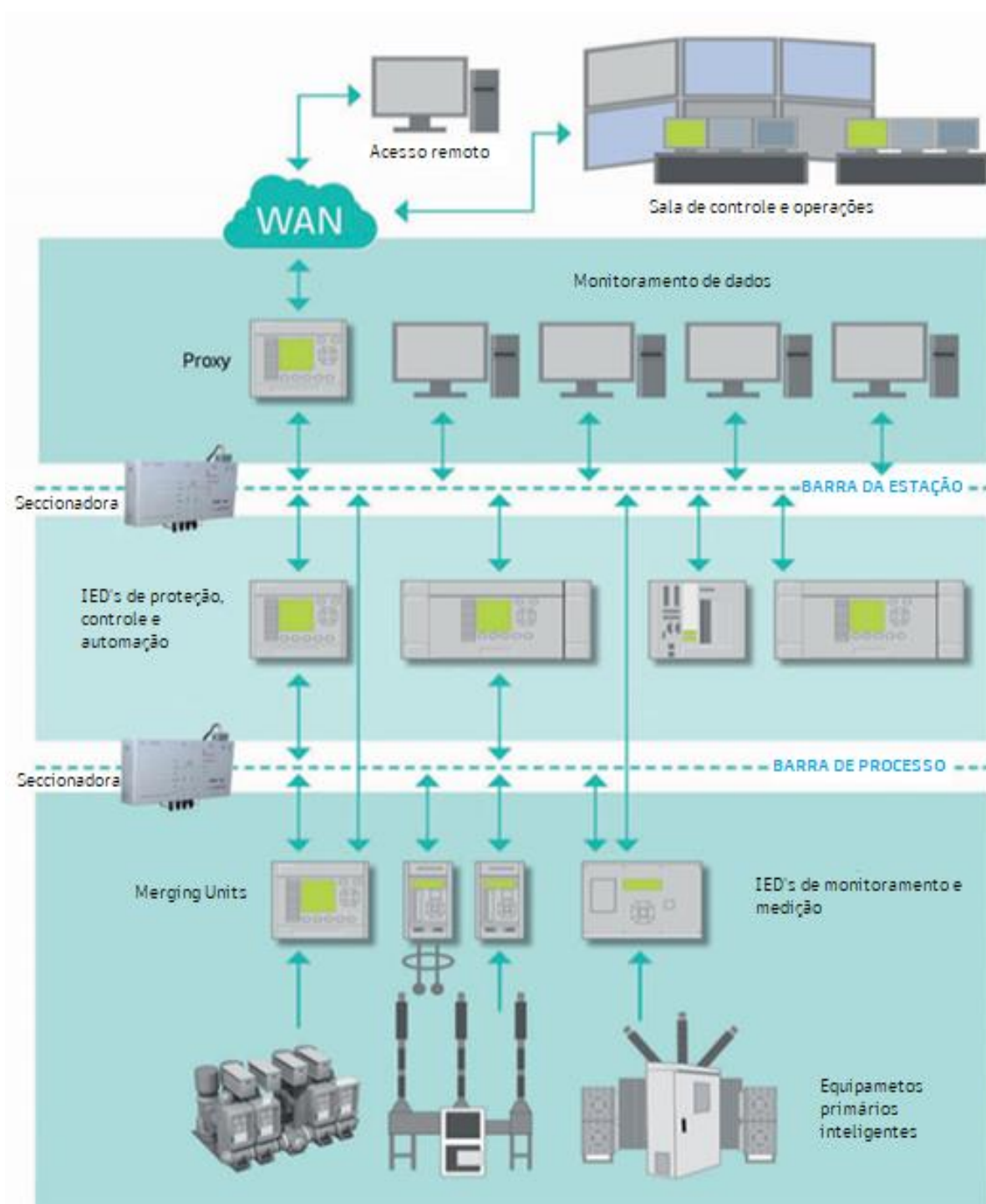


(Fonte: Adaptado de [2])

As características físicas dizem respeito a organização dos equipamentos. Dentre algumas configurações existentes, a arquitetura com grande destaque no cenário mundial é conhecida como *Three Station Control Layers* (Três Camadas de Estações de Controle), devido a configuração dividida em três principais áreas [3]:

- **Station:** Nesta local é onde está situada a sala de controle da unidade. As informações são recebidas por meio da Barra da Estação que é alimentada pelos aparelhos dispostos no campo da subestação. Nesta sala, os operadores monitoram todos os equipamentos em tempo real e existe a possibilidade de realizar comandos remotos, o que garante a proteção da unidade e de operadores da sala [3].
- **Bay:** É onde se encontram os IEDs (*Intelligent Eletronic Devices*) de controle e proteção, que são responsáveis pela coleta de dados e monitoramento dos equipamentos a eles conectados. Também possuem a função de mandar sinais de controle para operar equipamentos no campo. Outro trabalho dos IEDs é comunicar as informações com outros IEDs, assim como enviar os dados a área da Estação [3].
- **Process:** Nível onde se encontram os equipamentos de potência, tais como: transformadores de força, transformadores de corrente, transformadores de potencial, disjuntores, chaves seccionadoras, entre outros. Podem estar acompanhados das Merging Units (MU), usados para adaptar coletar dados analógicos e comunicá-los de forma digital, assim como transportar essas informações para a Barra de Processo [3].

A Figura 2 apresenta um fluxograma de informações na configuração de *Three Station Control Layers*.

Figura 2 - Exemplo de aplicação das *Three Station Control Layers*

(Fonte: Adaptado de [4])

1.1.2. Internas

Considerando a topologia apresentada, a comunicação interna ocorrerá tanto de forma vertical (entre níveis), como de forma horizontal (entre equipamentos no mesmo nível). Essa é a configuração composta pelo protocolo de comunicação europeu IEC61850, que vem sendo adotado para uso em subestações inteligentes.

As etapas de comunicação na medição, proteção e transformação de uma subestação convencional podem realizadas diversas formas. A operação de um relé de temperatura posicionado em um transformador para abertura de um disjuntor de proteção, seria considerada uma comunicação vertical.

Um exemplo de comunicação horizontal seria quando a ação ocorre no mesmo nível. Isso pode ser exemplificado quando o relé de proteção recebe informações dos TPs e TCs para acionar o disjuntor de média tensão.

Em subestações convencionais do tipo (iv), sua complexidade é maior devido ao número de componentes e a classe de tensão elevada. Mesmo assim, a comunicação horizontal e vertical também ocorre, porém de forma robusta e sem digitalização.

Ao se tratar de subestações inteligentes, a transferência de informações na subestação também acontecem de forma vertical e horizontal. Porém, é realizada por Ethernet de alta velocidade pelos barramentos dos níveis de Estação e de Processo. O barramento da Estação facilita a comunicação entre o nível da Estação e o nível da Baía. Essa dinâmica é de modo Cliente-Servidor. O servidor é usualmente um IED que está no nível Baía ou Processo e fornece os dados ao cliente que está no nível da Estação ou outro ponto qualquer que esteja solicitando os dados. Esses dados são fornecidos pelo servidor, gerados a partir de eventos pré-definidos. O cliente se torna o computador da sala de comando da subestação ou outro ponto remoto de controle. Nas comunicações verticais, o cliente geralmente possui o controle da ação, sendo possível haver vários clientes. Hoje em dia, com a disponibilidade de protocolos de comunicação, como o IEC 61850, é possível suportar simultaneamente vários clientes localizados em diferentes locais remotos. Para comunicação tanto dos aparelhos internos da subestação como permitir acesso remoto, utiliza-se fios de cobre, fibra ótica e componentes capazes de comunicar via satélite [5].

Comunicação dentro de um nível é considerada horizontal. As informações são de forma *unicast* ou *multicast*, isso significa que as mensagens podem ser recebidas por um único ou vários IEDs e eles, por sua vez, podem utilizá-la ou não, conforme sua necessidade. O IED recebe a mensagem e toma decisão conforme interpretar melhor. As mensagens não necessitam de sinais de confirmação de recebimento, sendo repetida várias vezes para aumentar a redundância e a segurança de entrega das mensagens. O tempo de comunicação, em geral, fica em torno de 4ms [5].

Crítérios para a seleção da tecnologia mais adequada são requisitos de largura de banda e atraso para a comunicação do link. Além disso, sistemas sem fio e de satélite estão sujeitos a espionagem, portanto, o uso de medidas de segurança é indicado para evitar perda de sigilo de informações. Ethernet e os protocolos baseados em TCP / IP estão substituindo os antigos padrões [1].

De maneira ampla, existem tipos de protocolos que permitem troca de dados advindos de aplicações de automação e controle entre sistemas e dispositivos de campo, bem como aplicativos comerciais. Esses protocolos foram desenvolvidos pela indústria de automação para padronizar a comunicação de dados quase instantaneamente entre os dispositivos de diferentes fabricantes. Para a comunicação dentro da subestação, o IEC 61850 é amplamente utilizado. Isto é um padrão para automação de utilidades elétricas, definindo a comunicação entre IEDs dentro de uma subestação. Fornece protocolos de comunicação, modelos de dados, padrões de segurança, e assim por diante [1].

Por mais que existam modelos como o CIM e o MultiSpeak, que são utilizados quando se trata em troca de informações na rede elétrica, o estudo será focado no âmbito de subestações, com uso do protocolo IEC61850.

Conforme o protocolo, esse subdivide-se em 10 partes. As que se referem a camada de informação que são relevantes para este trabalho são apenas três, estas partes são apresentadas na sequência:

- (i) 61850-6 - que define uma linguagem XML chamado de linguagem de configuração de subestação (SCL) e quatro formatos de arquivo para descrever a configuração de equipamentos de subestação e configurações de IEDs [1];

-
- (ii) 61850-7 - que define o funcionamento básico das estruturas de comunicação. IEC 61850-7-2 define a comunicação serviços, que permitem consultar ou enviar comandos para os dispositivos [1];
 - (iii) 61850-7-3 e 61850-7-4 – que definem o modelo de objeto que descreve o equipamento da subestação [1];

Todos os grandes fornecedores de tecnologias de automação de energia assim como os menores suportam o IEC 61850. No contexto de muitos projetos de redes inteligentes nos cenários Norte Americanos, Europa ou Ásia, o IEC61850 é visto como o padrão mais importante [1].

1.1.3. Segurança

Ao se tratar de segurança, a ocorrência de falhas em subestações pode levar não apenas à destruição de equipamentos caros, mas também à interrupção de operações críticas que podem incluir risco significativo à saúde e segurança de vidas humanas, sérios danos ao meio ambiente, ao meio financeiro e perdas de produção [1].

No relatório "*Concerns about intrusions into remotely accessible substation controllers and SCADA systems*" [6], o comitê consultivo de Telecomunicações de Segurança Nacional dos Estados Unidos (NSTAC) conclui que as subestações de energia eram "a vulnerabilidade de segurança da informação mais significativa na rede elétrica". Esta conclusão aponta que os dispositivos pertencentes às subestações podem ser remotamente acessados e são geralmente desprotegidos contra intrusões. Portanto, é necessário em uma subestação inteligente possuir defesas. O principal problema na maioria dos sistemas existentes se deriva do fato de que esses não foram projetados com protocolos de segurança. Sendo assim, ficam sujeitos a ataques como o roubo de informações e o hackeamento do controle dos equipamentos, podendo levar a prejuízos incalculáveis [1].

Especificamente, no que diz respeito aos IEDs, o risco de segurança é causado pela falta de capacidade criptográfica, porque a sobrecarga induzida pela carga extra de processamento causaria atrasos inaceitáveis em aplicativos sensíveis ao tempo, especialmente devido ao fato de que os microprocessadores usados em IEDs têm pouca capacidade de

processamento. Os IEDs que implementam protocolos como o IEC61850 são, no entanto, capazes de validar a autenticidade das mensagens devido a organização do fluxo de informações evitando a sobrecarga de processamento [1].

A brecha para espionagem e intrusões ocorre quando é necessário trocar informações dos IEDs com o mundo externo, porém essa conversação é extremamente necessária para monitoramento e com ocorrência a todo tempo. Os protocolos de comunicação mais frequentemente usados em subestações são bem conhecidos (Modbus, Modbus-Plus, DNP3 etc.), mas a segurança contra ataques de dados não era um problema quando esses protocolos foram criados, eles não contêm recursos para garantir a confidencialidade ou autenticidade dos dados transmitidos. Portanto, o controle da subestação entra em risco podendo ser facilmente remanejada [1].

Uma grande ameaça potencial a esses sistemas é derivada de usuários não autorizados na rede corporativa ou em qualquer rede que tenha conexão com o sistema. Portanto, para proteger os ativos da subestação deve-se garantir que a rede corporativa como um todo seja a mais segura possível, para que não tenha como acessar a subestação e seus equipamentos por meios alternativos, usando medidas de segurança cibernética conhecidas. Além disso, se a tecnologia sem fio for implantada na subestação, ela pode criar um vetor de ataque se não houver a segurança adequada como o controle de acesso e criptografia [1].

É importante que o acesso à sala de operação e às demais dependências da subestação seja protegido. Ter acesso físico a esses locais e componentes do sistema de controle, implica na possibilidade de acesso aos dados do sistema por meio físico, como das portas de rede ou USB para roubo de informações [1].

2.1. AUTOMAÇÃO E CONTROLE

Esta sessão apresentará de forma detalhada a parte de comunicação e programação dos itens de uma subestação, assim como o protocolo vigente para permitir a interoperabilidade entre os IEDs, o IEC61850. Esta seção será focada em apresentar alguns dos processos que auxiliam no controle e automação de uma subestação moderna.

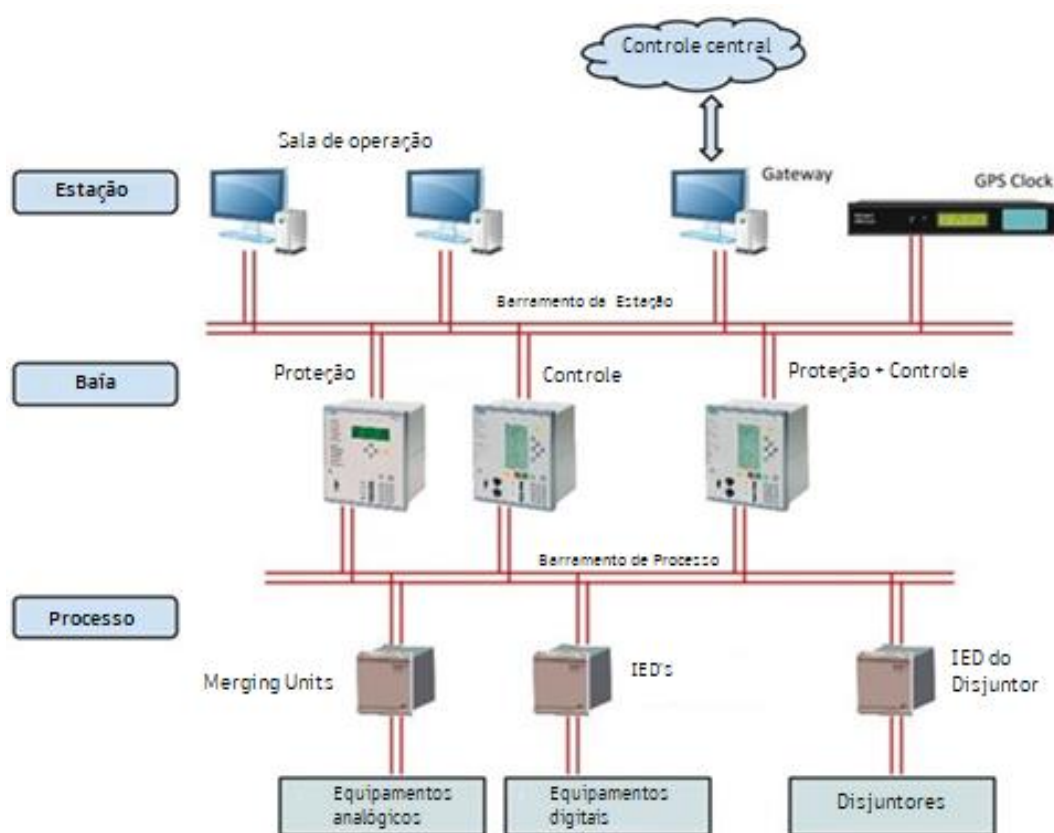
2.1.1. *Ethernet*

Ethernet é a tecnologia usada geralmente em LANs (redes locais com fio). Uma LAN é uma rede de computadores e outros dispositivos eletrônicos que cobre uma pequena área. Quando se abrange uma grande área, rede de longa distância, denomina-se uma WAN. Ethernet é um protocolo de rede que controla como os dados são transmitidos. O protocolo evoluiu com o tempo para transferir dados a uma velocidade de mais de um gigabit por segundo [7].

No envio de informações entre dispositivos, os receptores ficam identificando os dados que estão sendo enviados a eles, detectam se os dados do pacote devem ser consumidos ou não. Caso não seja recebido, o emissor espera alguns milissegundos para enviar novamente até se certificar que os dados foram lidos corretamente [7].

Ao se tratar das Subestações Inteligentes, essa conexão é feita entre os IEDs e as barras de Processo e de Estação. Essas que contém todas as informações de medições e parâmetros de toda a subestação. Elas ficam constantemente sendo alimentadas pelos dispositivos com os sinais medidos dos equipamentos em campo quase instantaneamente. A Figura 3 ilustra esse processo.

Figura 3 - Esquema de comunicação IEDs por Ethernet



(Fonte: Adaptado de [3])

É possível usar em alguns IEDs a fibra ótica usualmente para medições. Já para fins de comunicação entre IEDs, usa-se o cabo de internet com conector RJ45. Esses cabos fornecem um mecanismo para comunicação de velocidade extremamente alta e resistente a ruídos, tornando-o o meio de comunicação ideal para uma subestação.

2.1.2. IEDs

Do termo em inglês *Intelligent Eletronic Device* é uma classe de dispositivos para análise de medições afim de tomar decisões na subestação. Existem muitos tipos de IEDs feitos por fabricantes e usados para uma série de propósitos em monitoramento, medição, controle e comunicação.

Os IEDs são encontrados em todos os processos de sistemas de controle industrial, como controle de supervisão e aquisição de dados (SCADA), ou sistemas de controle distribuído (DCS), são utilizados. Os IEDs atuam no acionamento de disjuntores, chaves de banco de capacitores, reguladores de tensão, medição de parâmetros de corrente e tensão, entre outros. Essas configurações são controladas por meio de um arquivo de configurações. A criação e o teste do arquivo fazem parte das maiores tarefas envolvidas nos IEDs.

O grande desafio no uso desses aparelhos é obter mão-de-obra qualificada para operar esses equipamentos e realizar a interpretação correta dos dados adquiridos para gerir uma subestação de energia presencialmente ou até remotamente.

Embora os IEDs e a automação resultante possam economizar dinheiro a longo prazo, é importante considerar que eles podem ter custos de manutenção, como atualizações de firmware e configuração de segurança.

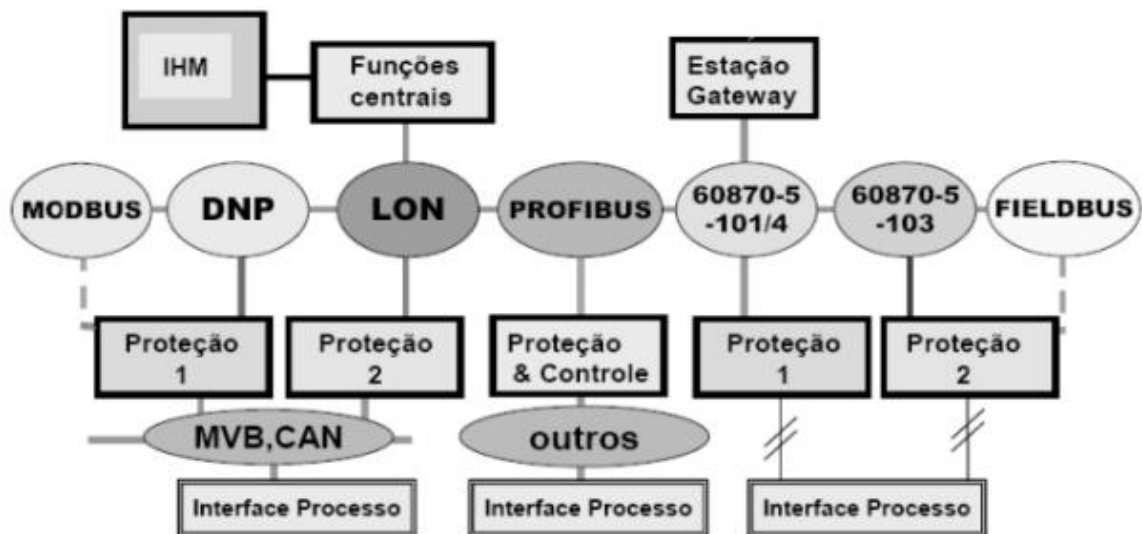
2.1.3. IEC61850

Ao se construir uma subestação, seja elevadora ou abaixadora de tensão, existem inúmeros componentes que a compõe, e esses podem ser de vários fabricantes já que um fator a se considerar numa construção é o valor do investimento. Ao se tratar de Subestações Inteligentes, deve-se obter um mesmo protocolo entre os IEDs para transportarem as devidas informações entre aparelhos. A interoperabilidade entre marcas distintas é um ponto vital, uma vez que cada fornecedor de equipamentos contém certas especificidades. A viabilidade ocorre com a adoção do protocolo de comunicação IEC61850, que padroniza os processos entre IEDs, arquitetura de programação dos aparelhos, conexão, trânsito de dados, entre outras operabilidades, permitindo ser instalado qualquer instrumento sem prejudicar a conversação entre eles.

Além disso, com o advento de energias renováveis e as micro redes introduzindo um conjunto diferente de fabricantes e, portanto, uma maior probabilidade de perturbação da estabilidade da eletricidade fornecida pela rede, criou-se uma necessidade urgente de adoção de um protocolo comum [8].

Para melhor exemplificação, antes do protocolo citado em questão, havia necessidade de conversores e o uso de uma estação Gateway para compatibilizar os diversos protocolos utilizados, mostrados na Figura 4 [5]. Vale ressaltar que se pode encontrar mais informações específicas sobre estes protocolos na referência da Figura 4.

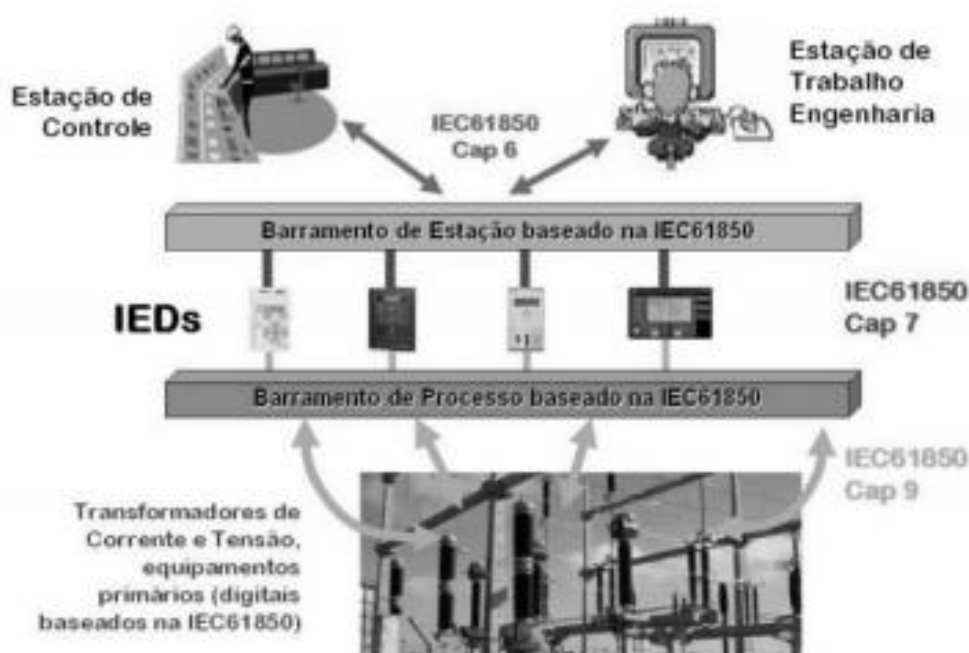
Figura 4 - Automação e controle anterior ao IEC61850



(Fonte: [5])

Para efeitos de comparação, a Figura 5 apresenta o mesmo sistema, porém com adoção da IEC61850.

Figura 5 - Automação e controle com uso do IEC61850

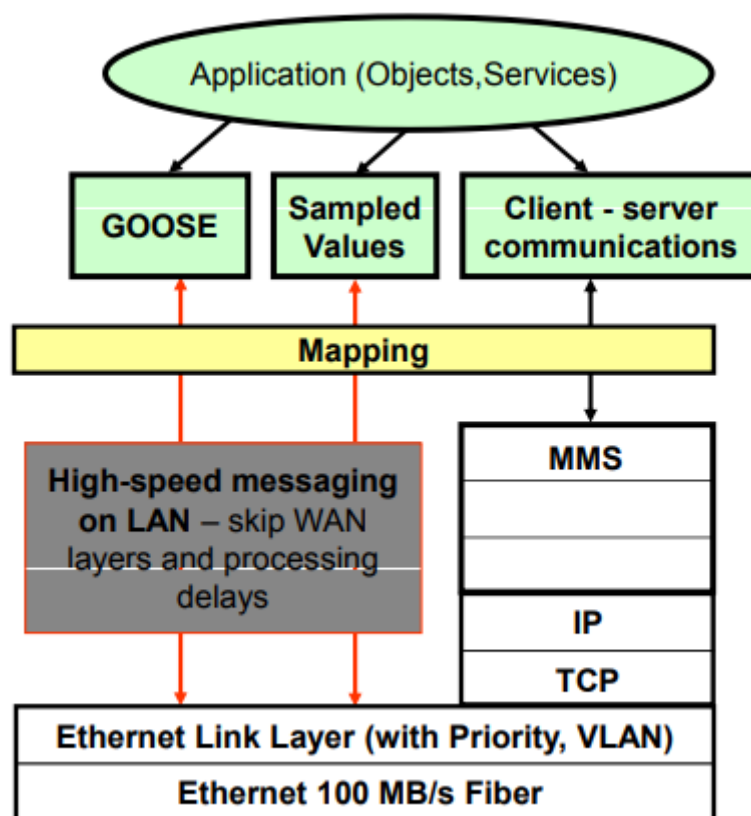


(Fonte: [5])

O IEC61850 padroniza as nomenclaturas dos equipamentos com abreviações intuitivas. Se o operador possuir o conhecimento básico dessas regras de nomeação que são auto descritivas, fica fácil identificar o dispositivo em análise. Diminui drasticamente os custos de engenharia, pois menos tempo é gasto na identificação dos pontos relevantes e não se perde tempo com testes de aferição no conjunto, somente no item apontado. Ao acessar o sistema de monitoramento e controle da subestação, o próprio software detectará e identificará automaticamente todos os dados passados pelos IEDs [8].

Na parte de comunicação dos IEDs para a estação central, os protocolos de mensagens são utilizados. Estes permitem que os dados sejam comunicados de forma mais rápida e confiável. A Figura 6 exemplifica a arquitetura de comunicação existente na padronização IEC61850. A partir dela será explicado cada aspecto construtivo.

Figura 6 - Exemplificação de comunicação



(Fonte: [9])

2.1.4. GOOSE

As mensagens GOOSE foram definidas pelo IEC61850 como um método de comunicação a ser utilizado entre IEDs com caráter de prioridade alta. Dessa forma, eliminam a necessidade de cabos para realizar intertravamentos, travas, disparos, bem como outras informações enviadas e trocadas entre relés. Essas informações são organizadas em conjuntos de dados que contêm os parâmetros cujo IED será usado para enviar para outros dispositivos na rede, com foco maior de utilização de mensagens de *trip* e controle de equipamentos da subestação [10].

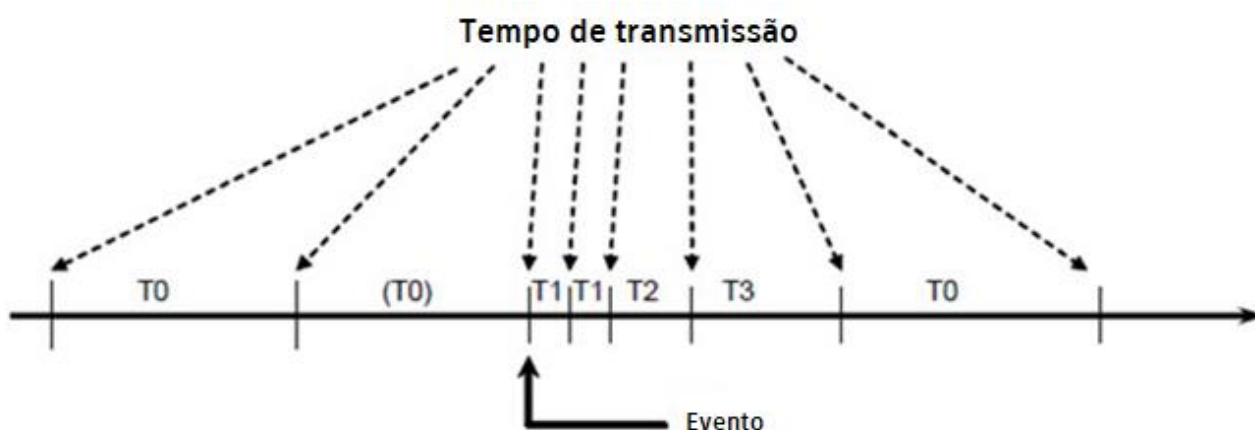
Ao lidar com eletricidade, eventos podem ocorrer na ordem de microssegundos, portanto, deve-se garantir que as informações transitem com o mesmo fator de velocidade sem

perder dados, já que os comandos passam a ser digitais e não mais elétricos. Para garantir velocidade e confiabilidade, as mensagens GOOSE são definidas pela norma IEC 61850-8.1, do tipo *multicast*, o que significa que as informações são enviadas a todos os equipamentos presentes interligados na mesma rede onde se encontra o IED. Dessa forma, o IED julga utilizar ou descartar o dado recebido [10].

As mensagens GOOSE têm caráter de retransmissão para certificar que o destinatário recebeu a informação. O tempo preciso de retransmissão não é especificado pela norma, mas cresce até um valor máximo chamado de *Time Allowed To Live*, que após atingido o receptor assume o encerramento da conexão [5].

O período “T0” representa o tempo padrão de transmissão dos dados dos IEDs que permanecem automáticos, considerada condição estável de envio. Na iminência de um evento de caráter prioritário, o IED dispara a mensagem GOOSE com período “T1” que repete o envio posteriormente com mesmo período. Depois, novamente manda a mesma mensagem, porém com período mais longo caracterizado como “T2”. Após isso, retransmite os dados com período “T3” e assim sucessivamente até estabilizar a retransmissão com período de envio T0. A representação desse mecanismo pode ser vista na Figura 7 [10].

Figura 7 - Demonstração retransmissão mensagens GOOSE



(Fonte: Adaptado de [5])

Assim, a norma IEC61850 sugere a utilização de mecanismos de priorização de mensagens, de forma a garantir que as mensagens GOOSE tenham maior prioridade de transmissão na rede do que outros, e possam chegar ao destinatário com desempenho satisfatório.

2.1.5. MMS

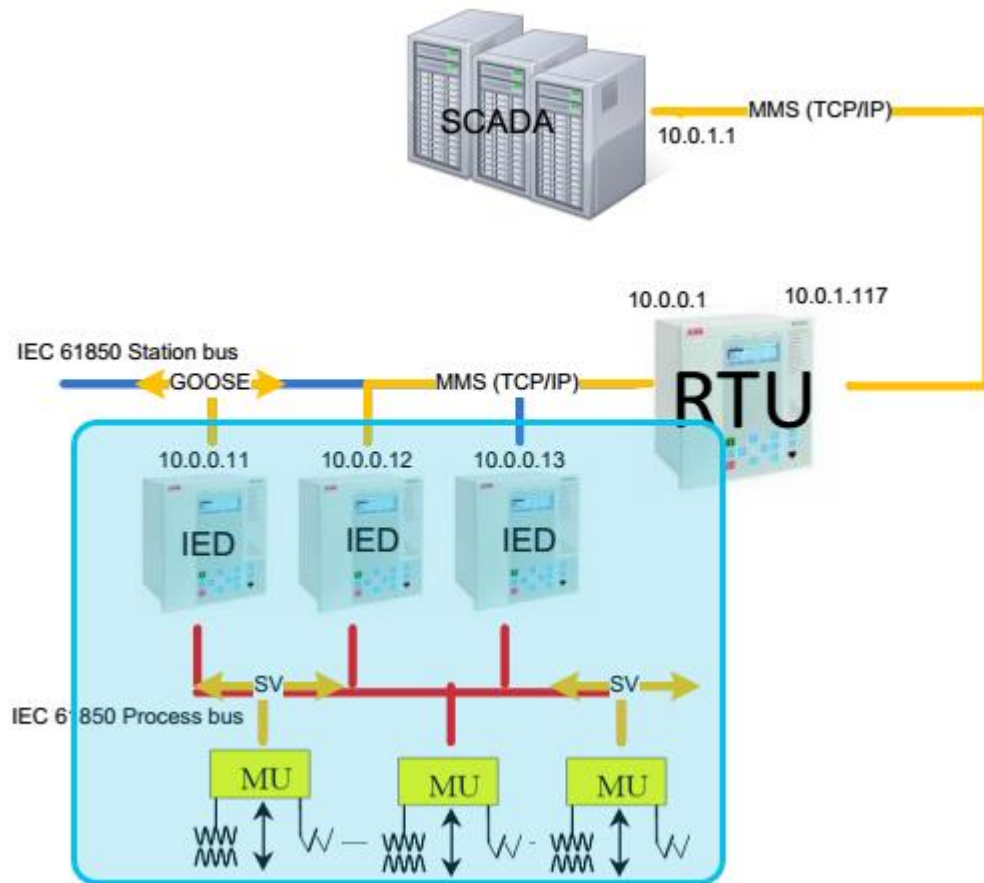
A *Manufacturing Message Specification* é o padrão mundial atual para a funcionalidade do sistema de mensagens. Essencialmente, ele lida com o processo de movimentação de dados e informações de controle entre redes ou entre aplicativos de computador que fazem parte de uma rede comum. Frequentemente referido como MMS, o desenvolvimento deste padrão internacional é parte do que permite que diversos sistemas e redes de computador se comuniquem entre si e permitam a transferência ordenada de informações em tempo real [5].

2.1.6. SV (*Sampled Values*) ou SMV (*Sampled Measure Values*)

O padrão IEC 61850 define o protocolo de Valores Amostrados (SV) como uma comunicação do tipo editor/assinante. Este protocolo é utilizado para troca de informações entre Merging Units ou transformadores óticos e IEDs em uma subestação por Ethernet. Essas informações são os valores amostrados de tensão e corrente dos equipamentos da subestação como os Transformadores de Força, Transformadores de Corrente e Transformadores de Potencial circulando digitalmente para os IEDs [11].

A Figura 8 demonstra esse processo.

Figura 8 - Diagrama de funcionamento SV



(Fonte: [11])

Dessa forma, o editor realiza envios constantes das informações coletadas com período pré definido. Este é resultado de duas condições: frequência do sinal medido e *Samples Per Period* (SPP). A IEC 61850-9-2LE define dois valores SPP de 80 e 256. Assim, por exemplo, se a frequência do sinal medido for 60 Hz e o SPP for 80, o intervalo de tempo de envio será de [10]:

$$T = \left(\frac{1}{\frac{60}{80}} \right) = 208,33 \mu s \quad (1)$$

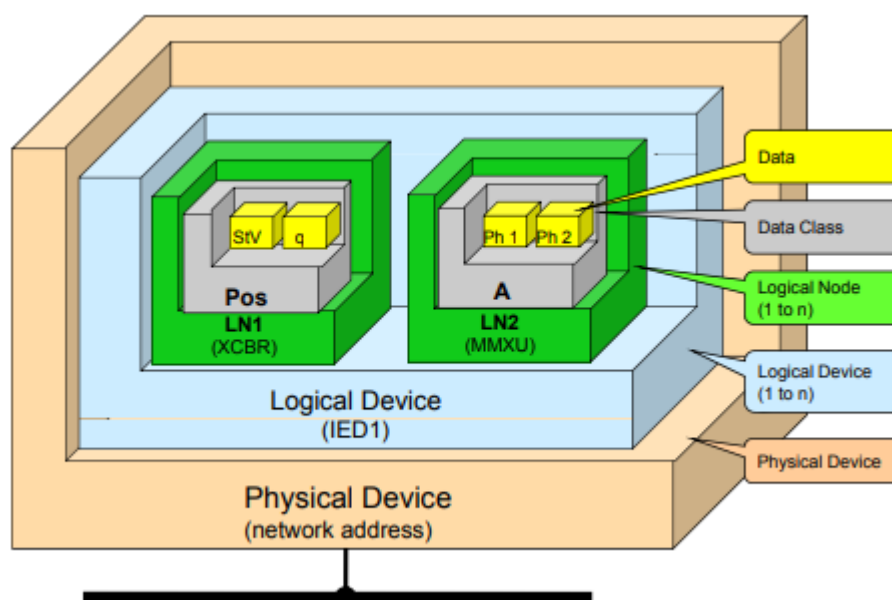
T = tempo de envio (s);

Por fim, o assinante recebe as informações e somente retém os dados vinculados com o editor [10].

2.1.7. *Logical nodes*

O novo padrão usa um modelo de agrupamento de dados de objetos, subdivide-se as funções do sistema e está exemplificado na Figura 9.

Figura 9 - Funções do Sistema



(Fonte: [9])

Esse agrupamento é chamado de nós lógicos ou LNs (Do inglês Logical Nodes). Estes LNs nada mais são do que pequenos agrupamentos organizados que contém desde os dados do equipamento, status, funcionalidade e funções a serem executadas dos itens de uma subestação, tais como disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores, etc [5].

Um nó lógico possui uma escrita que traduz a informação que vem dos equipamentos da subestação como mostra a Figura 10.

Figura 10 - Grupos de nós lógicos

Logical node groups

L: system LN (2)	M: Metering and measurement (8)
P: protection (28)	S: Sensor and monitoring (4)
R: protection related (10)	X: switchgear (2)
C: control (5)	T: instrument transformers (2)
G: generic (3)	Y: power transformers (4)
I: interfacing and archiving (4)	Z: further power system equipment (15)
A: automatic control (4)	

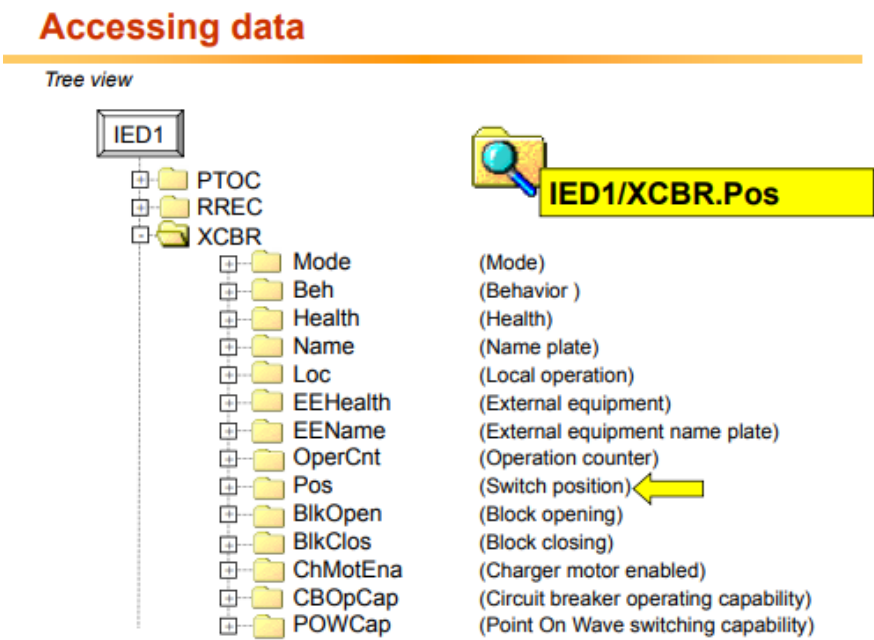
Examples of Logical Nodes (LNs):

PDIS: Line distance protection	CSWI: Switch controller
PDIF: Differential protection	MMXU: Measurement unit
RBRF: Breaker failure	YPTR: Power transformer
XCBR: Circuit breaker	

(Fonte: [9])

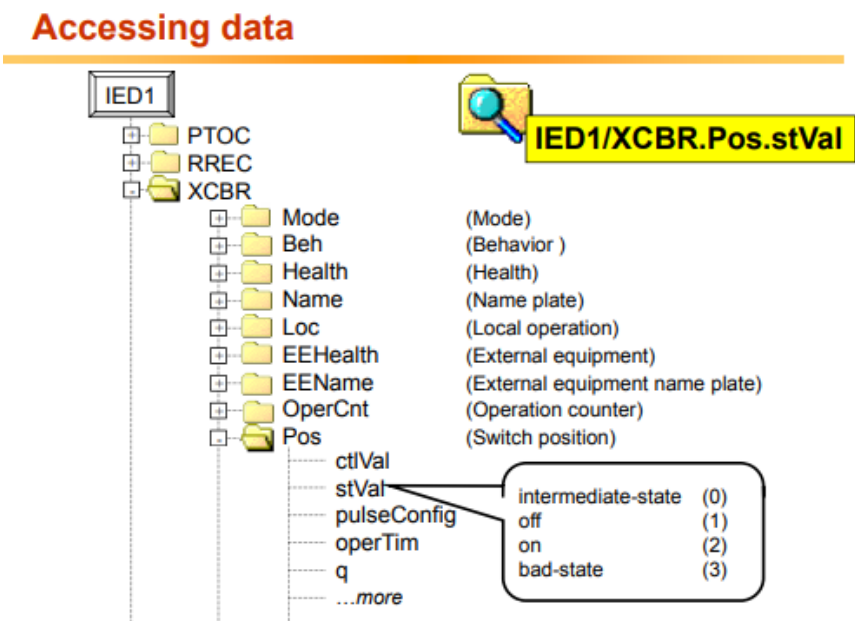
A organização requerida no protocolo ajuda nas interações homem-máquina para análise dos dados provindos do campo. Por exemplo, se quiser acessar informações sobre a posição do disjuntor da subestação que está conectado com o IED1, basta usar a interface para localização da pasta XCBR onde, de acordo com a figura 10, o prefixo “X” representa o comutador e “CBR” disjuntor. Em seguida, encontrar o item “Pos” que remete a *position* (posição) e analisar qual o valor indicado, assim como demonstrado nas Figuras 11 e 12.

Figura 11 - Acesso aos dados de um IED



(Fonte: [9])

Figura 12 - Interface para acessar dados de um IED



(Fonte: [9])

Com essa organização provinda do IEC61850, facilita-se o acesso aos dados de qualquer item da subestação, aumentando o número de informações que influenciam no desempenho da unidade. Essa facilidade implica monitorar e prever a situação de falhas e possíveis complicações. Assim, toma-se as devidas atitudes com assertividade e confiança, sem necessidade de gastar tempo para achar algum erro. Diminui-se custos com manutenções e no pior dos casos, substituição de equipamentos.

2.1.8. A Linguagem SCL

A linguagem SCL (Structured Control Language) é uma linguagem de programação ST "Structured Text". Em Subestações Inteligentes, é utilizada como padrão previsto na IEC 61850-6 para a comunicação dos seus diversos dispositivos. Esta possui elementos de linguagem, como: entradas, saídas, tempos, ponteiros, chamadas de módulo etc. [5].

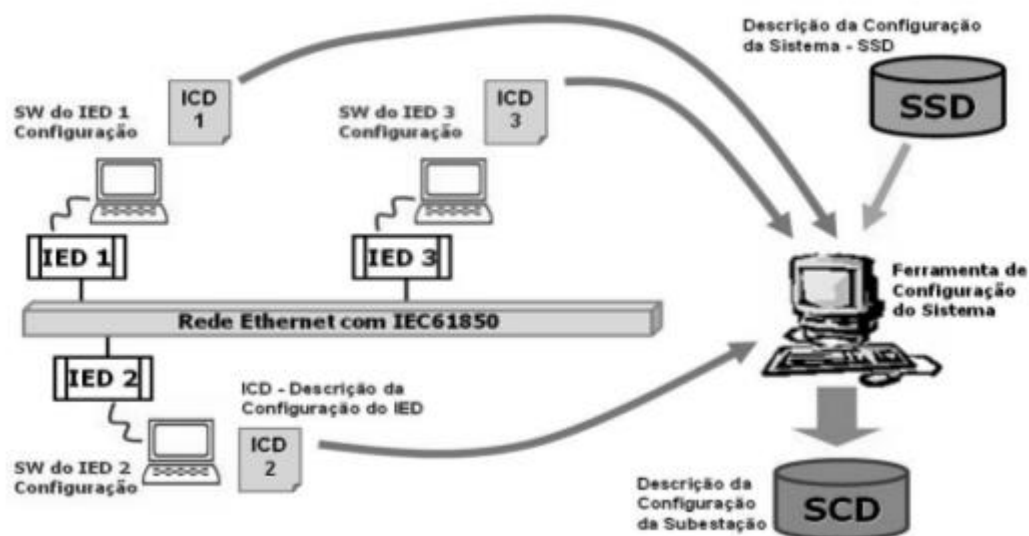
As informações descritivas sobre o sistema, possuem o formato de arquivo chamado SSD (System Specification Description). Os fabricantes de cada IED fornecem com cada dispositivo um arquivo que contém suas características e funcionalidades chamado ICD (IED Capability Description). Depois de configurados, o conjunto dos arquivos ICDs torna-se o arquivo CID (Configured IED Description) [5].

Os arquivos ICD de todos os IEDs devidamente configurados, ou simplesmente os arquivos CID juntamente com o arquivo SSD das redes de configuração, irão compor o arquivo SCD (Substation Configuration Description). Este último deve ser arquivado para consulta dos responsáveis pela manutenção de futuras expansões, pois esse arquivo é o correspondente digital de diagramas esquemáticos e lógicos da subestação [5].

Com a SCL, padronizou-se a linguagem com uma nomenclatura uniformizada. Além disso, tornou-se mais acessível e fácil de reconhecer pelos profissionais, consequentemente, favorece a readaptação do sistema para pequenas ou grandes correções [5].

A Figura 13 exemplifica esse processo.

Figura 13 - Programação de IEDs



(Fonte: [5])

A possibilidade de comunicação entre todos os nós lógicos com alta velocidade e precisão elimina de vez a necessidade de vários cabos para funções distribuídas, como intertravamentos, proteções de barra ou falhas no disjuntor. A transmissão de dados é independente da aplicação, o que torna o sistema altamente maleável. Caso haja mudança, no futuro, para uma tecnologia de comunicação mais avançada, não será necessário alterar a base de dados e parte significativa de equipamentos para acompanhar tal evolução. Alterações no projeto podem ser facilmente implementadas com simples modificações no software [5].

Com isso, pode-se perceber que todos esses processos de comunicação agregam no sistema como um todo, tornando-o eficaz e ágil para utilização, tendo acesso de inúmeras informações do campo em tempo real.

2.1.9. Protocolo de Redundância (PRP e HSR)

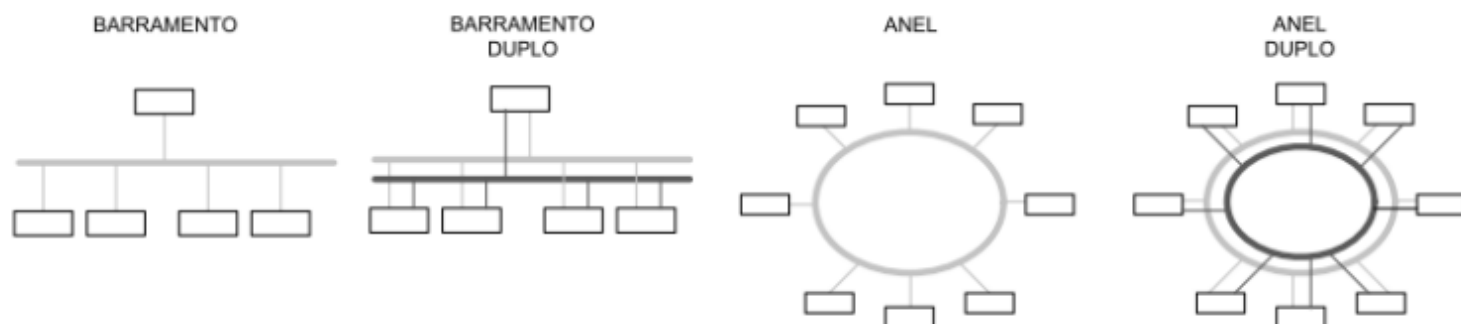
Existem dois principais tipos de redundância, o tipo Parallel Redundancy Protocol (PRP) e High availability Seamless Redundancy (HSR). Ambos possuem tempo zero de

convergência, com tempo zero de perda de comunicação operando em princípios que outros protocolos de redundância não podem fornecer.

Aplicado para fins de comunicação em subestações, os pacotes de informações são enviados para ambos os links e são avaliados pelos nós que os recebem. O nó que recebe os pacotes podem ser: um IED, um computador ou um switch. O IED precisa ser capaz de ler corretamente a informação para realizar alguma função. Logo, precisa recebê-la por completo sem perdas no pacote de dados ou corrupção de informações. Após adquirir o pacote de dados, o nó receptor descarta o segundo.

No que diz respeito a escolha do protocolo mais adequado, as principais topologias utilizadas são barramento simples, barramento duplo, anel simples e anel duplo. Os dois tipos são demonstrados na Figura 14 [5].

Figura 14 - Exemplo de estruturas de comunicação

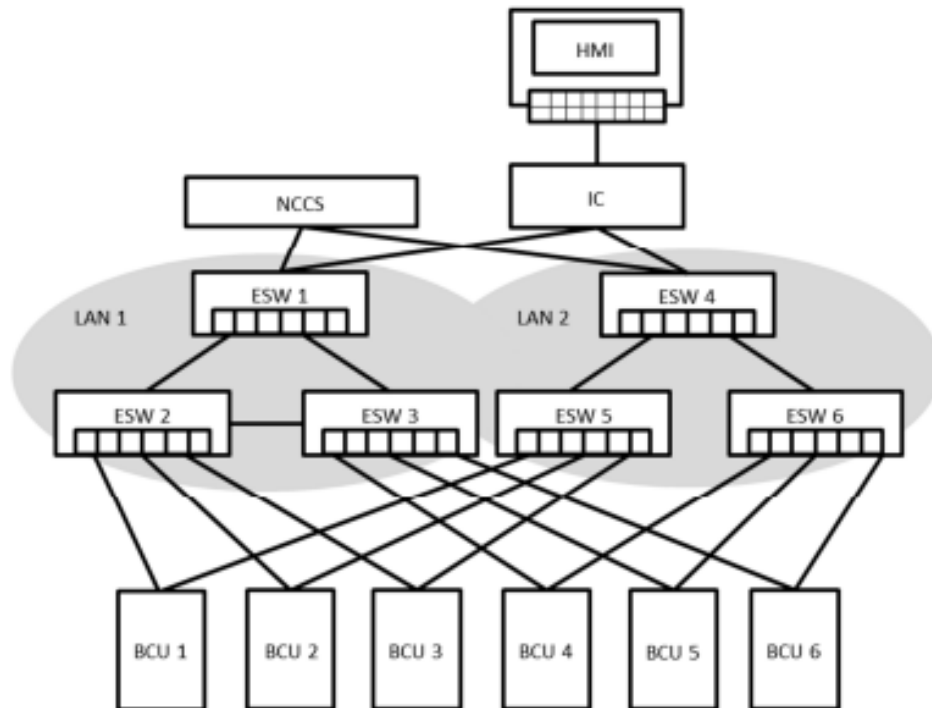


(Fonte: [5])

No PRP, um nó é conectado por duas portas a duas redes locais (LANs) que operam em paralelo. A comunicação ocorre da seguinte forma: Nó de origem envia para o nó de destino dois pacotes contendo a mesma informação, cada um em uma LAN diferente. Isso garante que, se ocorrer uma falha apenas em uma das LANs, como corrupção de dados ou falhas em switches, a informação pode ser recebida por meio de outra LAN [5].

A Figura 15 demonstra um exemplo de aplicação do PRP.

Figura 15 - Exemplo de aplicação PRP

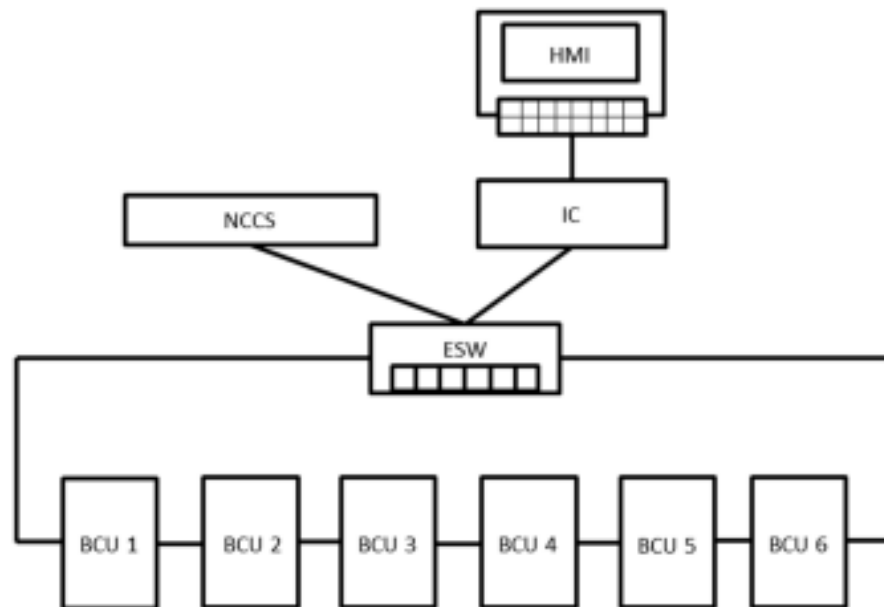


(Fonte: [12])

Já o HSR, é baseado em uma topologia em anel. No HSR, um nó de origem envia a mesma informação para as duas direções do anel e cada nó encaminha esses dados de uma porta para outra. Isso permite o tráfego de informações no anel, a menos que o nó já tenha encaminhado os dados na mesma direção. Eventualmente, as duas cópias chegarão ao destino. Além disso, por padrão o nó de origem remove a informação do anel depois que circulou por toda a rede [12].

A Figura 16 demonstra um exemplo de aplicação do HSR.

Figura 16 - Exemplo de aplicação HSR



(Fonte: [12])

Vale ressaltar que é possível ainda combinar os dois protocolos para assegurar ainda mais confiabilidade no sistema. Sendo assim, as vantagens da utilização desses protocolos PRP e HSR seriam o tempo zero de convergência em caso de falha de um link ou nó e, a confiabilidade de recebimento de informações. Sugere-se idealmente para topologia estrela/barramento dupla o protocolo PRP e para topologia de anel o HSR.

3.1. EQUIPAMENTOS

3.1.1. MU

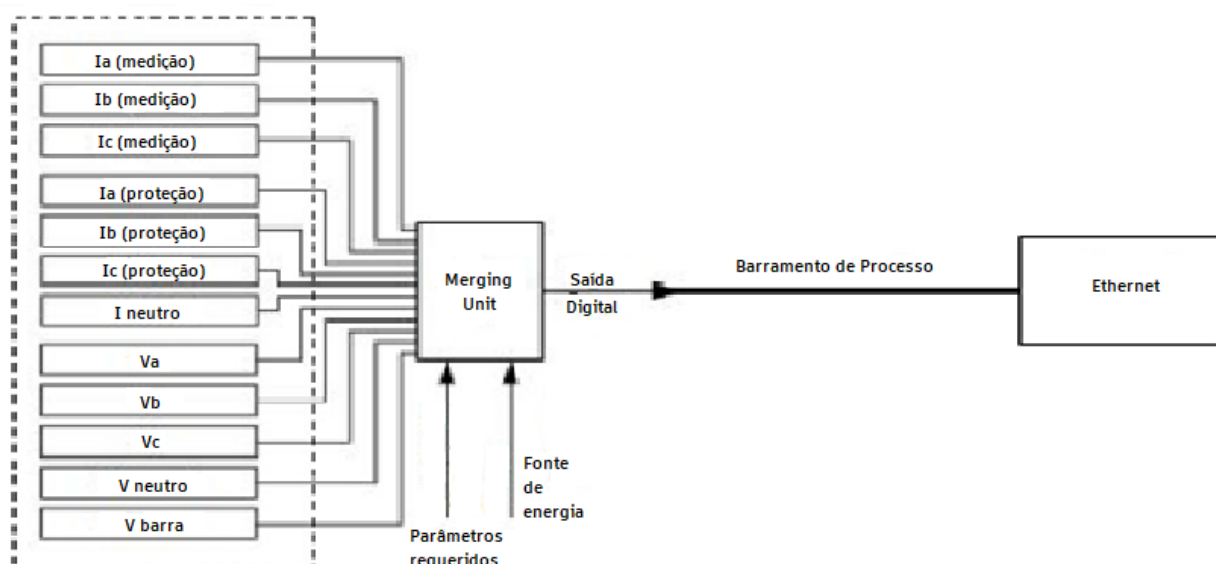
A Merging Unit (MU) é o elemento responsável por digitalizar as informações analógicas das medições em campo. Todos esses valores analógicos são convertidos em digitais e mesclados em um formato de pacote de dados padrão. Após a coleta, repassa as informações ao sistema com base no do protocolo IEC 61850-9 para dispositivos de proteção, medição e controle [13].

Mais precisamente, são conectados o secundário de um TP ou TC convencional nas portas analógicas. São criadas mensagens do tipo SV (*Sampled Values*), estes transmitidos via cabos Ethernet para os IEDs seguindo os parâmetros de protocolo de comunicação do IEC 61850 pela Barra de Processo. Nessa barra, encontram-se dados como: SV, Protocolo de tempo e Precisão (PTP) e mensagens GOOSE.

As Figura 17 e 18 a seguir demonstram o funcionamento básico desse aparelho MU [13]:

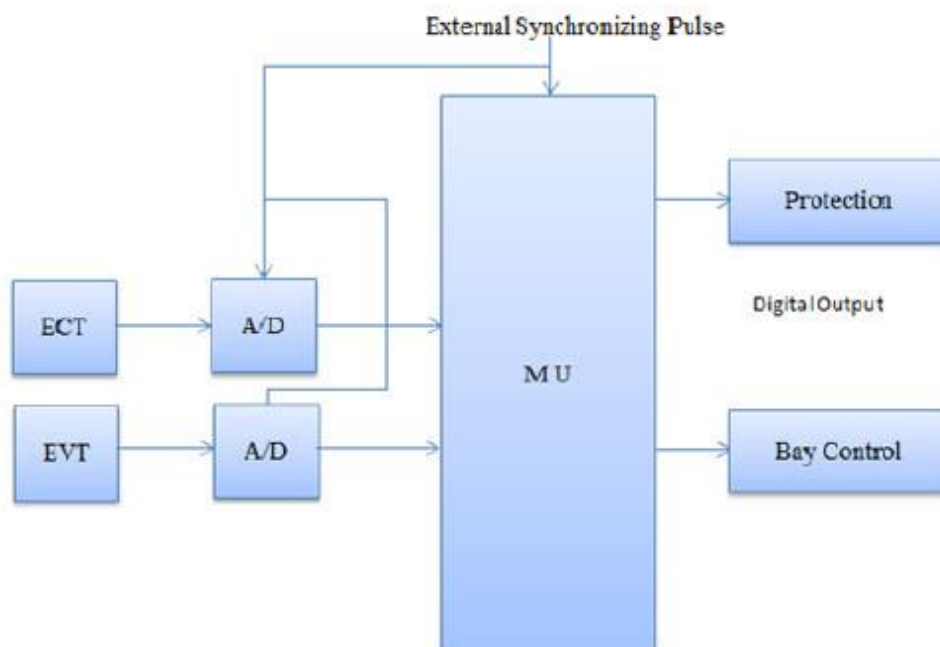
Figura 17 - Exemplo de funcionamento de uma Merging Unit

Transformadores de Corrente e de Potencial (TC's e TP's)



Fonte: (Adaptado de [13])

Figura 18 - Interface geral de uma Merging Unit descrita no IEC 60044-8



(Fonte: [13])

Dessa forma, o barramento de processo pode transportar vários sinais digitais contendo diferentes informações em um mesmo cabo. É interessante que a subestação possua sincronismo de tempo, para que as ações de proteção, controle de dados, controle de eventos e dos valores amostrados dos MUs sejam independentes e padronizados, principalmente ao se tratar de subestações contendo vários MUs [13].

3.1.2. Transformadores não convencionais

Os NCIT (*Non Conventional Instruments Transformers*) são conhecidos como transformadores eletrônicos de corrente e tensão sendo respectivamente, ECT e EVT. Os ECTs e EVTs possuem a capacidade de realizar as medições de corrente e tensão e transmiti-las em formato digital descartando o uso de cabos de cobre para transmitir os valores a outros equipamentos, tornando uma opção mais segura e econômica. Além disso, são projetados para

operar em condições adversas de temperatura, vibrações mecânicas e compatibilidade eletromecânica [13].

Estes aparelhos devem estar de acordo com a norma IEC 60044, descritas nas partes 7 e 8, norma padrão internacional condizente na construção desses equipamentos. Possuindo a saída digital, o NCIT entra de acordo com o padrão IEC 61850-9, dessa forma, uma opção de implantação em uma subestação [13].

Portanto, o cabeamento de cobre comumente utilizado para fazer interligações do secundário dos equipamentos de medição usuais são substituídos pela fibra óptica, promove mais segurança e confiabilidade ao sistema [13].

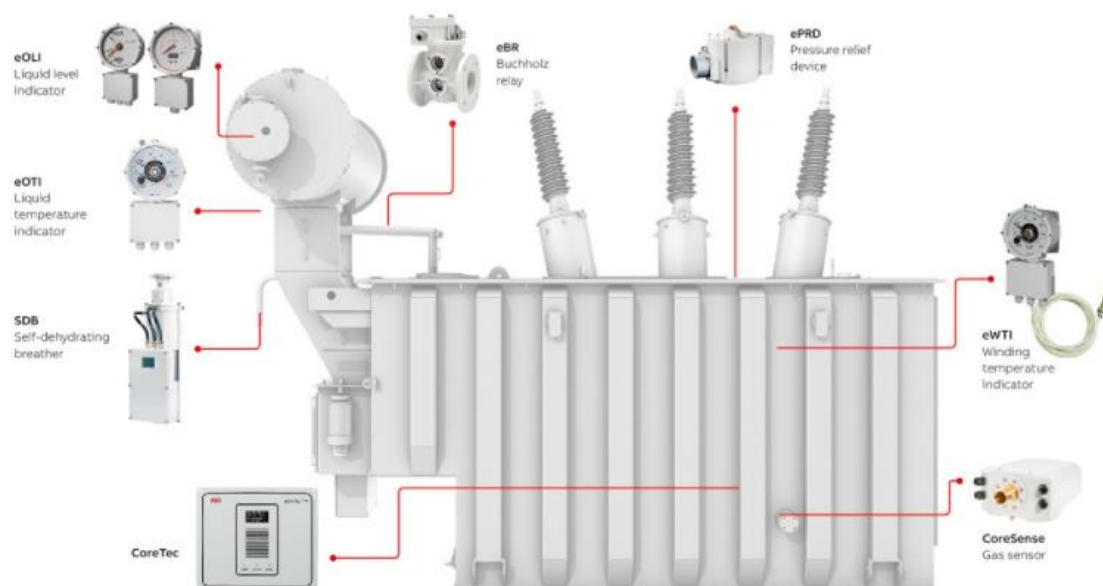
3.1.3. Transformadores de Força Digitalizados

Os transformadores de força digitalizados realizam as mesmas funções que os convencionais, porém possuem uma capacidade de disponibilizar dados em tempo real, comunicação com IEDs e outros elementos da subestação.

Devido ao fato do equipamento possuir vários sensores e acessórios eletrônicos incorporados a ele, oferece vantagens como o monitoramento de parâmetros (corrente, tensão, frequência, harmônicas, entre outros), diagnóstico de surtos, aviso da necessidade de manutenção, gerenciamento remoto, proteção contra-ataques cibernéticos, entre outras competências da tecnologia integrada [2].

A Figura 19 demonstra um exemplo de transformador digital.

Figura 19 - Exemplo de um transformador digital da fabricante ABB



(Fonte: [14])

A respeito da isolação, os métodos tradicionais para controlar o resfriamento do transformador são baseados no monitoramento da temperatura do óleo, mesmo assim com o tempo existe a criação de pontos quentes que atrapalham o funcionamento do elemento. O envelhecimento do isolamento no ponto mais quente do enrolamento normalmente determina a vida útil de um transformador de energia; uma temperatura do óleo apenas 8° C acima do nominal poderia reduzir a vida do isolamento em até 50%. Os transformadores modernos conseguem calcular de forma eficaz os pontos quentes nos enrolamentos, assim como a temperatura do óleo e a quantidade de carga sendo utilizada [14].

Um transformador é considerado um ativo não só por conta do investimento. Para mantê-lo em bom estado de conservação para não comprometer o equipamento e por conseguinte a instalação, necessita-se de manutenções com certa periodicidade. Em transformadores tradicionais, as manutenções envolvem inspeções visuais da carcaça, buchas e troca de óleo. Já dos transformadores digitalizados, apresentam todos esses parâmetros no display e também transmite as informações ao sistema de controle, facilitando manutenções corretivas, monitoramento e gastos com terceirizados para os serviços de manutenção [14].

Além disso, aqueles munidos com a interpretação correta dos dados podem se beneficiar da otimização dinâmica da carga do transformador e reduzir a necessidade de visitas ao local. Eles podem tomar decisões informadas e compensar entre sobrecarregar o transformador para ganhos financeiros imediatos ao invés de reduzir a vida útil do transformador [14].

Portanto, é o investimento de futuro projetado para abrir o mundo de possibilidades digitais para os consumidores e permitir que eles ganhem uma vantagem competitiva em um ambiente em mudança [14].

3.1.4. Disjuntores/Relés Digitais

Em subestações convencionais, os disjuntores de média tensão juntamente com relés de proteção, são os aparelhos de automação e controle mais encontrados.

A respeito dos disjuntores de média tensão, esse item que é essencial a uma subestação, precisa atuar para proteção da instalação assim como dos aparelhos a ela conectada. Este necessita ser confiável para poder atuar quando preciso sem causar prejuízos a unidade. Possui tecnologia de acionamento por carregamento de mola e bobinas de abertura e fechamento. Os tipos de disjuntores de média tensão são:

- Disjuntor a Vácuo: Apresentam maior confiabilidade e segurança de operação, pois não necessitam de suprimento de gases ou líquidos que possam entrar em combustão. Melhor durabilidade.
- Disjuntor a Óleo: O bom funcionamento do aparelho depende do nível de óleo e a qualidade do mesmo. Ao longo do tempo esse se decompõe, exigindo mais atenção e manutenção. Os vazamentos interferem na garantia de segurança do equipamento e, consequentemente, da subestação.
- Disjuntor a SF6: Uso do gás que é inerte, incombustível, incolor e inodoro para funcionamento da atuação e extinção de arcos elétricos.

- Disjuntor a sopro magnético: Facilidade de espaço e não possui material inflamável, porém requer manutenção frequente.
- Disjuntor a ar comprimido: Utilizado principalmente em tensões elevadas. Gera muito ruído, o que inviabiliza seu uso em instalações urbanas.

A melhor tecnologia do mercado atual são os disjuntores à vácuo, pois não utilizam óleo ou gases para seu funcionamento, a manutenção se torna mais fácil, maior confiabilidade, mais compacto e maior facilidade de atuação do carregamento da mola.

Para subestações de distribuição, exige-se uma área grande para alocar os inúmeros itens que garantem o bom funcionamento. Justamente por esse fato, tecnologias mais avançadas vêm se desenvolvendo para trazer mudanças ao layout, obtendo mais espaço, confiabilidade e segurança.

Uma dessas soluções é o uso dos DCB (*Disconnecting Circuit Breaker*) que são baseado nos disjuntores convencionais de alta tensão. Cumpre a função de um disjuntor e dois seccionadores - sem adicionar quaisquer peças móveis internas que requerem manutenção e aumentam o risco de falha no aparelho e rede elétrica [15].

Subestações de alta tensão expostas ao tempo possuem isolação do ar e são equipadas com chaves seccionadoras, que quando abertas com carga, geram arco elétrico. Na topologia usual de subestações de distribuição, existe uma chave localizada antes do disjuntor e uma após. Essa configuração possui a finalidade de facilitar a manutenção do disjuntor e isolar o disjuntor ou o sistema em caso de falha. No entanto, com os avanços tecnológicos nos disjuntores ao longo do tempo, suas necessidades de manutenção são normalmente menos frequentes não precisando tanto do uso dessas chaves seccionadoras em específico [15].

A manutenção recomendada de disjuntores modernos hoje está normalmente no intervalo de 12-20 anos, permitindo que a interrupção seja planejada para coincidir com a inspeções e reparo da linha conectada, transformadores etc. DCBs são atualmente disponíveis para tensões nominais de até 550 kV. Um DCB deve cumprir os mesmos papéis de um disjuntor de alta tensão, assim como, de uma chave seccionadora [15].

Na posição aberta, os DCBs são bloqueados à prova de falhas. Consiste em bloqueio elétrico do mecanismo operacional, bem como mecânico do sistema de articulação aos contatos principais. Depois disso, a chave de aterramento adjacente é fechada. A Figura 20 ilustra o aparelho DCB em uma subestação de alta tensão [15].

Figura 20 - Exemplo de DCB



(Fonte: [15])

A respeito dos relés de proteção, qualquer inconformidade identificada pela configuração do equipamento, ele se comunica com o disjuntor eletromecanicamente para abertura do disjuntor no tempo de acordo com o coordenograma de proteção. Os parâmetros do relé são adquiridos de um estudo de proteção e seletividade.

Usualmente, utiliza-se modelos como Pextron 7104, Sepam Series Schneider, Vamp 11 Schneider, entre outros. Estes possuem as características simples e com poucos recursos quando comparados aos relés e disjuntores da nova geração.

Usando como exemplo o equipamento REQ650 Relion 650 Series da ABB, esse que é uma solução para proteção dos disjuntores de subestação, oferece além da análise dos parâmetros de sobrecorrente, subtensão e sobretensão, integração com IEC 61850, protocolo de redundância paralela (PRP), comunicação com computadores por meios de cabo de fibra ótica, proteção de temperatura, check de ruptura de condutor, supervisão de falha em fusível, medição de potência ativa, potência reativa, fator de potência e ângulo do fator de potência, contagem de eventos, contagem de atuação do *trip*, check de nível de gás ou óleo de isolamento do disjuntor, display, funções para interação homem-máquina, entre outras tecnicidades de programação e lógica do equipamento [16].

A Figura 21 representa o IED REQ650.

Figura 21 - Exemplo do REQ650



(Fonte: [16])

3.2. SOLUÇÕES INOVADORAS EM SUBESTAÇÕES DE ENERGIA

3.2.1. *TCs/TPs Convencionais vs NCIT (Non Conventional Instruments Transformers)*

Os equipamentos de medição considerados convencionais são baseados em efeitos ferromagnéticos, com saídas normalmente 1A ou 5A para TCs e 120V ou 240V para TP, com tecnologia robusta e parte secundária com uso de cabos de cobre. Além disso, a isolamento desses transformadores geralmente é a óleo ou gás SF₆ e com peso considerável.

Já os NCITs, que entre outras palavras, são sensores fabricados para altas tensões, baseiam-se em princípios como: efeito Faraday, Bobina de Rogowski, Bobina híbrida de Rogowski e efeito Hall. Utilizam pouco ou nenhum componente ferromagnético. Não possuem núcleo magnético, portanto, não possuem um secundário, em consequência disso, são equipamentos mais leves. É possível aplicações externas e internas contando até com equipamentos de leitura mista, tensão e corrente em um mesmo aparelho. Dados de saída com valores variados de 150-180 mA / 2-10V / 120V.

Vale ressaltar que é possível ocorrer explosões de TCs e TP que podem ocasionar danos ao sistema, operadores e outros equipamentos próximos. Em comparação, ao utilizar os NCITs, não sofrem os mesmos riscos.

Ao se tratar de medições de corrente em alta tensão, um exemplo de uma solução mais tecnológica e vantajosa disponível de um NCIT no mercado é da fabricante ABB, que possui os produtos recentemente desenvolvidos de Fibra Ótica de Corrente Livre de Sensor (FOCS-FS). Oferecem melhorias significativas em relação aos TCs convencionais e facilitam a introdução das medições diretamente de barramento de processo de forma digital conforme o protocolo IEC61850 [17].

Este novo design de transformadores não convencionais excede a tecnologia de TCs magnéticos em: segurança de operação, medição de corrente, resposta de frequência, economia de peso e mais favorável ao meio ambiente. A resposta rápida do FOCS e a medição precisa de CA e CC transitória resultam em funções aprimoradas de proteção e monitoramento da subestação [17]. A Figura 22 demonstra esse equipamento.

Figura 22 - FOCS-FS



(Fonte: [17])

O conjunto FOCS-FS consiste em um conjunto de itens. Possui 3 NCIT de corrente que contém duas bobinas de fibra ótica para transmitir redundância de informações, 1 painel para uso externo e dois módulos optoeletrônicos (OE) [17]. A Figura 23 demonstra esses equipamentos.

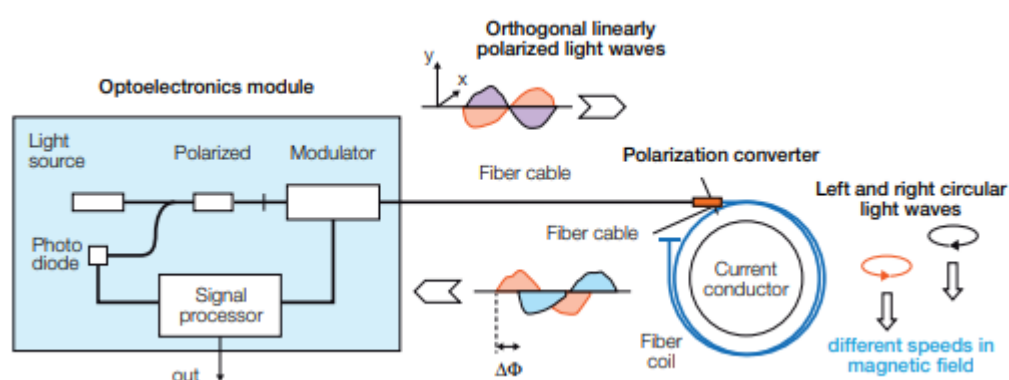
Figura 23- Conjunto FOCS-FS



(Fonte: [17])

O funcionamento de um módulo optoeletrônico consiste em enviar luz polarizada para o sensor, receber a luz refletida polarizada do sensor, realizar a comparação do deslocamento de fase na luz polarizada e converter o resultado em uma saída digital por uma conexão Ethernet [10]. A Figura 24 exemplifica o princípio do sensor ótico.

Figura 24 – Princípio de funcionamento do sensor ótico



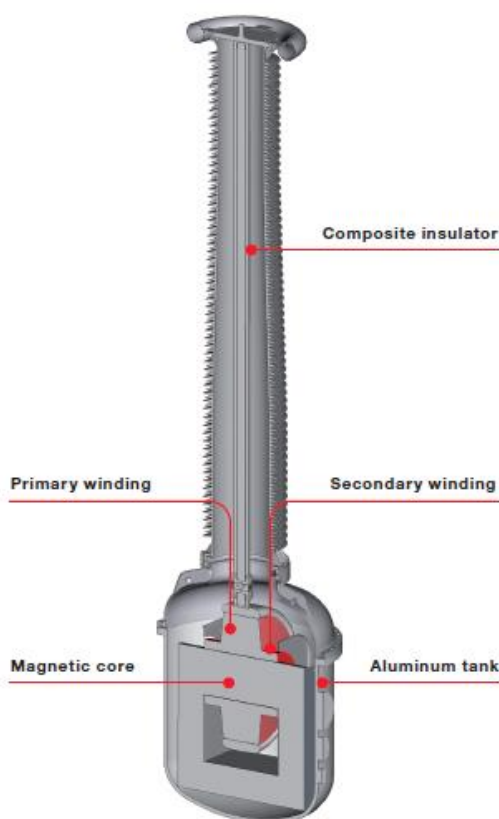
(Fonte: [17])

O uso deste equipamento mais tecnológico em subestações de alta tensão, oferece como principal benefício a transmissão de dados digital. Dessa forma, é possível utilização do IEC61850, diminuição do uso de cabos de cobre, aquisição de dados mais precisos, com uso de redundância de informações[17].

O design é inerentemente livre de saturação magnética pois não possui um secundário, portanto, adequado para capturar correntes transitórias rápidas, correntes de curto-circuito de forma eficiente e elimina riscos de eletrocussão no secundário. Um ponto vantajoso da sua construção é a eliminação do uso de óleo ou gás SF6 para isolamento, tornando-se mais confiável que outras tecnologias. O equipamento possui funções como de autodiagnóstico e alarme que são aspectos diferenciais se comparados aos TCs convencionais [17].

A respeito de tratar de medições de tensão em alta tensão, um exemplo de TP que possui destaque é a linha TIP da fabricante ABB. A Figura 25 demonstra a parte construtiva do equipamento.

Figura 25 – Exemplo do transformador de potencial de alta tensão



(Fonte: [18])

Esse equipamento possui peculiaridades na sua construção que o torna mais propício a aplicações. Adequado para uso em instalações ao ar livre, sua estrutura de isolamento é feita de fibra de vidro com cascas de borracha de silicone, tornando-o muito resistente a intempéries, principalmente a temperaturas muito baixas de até $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Possui o método de resfriamento por gás natural, garantindo maior segurança e eliminando problemas com isolamento a óleo [18].

3.2.2. TP e TC integrado

Outra opção para subestações, principalmente de grande porte, seria a implementação do transformador de corrente e potencial integrado. Esta alternativa gera impactos financeiros com menor investimento inicial, já que seria realizado apenas a aquisição de uma unidade ao

invés de duas, por consequência, ocasiona menor custo de transporte, menor custo de instalação e minimiza a área utilizada [19].

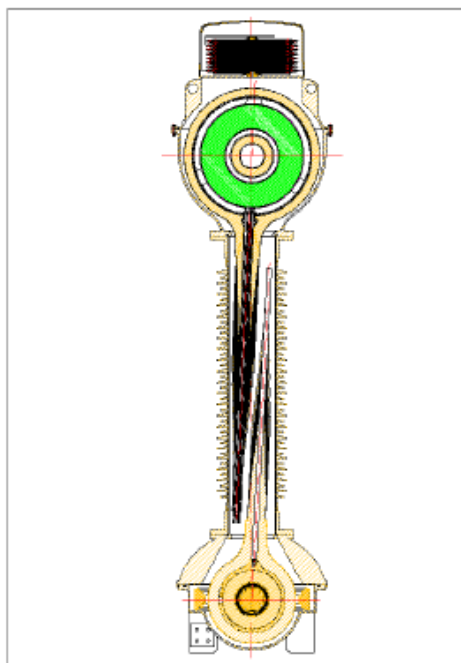
A fabricante ABB possui um equipamento que atende a integração de ambas medições, tensão e corrente. No projeto principal, o módulo de corrente está localizado na cabeça do transformador e módulo de tensão em seu tanque inferior. Esta solução torna possível alcançar alto valores de curto-circuito de correntes (térmica e dinâmica) bem como vasto intervalo de classificação primária de correntes e saídas de enrolamentos secundários [19]. As Figura 26 e 27 demonstram o equipamento.

Figura 26 - Exemplo de TP e TC integrado ABB



(Fonte: [19])

Figura 27 - Construção interna



(Fonte: [19])

4. APLICAÇÃO

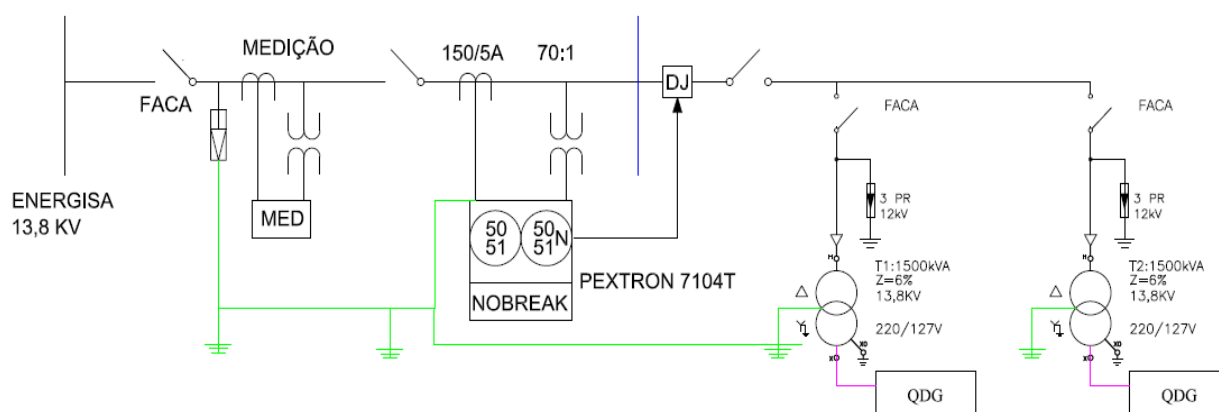
Com base em um projeto real de subestação convencional, foram aplicados os conceitos e tecnologias apresentadas para transformar este projeto em subestação inteligente. Adotou-se os equipamentos e protocolos necessários para atender os padrões internacionais que consideram a digitalização de uma subestação convencional.

São apresentados a comparação entre o real e os ajustes feitos com o auxílio do AutoCAD.

4.1. DADOS DO PROJETO DA SUBESTAÇÃO EM ESTUDO

Usou-se como base a subestação de um frigorífico no estado de Mato Grosso do Sul, na cidade de Sidrolândia. Essa unidade, que é atendida com entrada subterrânea, possui atualmente dois transformadores de força de 1500kVA e com uma cabine vazia para futura expansão. Tensão de entrada de 13,8kV e de saída 220/127V. Protegido por um disjuntor de 630A com relé PEXTRON 7104T, três TCs 150/5 A e 1 TP 70:1. A Figura 28 mostra o diagrama unifilar da unidade.

Figura 28 - Diagrama unifilar da unidade consumidora



(Fonte: Próprio Autor)

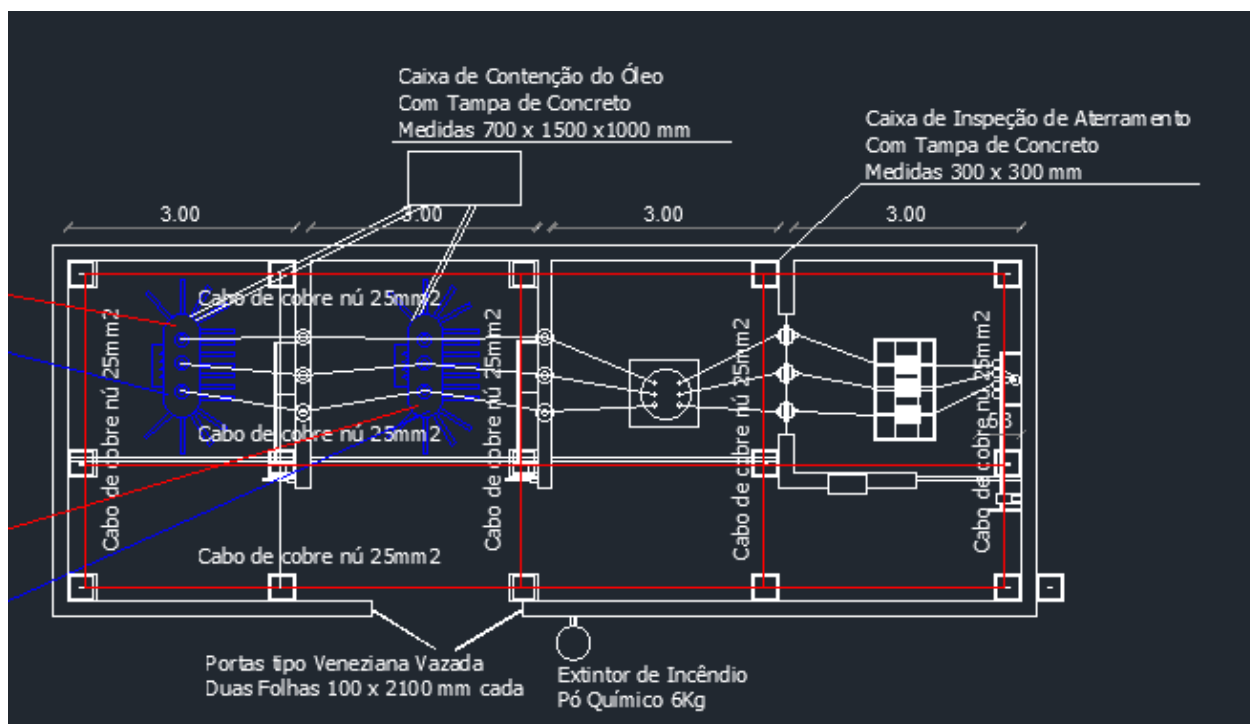
A subestação alimenta tanto as áreas administrativas, assim como o maquinário do frigorífico, compreendendo diversos motores, iluminação, sistemas de refrigeração, computadores, entre outros.

4.2. VERSÃO INTELIGENTE DA SUBESTAÇÃO EM ESTUDO

Considerando o fato de ser uma subestação classificada como unidade consumidora, foi realizada adaptações condizentes. Desta forma, houve a substituição de alguns equipamentos, inserção dos IEDs de controle e proteção, equipamentos de comunicação interna e externa. Por fim, a aplicação do protocolo PRP de segurança de informação. Para fins didáticos, foram utilizados como base os dados de equipamentos da ABB, pois fornecem inúmeros produtos assim como datasheets e conteúdos abertos ao público.

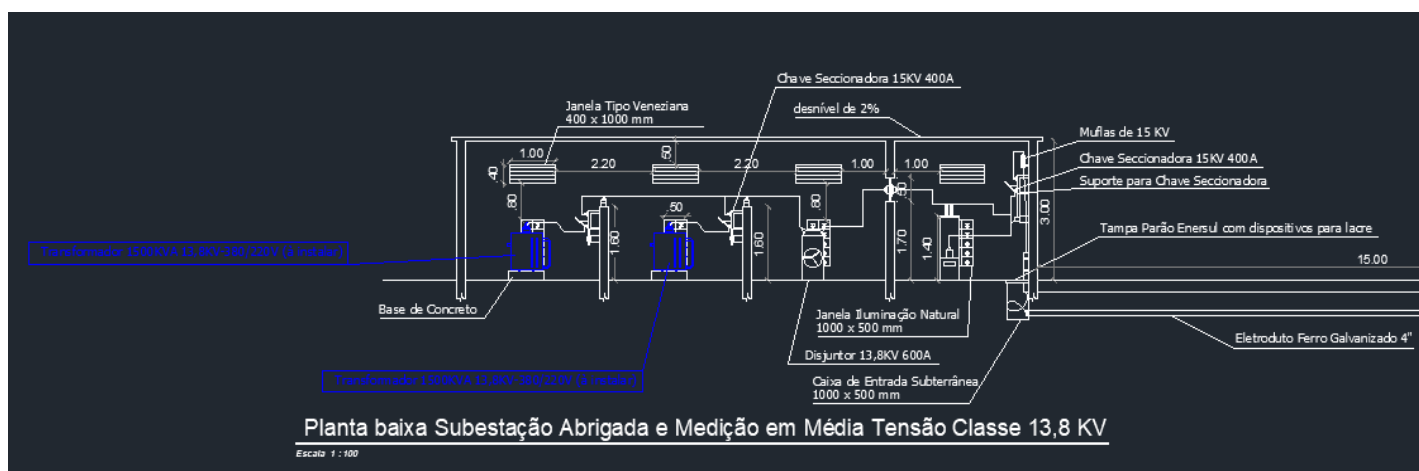
Com essas considerações, as plantas originais do estudo estão representadas pelas Figuras 29, 30 e 31.

Figura 29 – Planta baixa subestação abrigada



(Fonte: Próprio Autor)

Figura 30 - Vista lateral da subestação



(Fonte: Próprio Autor)

Figura 31 - Vista lateral do ramal de entrada



(Fonte: Próprio Autor)

Observa-se que esta apresenta um modelo convencional de subestação abrigada seguindo os padrões da NDU002.

Para a digitalização dela, não foi necessário alterar o espaço físico devido ao número de itens serem limitados, logo, pode-se considerar que as cabines representam o *Process Level*, local onde os componentes primários se encontram. A adaptação neste nível fica por conta de

inserir e trocar os equipamentos robustos por outros que possuem multifuncionalidades e conexões de fibra ótica para interligação com seus devidos IEDs na área de controle e automação.

4.2.1. Funcionalidades

A seguir serão apresentadas algumas funcionalidades dos equipamentos escolhidos para compor a digitalização da subestação.

KECA 80 D85: Sensor de corrente destinado a medição de corrente em média tensão. É instalado sobre um isolador, cabo isolado, cabo blindado, barramentos ou qualquer outro tipo de condutor. Esse sensor é de fácil e rápida instalação. Suporta uma corrente de até 4 kA e tensão máxima de até 0,72 kV. Para comunicação da medição, contém um cabo com 5 m de comprimento. O diâmetro interno do equipamento é de até 85 mm. A conexão do cabo é um RJ-45 [20]. A Figura 32 demonstra o equipamento.

Figura 32 - KECA 80 D85



(Fonte: [20])

KEVA 17.5 B21: O sensor de tensão KEVA 17.5 B21 é projetado para medição em média tensão. Ele é projetado para utilização em barramentos. Suporta tensão de até 17,5 kV, dessa forma, aplicável ao projeto. Para comunicação da medição, contém um cabo com 5,5 m de comprimento. A conexão do cabo é um RJ-45 [20]. A Figura 33 demonstra o equipamento.

Figura 33 - KEVA 17.5 B21



(Fonte: [20])

VM1 630A: Disjuntor de média tensão a vácuo 630A. A tecnologia a vácuo se demonstrou a melhor do mercado devido rápida interrupção do arco elétrico e principalmente por não utilizar materiais que se tornam resíduos como gases ou óleos. Possui módulo eletrônico capazes de transmitir e receber sinais de comando e operação. Possui sensores que detectam a posição mecânica exata, aberto ou fechado, que é mandado ao módulo eletrônico. Possui capacitores de armazenamento de energia para suprir caso haja falta de energia auxiliar. As dimensões padrões são de 45x46.1x42.4cm [21]. A Figura 34 demonstra o equipamento.

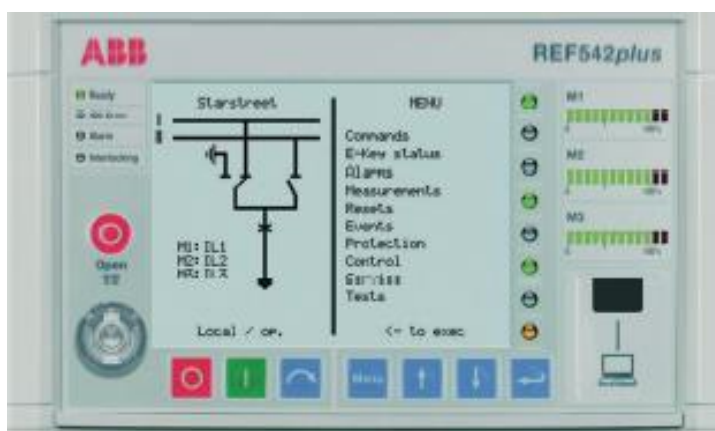
Figura 34 - VM1 630A



(Fonte: [21])

REF542plus: IED que acompanha o disjuntor de média tensão. Responsável por proteção, medição, comutação, sinalização, intertravamento, automação e comunicação. Possui 21 tipos diferentes de proteções. Dimensões de 23.8cm de altura, 17.9cm de largura e 26.1cm de comprimento. Contém HMI de fácil acesso e parametrização [22]. Conexão USB para acesso local com computador e traseiro cabo RS 485 como mostra a Figura 35.

Figura 35 - REF542plus



(Fonte: [22])

TXpert 1600kVA a seco: Transformador de força a seco de extrema qualidade. Possui ligação delta no primário e estrela no secundário. O grande diferencial deste aparelho são os sensores acoplados que servem para realizar medições. Este equipamento inteligente registra dados a cada 10 segundos, as leituras são de taxa de distorção harmônica, corrente, tensão, temperatura ambiente, potência aparente, potência ativa, potência reativa, temperatura das bobinas, temperatura do ponto de aquecimento das bobinas, vida útil consumida das bobinas, corrente da ventilação, entre outros. Os dados são compilados em formato Excel.

Para comunicação, existe uma conexão Ethernet e Wi-Fi para acesso remoto a dados por aplicativo [23]. A Figura 36 demonstra o equipamento.

Figura 36 - TXpert 1600kVA a seco



(Fonte: [23])

AFS650 Switch: Equipamento com funcionalidade de organizar o envio e recebimento de informações, busca remover corrompimento de pacotes de dados, evitando também a colisão de pacotes. O AFS650 em especial escolhido porque possui 10 portas óticas e 3 portas GbE, dessa forma compatível com redundância PRP. Além disso, facilidade de montagem em trilho DIN [24]. A Figura 37 ilustra o equipamento.

Figura 37 - AFS650 Switch



(Fonte: [24])

COM581: Gateway responsável por comunicar todas as informações da subestação e mandá-las para um receptor, pode ser outra estação de controle remoto ou até mesmo arquivar os dados em nuvem. Possui um hardware industrial robusto, ocasionando menor necessidade de manutenção, configuração simples e aceita protocolos padrão internacionais como o IEC 61850 [27]. A Figura 38 ilustra o equipamento.

Figura 38 - COM581



(Fonte: [25])

Para ocorrer as ligações dos aparelhos, sugere-se uma criação de valeta com tampa de grade para passagem dos cabos ou construção de infraestrutura para passagem dos cabos.

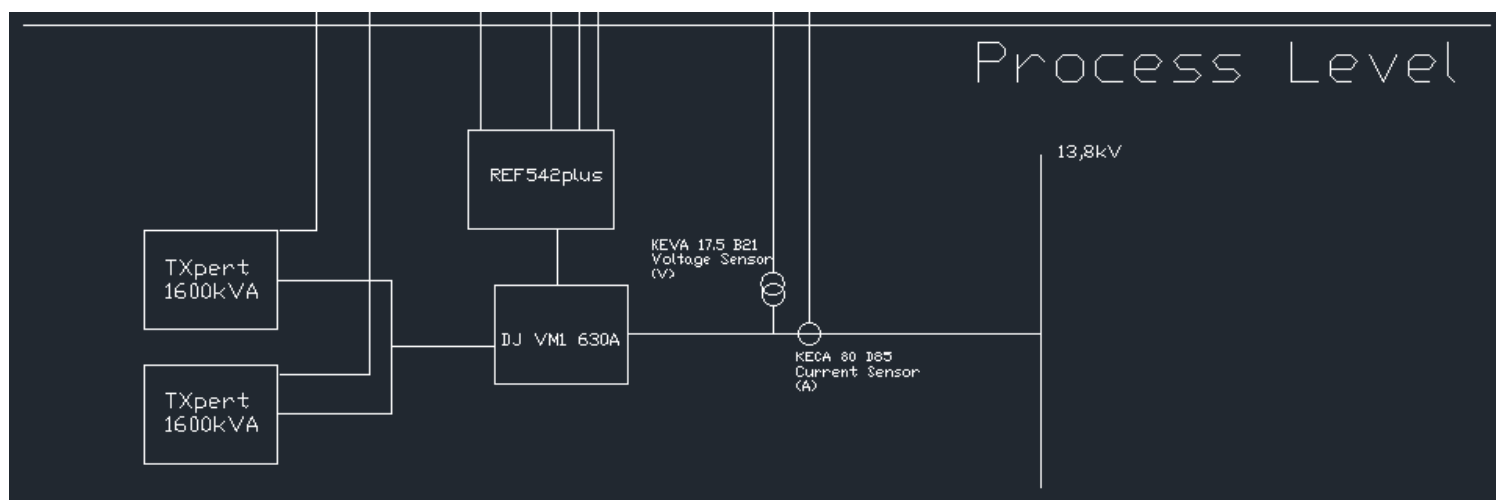
4.2.2. Alterações na arquitetura física

Utilizando o protocolo IEC61850, não seria considerada a divisão por cabines e sim por níveis, onde neste caso, consideraria o *Process Level* os próprios equipamentos dispostos nas cabines abrigadas (TCs, TPs, disjuntor de média tensão e transformadores). Neste nível, optou-se pela não retirada do TP pois este alimenta a iluminação da subestação. Optou-se pela adição de 3 sensores de tensão e 3 de corrente (KEVA 17.5 B21 e KECA 80 D85 respectivamente), estes irão fazer o papel das medições precisas de tensão e corrente para o IED REF542plus, este que está em comunicação com o novo disjuntor de média tensão. Os TCs e o disjuntor foram substituídos pelo VM1 630A da ABB. Os dois transformadores de força foram substituídos por dois transformadores TXpert a seco de 1500kVA da ABB. Vale

ressaltar que os IEDs e equipamentos poderiam ser de marcas distintas, interferindo somente na HMI e outras funcionalidades que se diferem entre fabricantes.

Para melhor entendimento da adaptação, o apêndice A ilustra a visão geral do diagrama de adaptação da subestação de energia. A Figura 32 exemplifica como seria o Process Level.

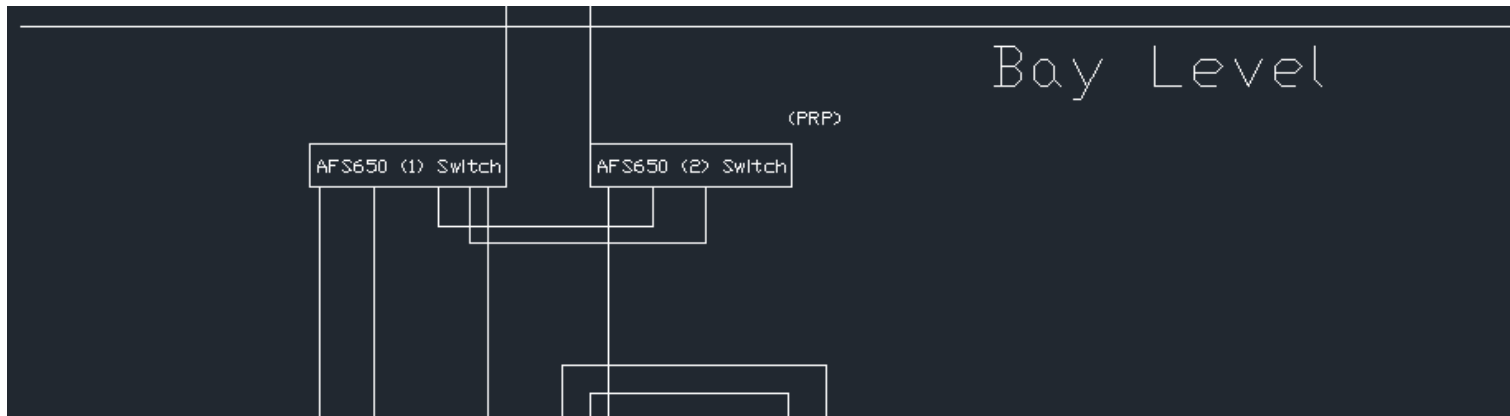
Figura 39 - Process Level



(Fonte: Próprio Autor)

O *Bay Level* é o local onde se encontram os IEDs. Nesta aplicação, não seria necessário a construção de uma estrutura em alvenaria, devida utilização de apenas dois switches com protocolo PRP adotado. Portanto, a solução seria a utilização de uma cabine metálica com as medidas ideais 1400x2100x1000mm suficiente para alocar os dois aparelhos, cabeamento e espaço para futuras modificações dentro da subestação, que inclusive está em processo de expansão. A Figura 33 exemplifica o que foi citado acima.

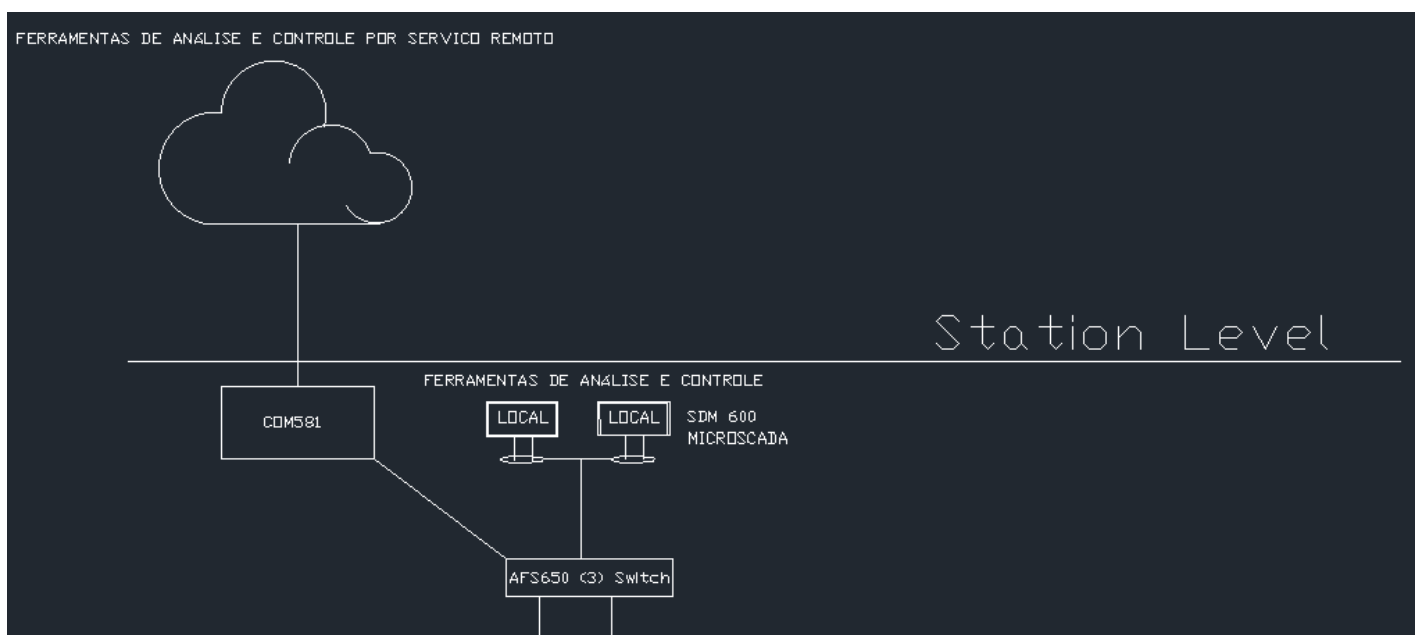
Figura 40 - Bay Level



(Fonte: Próprio Autor)

A respeito do nível da Estação (*Station Level*), dessa cabine serão levados dois cabos Ethernet ligados a um Switch que se encontra dentro da sala de operação, encontrada no bloco administrativo do frigorífico. Este distribuirá para um computador local que terá um software para monitoramento assim como o IED COM581 responsável pela transferência de dados para acesso remoto fora do empreendimento. A Figura 34 demonstra os detalhes.

Figura 41 - Station Level



(Fonte: Próprio Autor)

4.2.3. *Ligações de comunicação*

Os sensores KEVA e KECA possuem cabos de saída RJ-45 (Ethernet), estes serão conectados no IED REF542plus, presente junto ao disjuntor de média tensão, que suporta até 8 entradas destinadas as leituras dos sensores (NCIT), que são a X81 até X88 do IED.

O REF542plus possui duas portas RJ-45 (X68 e X69), estas com finalidade de comunicação. Um cabo irá ao switch AFS650(1) e outro ao AFS650(2) para estabelecer uma disposição de PRP.

Cada transformador digital TXpert possui um módulo de conexão Wi-Fi e porta Ethernet para acesso a interface do usuário. As portas Ethernet deverão ser conectadas diretamente ao switch AFS650 (1) para enviar os dados e acessá-los no *Station Level*.

Os switches AFS650 (1) e AFS650 (2) irão alimentar o AFS650 (3) que se encontra na sala de comando, este por sua vez será conectado a um CPU que deve haver instalado um software capaz de ler as informações e ao COM851. Neste gateway, deve existir ao menos um módulo de *Star coupler board 500SCM02*, que é responsável por receber e transmitir sinais. Este alocado em qualquer vaga par na parte de trás do COM581.

Assim, as informações obtidas pelos equipamentos primários serão comunicadas entre si até o *Station Level*, que deverá conter um software capaz de gerenciar e interpretar os dados coletadas.

4.3. EXEMPLIFICAÇÃO DE SITUAÇÕES HIPOTÉTICAS

Afim de exemplificar o funcionamento e o diferencial da subestação proposta no trabalho, são apresentados os seguintes cenários:

Cenário 1: Ocorre um curto-circuito na baixa do transformador 2.

Reação: Não é mais necessário depender exclusivamente de um relé para detectar uma sobrecorrente. A princípio, os sensores de corrente irão detectar o valor acima do esperado, informariam o REF542plus que possui autonomia para mandar sinal de controle de

abertura ao disjuntor via mensagem GOOSE. Cria-se um relatório de evento indicando a ocorrência de falha no sistema.

Caso houvesse falha nas medições anteriores, as medições realizadas na unidade de processo do TXpert identificariam a sobrecorrente, mandaria um comando de abrir o disjuntor. Cria-se um relatório de evento indicando a ocorrência de falha no sistema, de possível acesso no software de monitoramento.

Cenário 2: Ocorre um desbalanceamento de cargas no sistema.

Reação: Neste caso, o REF542plus é capaz de identificar um desbalanceamento de cargas e indicar com a função 46 do seu sistema de alarmes. Cria-se um relatório de evento indicando a ocorrência de falha no sistema, de possível acesso no software de monitoramento.

Com a ajuda do TXpert, é possível acessar os dados no mesmo horário do ocorrido, mediante o relatório de evento criado. Com isso, é possível investigar qual fase aferiu o desbalanceamento e acessar o restante dos parâmetros para realizar uma investigação mais assertiva do acontecido.

Cenário 3: Ocorre uma sub-frequência no sistema.

Reação: Neste cenário, o REF542plus é também responsável pelo monitoramento da frequência como código 81 de seu sistema. Irá apresentar alarme da sub-frequência em seu painel de interação e ativará o comando de trip caso venha a ferir o valor de referência inferior configurado. Geralmente a variação de $\pm 1,5\text{Hz}$, podendo considerar $58,5\text{Hz}$ como sub-frequência.

O Txpert também possui medições em tempo real da frequência do sistema, com possibilidade de acesso a esse dado tanto na sala de operações como na interface proveniente por conexão Wi-fi do equipamento.

Todos os cenários acessados e monitorados pelo *Station Level* e até mesmo possível de forma remota.

4.4. COMPARATIVO DE GANHOS

Ao se comparar subestações convencionais com as digitalizadas, há ganhos ao se preferir o segundo formato. Com equipamentos mais modernos e inteligentes, as áreas mais impactadas são de proteção, medições, controle/automação e financeiro.

No quesito medições, com o uso destes novos equipamentos, obtém-se maior precisão nos valores obtidos, que são cruciais para as tomadas de decisões feitas por operadores, engenheiros e pelas próprias máquinas. Uma maior gama de coleta de dados é feita por esses aparelhos, o que facilita a monitoração da subestação, prevenção do sistema e prevenção de problemas externos que todas estão sujeitas a enfrentar. Em comparação com as convencionais, a robustez dos equipamentos e a restrição de poucas funcionalidades na aquisição de informações, demonstra que os níveis de segurança dos equipamentos da instalação são muito inferiores.

A proteção dos equipamentos de uma subestação é primordial para o bom funcionamento de um sistema elétrico, nada mais coerente que proteger de forma adequada. A melhor solução no momento é a utilização dos IEDs que executam o trabalho de obter informações sobre inúmeros aparelhos e agir da melhor forma para o bem da instalação, principalmente em situações adversas. Usa-se métodos de comunicação para que nunca falte informação, vários equipamentos capazes de obter as mesmas informações garantindo que não haja divergência ou que a falha de um equipamento traga enormes prejuízos e segurança cibernética para criptografia de dados e sistemas de proteção de informações. Não mais é necessário se sujeitar a dependência de um equipamento, o que garante confiabilidade.

De forma financeira, os avanços vêm com custo alto de implementação. Também deve-se pensar na mão de obra qualificada capaz de instalar e manusear essas novas tecnologias. Por outro lado, os custos de manutenções preventivas, manutenções corretivas, prejuízo acarretado por tempo sem energização e até mesmo reposição de equipamentos por conta de falta de proteção ou falhas são pontos a serem analisados. A aplicação dessas tecnologias nas subestações de setores comerciais como de fábricas, indústrias, hospitais, mineradoras, shoppings, entre outros empreendimentos, estão se encaminhando ao modelo de subestações inteligentes.

As principais vantagens do uso das novas tecnologias são:

- **Confiabilidade:** Devido ao uso do protocolo IEC61850, esse traz inúmeras maneiras de estar driblando adversidades por conta da tecnologia e comunicação presentes como padrão.
- **Manutenções preventivas:** Sempre será necessário esse tipo de manutenção, porém, com menos frequência, visto que a todo momento o sistema está sendo monitorado pelo software e indicando possíveis pontos de correção.
- **Manutenções corretivas:** Por conta da confiabilidade, muito menores são os riscos que as subestações correm, garantindo menor número de correções.
- **Reposição de equipamentos:** Estes equipamentos de última geração foram projetados para obter durabilidade, desde a composição até o acabamento.
- **Redução de espaço:** Inovações na aparelhagem elétrica resulta na diminuição de custos e espaços para obter a mesma função.
- **Segurança de operações:** Ao diminuir a exposição ao uso de cabos de cobre, acidentes com eletricidade são reduzidos.
- **Monitoramento remoto:** Capacidade de monitoramento controle de uma ou mais subestações em uma sala de controle.

CONCLUSÕES GERAIS

O uso de equipamentos inteligentes junto ao protocolo IEC61850 em subestações de energia favorecem o sistema elétrico. Com a implementação destes, indústrias, comércios de pequeno porte e subestações que lidam com alta tensão podem ser beneficiados com as novas tecnologias, obtendo maiores níveis de proteção, aquisição de dados e até controle remoto de unidades.

Este novo conceito de subestações traz uma nova visão para o setor de fornecimento de energia. É possível produzir com maior eficácia análises a respeito da unidade consumidora ou do sistema de distribuição. O aumento de informações alinhado a uma boa gestão, irá causar impactos financeiros e evitar riscos que uma subestação convencional sofre. Também é possível planejar melhor uma expansão da unidade, garantir mais segurança nos novos projetos e segurança para operadores da subestação.

O IEC61850 não é considerado como o protocolo padrão, porém o rumo das subestações de energia está sendo tomado para essa opção. O modelo europeu vem recebendo adeptos não só na Europa como nos continentes da Oceania e Ásia, com destaque a China sendo o país líder em pesquisas e desenvolvimento na área, contendo diversas subestações inteligentes em seu território.

O cenário nacional já possui subestações contendo algumas dessas tecnologias, todavia, o padrão convencional prepondera. Independentemente do rumo do país, cada vez mais o cenário mundial está escolhendo uma opção com tecnologias mais avançadas e inteligentes.

REFERÊNCIAS

- [1] LEONARDI, A; MATHIOUDAKIS, K; WIESMAIER, A; ZEIGER, F. **Towards the Smart Grid: Substation Automation Architecture and Technologies**. Darmstadt, Hindawi Publishing Corporation, 2014.
- [2] ABB. **Digital Substations: Enabling a stronger, smarter, and greener grid**. Zurich, Suíça, 2016. 8 p.
- [3] TRIVEDI, G; KARELIA, N. **Smart Substation Technologies for Future Development in Recent Era**. 2018. International Conference on Communication and Electronics Systems (ICCES 2018). India. 2018.
- [4] **Substations go fully digital but stay compatible**. Think Grid GE, 2014. Disponível em: <https://www.think-grid.org/substations-go-fully-digital-stay-compatible>. Acesso em: 24 de março 2021.
- [5] ALMEIDA, Ezequiel. **NORMA IEC 61850 – NOVO PADRÃO EM AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES**. Orientador: Prof. José Almeida do Nascimento. 2011. 58 f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Engenharia Elétrica, UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ, Fortaleza. 2011. Disponível em: <http://www.dee.ufc.br/anexos/TCCs/2011.1/EZEQUIEL%20MENDES%20DE%20ALMEIDA.pdf>. Acesso em: 02, fevereiro de 2021.
- [6] P. Oman, E. O. Schweitzer, e D. Frincke, **“Concerns about intrusions into remotely accessible substation controllers and SCADA systems”**. Tech. Rep., Schweitzer Engineering Laboratories, 2000.
- [7] UNUTH, Nadeem. **The Fundamentals of an Ethernet LAN, Explained**. Lifewire. 2020. Disponível em: <https://www.lifewire.com/what-is-ethernet-3426740>. Acesso em: 05 de março. 2021.

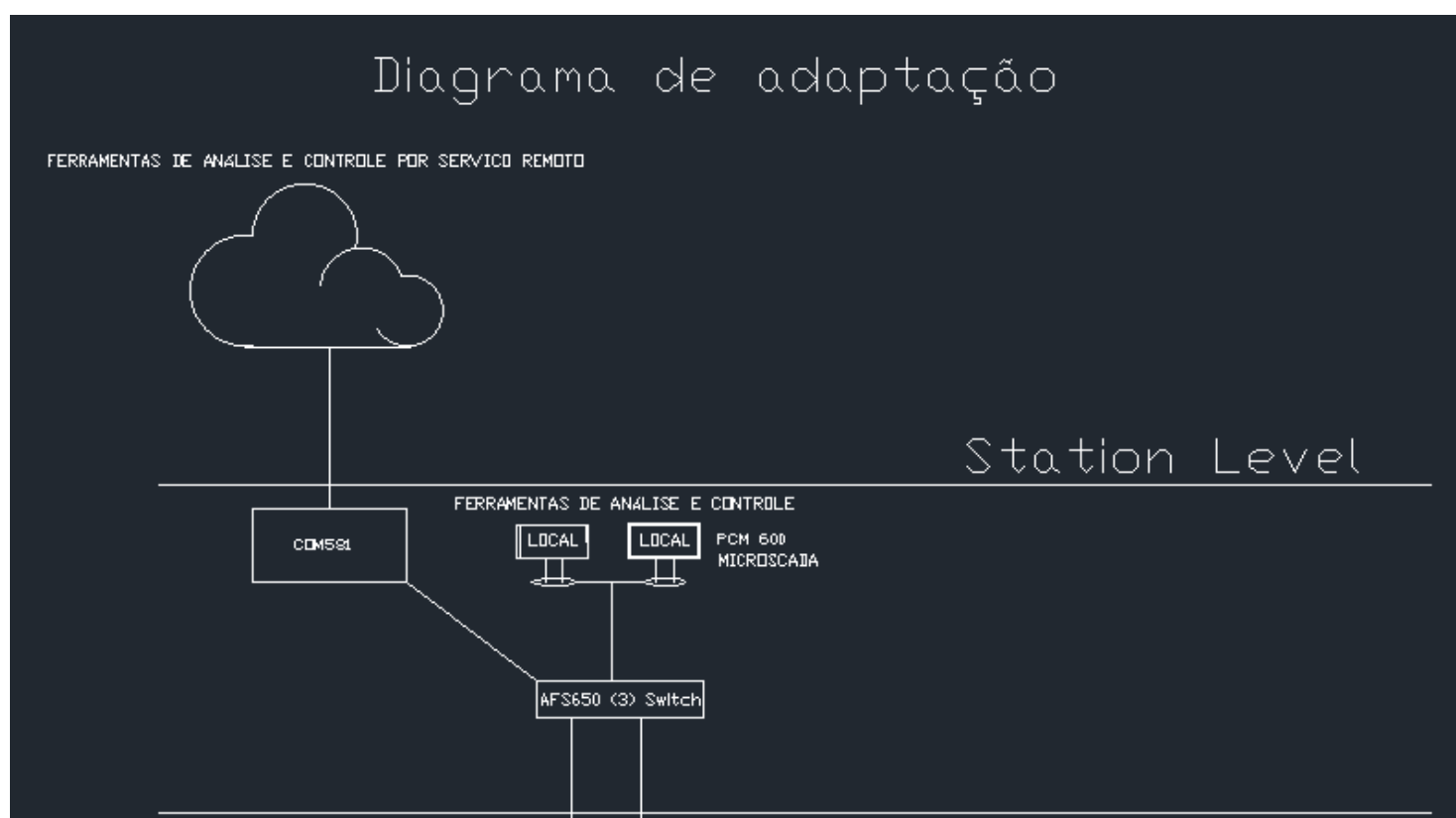
-
- [8] **What is IEC 61850 and Why is it Necessary?** Phoenix Contact, 2016. Disponível em: <https://blog.phoenixcontact.com//marketing-sea/2016/03/what-is-iec-61850-and-why-is-it-necessary/>. Acesso em: 15 de março 2021.
- [9] UDREN, Eric. **Protection and Control Communications with IEC 61850**. 2013. 51 slides.
- [10] NAMMUR, Rafael. **Uso de VLANs em redes padrão IEC 61.850**. 2016. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/uso-de-vlans-em-redes-padrao-iec-61850-rafael-nammur>. Acesso em: 20 de março 2021.
- [11] **IEC 61850 Sampled Values protocol**. Typhoon HIL Documentation. Disponível em: https://www.typhoon-hil.com/documentation/typhoon-hil-software-manual/References/iec_61850_sampled_values_protocol.html. Acesso em: 21 de março 2021.
- [12] RUBINSTEIN, M; VINHA, T. **Availability analysis of power substation automation architectures with PRP and HSR protocols**. Programa de Pós-graduação em Engenharia Eletrônica, Universidade do Estado do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. Brazil.
- [13] YOUNIS, M. **(Digital Substation and Process Bus "Part 2 of 5") Merging Unit and Non-Conventional Instrumentation Transformer**. 2016. Disponível em: <https://www.linkedin.com/pulse/digital-substation-process-bus-part-2-5-merging-unit-mohamed-younis>. Acessado em: 22 de março 2021.
- [14] ABB. **ABB Review Special Report – Transformers**. Zurich, Suíça. 2018. 64 p.
- [15] SOLVER, C; LARSSON, R; **ABB's Disconnecting Circuit Breakers: Higher substation availability and lower environmental impact**. Ludvika, Suécia. 2010.

-
- [16] ABB. **Breaker protection REQ650 Relion® 650 series Ver. 2.1.** Västerås, Suécia. 2016. 2 p.
- [17] ABB. **Fiber Optics Current Sensor- Free Standing (FOCS-FS) Enabling smart grids and digital substations.** 2014. 18 slides.
- [18] ABB. **TIP - SF6 station service voltage transformer: Cost-effective solution for isolated applications.** Via dei Ceramisti, Itália. 2020. 8 p.
- [19] ABB. **ABB High Voltage Products Combined Instrument Transformer PVA123.** 2012. 48 slides.
- [20] ABB. **Instrument Transformer Reference Guide: Metering and relaying applications for the electric power industry.** Pinetops, Estados Unidos. 2019. 272 p.
- [21] ABB. **VM1: Medium voltage vacuum circuit breakers with magnetic drive 12...24 kV - 630...4000 A - 16...50 kA.** 2018. 68 p.
- [22] ABB. **Multifunction Protection and Switchbay Control Unit REF 542plus.** Vaasa, Finlândia. 2010. 76 p.
- [23] ABB. **TXpert™ Enabled Distribution Transformers.** Intelligent digital technology to maximize transformer's return on investment. 2020. 8 p.
- [24] ABB. **ABB FOX Switch (AFS) Family for utility applications.** Utility Communications. Baden, Suíça. 2011. 6 p.
- [25] ABB. **COM581: Communication gateway.** Baden, Suíça. 2009. 20 p.

APÊNDICE B – STATION LEVEL

O apêndice B apresenta o Station Level, parte do diagrama geral de adaptação.

Figura 43 – Visão do Station Level

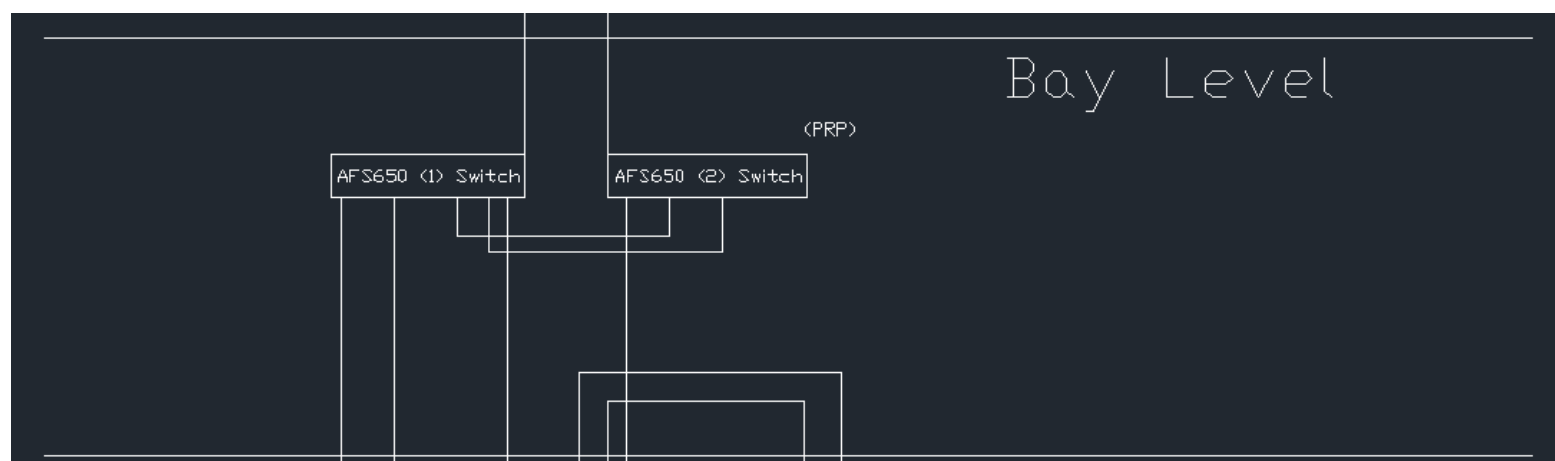


(Fonte: Próprio Autor)

APÊNDICE C – BAY LEVEL

O apêndice C apresenta o Bay Level, parte do diagrama geral de adaptação.

Figura 44 - Visão do Bay Level

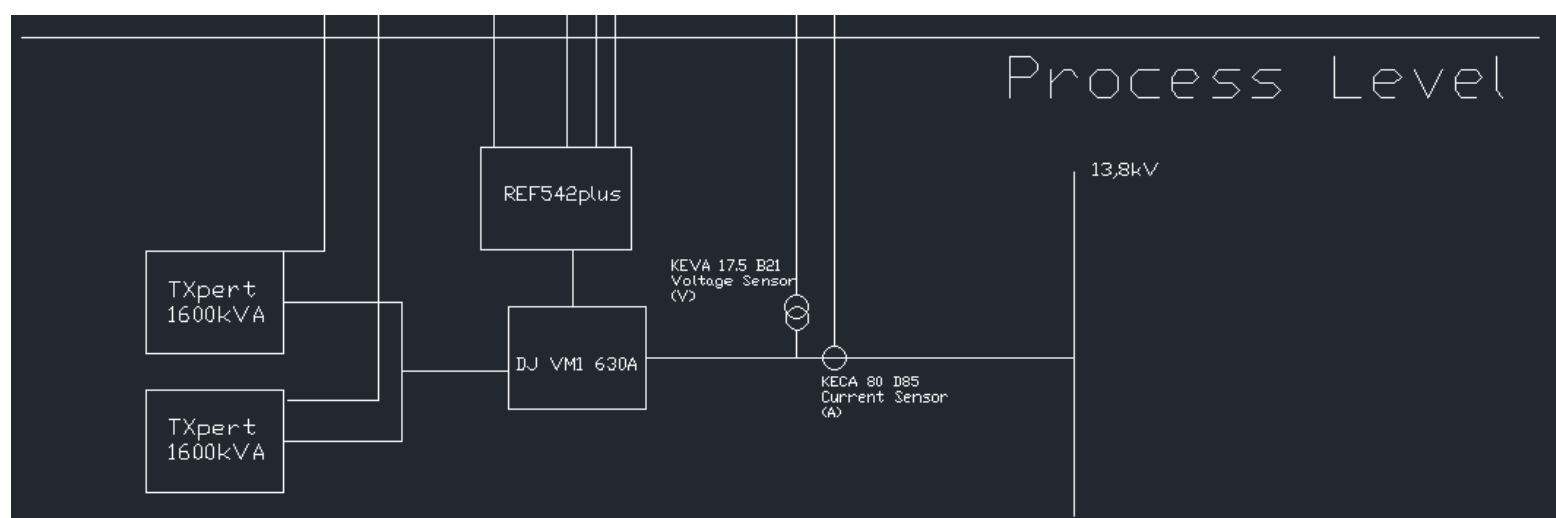


(Fonte: Próprio Autor)

APÊNDICE D – PROCESS LEVEL

O apêndice D apresenta o Process Level, parte do diagrama geral de adaptação.

Figura 45 - Visão do Process Level



(Fonte: Próprio Autor)