



CENTRO FEDERAL DE EDUCAÇÃO TECNOLÓGICA DE MINAS
GERAIS

CURSO DE BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DA NORMA IEC 61850
EM SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES
E PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS**

Andreza Neves Reis

ANÁLISE DA NORMA IEC 61850 EM SISTEMAS DE AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES E PROTEÇÃO DE SISTEMAS ELÉTRICOS

Trabalho apresentado como requisito parcial
para a Conclusão do Curso de Bacharelado em
Engenharia Elétrica do Centro Federal de
Educação Tecnológica de Minas Gerais.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Me Ítalo Arthur João Wilson Silva Meireles

Profa.Dra. Juliana Vilela Lourençoni Botega

Prof.Me. Rodrigo de Sousa e Silva

Nepomuceno, julho de 2023

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho primeiramente a Deus, sem ele não teria capacidade para desenvolvê-lo, aos meus pais, irmãos e amigos, pelo incentivo e apoio durante todos os anos preparatórios de minha educação, a todos professores que me guiaram da melhor maneira possível, passando todo o conhecimento necessário e aos meus colegas de trabalho por toda ajuda e colaboração para meu desenvolvimento até aqui.

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar, a Deus, que fez com que os objetivos fossem alcançados, durante todos os nossos anos de estudos.

Ao professor Ítalo A. J. W. S. Meireles, pela orientação e ter desempenhado tal função com dedicação.

A Professora , Juliana Vilela Lourençoni Botega por todo apoio, ajuda e ensinamentos durante toda etapa deste projeto.

Aos meus colegas de curso, com quem tive convívio durante os todos os anos desta jornada, pelo companheirismo e pela troca de experiências que me permitiu crescer não só como pessoa, mas também como formanda.

A toda minha família, pela confiança, incentivo e motivação, em especial aos meus pais e irmãos.

Ao meus colegas de trabalho, Bruno Vinícius P. Silva, Victor Hoffman e Gustavo Cruz, por todo conhecimento passado;

À professora Zélia, docente da disciplina de TCC II, que sempre nos incentivou a estudar mais para dar maior qualidade à nossa monografia.

EPÍGRAFE

“Em tudo dai graças, porque esta é a vontade de Deus
em Cristo Jesus para convosco”.

1 Tessalonicenses 5:18

RESUMO

Com o surgimento dos IEDs (Intelligent Electronic Device) baseados na norma IEC 61850, surgiram novas possibilidades para construção e implementação das filosofias de proteção, supervisão e controle dentro das subestações. A norma IEC 61850 é o padrão para projetos de automação de subestações elétricas, sua principal função é a interoperabilidade entre os inúmeros IED's de diferentes fornecedores, tornando o mercado mais competitivo e não tornando um cliente refém de apenas um fabricante. A utilização desta norma tem se expandido, e atualmente, além de definir o padrão de comunicação aplicado em subestações, ela vem se consolidando como o padrão para a comunicação em sistemas de energia elétrica. Neste trabalho foi apresentado uma subestação abaixadora, que possui 3 transformadores (230/13,8 KV), ela passará por uma expansão, onde será adicionado um novo transformador e um novo quadro. Além disso, será realizada a automatização dos filtros harmônicos que estão instalados nesses quadros de distribuição. Este documento apresenta o processo de aplicação da norma IEC61850 para estabelecer a comunicação entre os relés que estão ligados aos filtros. Todo o processo de construção lógica e comunicação via GOOSE dos equipamentos são detalhadas no estudo de caso. Ao final, apresentou-se os resultados alcançados com a implantação da IEC 61850 na automatização dos filtros, utilizados para correção do fator de potência. Esta automatização trará maior confiabilidade ao sistema elétrico, que hoje é realizada manualmente.

Palavras-chave: Automação, Norma IEC 61850, IED, Interoperabilidade.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 -Sistema Elétrico de Potência (SEP)	16
Figura 2- Disjuntor SF6.....	18
Figura 3- Chave Seccionadora.....	18
Figura 4- TC e TP.....	19
Figura 5- Ligação do TC e TPcom o aparelho de medição	19
Figura 6- Para-raios	19
Figura 7- Relé de Proteção	19
Figura 8- Banco de Capacitores.....	20
Figura 9- Banco de Reator.....	20
Figura 10- Retificador	21
Figura 11- Baterias	21
Figura 12- Comutador	22
Figura 13- Evolução das Subestações.....	24
Figura 14- Subestação Convencional X Subestação Digital.....	25
Figura 15- Processo de automação	27
Figura 16- Modelagem de dados	30
Figura 17- Estrutura do ódigo de comunicação da IEC61850	30
Figura 18- Cominucação entre dois IED's	33
Figura 19- Modelo de Datasets das mensagens GOOSE.....	34
Figura 20- Publicador/assinante da mensagem GOOSE	35
Figura 21- Mecanismo das mensagens GOOSE.....	35
Figura 22 - Unifilar da subestação.....	37
Figura 23- Esquema da comunicação entre os relés nos conjuntos 01 e 02.....	39
Figura 24- Esquema da comunicação entre os relés nos conjuntos 03 e 04.....	40
Figura 25 - Relé RED670.....	40
Figura 26- Software de programação PCM600	41
Figura 27- Relé de proteção SEL-751	41
Figura 28- Software SEL - AcSELerator Quickset.....	42
Figura 29- Software SEL - AcSELerator Architect.....	42
Figura 30- Lógica PCM600 implementada no primário do transformador para comutação dos TAPs do TF- 1810CN-04.....	45
Figura 31- Lógica AcSELerator Quickset implementada no secundário do transformador para automatismo dos filtros	45
Figura 32- Lógica para acionamento automático ou manual	46
Figura 33- Lógica AcSELerator Quickset implementada no relé de FH de 5ª ordem para fechamento do disjuntor.....	46
Figura 34- Lógica AcSELerator Quickset implementada no relé de FH de 5ª ordem para abertura do disjuntor.	47
Figura 35- Datasets do relé no secundário.....	48

Figura 36- Datasets que o secundário é assinante.....	48
Figura 37- Datasets do relé do filtro harmônico	49
Figura 38- Datasets que o filtro harmônico é assinante.....	49
Figura 39 – Lógica no OUT404	50
Figura 40- pág. 1006 Manual SEL751	50
Figura 41 – Código IEC 61850	51

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Ordem e Frequência das Distorções Harmônicas.....	22
Tabela 2- Divisões da Série IEC 61850.....	28
Tabela 3- Funções e grupos do logical nodes.....	32
Tabela 4- Nós Lógicos.....	33
Tabela 5- Relação dos filtros harmônicos.	38

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

IEC - International Electrotechnical Commission ou Comissão Eletrotécnica Internacional;

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica;

SE – Subestação Elétrica;

SEE - Sistema Elétrico de Energia;

SEP - Sistema Elétrico de Potência;

TC - Transformadores de Corrente;

TP - Transformador de Potencial;

SAS - Sistemas de Automação de Subestações ;

CLP - Controlador Lógico Programável;

IED - Intelligent Electronic Devices ou Dispositivo Eletrônico Inteligente;

MES - Manufacturing Execution System ou Sistema de Controle de Produção;

PIMS - Plant Information Management System ou Sistema de Gerenciamento de informações de Planta;

ACSI – Abstract Communication Service Interface ou Modelo de Interface dos Serviços de Comunicação Abstratos;

SCL - Substation Configuration Language ou Linguagem de Configuração de Subestação;

XML - Xtended Markup Language ou Linguagem de Marcação Extensível;

LN - Logical Nodes ou Nó Lógico;

TCP/IP - Transmission Control Protocol ou protocolo de controle de transmissão ou protocolo de internet ou Ethernet;

MMS - Manufacturing Message Specification) ou Sistema de Mensagens Multimídia;

GOOSE - Generic Object Oriented Substation Event ou (Evento De Subestação Orientado A Objeto Genérico);

SV - Sampled Variables ou variáveis amostradas de automação;

UTR - Unidade Terminal Remota;

TC - Transformador de corrente;

TP - Transformador de Potencial;

BT - Baixa tensão;

MT - Média tensão;

AT - Alta Tensão;

EAT - Extra alta tensão;

UAT - Ultra alta tensão;

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	13
1.1. Motivação e Justificativas	13
2. OBJETIVOS.....	15
2.1. Objetivo Geral.....	15
2.2. Objetivos Específicos	15
3. REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO	16
3.1. Subestação.....	16
3.1.1. Equipamentos de uma subestação	17
3.1.1.1. Equipamentos de Manobra	18
3.1.1.2. Transdutores de Sinais.....	18
3.1.1.3. Dispositivos de Proteção e Comando	19
3.1.1.4. Transformação	19
3.1.1.5. Equipamentos de Compensação	20
3.1.1.6. Serviços auxiliares.....	20
3.2. Filtros Harmônicos	21
3.2.1. Funcionamento dos Filtros Harmônicos.....	21
3.3. Evolução da automação nas subestações	22
3.4. Dispositivo Eletrônico Inteligente – IED	25
3.5. Processo da automação.....	25
3.6. Sistemas de Comunicação – Protocolos.....	27
3.7. Introdução a norma IEC-61850.....	27
3.7.3. Comunicação	33
3.7.3.1. Mensagem GOOSE	33
4. ESTUDO DE CASO	36
4.1. Considerações iniciais	36
4.2. Lógicas	38

4.2.1. Softwares e equipamntos utilizados para Implementação das Lógicas	40
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	43
6. CONCLUSÃO	51
7. BIBLIOGRAFIA.....	52

1. INTRODUÇÃO

1.1. Motivação e Justificativas

Nos dias de hoje a energia elétrica é um dos principais recursos da sociedade industrializada, sendo que a disponibilização da energia elétrica aos consumidores finais, é em níveis de tensão compatíveis com a tensão de alimentação dos equipamentos de escritório, domésticos e industriais. Para tal, a energia elétrica produzida pelas centrais elétricas deve primeiramente ser transformada pelo sistema de transmissão, depois pelo sistema de sub transmissão e no final, pelo sistema de distribuição. O controle de fluxo de energia elétrica, bem como a obtenção dos variados níveis de tensão, ocorre do emprego de subestações que se constituem no elo entre os sistemas (NORTE, 2006).

As subestações são de forma geral responsáveis pela segurança e confiabilidade do fornecimento de energia elétrica. Elas são projetadas para garantir que a energia elétrica seja distribuída de maneira eficiente e confiável para atender a demanda dos consumidores. São compostas por diversos equipamentos, como transformadores, disjuntores, chaves seccionadoras, capacitores, reatores, entre outros. Cada equipamento tem uma função específica na transformação, proteção e controle da energia elétrica.

As primeiras subestações de energia possuíam seu sistema de proteção e controle baseado em equipamentos eletromecânicos. A expansão, o aumento da complexibilidade e a mudança das características das cargas no Sistema Elétrico de Potência moderno causaram um aumento da necessidade de um sistema de proteção cada vez mais confiável e seguro. Além do aumento de velocidade na tomada de decisão, a implantação destes novos equipamentos eletrônicos possibilitou a diminuição do espaço físico das cabines de proteção nas subestações (SILVA, 2021).

A evolução tecnológica dos componentes que compõem essas subestações permitiu que os processos de controle e proteção delas se tornassem cada vez mais automáticos e informatizado. O aperfeiçoamento das tecnologias envolvendo a automação de subestações fez com que surgissem sistemas com protocolos de comunicação distintos. Assim, a integração de soluções de diferentes fabricantes era difícil e muitas vezes de baixa confiabilidade. Nesse contexto, surgiu em 2003 a norma IEC 61850, que se trata de um padrão internacional desenvolvido por um comitê da IEC (International Electrotechnical Commission) com o objetivo de regulamentar e definir parâmetros mínimos de qualidade para a comunicação entre os dispositivos eletrônicos que compõem subestações de energia, estabelecendo como devem ser estruturadas as redes ethernet que conectam esses dispositivos

e como devem ser feitas as trocas de mensagens nessas redes (SOUZA, 2021).

O presente trabalho trata do estudo detalhado dessa norma e descreve uma situação problema envolvendo a padronização definida por ela para a forma com que os dados devem ser estruturados nos dispositivos IEDs (Intelligent Electronic Devices) para automatizar a correção do fator de potência através de filtros harmônicos, aumentando a confiabilidade do sistema que hoje é feito de forma manual, tornando a conssecionária sujeita a multas determinadas pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivos Geral

O objetivo geral deste trabalho é realizar um estudo detalhado da norma IEC-61850, para que seja possível compreender os conceitos introduzidos pela mesma e apontar as vantagens e dificuldades na sua utilização. Serão abordados de forma detalhada, partes da IEC 61850 que é utilizado no estudo de caso, como a comunicação horizontal, através de mensagens GOOSE e a interoperabilidade.

Com base nos conceitos da norma, será analisado o caso de uma subestação abaixadora, em expansão. Será utilizada a IEC-61850 para comunicação entre relés dos fabricantes ABB e SEL, que serão necessários para automatização dos filtros harmônicos para correção do fator de potência.

2.2. Objetivos Específicos

Ademais, especificamente, pretende-se:

- Realizar o estudo sobre o funcionamento de uma subestação;
- Realizar um estudo detalhado sobre a norma IEC-61850;
- Realizar uma análise da implementação da IEC-61850 em uma subestação;
- Projetar e simular a parametrização dos relés de proteção SEL-751 e RED670.

3. REFERENCIAL BIBLIOGRÁFICO

3.1. Subestação

O Sistema Elétrico é responsável por garantir o fornecimento confiável e eficiente de eletricidade para atender às necessidades das indústrias, empresas e residências. De forma geral é dividido em três grandes áreas; transmissão, geração e distribuição. Essas áreas são interligadas fisicamente e as interações elétrica e mecânica entre elas é realizada por meio das Subestações Elétricas (SEs), como é apresentado na figura 1. Nas SEs são processadas as transformações de tensão, realizados os chaveamentos e manobras dos circuito do sistema elétrico.

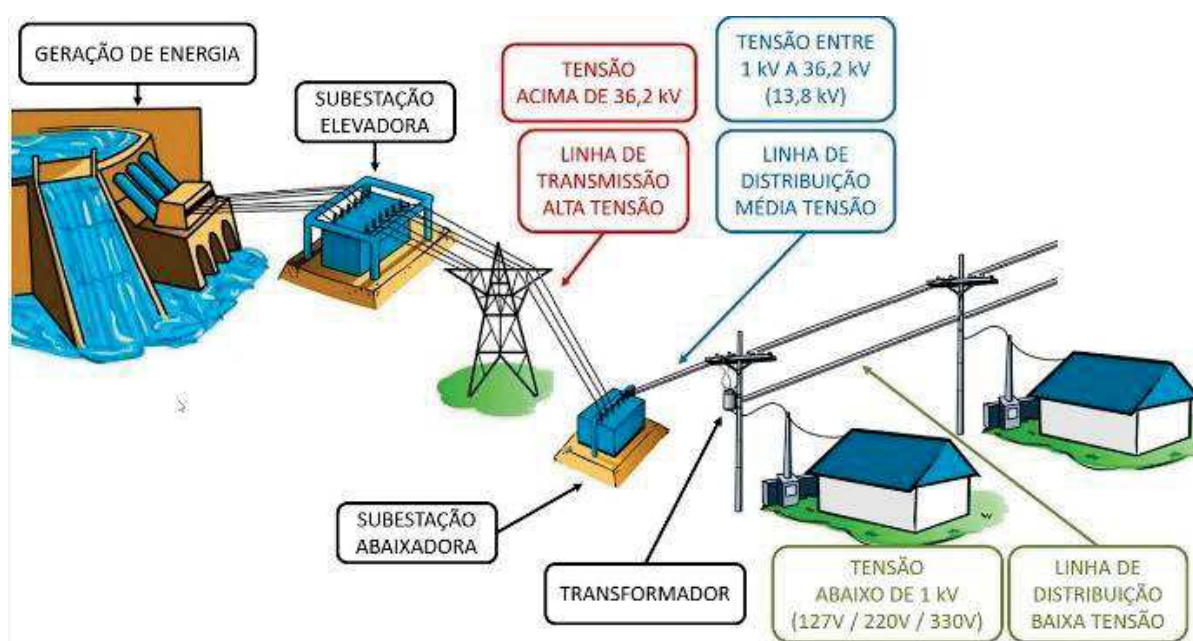


Figura 1 -Sistema Elétrico de Potência (SEP). (Fonte: Mattede, 2023)

As subestações são instalações elétricas que têm a função de receber e distribuir energia elétrica em diferentes níveis de tensão. Elas fazem parte do sistema elétrico de transmissão e distribuição de energia elétrica e estão localizadas em pontos estratégicos da rede elétrica. As subestações realizam a transformação da tensão elétrica recebida da rede elétrica para um nível mais adequado às necessidades do consumo, que pode variar de acordo com a finalidade da subestação. As subestações também são responsáveis pela proteção do sistema elétrico, evitando sobrecargas e interrupções no fornecimento de energia elétrica. Para isso, as são equipadas com dispositivos de proteção, que monitoram as condições do sistema elétrico e atuam para prevenir falhas e aumentar a qualidade do fornecimento de energia.

As subestações podem ser classificadas em relação a sua função no SEE (Sistema

Elétrico de Energia), nível de tensão de operação, tipos de instalação e tipos construtivos.

Classificação quanto a sua função:

- Geração - controla o fluxo de potência fornecido ao SEE;
- Transformação - eleva ou abaixa o nível de tensão;
- Manobra - conecta e desconecta circuitos, inserindo ou retirando cargas de alimentação;
- Conversão - podendo ser do tipo Retificadora, convertendo correntes alternadas em diretas, ou Inversoras, realizando a conversão inversa a anterior.

Nível de tensão de operação:

- Baixa tensão (BT) tensões até 1000 V;
- Média tensão (MT) tensões de 1000 V a 35 kV;
- Alta Tensão (AT) tensões de 35 kV a 230 kV;
- Extra alta tensão (EAT) tensões de 230 kV a 800 kV;
- Ultra alta tensão (UAT) tensões acima de 800 kV.

Tipos de instalação:

- Desabrigada ou ao tempo subestações instaladas ao ar livre;
- Abrigada instalada em edificações;
- Móvel instalada em um veículo que permite a sua locomoção.

Tipos construtivo

- Convencional instaladas ao tempo onde a isolação elétrica entre os equipamentos é realizada pelo ar;
- Isoladas a gás instaladas em edificações onde a isolação entre os equipamentos é realizada pelo gás SF₆ (Hexafluoreto de Enxofre);
- Híbridas onde há presença de ambos os tipos de isolação de equipamentos.

3.1.1. Equipamentos de uma subestação

As Subestações são compostas por Equipamentos de Manobra, Transdutores de sinais, Proteção e Comando, Transformação, Compensação e Serviços Auxiliares.

3.1.1.1. Equipamentos de Manobra

Disjuntores - Tem função de conduzir, interromper e estabelecer correntes sob condições normais ou anormais do sistema elétrico.

Chaves Seccionadoras - Além de auxiliarem no processo de isolamento ou seccionamento de uma ou mais partes da rede elétrica, podem ser utilizadas para abertura sob carga em algumas condições específicas, mas geralmente são utilizadas apenas para o isolamento.



Figura 2- Disjuntor SF6. (Fonte: Miniaula...2021)



Figura 3- Chave Seccionadora. (Fonte: Potencial, 2017)

3.1.1.2. Transdutores de Sinais

Transformadores de Corrente (TCs) – Reproduz corrente primária (corrente do sistema) em seu secundário, com amplitude proporcional reduzida adequando para medição, proteção e controle.

Transformador de Potencial (TPs) - Reproduz tensão primária (corrente do sistema) em seu secundário, com amplitude proporcional reduzida adequando para medição, proteção e controle.

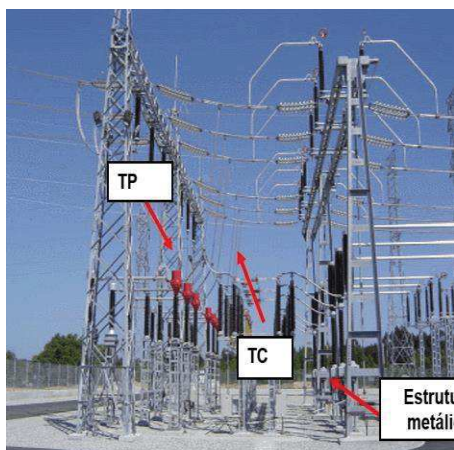


Figura 4- TC e TP. (Fonte: Bolotinha, 2017)

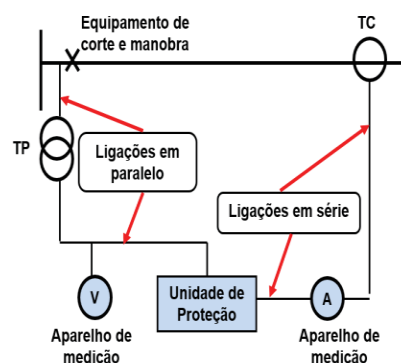


Figura 5- Ligação do TC e TP com o aparelho de medição. (Fonte: Bolotinha, 2017)

3.1.1.3. Dispositivos de Proteção e Comando

Relés de Proteção - São responsáveis por monitorar a operação de um ou mais equipamentos em uma instalação elétrica.

Para-raios - São destinados a proteção da SE contra surtos de tensão, descargas atmosféricas, condições de manobras, perdas brucas de grandes blocos de carga e sobre-excitações excessivas de geradores.



Figura 6- Para-raios. (Fonte: FERNANDES, 2014)



Figura 7- Relé de Proteção (Fonte: Catálogo SEL, 2023)

3.1.1.4. Transformação

Transformadores de Potência - Adequa os níveis de tensões de transmissão ou de distribuição da energia elétrica e mantém a disponibilidade e a segurança do atendimento à

norma e ao suprimento energético por meio da SE.



Figura 1 - Transformador de Potência (Fonte: MRA, 2023)

3.1.1.5. Equipamentos de Compensação

Banco de Capacitores – Função de compensar o fator de potência da instalação, controle do nível de potência ou de energia reativa presente na rede, regulação do nível de tensão em rede de MT/AT e filtragem de componentes hármonicas existentes no sistema ou na rede.

Banco de reatores – Eles tem função de compensar reativos em sistemas de AT/EAT, limitam as correntes de curto-circuito em sistemas de MT/AT, são aplicados em filtros de compesação hármonica e em linhas de trasmissão para fins de telecomunicação.



Figura 8- Banco de Capacitores (Fonte: Eaton, 2023).



Figura 9- Banco de Reator (Fonte: WEG, 2023).

3.1.1.6. Serviços auxiliares

Retificadores – Fornecem alimentação contínua para os dispositivos de controle e proteção, cominicação, circuitos e intertravamento, bloqueio e disparo, mecanismos

motorizados de operação de disjuntores e chaves seccionadoras, circuitos de iluminação de emergência.

Baterias – Fornecem energia de reserva, estabiliza tensões, armazena energia renovável, suporta o sistema de proteção e atenua flutuações de carga.



Figura 10- Retificador (Fonte: Mexcom, 2023)



Figura 11- Baterias (Fonte: Recomex, 2023)

3.2. Filtros Harmônicos

O filtro harmônico é um dispositivo projetado para atenuar ou eliminar as harmônicas indesejadas presentes em um sinal elétrico ou de energia. Ele pode ser utilizado para correção do fator de potência. São compostos por resistores, indutores e capacitores ligados de tal forma que se tornam capazes de reter determinadas faixas de frequência.

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelece que o fator de potência nas unidades consumidoras deve ser 0,92. Esse limite é determinado pelo Artigo nº 95 da Resolução ANEEL nº 414 de 09 de setembro de 2010, e quem descumpre está sujeito a uma multa que leva em conta o fator de potência medido e a energia consumida ao longo do mês.

O aumento na inserção equipamentos como transformadores de potência, máquinas industriais rotativas, inversores e instrumentos de medição e proteção, manobras em rede elétrica e equipamentos de consumo aumentam consideravelmente a injeção de componentes harmônicas na rede.

A distorção harmônica é classificada quanto a ordem referente ao número inteiro que indica a relação entre a frequência da harmônica e a frequência fundamental de um sinal elétrico. Cada harmônica tem uma ordem específica que representa quantas vezes a sua frequência é um múltiplo inteiro da frequência fundamental, como é apresentado na tabela 1.

Tabela 1- Ordem e Frequência das Distorções Harmônicas

Ordem da Distorção Harmônica	Frequência [Hz]
1	60
2	120
3	180
4	240
5	300
6	360
7	420
N	$n \cdot 60$

(Fonte: Manito (2009), com alterações feitas pelo autor).

A inserção dos Filtros harmônicos para correção do fator de potência de um transformador , tende a elevar a tensão devido a existência de capacitores no filtro. Para corrigir este problema é feita a diminuição de TAP do transformador, para alterar a relação de espiras do primário com o secundário.

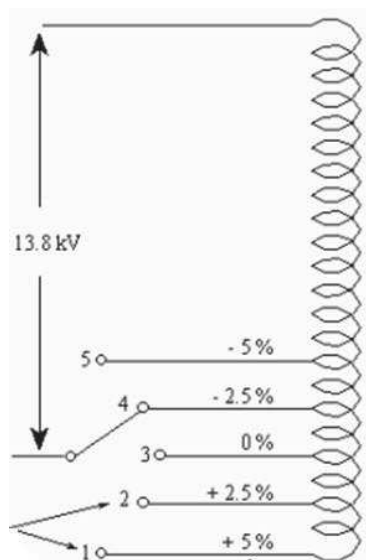


Figura 12- Comutador (Fonte: Crushtymks, 2019)

3.2.1. Funcionamento do Filtro Harmônico

Os filtros harmônicos funcionam filtrando as correntes harmônicas indesejadas, permitindo apenas a passagem da corrente fundamental. Isso é alcançado utilizando componentes eletrônicos específicos, como capacitores, indutores e resistores, que têm a

capacidade de responder de maneira diferente às diferentes frequências presentes na corrente elétrica.

Em um filtro passivo, por exemplo, são utilizados componentes passivos, como capacitores e indutores, que possuem características de impedância que variam com a frequência. Esses componentes são projetados de forma a criar uma impedância que seja baixa para a frequência fundamental (geralmente 50 ou 60 Hz, dependendo do sistema elétrico), permitindo que a corrente fundamental passe praticamente sem impedimentos. No entanto, para as frequências harmônicas, a impedância do filtro aumenta, criando uma rota de baixa impedância para essas correntes indesejadas. Dessa forma, os harmônicos são desviados para o filtro e não seguem para o resto do sistema elétrico.

Em um filtro ativo, por sua vez, são utilizados componentes eletrônicos adicionais, como conversores de frequência e controladores. Esse tipo de filtro monitora as correntes harmônicas e gera sinais de corrente em fase e de igual magnitude, mas em sentido oposto, para cancelar os harmônicos indesejados. Esses sinais de correção são adicionados à corrente de entrada, de forma a anular os harmônicos.

Em ambos os casos, o objetivo é reduzir ou eliminar as correntes harmônicas que causam distorções na forma de onda da corrente elétrica. Assim, a corrente filtrada resultante será mais próxima de uma forma de onda senoidal pura, contribuindo para melhorar o fator de potência e reduzir problemas associados aos harmônicos, como sobreaquecimento de equipamentos e interferências em outros dispositivos conectados à rede elétrica.

3.3. Evolução da automação nas subestações

No passado, as subestações de energia dependiam de equipamentos eletromecânicos para suas operações de proteção, comando e supervisão. Isso exigia a presença constante de profissionais no local para operar esses equipamentos. Além disso, as subestações operavam de forma isolada, sem comunicação entre si para compartilhar informações sobre o estado de seus componentes.

No entanto, com os avanços tecnológicos, surgiram os Sistemas de Automação de Subestações (SAS). Esses sistemas são compostos por equipamentos de proteção e controle da subestação, bem como por dispositivos de comunicação para adquirir e transmitir os dados da subestação. A partir da década de 1960, os sistemas de comunicação digital se tornaram viáveis e foram instalados sistemas de aquisição de dados da subestação, que enviavam essas informações em tempo real para um Centro de Controle (KREUTZ, 2014).

A digitalização dos dispositivos das subestações resultou no surgimento dos Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IEDs). Esses dispositivos são responsáveis pelo controle e proteção local da subestação, além de transmitirem os dados da subestação para um Centro de Controle, permitindo assim a realização de proteção e controle de forma remota. Para que os dispositivos possam ser controlados e monitorados remotamente, é necessário estabelecer um sistema de comunicação entre a subestação e o ambiente externo, permitindo sua conexão com o Centro de Controle da distribuidora de energia (SOUZA, 2021).

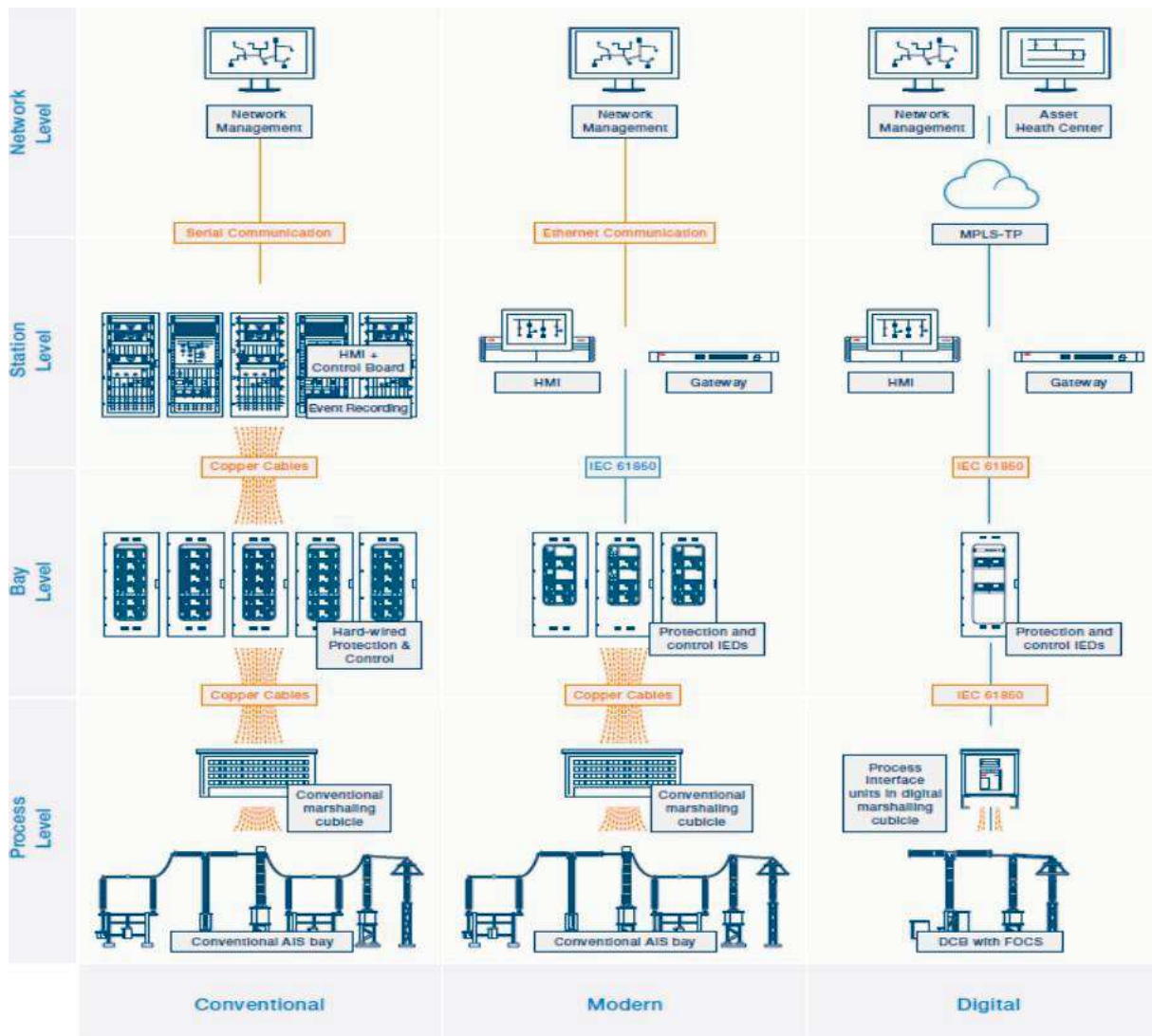


Figura 13- Evolução das Subestações. (Fonte: Lopes, 2017)

Há inúmeras vantagens nas subestações digitais, como topologia, que pode se tornar mais simples, reduzindo a quantidade de fios, cabos. Unidades de aquisição de sinais próximas aos equipamentos podem ser conectadas a um sistema de supervisão e controle central por meio de uma rede de comunicação simples, como fibra ótica. Isso simplifica a manutenção, agiliza a detecção de problemas e melhora a eficiência e confiabilidade da subestação elétrica, além de tornar o sistema mais preciso, sem ruídos ou interferência, utilizando filtros e conversores analógicos-digitais. Além de causar um grande impacto na quantidade de equipamentos necessários em uma subestação, interferindo diretamente nos valores de projetos, tornando-os mais econômicos.

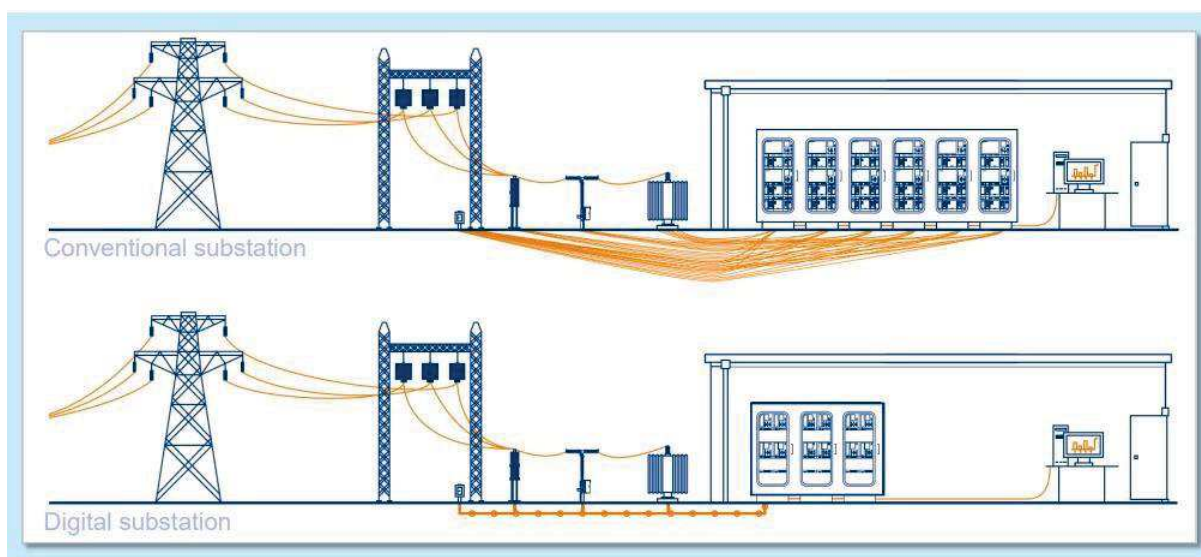


Figura 14- Subestação Convencional X Subestação Digital. (Fonte: Lopes, 2017)

3.4. Dispositivo Eletrônico Inteligente – IED

Os IEDs são avanços em relação aos tradicionais relés de proteção, pois são unidades multifuncionais que desempenham diversas funções, como proteção, controle, medição e monitoramento de sistemas elétricos. Além disso, eles permitem a criação de lógicas de bloqueio e intertravamento, tanto de forma integrada, em que todas as funcionalidades são realizadas em um único equipamento, quanto de forma distribuída, em que diferentes funcionalidades são executadas em IEDs separados (SANTOS e PEREIRA, 2007). Seu uso em subestações tem sido cada vez maior, à medida que agregam mais funções a este dispositivo, com isso é possível reduzir os custos de implantação e manutenção e no número de cabos e equipamentos necessários para sua utilização. Os IEDs proporcionam trocas de informações mais rápidas e em maior quantidade, simplificando o projeto e aumentando a confiabilidade, permitindo a sincronização dos dispositivos (LACERDA e CARNEIRO,

2010).

A troca de informações entre os IEDs com a utilização da norma IEC 61850 é possível através da comunicação digital via rede ao invés de entradas e saídas binárias (PEREIRA, 2008).

3.5. Processo da automação

Na figura 15 são ilustrados os níveis dos processos da automação, no nível 0, nível mais inferior, está relacionado aos dispositivos e sensores instalados na subestação. Ele inclui os IEDs que são responsáveis pelo controle e proteção local da subestação. Os IEDs estão conectados aos equipamentos de campo, como disjuntores, transformadores, chaves seccionadoras, relés de proteção, medidores, entre outros. Eles coletam informações e executam funções de proteção, controle e monitoramento dos equipamentos.

O nível 1, está relacionado ao controle local da subestação. Os IEDs comunicam-se entre si e com um Controlador Local de Automação (CLP) ou Unidade Terminal Remota (UTR). Esses dispositivos realizam o processamento local dos dados e executam funções de controle, como abertura e fechamento de disjuntores, atuação de chaves seccionadoras, ajuste de parâmetros dos equipamentos, entre outros.

O nível 2, envolve um Sistema de Controle Supervisório (SCADA) que permite a supervisão, controle e gerenciamento da subestação. Ele recebe os dados coletados dos IEDs e controladores locais e apresenta informações em tempo real para os operadores. O SCADA fornece uma interface gráfica amigável para monitorar o estado dos equipamentos, visualizar alarmes, históricos de eventos e realizar operações de controle remoto, como acionar disjuntores, alterar configurações de proteção, etc.

O nível 3, está relacionado à integração da subestação com o sistema de gerenciamento da distribuidora de energia. É responsável pela parte de programação e planejamento da produção, que ocorre através da consolidação dos dados coletados e armazenados no nível 2, por meio de ferramentas como o Sistema de Controle de Produção (MES) e/ou Sistema de Gerenciamento de Informações de Planta (PIMS), que geram relatórios mais avançados. Eles auxiliam tanto no controle de processos industriais e na logística de suprimentos trafegando informações em redes de alto desempenho baseadas em Ethernet.

O último nível, o 4, é responsável pela administração dos recursos da empresa, tais como, a gestão de vendas e de recursos, como um enfoque nos resultados financeiros do

processo produtivo. Contando com softwares para ajudar na tomada de decisões.

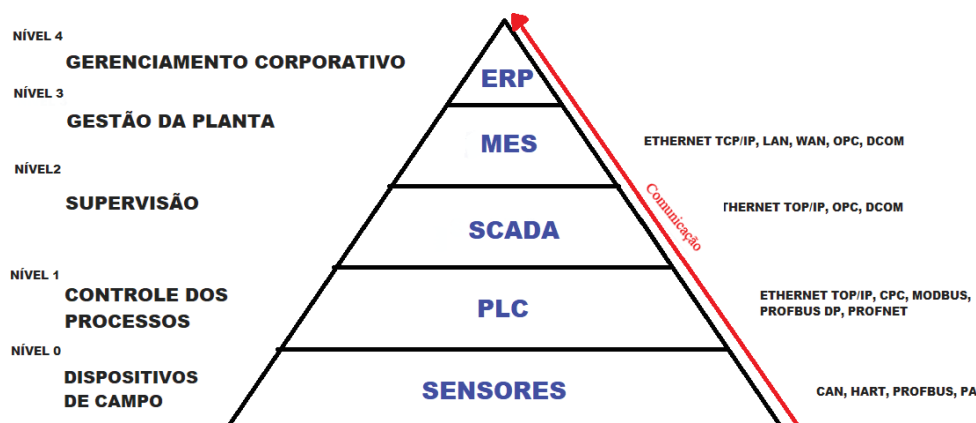


Figura 15- Processo de automação (Fonte: Adaptado Miniaula...2021)

3.6. Sistemas de Comunicação – Protocolos

Os sistemas de comunicação exercem papel fundamental na operação dos sistemas elétricos. Permitem a transferência de informações entre pontos distintos de forma confiável, otimizando a quantidade de equipamentos e aplicações que as compartilham. São constituídos por um conjunto de dispositivos de aquisição e processamento de dados, softwares e canais de comunicação que possibilitam que essa troca de informações aconteça (SANTOS, 2018).

A fonte gera a mensagem que se deseja transmitir. A mensagem é um sinal codificado para representar informações ou comandos. A transmissão das mensagens está relacionada ao protocolo, o que garante que as mensagens sejam enviadas de forma organizada e sem erros.

O canal de comunicação é um meio físico pelo qual a informação pode ser transmitida até chegar ao receptor. Normalmente são usados cabos, fibras ópticas e ondas de rádio.

3.7. Introdução a norma IEC-61850

Como mencionado acima o processo de evolução tecnológica na automação de subestações envolveu o aumento da capacidade de processamento dos IEDs e o uso seguro de redes de comunicação de dados entre esses dispositivos, visando melhorar o desempenho das funções implementadas.

A norma IEC 61850 consiste em 10 partes apresentadas na tabela 2 que abordam diferentes tópicos relacionados aos sistemas de automação de subestações, proporcionando uma abordagem abrangente. Foi publicada no início dos anos 2000 para viabilizar a interoperabilidade entre IEDs de diferentes fabricantes e padronizar os elementos e protocolos

de um SAS. Essa norma definiu níveis de implementação, modelos de dados orientados a objeto e protocolos de rede para envio e recepção de diferentes tipos de dados (CIGRE, 2020).

Tabela 2- Divisões da Série IEC 61850

PARTE	DESCRIÇÃO	CARACTERÍSTICA PRINCIPAL	DATA DA PUBLICAÇÃO
61850-1	Introdução e Visão Geral	Aspectos da Norma	2003
61850-2	Glossário	Informações e Detalhes	2002
61850-4	Gerenciamento de Sistema e Projeto	Ferramentas de Engenharia, Documentação.	2002
61850-5	Requisitos de Comunicação e Modelos	Requisitos Básicos, Nó Lógico, PICOM.	2003
61850-6	Linguagem de Configuração SCL	Configuração	2004
61850-7.1	Princípios e Modelos	Estruturas Básicas de Comunicação	2004
61850-7.2	Serviços de Interface de Comunicação	Descrição do ACSI	2004
61850-7.3	Classes de Dados Comuns (CDC)	Definição das lógicas, classe e funções	2004
61850-7.4	Classes de Nós Lógicos	Definição das classes de nós e dados.	2004
61850-8	Mapeamento para MMS	Mapeamento de Serviços de Comunicação	2004
61850-9	Especificações de Comunicação	Mapeamento dos valores analógicos	2003
61850-10	Testes de Conformidade	Ensaio – Documentação	2005

Fonte: (Adaptado do IEC 61850, 2003)

Ao contrário dos protocolos anteriores, a IEC 61850 oferece uma rica semântica e padronização do modelo de dados. Além dos tipos básicos de dados para pontos de dados comuns, os modelos de dados da série são orientados a objetos e definem a organização dos dados em agrupamentos funcionais, seguindo uma padronização rigorosa de nomenclatura. A série IEC 61850 vai além das funcionalidades básicas e proporciona um padrão de comunicação que permite intertravamentos de alta velocidade, incluindo sinais de disparo e transmissão de sinais digitais de TC (transformador de corrente) e TP (transformador de potencial) em redes Ethernet.

Para alcançar esses objetivos, são definidos dois modelos: o Modelo de Dados e o Modelo de Comunicação. O Modelo de Dados, baseado em objetos, define as funções, os nós lógicos, as classes de dados e os atributos que modelam os serviços de uma subestação, seguindo uma estrutura hierárquica.

O Modelo de Comunicação é baseado em um conceito abstrato e auxilia na definição dos serviços disponibilizados pelos protocolos. Ele é chamado de Modelo de Interface dos Serviços de Comunicação Abstratos (ACSI) e permite o mapeamento dos objetos e serviços para outros protocolos que atendam aos requisitos de dados e serviços, em vez de especificar um protocolo específico para cada camada. Ele refere-se a tarefas que devem ser executadas dentro da subestação. Essas funções são para monitorar, controlar e proteger os equipamentos.

A série IEC 61850 oferece redução de custos na integração e no ciclo de vida, permitindo que os usuários se concentrem em dispositivos e aplicações de última geração, o que antes não era possível com o uso de protocolos proprietários.

3.7.1. Modelagem de Dados

A modelagem dos equipamentos e dispositivos do SAS envolve a criação de objetos lógicos que representam os elementos. Esses objetos exigem a identificação de todas as funções e seus atributos correspondentes. Cada atributo deve ser nomeado e ter uma classe que determina como os dados serão representados nos IEDs, os quais serão lidos e atualizados.

- Dispositivo Físico (Physical Device);
- Dispositivo Lógico (Logical Device);
- Nós Lógicos (Logical Nodes);
- Objetos de Dados (Data Object);
- Atributos de Dados (Data Attributes).

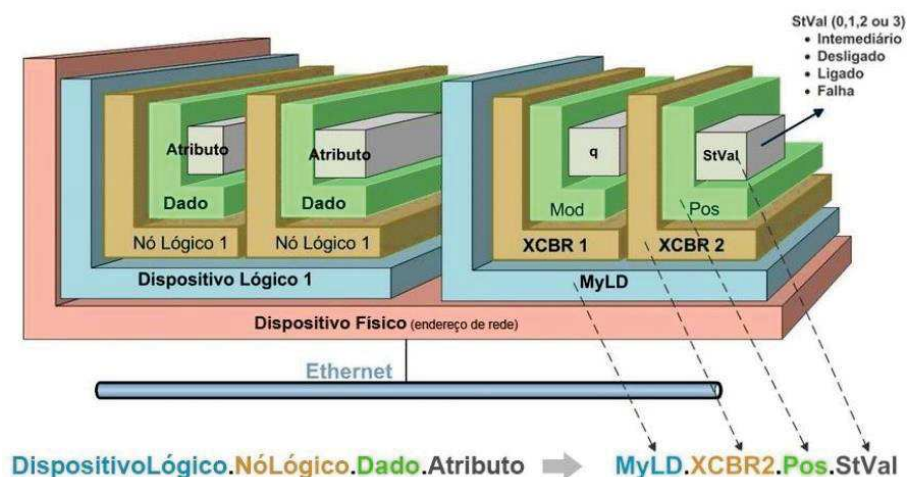


Figura 16- Modelagem de dados (Fonte: SEL, 2023)

O mapeamento das informações é modelado conforme a figura 16. A norma IEC-61850 prevê a existência de um dicionário padrão para as funções e os diversos equipamentos que compõem um SAS. Essa norma também estabelece a hierarquização da estrutura de objetos no SAS. Esse padrão é definido pela norma utilizando o Linguagem de Configuração de Subestação, do inglês Substation Configuration Language (SCL), que consiste em uma configuração em Linguagem de Marcação Extensível, do inglês eXtended Markup Language (XML). Seguindo a hierarquia estabelecida pela norma o código IEC-61850 será entendido por qualquer dispositivo. Sendo em verde itens a ser definido pelo usuário ou fabricante e em azul os definidos pela norma.

Para a criação dos códigos de comunicação da IEC-61850, obtém-se os cinco itens abaixo, de acordo com a ordem mostrada.

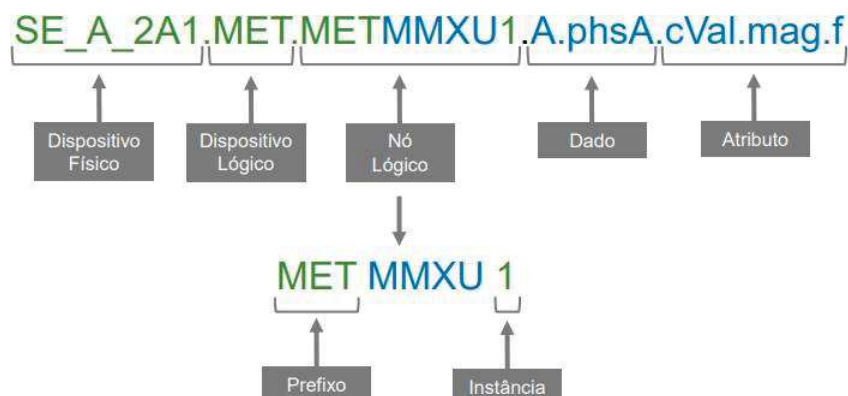


Figura 17- Estrutura do código de comunicação da IEC61850. (Fonte: SEL, 2023).

O dispositivo físico é o nome criado para o próprio relé, ele pode ser estabelecido pelo cliente ou o próprio usuário.

O dispositivo lógico são as pastas que separam a classificação de cada código. Existe 5 dispositivos lógicos, ANN (Aviso), CFG (Configuração), CON (Controle Remoto), MET (Medição) e PRO: (Proteção).

Os nós lógicos, são os endereços da lógica, organizadas dentro das pastas dos dispositivos lógicos. Os nós lógicos são definidos pela norma. Todo manual de relé compatível com a IEC 61850 terá a relação dos endereços no relé com o nó lógico.

O dado e atributo são definidos pela norma e são informados na tabela do manual do relé, na mesma tabela do nó lógico.

3.7.2. Nós Lógicos

A norma IEC-61850 é fundamentada em um modelo de dados orientado a objetos, em que os dados são organizados em grupos de acordo com a função que desempenham no SAS, com mostra a tabela 3. Esses grupos de dados são chamados de Logical Nodes (LN). Um LN é a menor unidade funcional em que ocorre a troca de dados e é definido pela norma. Essa abordagem permite alcançar a interoperabilidade entre IEDs de fabricantes diferentes, uma vez que as funções foram padronizadas e divididas em partes menores. Cada LN contém um ou mais elementos de dados, cada um com um nome específico determinado pelo padrão e pela função que desempenham no sistema de energia. Os LNs podem representar qualquer equipamento físico real que possua uma interface de comunicação e seja compatível com a norma IEC-61850. Para identificar um LN, a norma utiliza uma sigla de quatro letras, em que a primeira letra indica o grupo ao qual o LN pertence. A tabela 3 apresenta uma lista dos grupos de LNs e suas respectivas funções no SAS.

Tabela 3- Funções e grupos do logical nodes.

Group Indicator	Logical node groups
A	Automatic control
C	Supervisory control
D	DER (Distributed Energy Resources)
F	Functional blocks
G	Generic function references
H	Hydro power
I	Interfacing and archiving
K	Mechanical and non-electrical primary equipment
L	System logical nodes
M	Metering and measurement
P	Protection functions
Q	Power quality events detection related
R	Protection related functions
S	Supervision and monitoring
T	Instrument transformer and sensors
W	Wind power
X	Switchgear
Y	Power transformer and related functions
Z	Further (power system) equipment

Fonte: IEC-61850-7

Existe uma variedade de LNs definidos pela norma. Alguns dos LNs mais utilizados englobam funções relacionadas à proteção, controle, medição, monitoramento e chaveamento, embora essas categorias não sejam as únicas existentes. A tabela 4 apresenta os LNs mais utilizados.

Tabela 4 - Nós Lógicos

Grupo	Descrição/Função	Nome
Controle	Intertravamento	CILO
	Alarmes	CALH
Genérico	Processo genérico E/S	GGIO
Medição	Medição	MMXU
Proteção	Diferencial	PDIF
	Distância	PDIS
	Comparação Direcional	PDIR
	Sobrecorrente Temp.	PTOC

Fonte: IEC-61850-7

3.7.3. Comunicação

A comunicação entre dispositivos, suporta diversos protocolos e podem ser executados em redes TCP/IP (Ethernet), trabalham com mapeamentos padrões MMS (Manufacturing Message Specification), GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), SV (Sampled Variables) e WebServices.

- Protocolo **MMS** entre IED e SCADA;
- Protocolo **GOOSE** entre IEDs;
- Protocolo **SV** para envio de sinais de tensão e corrente entre Merging Units e IEDs.



Figura 18- Comunicação entre dois IED's (Fonte: SEL, 2023).

3.7.3.1. Mensagem GOOSE

De acordo com a norma IEC 61850, a comunicação horizontal é uma parte essencial de um sistema de automação de subestações. Essa forma de comunicação permite que os IEDs troquem informações entre si, garantindo suas funções específicas, que podem depender de

dados provenientes de outros IEDs. Esse tipo de comunicação possibilita a implementação de esquemas mais inteligentes para garantir a operacionalidade de lógicas de proteção e de controle. A norma IEC 61850 prevê a comunicação horizontal por meio de mensagens GOOSE. As mensagens GOOSE enviam variáveis binárias de forma assíncrona, orientadas a eventos e direcionadas às aplicações de proteção em subestações.

Na comunicação por meio de mensagens GOOSE entre IEDs as mensagens são enviadas a todos os equipamentos conectados à rede. Somente os dispositivos que necessitam da informação contida na mensagem irão absorvê-lo.

Para garantir que os dispositivos recebam os dados, os IEDs retransmitem as mensagens em intervalos curtos de tempo assim que elas são geradas. Esses intervalos de tempo são gradualmente aumentados até que as retransmissões parem, como mostra a figura 21.

O modelo GOOSE emprega a publicação de dados em conjuntos de dados. Cada nó lógico é um dado, o conjunto formado por esses dados são denominados Datasets, como ilustrado na 19. Esses conjuntos podem conter diversos tipos de dados, como valores analógicos, binários ou inteiros, bem como seus atributos de qualidade.

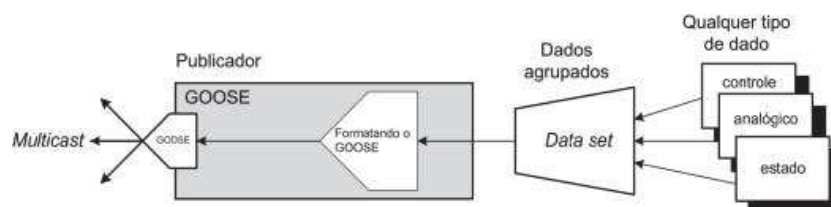


Figura 19- Modelo de Datasets das mensagens GOOSE (Fonte: Vicente, 2011).

Os Datasets podem ser definidos como uma carta com dados (LN's) que são enviados através de mensagem GOOSE para rede, todos os relés configurados naquela rede terão acesso a essa mensagem, mas apenas o equipamento que está configurado para receber aquele pacote (o assinante) irá fazer a leitura da mensagem.

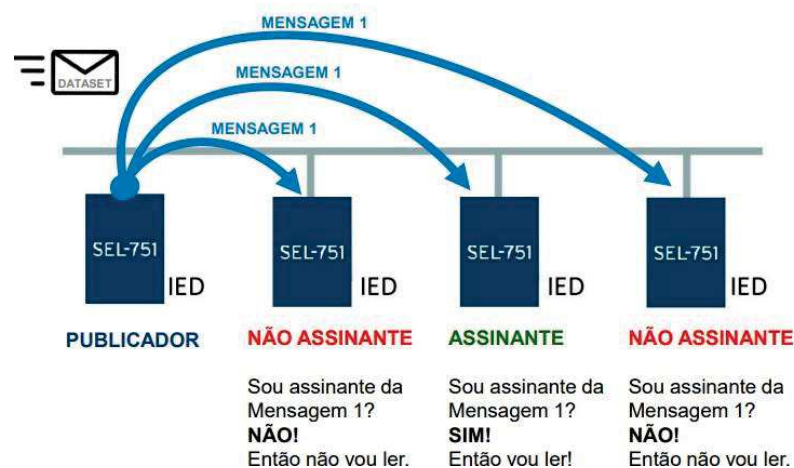


Figura 20- Publicador/assinante da mensagem GOOSE (Fonte: SEL, 2023).

O manuseio e processamento do recebimento da mensagem GOOSE é uma tarefa exclusiva do subscriber. A primeira filtragem do telegrama multicast é realizada na camada 2 do modelo ISO-OSI, através de faixas de “MAC address” de destino conforme recomendação do anexo B d parte 8-1 da norma IEC 61850.

A multicast apesar de ser recebido por todos os IEDs dentro do mesmo domínio de broadcast, apenas aquele que tem interesse, o “Subscriber”, processará a mensagem. Ele manterá a informação como válida para as funções internas desde que o tempo de recebimento não ultrapasse a marca do “time allowed to live” (tempo máximo de vida, geralmente configurado como $1,5 \times T_{max}$). A Figura 58 ilustra esse mecanismo.

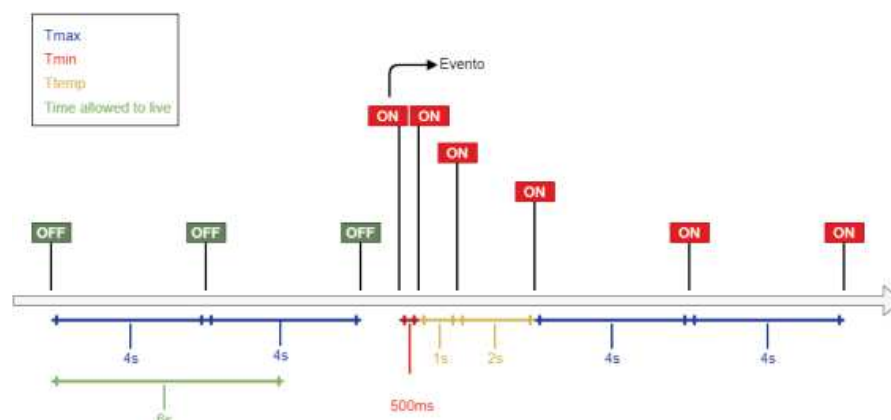


Figura 21- Mecanismo das mensagens GOOSE. (Fonte: SEL, 2023).

4. ESTUDO DE CASO

4.1.Considerações iniciais

A norma IEC-61850 vem sendo cada vez mais estudada e empregada nas modernizações de subestações, devido a fatores como, ser a prova de futuro e a interoperabilidade.

Será apresentado abaixo um projeto, que utilizou a norma IEC-61850 como padrão para a comunicação entre relés dos fabricantes SEL e ABB para a automatização de filtros harmônicos.

Como mencionado acima, a estabilização do fator de potência é importante para garantir que ele fique acima de 0,92, quando este permanece por um período abaixo desse valor a concessionária poderá ser multada. Para garantir que o FP não fique abaixo do estabelecido, são utilizados os filtros harmônicos para correção caso ocorra alguma instabilidade ou desequilíbrio que afete o fator de potência.

Atualmente a subestação, utiliza filtros harmônicos para a correção do fator de potência de forma manual, sendo necessário um operador no local para acioná-los quando necessário. A fim de automatizar esses mecanismos e deixar o sistema com maior confiabilidade, serão implementadas lógicas nos relés de proteções desses filtros que comunicarão com o relé de entrada do secundário, que calcula o fator de potência do transformador e ao “enxergar” o fator de potência abaixo do esperado ele avisa o relé do primário que inicia o processo de descida do TAP, para que possa em seguida ser enviado um comando para fechar o disjuntor, ligando o filtro que irá corrigir o problema. Para que essa comunicação entres os IEDs aconteça de forma rápida e segura, é utilizada a norma IEC-61850.

Na primeira parte, é apresentado o diagrama unifilar da subestação na situação anterior a automatização.

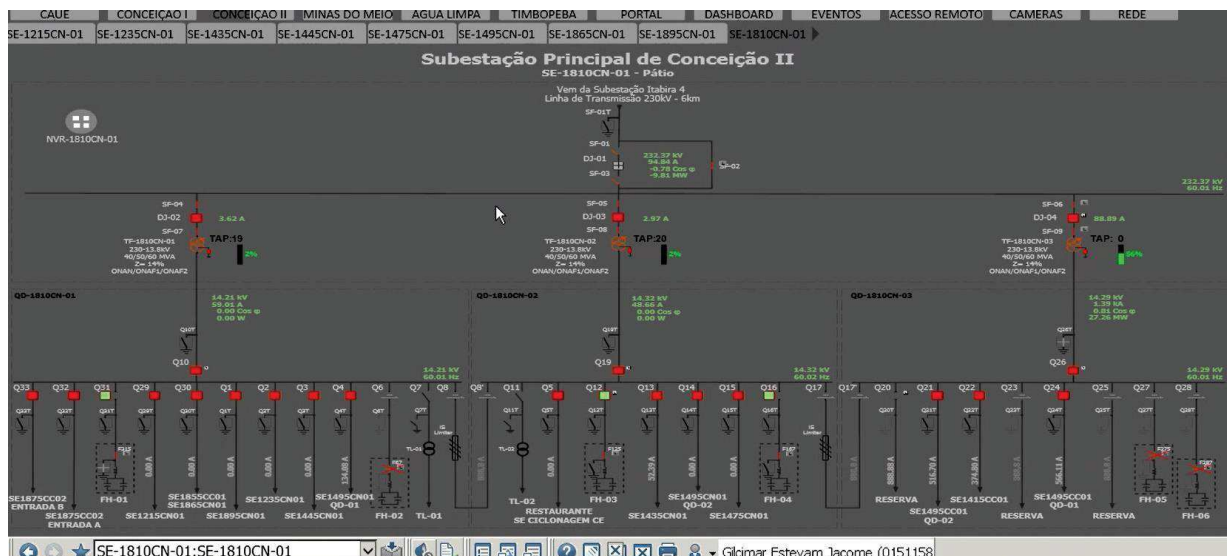


Figura 22 - Unifilar da subestação (Fonte : Autor).

A partir da Figura 22, pode-se perceber que a subestação possui 3 transformadores 230/13,8kV, denominados TF-1810CN-01, TF-1810CN-02 e TF-1810CN-03. Cada um desses transformadores alimenta seu respectivo quadro de distribuição QD-1810CN-01, QD-1810CN-02 e QD-1810CN-03. Para proteger cada transformador e controlar o disjuntor primário do mesmo, são utilizados relés RET670, enquanto para proteger e controlar o vão de entrada de cada QD, são utilizados relés REC650, ambos da ABB.

Um quarto conjunto de transformador e QD, denominados TF-1810CN-04 e QD-1810CN-04, respectivamente, estão sendo instalados, estando esses em fase final de comissionamento. A diferença em relação aos vãos existentes é que os relés do QD-1810CN-04 são do fabricante SEL.

Os QD 01 e 02 possuem dois filtros de harmônicos cada, instalados para correção do Fator de Potência do circuito. Já os QD 03 e 04 possuirão apenas um cada, visto que a potência dos filtros dos quadros 03 e 04 são o dobro do 01 e 02, por isso os filtros destacados em amarelo na lista abaixo serão desconsiderados. Foram utilizados relés REC670 (QDs 01, 02 e 03) e SEL-751 (QD-04). Os filtros de harmônicos que estão instalados nesses quadros de distribuição são apresentados na tabela 5:

Tabela 5- Relação dos filtros harmônicos.

PAINEL	FILTRO HARMÔNICO	POTÊNCIA (MVar)	ORDEM DE SINTONIA
QD-1810CN-01	FH-1810C-01	7,5	5°
	FH-1810C-02	7,5	7°
QD-1810CN-02	FH-1810C-03	7,5	5°
	FH-1810C-04	7,5	7°
QD-1810CN-03	FH-1810C-05	15	5°
	FH-1810C-06	15	7°
QD-1810CN-04	FH-1810C-07	15	5°
	FH-1810C-08	15	7°

(Fonte: Autor)

4.2. Lógicas

Será especificado a lógica realizada nos TF-1810CN-01, TF-1810CN-02, TF-1810CN-03 e TF-1810CN-04, e nos quadros QD-1810CN-01, QD-1810CN-02, QD-1810CN-03 e QD-1810CN-04. Foi foco principal deste trabalho abordar o quarto conjunto a ser instalado demonstrando a comunicação entre relés de fabricantes diferentes, a fim de exemplificar e analisar a interoperabilidade utilizando a IEC 61850.

No primeiro e segundo conjunto de transformador e QD a implementação será igual. A lógica “principal” está localizada no relé secundário do transformador, pois esse é o único relé que possui ambas as leituras de tensão e corrente da entrada do barramento para calcular o fator de potência.

A lógica de automatismo consiste em analisar o fator de potência da entrada do quadro de distribuição e, caso o mesmo seja menor que 0,95 por 5 minutos, o relé de entrada do QD envia um GOOSE ao relé primário do transformador, solicitando a descida de 3 TAPs, quando este recebe o GOOSE de que a comutação do TAP foi concluída com sucesso, ele aguarda 1 minuto e envia um comando de abertura do disjuntor ao relé que controla o Filtro de Harmônicos de 5ª ordem. O relé de proteção e controle do filtro harmônico de 5ª ordem, por sua vez, trata essa variável de recebimento GOOSE como um comando externo e executa o comando de abertura do disjuntor, caso todas as condições de intertravamento já parametrizadas no IED estejam satisfeitas. Por fim, o relé do Filtro Harmônico de 5ª ordem envia o status de seu disjuntor ao relé do secundário do transformador, para que o mesmo

identifique que a lógica foi bem-sucedida.

Caso o fator de potência não se corrija para valores acima de 0,95 com a entrada do filtro de harmônicos de 5ª ordem, o relé do secundário do transformador, após aguardar 5 minutos, iniciará os procedimentos para fechamento do filtro de harmônicos de 7ª ordem. O procedimento de envio de GOOSE ao primário do transformador para a subida de 3 TAPs é exatamente o mesmo do caso descrito anteriormente. O relé de proteção e controle do filtro harmônico de 7ª ordem, por sua vez, trata essa variável de recebimento GOOSE como um comando externo e executa o comando de fechamento de disjuntor, caso todas as condições de intertravamento já parametrizadas no IED estejam satisfeitas. Por fim, o relé do Filtro Harmônico de 7ª ordem envia o status de seu disjuntor ao relé do secundário do transformador, para que o mesmo identifique que a lógica foi bem-sucedida. Caso, após a entrada dos filtros harmônicos, o fator de potência retorne a valores próximos do unitário (maior ou igual a 0,98), o sistema entende que não é mais necessária a utilização dos filtros para a correção do fator de potência. São iniciadas então as manobras de retorno às condições normais. A figura 23 ilustra o esquema da comunicação entre os 4 relés:

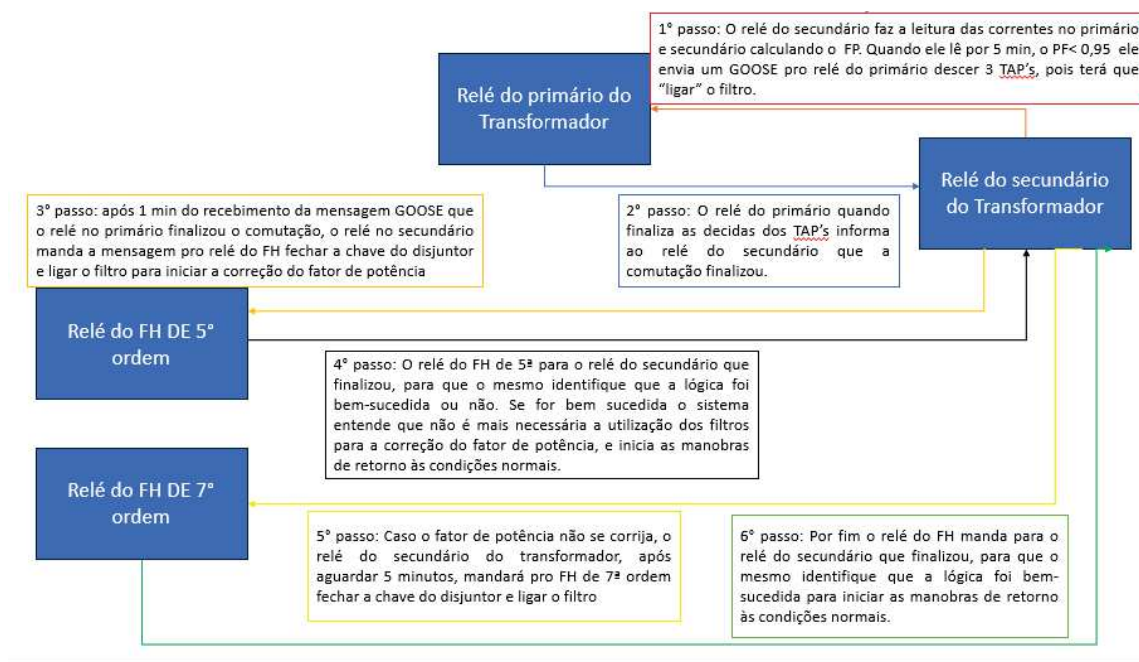


Figura 23- Esquema da comunicação entre os relés nos conjuntos 01 e 02 (Fonte: Autor).

As Lógicas dos conjuntos 03 e 04 também serão iguais, porém um pouco diferentes da 01 e 02, por se tratarem de filtros que possuem 15 MVar. Será necessária a subida/descida de 6 TAPs em sequência quando ocorre a manobra de entrada e saída dos filtros, ao invés de 3 TAPs. Devido à maior potência dos filtros de harmônicos desse painel, é necessária apenas a

manobra do filtro de 5ª ordem para a correção do fator de potência. O filtro de 7ª ordem não possuirá nenhum automatismo. A condição de entrada e saída do filtro de 5ª ordem bastará a barra estar energizada no caso de entrada e desenergizada no caso de saída, não sendo necessária a comparação com o fator de potência da entrada do painel. Sendo assim a lógica de automatismo consiste em analisar, por leitura de tensão, se a barra do QD está energizada por 30 segundos. Quando isso ocorre, o relé de entrada do QD envia um GOOSE ao relé primário do transformador, solicitando a descida de 6 TAPs em sequência. A figura 24 ilustra a comunicação entre os 3 relés.

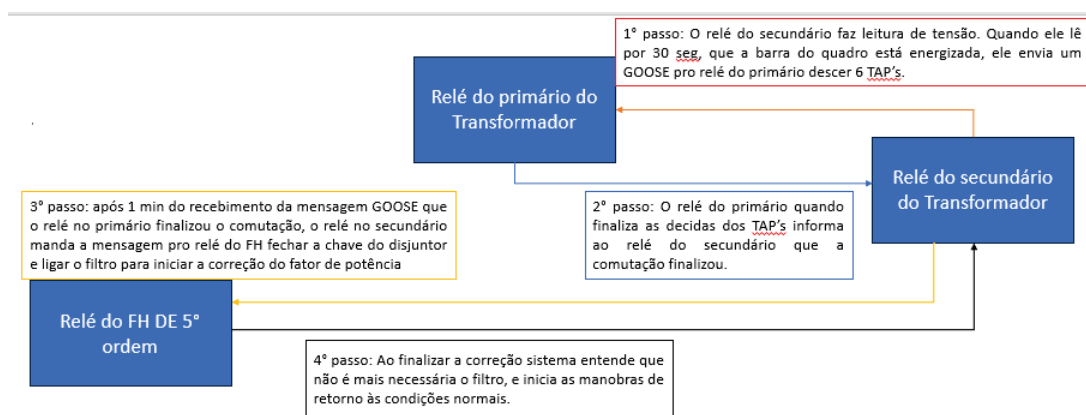


Figura 24- Esquema da comunicação entre os relés nos conjuntos 03 e 04 (Fonte: Autor).

4.2.1. Softwares e equipamentos utilizados para implementação das lógicas

Para o primário do transformador do quarto conjunto, foi utilizado o relé RED670, relé do fabricante ABB. A partir da configuração de parâmetros internos, ele irá receber mensagens do secundário para iniciar o TAP e irá enviar ao secundário quando a comutação finalizar.



Figura 25 - Relé RED670 (Fonte: ABB, 2023)

Para realizar as funções da lógica de projeto de parametrização e programação dos parâmetros relacionados à IEC 61850 foi utilizado o Software da própria ABB, o PCM600.



Figura 26- Software de programação PCM600 (Fonte: ABB, 2023)

A execução da lógica será baseada em eventos e é processada sempre que ocorre uma mudança em uma das entradas lógicas. No PCM600 também são configuradas as trocas de mensagens GOOSE. Neste caso, é recebido a mensagem de quando o relé no secundário lê tensão, e é enviado mensagem quando a descida de TAP é finalizada.

Para o secundário do transformador do quarto conjunto e para o filtro de harmônicos, foi utilizado o relé SEL-751. O relé do secundário será responsável por fazer a leitura de tensão e enviar para o primário quando “enxergar” tensão por mais de 30 seg. Ele também é responsável por enviar ao relé do FH quando a comutação no primário é finalizada.

Já o relé do FH é responsável por abrir e fechar o disjuntor de acordo as mensagens que serão recebidas.



Figura 27- Relé de proteção SEL-751 (Fonte: SEL, 2023)

Para realizar as funções de proteção de lógica deste projeto, foi utilizado Softwares da própria SEL para configuração do relé SEL751. Diferente da ABB que utiliza um único Software para implementação das lógicas no relé e programação dos parâmetros relacionados à IEC 61850, o fabricante SEL utiliza o AcSELErator Quickset para lógica do relé e o AcSELErator Architect para realização de parâmetros relacionados a norma IEC 61850.

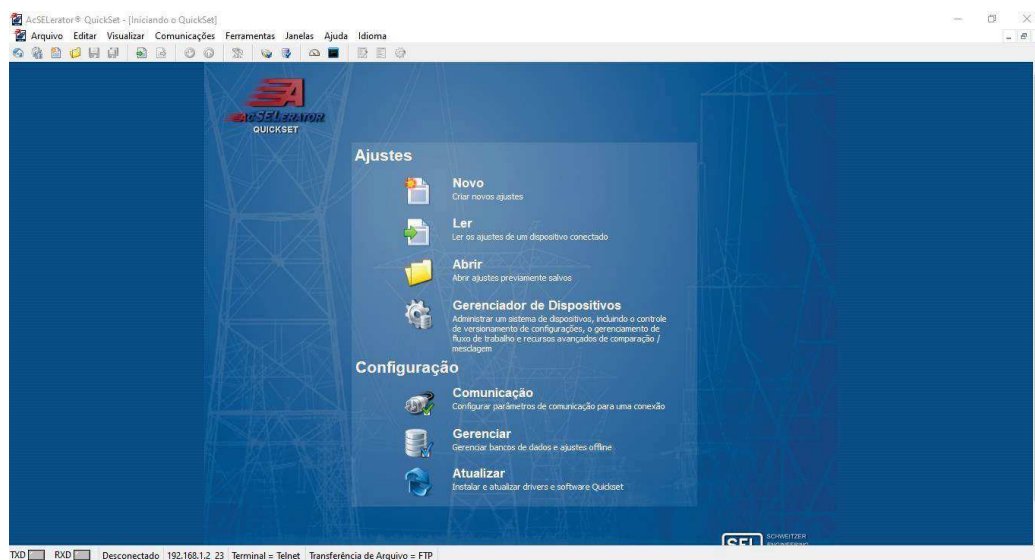


Figura 28- Software SEL - AcSELErator Quickset (Fonte: SEL, 2023)

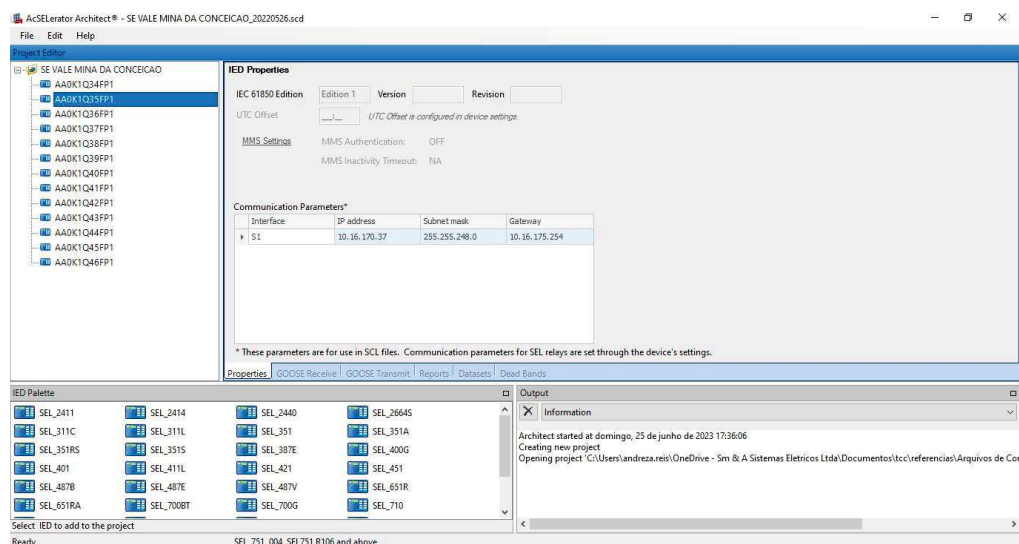


Figura 29- Software SEL - AcSELErator Architect (Fonte: SEL, 2023).

No relé do secundário, também chamado de relé principal foram adicionadas as lógicas através do Quickset para analisar, por leitura de tensão, se a barra do QD está energizada por 30 segundos. No relé do filtro foram adicionadas lógicas para abertura e fechamento do disjuntor. Com o Architect foi realizada a organização de quem envia e quem recebe cada Dataset.

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Utilizando o Software PCM600 para o relé do primário do transformador, ao receber o GOOSE do secundário do transformador, ele foi programado para executar a seguinte sequência de comandos:

- Comando de descida de TAP (através de sua output);
- O relé começa a monitorar a entrada digital “comutação incompleta”. Quando esta retorna à 0, o relé aguarda 10 segundos e executa outro comando de descida de TAP;
- O relé, novamente, começa a monitorar a entrada digital “comutação incompleta”. Quando esta retorna à 0, o relé aguarda 10 segundos e executa outro comando de descida de TAP;
- O relé, novamente, começa a monitorar a entrada digital “comutação incompleta”. Quando esta retorna à 0, o relé aguarda 10 segundos e executa outro comando de descida de TAP;
- O relé, novamente, começa a monitorar a entrada digital “comutação incompleta”. Quando esta retorna à 0, o relé aguarda 10 segundos e executa outro comando de descida de TAP;
- Depois de aguardar mais 10 segundos, é enviado um GOOSE de retorno ao relé do secundário do Trafo, indicando que a operação de comutação de 6 TAPs em sequência foi concluída sem erros;
- Depois de 3 minutos, a lógica retorna à sua condição inicial, estando esta pronta para receber novos comandos oriundos do relé secundário.

Na figura 30, são apresentadas as lógicas citadas acima, inseridas no Software PCM600.

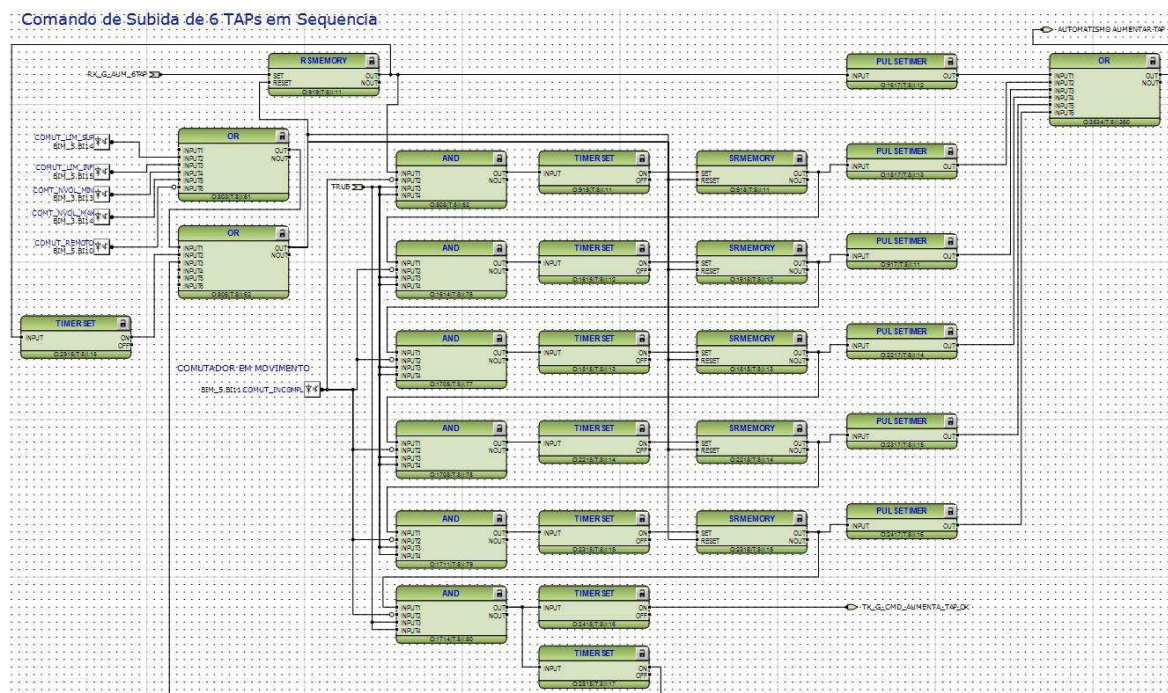


Figura 30- Lógica PCM600 implementada no primário do transformador para comutação dos TAPs do TF-1810CN-04 (Fonte: Autor).

As Figuras 31 a 39, mostram a programação realizada no software AcSELErator Quickset, para os relés da SEL do secundário do transformador.

SV25PU SV_Timer Pickup (seconds)	30.00	Range = 0.00 to 3000.00
SV25DO SV_Timer Dropout (seconds)	0.00	Range = 0.00 to 3000.00
SV25 SV_Input (SELogic)	NOT 27P 1T AND LT32 AND VB021 #AUTOMATISMO FH - DESCER 6 TAPS	
SV26PU SV_Timer Pickup (seconds)	30.00	Range = 0.00 to 3000.00
SV26DO SV_Timer Dropout (seconds)	0.00	Range = 0.00 to 3000.00
SV26 SV_Input (SELogic)	SV25 AND VB022 #AUTOMATISMO FH - FECHAR DJ FH 5 HARMONICO	
SV27PU SV_Timer Pickup (seconds)	30.00	Range = 0.00 to 3000.00
SV27DO SV_Timer Dropout (seconds)	0.00	Range = 0.00 to 3000.00
SV27 SV_Input (SELogic)	27P 1T AND LT32 AND VB020 #AUTOMATISMO FH - SUBIR 6 TAPS	
SV28PU SV_Timer Pickup (seconds)	30.00	Range = 0.00 to 3000.00
SV28DO SV_Timer Dropout (seconds)	0.00	Range = 0.00 to 3000.00
SV28 SV_Input (SELogic)	SV27 AND VB023 #AUTOMATISMO FH - ABRIR DJ FH 5 HARMONICO	
SV29PU SV_Timer Pickup (seconds)	0.00	Range = 0.00 to 3000.00

Figura 31- Lógica AcSELErator Quickset implementada no secundário do transformador para automatismo dos filtros (Fonte: Autor).

Nesta lógica, a SV25 avalia se não há subtensão e se está em automático (LT 32), caso essas condições sejam atendidas, o TAP do transformador irá descer 6 vezes.

Se o PB01 (botão no frontal do relé) e o LT32 já não tiver ativa, ele vai setar o automatismo do filtro em automático. Dessa forma tem a opção de acionar o filtro de forma manual também, caso surja em campo a necessidade do desligamento do automatismo do filtro.

The screenshot shows a logic configuration window with a 'NA' label at the top. Below it, there are two logic blocks: 'SET32 (SELogic)' and 'RST32 (SELogic)'. The 'SET32' block has a logic expression 'PB01_PUL AND NOT LT32 #AUTOMATISMO FH EM AUTOMATICO'. The 'RST32' block has a logic expression 'PB01_PUL AND LT32 #AUTOMATISMO FH EM MANUAL'. Both blocks have a 'Bits' field at the bottom.

Figura 32- Lógica para acionamento automático ou manual.(Fonte: Autor).

A informação do SV25 é enviada confirmando a finalização da comutação, então o relé principal envia informação para fechar o disjuntor que é executada pelo SV26.

Para voltar na condição inicial é feito o processo na forma inversa, de modo que a informação do SV27 é enviada para subir os TAPs e por último o relé principal envia a informação para abrir o disjuntor que é executado pelo SV28.

The screenshot shows the 'Trip and Close Logic' configuration window. It contains several fields for trip and close logic: 'TDURD Minimum Trip Time (seconds)' with a value of 0.5, 'CFD Close Failure Time Delay (seconds)' with a value of 1.0, 'TR Trip (SELogic)' with a complex logic expression, 'REMTRIP Remote Trip (SELogic)' with a value of 0, 'ULTRIP Unlatch Trip (SELogic)' with a complex logic expression, '52A Breaker Status N/O Contact (SELogic)' with a value of IN102, '52B Breaker Status N/C Contact (SELogic)' with a value of IN101, 'CL Close (SELogic)' with a logic expression where 'VB001' is highlighted with a red box, and 'ULCL Unlatch Close (SELogic)' with a value of 52A.

Figura 33- Lógica AcSELeRator Quickset implementada no relé de FH de 5ª ordem para fechamento do disjuntor. (Fonte: Autor).

Após as manobras de comutação do TAP e a conformação de finalização, o IED do

secundário envia para o IED do filtro o comando para fechar o disjuntor. Essa informação é recebida através da VB001e está incluída na lógica de fechamento do disjuntor, que além de verificar a VB001 ele confirma outras condições já incluída no programa anteriormente para fechar.

Slot D

OUT401FS OUT401 Fail-Safe
N Select: Y, N

OUT401 (SELogic)
NOT (HALARM OR SALARM OR AFALARM) #RELE OK

OUT402FS OUT402 Fail-Safe
N Select: Y, N

OUT402 (SELogic)
CLOSE #CMD FECHAR

OUT403FS OUT403 Fail-Safe
N Select: Y, N

OUT403 (SELogic)
!IP OR (52A AND NOT IN313) OR VB002 STRIP/CMD AB/PORT AB/AUTOMATISMO FH

OUT404FS OUT404 Fail-Safe
N Select: Y, N

OUT404 (SELogic)
(50PAF AND (TOL1 OR TOL2 OR TOL3)) OR BFTrip # PROT ARCO E 50BF

Figura 34- Lógica AcSELerator Quickset implementada no relé de FH de 5ª ordem para abertura do disjuntor.
(Fonte: Autor).

Foi incluída a VB002 na saída out403 que é a BO que aciona a bobina de abertura do disjuntor para abertura, desligando o filtro.

Para a comunicação foi utilizado o Architect. O Q37 é o relé principal, ele foi configurado com as seguintes Datasets que serão “jogados na rede”.

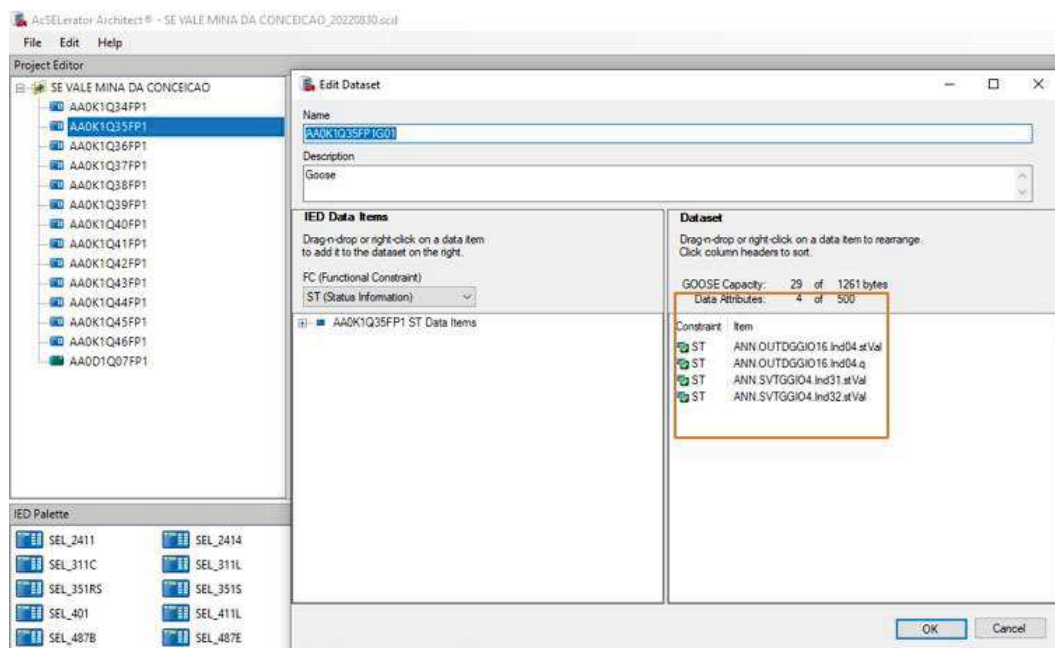


Figura 37- Datasets do relé do filtro harmônico (Fonte: Autor).

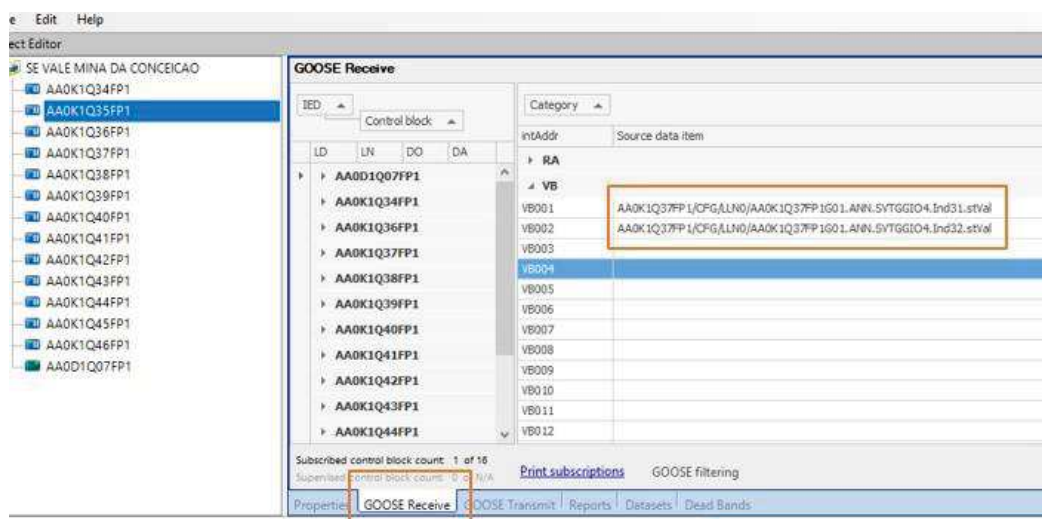


Figura 38- Datasets que o filtro harmônico é assinante (Fonte: Autor).

Cada DataSet inserido está ligado a uma lógica realizada no relé. Abaixo é apresentado um exemplo de um código de dados da IEC-61850 que vincula a lógica realizada no AcSElerator Quickset ao AcSElerator Architect.

Lógica realizada no AcSELerator Quickset:

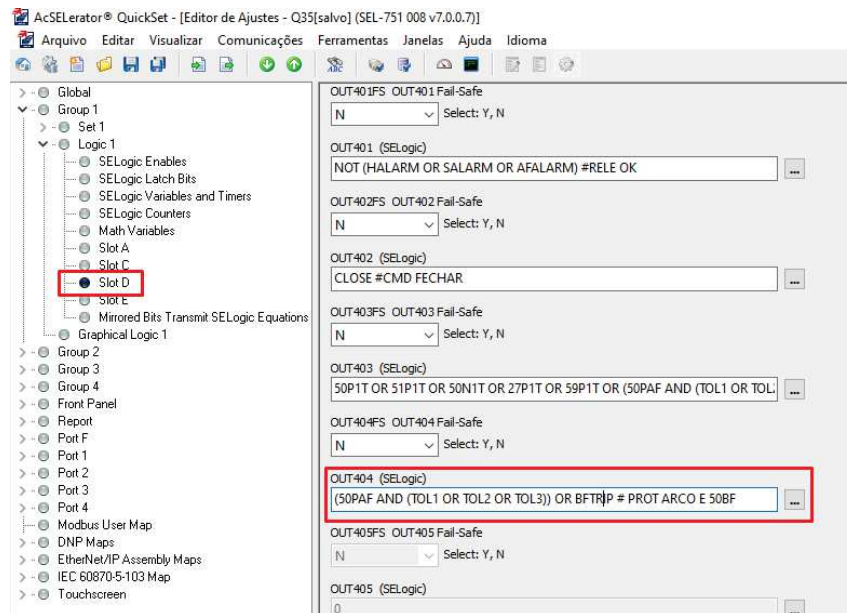


Figura 39 – Lógica no OUT404 (Fonte: Autor).

Para saber qual o nó lógico será atribuído a esta lógica é necessário o manual do equipamento. Para isto foi utilizado o manual do relé SEL751.

Table G.42 Logical Device: ANN (Annunciation) (Sheet 4 of 6)

Logical Node	Attribute	Data Source	Comment
MISCGGIO33	Ind02.stVal	LINK1	Asserted when a valid link is detected on Port 1 in a single Ethernet option
MISCGGIO33	Ind03.stVal	MATHERR	SELOGIC math error bit
MISCGGIO33	Ind04.stVal	HALARM	Indication of a diagnostic failure or warning that warrants an ALARM
MISCGGIO33	Ind05.stVal	SALARM	Indication of software or user activity that warrants an ALARM
MISCGGIO33	Ind06.stVal	WARNING	Relay Word WARNING
MISCGGIO33	Ind07.stVal	IRIGOK	IRIG-B time synch input data is valid
MISCGGIO33	Ind08.stVal	TSOK	Time synchronization OK
MISCGGIO33	Ind09.stVal	DST	Daylight-saving time active
MISCGGIO33	Ind10.stVal	LINKA	Asserted when a valid link is detected on Port 1A
MISCGGIO33	Ind11.stVal	LINKB	Asserted when a valid link is detected on Port 1B
MISCGGIO33	Ind12.stVal	LINKFAIL	Asserted when a valid link is not detected on the active port(s)
MISCGGIO33	Ind13.stVal	PASEL	Asserted when Port 1A is active
MISCGGIO33	Ind14.stVal	PBSEL	Asserted when Port 1B is active
MISCGGIO33	Ind15.stVal	COMMLOSS	DeviceNet communication failure
MISCGGIO33	Ind16.stVal	COMMFLT	DeviceNet internal communication failure
MISCGGIO33	Ind17.stVal–Ind32.stVal	0	Reserved for future use
OUTAGGIO2	Ind01.stVal–Ind03.stVal	OUT101–OUT103	Digital outputs (OUT101 to OUT103)—Slot A
OUTCGGIO14	Ind01.stVal–Ind08.stVal	OUT301–OUT308 ^b	Digital outputs (OUT301 to OUT308)—Slot C
OUTDGGIO16	Ind01.stVal–Ind08.stVal	OUT401–OUT408 ^b	Digital outputs (OUT401 to OUT408)—Slot D

Figura 40- pag. 1006 Manual SEL751 (Fonte: SEL, 2011).

No manual é especificado, que para lógicas adicionadas nas outputs (OUT401 a OUT408) localizada no Slot D, é utilizado o nó lógico OUTDGGIO16. Abaixo é possível verificar como ficou o código IEC61850 que será enviado na rede via GOOSE para esta lógica. O Ind04 significa que a lógica está na OUT404.

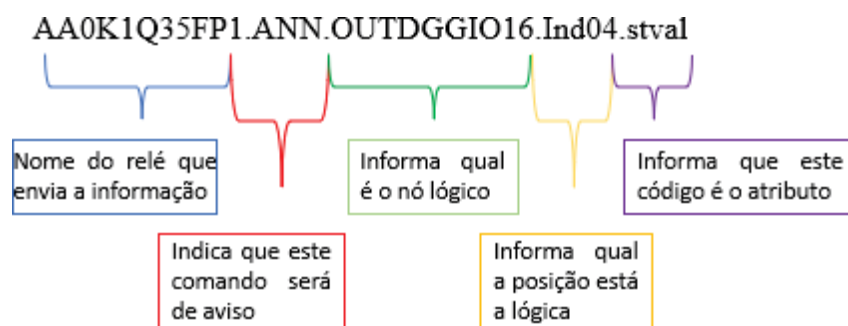


Figura 41 – Código IEC 61850 (Fonte:Autor).

As interferências nos programas dos relés existentes para a realização o automatismo dos filtros foram mínimas, não tendo sido necessário alterar nenhum parâmetro de proteção, controle, fiação de entrada e saída de relés, configuradas anteriormente. O endereçamento IEC-61850 também foi mantido, pois foi verificado que todos os relés dessa barra já possuem Datasets com vários pontos GGIO reservas pré-configurados, por isso foi utilizado esses Datasets reservas para configurar os pacotes da lógica. Com isso, a intervenção na Rede IEC-61850 é apenas configurar os relés de Trafo e FH para assinar esses Datasets pré-configurados. Não foi necessário a configuração de novos MAC Addresses, nem a configuração de novos Datasets.

As temporizações das lógicas e as quantidades de TAPs a serem comutados antes da entrada/saída dos FHs serão ajustadas durante o comissionamento, verificando os melhores valores para o correto funcionamento do sistema.

6. CONCLUSÃO

No estudo da automação verificou-se a constante evolução e preocupação com a confiabilidade do setor elétrico. Os sugimentos dos IEDs impactaram de forma muito positiva nos projetos de subestações, permitindo reduzir os custo de implantação e manutenção e no número de cabos e equipamento necessários para sua utilização. Os IEDs proporcionam trocas de informações mais rápidas e em maior quantidade, simplificando o projeto e aumentando a confiabilidade, permitindo a sincronização dos dispositivos.

A norma IEC 61850 está sendo vista como outra evolução muito importante no setor elétrico, vem se tornando uma solução amplamente aceita em todo o mundo pelas inúmeras vantagens atribuídas, sendo algumas delas a diminuição significativa de cabos, impactando em um ambiente mais organizado, melhor acesso para manutenções e economia no projeto devido a redução de cabos.

Neste estudo de caso foi demonstrado a integração entre IEDs de mesmo fabricantes e fabricantes diferentes, estabelecendo comunicação entre protocolos GOOSE onde foram descritos os passos para a realização desta integração.

A Norma IEC 61850 trouxe vantagens aos sistemas elétricos, no entanto são muitos os desafios para o seu total aproveitamento. No presente trabalho foi realizada uma atualização no funcionamento da subestação, e pode-se verificar que não se trata de uma tarefa trivial, os estudos de casos e análises demonstram que há vários pontos a serem coordenados para que se possa atingir a interoperabilidade, levando em conta que esta automatização se trata de uma alteração simples no sistema. A norma como um todo, aborda outros tópicos, podendo envolver projetos muito mais complexos.

A implementação as lógicas de automatismo dos filtros harmônicos da subestação SE-1810CN-01 para correção do fator de potência trará maior confiabilidade ao sistema elétrico, automatizando, nos relés de proteção, uma rotina de operação que hoje é realizada manualmente.

7. BIBLIOGRAFIA

Artigo nº 95 da Resolução ANEEL nº 414 “Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica”, 09 de setembro de 2010.

BOLOTINHA, Manuel. “Transformadores de Medição de Alta e Média Tensão”, (2017). Disponível em <https://universolambda.com.br/transformadores-de-medicao-de-alta-e-media-tensao/>. Acesso em: 15 maio 2023.

CIGRE, “Aplicações da Norma IEC 61850 - Sistemas de Automação Operando com Redes de Comunicação”, (2020).

CRUSHTYNKS, “Um exemplo de ajuste correto do comutador de transformador”. (2019). Disponível em <https://crushtymks.com/pt/transformers/1544-an-example-of-transformer-tap-changer-correct-adjustment.html>. Acesso: 20 jun 2023.

EATON, Powering Business Worldwide. “Bancos de capacitores de subestação”, (2023). Disponível em <https://www.eaton.com/br/pt-br/catalog/medium-voltage-power-distribution-control-systems/open-air-capacitor-banks.html>. Acesso em: 13 junho 2023.

FERNANDES, Pedro Henrique de Oliveira Pereira. “Um Sistema de Visualização 3D para Treinamento Operadores Técnicos em Subestações de Energia Elétrica”, (2014). Disponível em https://www.researchgate.net/figure/Figura-24-Imagem-de-Para-raio-de-entrada_fig13_273455153. Acesso em: 13 maio 2023.

IEC 61850-7-x (all parts), “Communication networks and systems for power utility Automation” - Part 7: Basic communication structure. [S.l.].

KREUTZ, Felipe Campos. “Automação de subestações através da norma IEC 61850”. (2014).

LACERDA, Sérgio L.M.; CARNEIRO, Greyce HR. “Dispositivos Eletrônicos Inteligentes (IED’s) e a Norma IEC 61850: União Que Está Dando Certo, (2010).

LOPES, Thiago. “Subestaciones Digitales”, (2017). Disponível em: <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/eventos/jjts-2017/presentaciones-peru/%28thiago-lopez%29-subestaciones-digitales---bus-de-proceso.pdf?sfvrsn=2>, Acesso: 05 maio 2023.

MATTEDE, Henrique. “Um pouco mais sobre o sistema elétrico de potência (SEP).”(2023).

MEXCOM, “Retificador industrial”, (2023). Disponível em <https://www.mexcom.com.br/retificador-industrial>. Acesso em: 13 junho 2023.

MINIAULA Equipamentos de subestações parte . [S.l.:s.n], 2021. 1 video (7 min). Publicado pelo canal Bê-á-bá da IEC. Disponível em: <https://www.youtube.com/watch?v=ekTRcHzclR8&list=PLCoy940PhIKPwbRqTQ9oN4i8XZXG6dEe7&index=3>, Acesso em: 13 jun, 2023.

MRA, Grupo Álava. “Como evitar grandes avarias em transformadores de potência. Monitorização on-line de gases dissolvidos e humidade no óleo”, (2023). Disponível em <http://www.mra.pt/industria/actualidade/como-evitar-grandes-avarias-em-transformadores-de-potencia-monitorizacao-on-line-de-gases-dissolvidos-e-humidade-no-oleo/>. Acesso em: 13 maio 2023.

NORTE, Catarina João da Silva Riba. "Estudo da norma IEC 61850: Sistema de redes de comunicação nas subestações." (2006).

PEREIRA JUNIOR, Paulo Sérgio. “Testes de Performace em IED’s Através de Ensaios Utilizando mensagens GOOSE (IEC-61850). Anais do IX STPC – IX Seminário Técnico de Proteção e Controle, (2008).

RECOMEX, Soluções Energia, “Sistema de Gerenciamento e Monitoramento de Baterias – BACS”, (2023). Disponível em <https://www.recomexenergia.com.br/sistema-de-monitoramento-de-baterias>. Acesso em: 13 junho 2023.

SANTOS, Arlene Marcos. “Automação Subestações”, (2018). Disponível em https://www.monografias.ufop.br/bitstream/35400000/1354/1/MONOGRAFIA_Automa%C3%A7%C3%A3oSubesta%C3%A7%C3%B5es.pdf.

SANTOS, Luis Fabiano; PEREIRA, Maurício, “Uma Abordagem Prática da IEC 61850 para Automação, Proteção e Controle de Subestações, Anais do VII SIMPASE – Sétimo Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos, (2007).

SEL, Catálogo “Soluções para Sistemas Críticos Produtos, Aplicações e Serviços da SEL. Disponível em <https://forza-rep.com.br/wp-content/uploads/2020/04/SEL-Cat%C3%A1logo-Industrial-portugu%C3%AAs.pdf>. Acesso em: 24 jun 2023.

SILVA, Robson Gomes da. Metodologia de documentação do protocolo goose da norma IEC 61850 em subestações. Diss. Universidade de São Paulo, 2021.

SOUZA, Alan Molina, “Estudo e Aplicação da Norma IEC 61850 em Automação de subestações”, (2021).

VINCENTE, Décio Tomasulo de. “Aplicação dos Padrões da Norma IEC 61850 a Subestações Compartilhadas de Transmissão/Distribuição de Energia Elétrica”. (2011) . Tese (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.

WEG, “WEG amplia linha de produtos e passa a ofertar reatores de 550kV”, (2023). Disponível em <https://www.weg.net/institutional/BR/pt/news/produtos-e-solucoes/weg-amplia-linha-de-produtos-e-passa-a-ofertar-reatores-de-550kv>. Acesso em: 13 junho 2023.



RELATÓRIO FINAL DE CURSO Nº 5/2025 - DENP (11.62.04)

(Nº do Protocolo: NÃO PROTOCOLADO)

(Assinado digitalmente em 06/03/2025 15:48)
ITALO ARTHUR JOAO WILSON SILVA MEIRELES
PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO
DENP (11.62.04)
Matricula: ###624#3

Visualize o documento original em <https://sig.cefetmg.br/documentos/> informando seu número: **5**, ano: **2025**, tipo:
RELATÓRIO FINAL DE CURSO, data de emissão: **06/03/2025** e o código de verificação: **a17e25f68d**