



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE OURO PRETO**  
**ESCOLA DE MINAS**  
**COLEGIADO DO CURSO DE ENGENHARIA DE**  
**CONTROLE E AUTOMAÇÃO - CECAU**



**LUÍZA SERNIZON GUIMARÃES**

**APLICAÇÃO DA NORMA IEC 61850 EM REDES DE PROTEÇÃO E CONTROLE**

**MONOGRAFIA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA**  
**DE CONTROLE E AUTOMAÇÃO**

**Ouro Preto, 2018**

LUÍZA SERNIZON GUIMARÃES

**APLICAÇÃO DA NORMA IEC 61850 EM REDES DE PROTEÇÃO E CONTROLE**

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia de Controle e Automação da Universidade Federal de Ouro Preto como parte dos requisitos para obtenção do Grau de Engenheiro de Controle e Automação.

Orientador: Prof. Agnaldo José da Rocha Reis

Ouro Preto

Escola de Minas – UFOP

Fevereiro/2018

G963a      Guimarães, Luíza Sernizon.  
Aplicação da norma IEC 61850 em redes de proteção e controle [manuscrito] /  
Luíza Sernizon Guimarães. - 2018.

53f.: il.: color; tabs.

Orientador: Prof. Dr. Agnaldo José da Rocha Reis.

Monografia (Graduação). Universidade Federal de Ouro Preto. Escola de Minas. Departamento de Engenharia de Controle e Automação e Técnicas Fundamentais.

1. Reles de proteção. 2. Subestações elétricas. 3. Energia elétrica - Distribuição. I. Reis, Agnaldo José da Rocha . II. Universidade Federal de Ouro Preto. III. Título.

CDU: 681.5

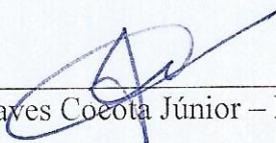
Catálogo: [ficha@sisbin.ufop.br](mailto:ficha@sisbin.ufop.br)

Monografia defendida e aprovada, em 19 de fevereiro de 2018, pela comissão avaliadora constituída pelos professores:



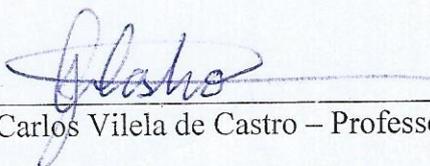
---

Prof. Dr. Agnaldo José da Rocha Reis - Orientador



---

Prof. Dr. José Alberto Naves Coeota Júnior – Professor Convidado



---

Prof. M. Sc. João Carlos Vilela de Castro – Professor Convidado

## RESUMO

Neste projeto foi aplicado o conteúdo da norma IEC 61850 em duas subestações. A norma tem como principal objetivo estabelecer a comunicação entre todo o sistema de uma subestação, independente do tipo de fabricante. Com essa característica, fatores como menor custo, fácil manutenção e maior eficiência do sistema são atendidos. Na primeira experiência, foi feita a configuração necessária para troca de mensagens GOOSE entre fibras ópticas de relés para proteção de um transformador. Para tal programação, foi utilizado dois painéis redundantes provenientes da modernização da subestação 1. Cada painel é composto por dois relés de controle e um de proteção. É necessário para que ocorra a comunicação na subestação, a programação de configuração de cada relé, do recebimento, do envio e linkagem dos relés. Em um segundo momento, foi realizado o teste de proteção através de duas falhas. O teste de seletividade lógica, garante a abertura apenas do disjuntor afetado em um momento de perturbação e não do sistema inteiro. E por fim, foi executado o teste de proteção de falha de disjuntor, no qual se observou o funcionamento correto do sistema através da comunicação por mensagens GOOSE.

**Palavras-Chave:** IEC61850, subestações, GOOSE, relés, proteção.

## ABSTRACT

In this project was applicat the subject of the norm IEC 61850 in two substation. The norm has like main objective to establish communication between the whole system, independent of manufacturer type. With this feature, factors like lower cost, easy maintenance and more efficiency of system is attendant. In first experience, was did the necessary configuration for change of messages GOOSE through optical fibers of relays to protection of a transformer. To this programming, was used two redundant panels from modernization of substation 1, each panel consists of two control relays and one protection relay. Is necessary to occur the communication at the substation, the programming of configuration of each relays, of receiving, of sending and linking the relays. In second moment, was carried out the protection test, through two faults. The logic selectivity test, ensures that only the affected circuit breaker be open at a time of disturbance and not the entire system. Finally, the circuit-breaker failure protection test was performed, in which the correct functioning of the system was observe through communication with GOOSE messages.

**Keywords:** IEC61850, substation, GOOSE, relays, protection.

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 1 – Diferentes protocolos de comunicação presentes nas subestações (SANTOS; PEREIRA, 2007)	19
Figura 2 – Evolução das técnicas de comunicação das subestações (FERNANDES, 2014)	21
Figura 3 – Comunicação Horizontal	24
Figura 4 – Comunicação Vertical	25
Figura 5 – Grupos dos Nós Lógicos (COVRE, 2011)	28
Figura 6 – Agrupamento de LN's (FERREIRA, 2015)	29
Figura 7 – Hierarquização dos dados (RODRIGUES, 2013)	29
Figura 8 – Linguagem de Configuração da Subestação (NETTO, 2008)	30
Figura 9 – Camadas de rede e de transporte (FAROUZAN; FEGAN, 2009)	33
Figura 10 – Tipos de mensagens	36
Figura 11 – Painel do Transformador 230/69kV	40
Figura 12 – Interior do painel Diferencial de Barras 69kV	42
Figura 13 – Tela inicial do DGSI	43
Figura 14 – Painel de recebimento	44
Figura 15 – Painel de envio	45
Figura 16 – Link GOOSE para recepção	45
Figura 17 – Link GOOSE para envio	45
Figura 18 – Esboço do unifilar da subestação 2	46
Figura 19 – Lógica das funções 50BF e 51	47
Figura 20 – Pontos dos IED's	47

**LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Tabela ANSI	16
Tabela 2 – Estrutura da IEC	22
Tabela 3 – Tabela de nós lógicos	27
Tabela 4 – Modelo OSI	33
Tabela 5 – Modelo TCP/IP	34

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	10
1.1	Objetivos	10
1.2	Estrutura do trabalho	11
2	SISTEMA DE PROTEÇÃO	12
2.1	Relé de proteção	13
2.1.1	Histórico dos Relés de Proteção	14
2.1.1.1	Relés eletromecânicos	14
2.1.1.2	Relés estáticos	14
2.1.1.3	Relés digitais	15
2.2	Norma ANSI	16
3	SISTEMAS DE SUBESTAÇÃO	17
4	NORMA IEC 61850	19
4.1	Estrutura da norma IEC 61850	21
4.2	Requisitos Gerais	22
4.3	Planejamento do sistema e projeto	23
4.4	Requisitos de comunicação	23
4.4.1	Tipos de níveis	23
4.4.2	Tipos de barramento	25
4.4.3	Características técnicas	26
4.4.4	Linguagem de Configuração de Subestações	29
4.4.5	Estrutura de comunicação	31
4.4.6	Serviços de comunicação	31

4.4.6.1	Modelo OSI	31
4.4.6.2	Modelo TCP/IP	33
4.5	Serviço de tempo crítico	34
4.6	Mergit Unit	36
4.7	Sistemas de teste	36
5	ESTUDO DE CASO	38
5.1	Subestação 1	38
5.1.1	Configuração do relé	43
5.1.2	Recebimento do relé	44
5.1.3	Envio do relé	44
5.1.4	Linkagem	45
5.2	Subestação 2	46
5.2.1	Proteção por seletividade lógica	48
5.2.2	Proteção contra falha de disjuntor	48
6	CONCLUSÃO	49
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	50

# 1 INTRODUÇÃO

As subestações são conjuntos de instalações de elevada potência, que possuem a finalidade de controlar o fluxo energético, através das alterações de tensões e correntes elétricas, quanto ao nível e a natureza, e direcioná-las para clientes (DUALIBE, 1999). Os componentes de uma subestação precisam de comandos para que operem manobras, proteções e medições.

Nos últimos anos, o uso da energia elétrica aumentou proporcionalmente ao avanço tecnológico. Para acompanhar a evolução e atender a vida moderna, foi preciso que a energia elétrica e os meios de obtê-la se modernizassem, sendo imprescindíveis sistemas de geração, distribuição e transmissão confiáveis.

Uma forma de proporcionar a qualidade do sistema elétrico é através de implantação de sistema de proteção. Os relés de proteção digital, principal componente desses sistemas, proporcionam o isolamento da parte afetada, em caso de sobrecorrentes, subtensão, alteração de frequência, além de informações sobre o motivo da anormalidade e seu monitoramento. O uso desse sistema permite menor tempo de parada e de restabelecimento, facilitando a manutenção e a operação.

A necessidade de equipamentos com a maior eficiência possível, além da procura por menor preço, fez com que os fornecedores desenvolvessem seus equipamentos. Consequentemente, muitos fabricantes criaram seus próprios protocolos para comunicação de rede, em busca do domínio dos protocolos, dificultando a integração dos componentes de diferentes marcas. Buscando a interoperabilização, a estabilidade a longo prazo, entre outros pontos a norma IEC 61850 foi criada (*International Electrotechnical Commission*).

A norma IEC 61850 é dividida em 10 partes e tem o principal propósito de estabelecer comunicação entre equipamentos de diferentes fornecedores em uma subestação. O emprego de diferentes tipos de mensagens também é uma característica marcante da norma.

## 1.1 Objetivos

Este trabalho tem como propósito uma abordagem geral sobre conceitos de sistemas de proteção, além da aplicação da norma IEC61850, através de experimentos de trocas de mensagens entre relés, desenvolvido durante o estágio supervisionado na empresa Logix.

## 1.2 Estrutura do trabalho

O presente trabalho está organizado em 6 capítulos distintos. O primeiro capítulo contém a introdução e motivação da monografia. O capítulo 2 apresenta os principais componentes dos sistemas de proteção, além da evolução para os componentes atuais. O capítulo 3 apresenta os principais componentes dos sistemas de subestações. O capítulo 4 apresenta um estudo detalhado da norma IEC 61850, justificando assim o motivo principal do projeto. O capítulo 5 apresenta o estudo de duas subestações s, demonstrando o funcionamento de uma parte da norma através de troca de mensagem GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*), assim fica relatado como é feito essa troca, as configurações necessárias para tal e a troca de mensagem em situações de falha. A conclusão do trabalho está no capítulo 6 em conjunto com uma análise do trabalho como um todo e considerações finais, assim como sugestões para trabalhos futuros.

## 2 SISTEMA DE PROTEÇÃO

As falhas provenientes de sistemas elétricos resultam negativamente tanto para os consumidores, que podem ter interrompimento no fornecimento de energia, quanto aos fornecedores, que ficam com a qualidade do serviço comprometida (FILHO; MAMEDE, 2000). O sistema de proteção só atua em momentos de anormalidade do sistema, que é indicado conforme a variação de valores de tensão e corrente.

O sistema atua quando são percebidas situações danosas, tais como:

- Curto circuito: Situação na qual a corrente elétrica é elevada repentinamente, graças a conexão entre dois pontos com diferentes potenciais elétricos. São causados na maioria das vezes por erros de instalação (SANTOS, 2009).
- Sobrecarga: Situação na qual há elevação moderada de corrente por uma longa duração. São causadas na maioria das vezes por erros de operação (FILHO; MAMEDE, 2000).
- Subtensão: Situação na qual a tensão possui um valor menor que o desejado, o sinal elétrico apresenta uma diminuição de tensão.
- Sobretensão: Situação na qual a tensão possui um valor acima das quais os circuitos elétricos suportam, problema que pode afetar a eficiência eletrônica e energética.
- Temperatura acima da nominal, variações de frequências, entre outras situações.

As principais funções dos sistemas de proteção são:

- Desconectar o elemento defeituoso do sistema, o mais rápido possível.
- Fornecer energia com o menor número de interrupções possíveis (GOES, 2013).
- Possibilidade de diagnosticar os motivos de uma anormalidade, facilitando assim a recuperação do sistema.
- Minimizar danos materiais em caso de anormalidade.
- Proteger a integridade física de funcionários, animais e usuários dos sistemas.
- Diminuição de gastos com manutenção do sistema (PRIMO, 2009).

Os estudos na área de proteção, principalmente em relação aos relés digitais, são crescentes graças a busca do menor tempo para isolar a anormalidade, e conseqüentemente, afetar menos o tempo de falta de energia e para atingir a menor quantidade de equipamentos possíveis. Além de outros fatores, como econômicos (COTOSCK, 2007).

Os sistemas de proteção devem se enquadrar nas seguintes características (FILHO; MAMEDE, 2000):

- Sensibilidade: O sistema deve operar com a menor faixa de tolerância possível, reconhecendo o defeito, ou seja, quando deve ou não atuar.
- Velocidade: O sistema deve intervir no menor tempo possível após a falha. Quanto maior a velocidade de atuação do sistema de proteção, menos prejudicial as consequências para o sistema.
- Confiabilidade: O sistema deve operar conforme designações programadas, quando solicitado. Para isso é necessário que a manutenção dos equipamentos do sistema, seja ela manual ou de auto checagem esteja em dia.
- Segurança: O sistema deve ser capaz de distinguir se o relé deverá atuar, ou seja, se a falha está dentro da zona de proteção ou não.
- Seletividade: O sistema deve buscar isolar somente a parte defeituosa do sistema, buscando causar o menor transtorno possível. A seletividade é feita através de um estudo de coordenação e proteção.

As faltas resultantes dos defeitos de subestações classificadas como faltas permanentes, que são as faltas mais graves, na qual não é possível a recuperação do sistema em seu modo normal sem manutenção, ou seja, não é possível o seu funcionamento apenas reiniciando o circuito. As faltas semi-transitórias são faltas que permitem o funcionamento normal dos sistemas após o reiniciamento do circuito por algumas vezes, até o elemento que está causando o defeito, parar de existir. E por fim, existem as faltas transitórias, no qual é necessário ligar e desligar o sistema apenas uma vez para o circuito voltar a funcionar normalmente (GIGUER, 1988).

## 2.1 Relé de proteção

O principal equipamento dos sistemas de proteção são os relés. Relés são equipamentos elétricos que operam se a condição de entrada for diferente do modo planejado/programado, modificando pré-determinadamente o circuito de saída, através da alteração de um contato. O relé de proteção atua sobre disjuntores ou religadores (RODRIGUES, 2013).

A função de um relé de proteção é isolar rapidamente a parte do sistema que apresenta falha.

## 2.1.1 Histórico dos Relés de Proteção

### 2.1.1.1 Relés eletromecânicos

Em 1901 surgiram os primeiros relés, conhecidos como relés eletromecânicos. Esses relés atuam instantaneamente diante de uma situação na qual a corrente atinge um valor maior que a pré-definida, através de movimentos mecânicos, resultantes de indução ou atração eletromagnética (GOES, 2013). Em situações de falta o relé é sinalizado por uma bandeirola.

Apresentam como características (FILHO; MAMEDE, 2000):

- Possuem grande dimensão, devido as peças mecânicas;
- Fácil ajuste de parâmetros elétricos;
- Fácil manutenção;
- Confiabilidade;
- Necessidade de manutenção e calibração periódica, devido a danos pelo atrito das peças.

### 2.1.1.2 Relés estáticos

Os relés estáticos possuem operações e comandos através de circuitos eletrônicos. Possuem funções lógicas e de temporização (SANTOS, 2012). São relés menos robustos que o eletromecânico e a sinalização de anormalidade é indicada por LED's.

Apresentam como características:

- Possuem velocidade alta de operação, devido aos dispositivos eletrônicos ao invés de peças mecânicas (FILHO; MAMEDE, 2000).
- Menor consumo de potência, devido a menor robustez.
- Menor grau de manutenção, por não gerar atritos.
- Podem possuir muitas funções (SANTOS, 2012).
- Sensibilidade apurada, pequenas transições já geram a operação desses relés (COTOSCK, 2007).
- Possuem alguns dispositivos com vida útil reduzida (NETTO, 2008).
- Alguns fatores ambientais, como temperatura podem prejudicar seu funcionamento (NETTO, 2008).

### 2.1.1.3 Relés digitais

Os relés digitais apresentam o sistema de gerenciamento por microprocessadores. Esses possuem funções de proteção, medição, controle, acesso remoto e alarmes. Por possuir multifunções, é a tecnologia mais empregada na atualidade.

#### ➤ Características dos relés digitais

- Confiabilidade: o relé digital apresenta algoritmos de auto monitoramento contínuo garantindo a detecção de anormalidades no sistema (NETTO, 2008).
- Recursos de comunicação: O relé possui canais de comunicação entre outros relés digitais, independente do fornecedor. Além de comunicação entre os relés, é possível a integração com outros equipamentos, como transformadores de medidas, sistemas supervisórios, entre outros (SENGER, 2001).
- Apresentam diversas funções secundárias, como a oscilografia, que permite a captação de valores de corrente e tensão durante a ocorrência da falha, auxiliando na descoberta do motivo da anormalidade e, portanto, na sua solução (SENGER, 2001).
- Permite o registro de eventos, religamento, falha de disjuntor (SENGER, 2001).
- Espaço físico: A necessidade de muitos equiparatos é substituída por algoritmos (SANTOS, 2012).
- É possível fazer a manutenção através do *display* do relé, ou com recursos de rede (SANTOS, 2012).

#### ➤ Componentes dos relés de proteção digital

- Cartão de entradas analógicas: Responsável pelo recebimento de sinais analógicos dos transformadores de correntes e de tensão, além de ser um isolador entre os dispositivos de campo e o hardware (MARTINS et al., 2001).
- Filtro: Usado para evitar ruídos na conversão analógico para digital (A/D) dos sinais provenientes dos equipamentos de campo.
- Conversor A/D: É responsável por originar os sinais digitais através dos sinais analógicos (GOES, 2013).
- Cartão de entradas digitais: Informa a situação do sistema, através de valores binários (GOES, 2013).
- Cartão de saídas digitais: Responsável da atuação do sistema através de valores binários (GOES, 2013).

- CPU: Responsável pela gerência dos relés, cálculos programados, armazenamento de parâmetros e processamento de dados. Aciona alarmes em caso de falhas e impede operações inadequadas (GOES, 2013).
- Memória de Dados: Memória utilizada pela CPU para armazenar funções, lógica, operações, parâmetros do relé. Além de armazenar eventos de oscilografia (GOES, 2013).
- *Display*: Localizado na parte frontal do relé, é responsável por sinalizar as operações do relé e os alarmes (GOES, 2013).
- Fonte de alimentação: Monitora os valores de corrente e tensão do relé (MARTINS et al., 2001).

## 2.2 Norma ANSI

As funções de proteções são definidas conforme uma sequência numérica. Com o intuito de padronização das sequências foi criada uma tabela pelo ANSI – American National Standards Institute, universalizando assim o padrão ANSI. A Tabela 1 apresenta as funções principais da tabela ANSI.

21	Relé de Distância
26	Proteção Térmica
27	Relé de Subtensão
32	Relé Direcional de Potência
46	Relé de Imagem Térmica
50	Relé de Sobrecorrente Instatâneo
50N	Relé de Sobrecorrente Instatâneo de Neutro
51	Relé de Sobrecorrente Temporizado
51N	Relé de Sobrecorrente Temporizado de Neutro
59	Relé de Sobretensão
63	Relé Buchholz
67	Relé Direcional de Sobrecorrente
81	Relé de Subfrequência
7	Relé Diferencial

**Tabela 1 - Tabela ANSI**

### 3 SISTEMAS DE SUBESTAÇÃO

Segundo Rodrigues Coelho (2000), os sistemas de subestação podem ser subdivididos em:

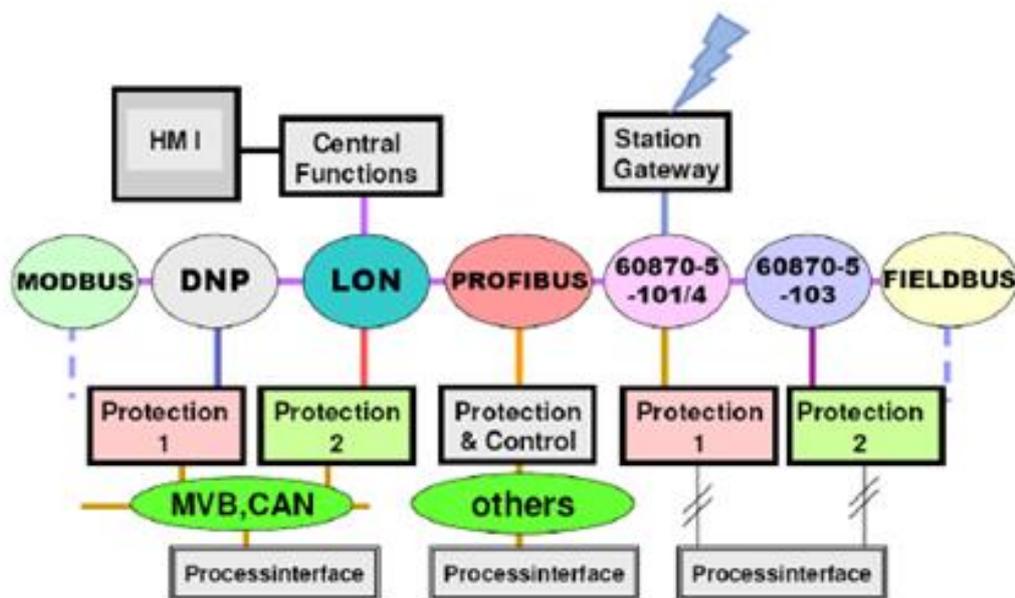
- 1) Sensores e Atuadores: Conhecidos também como dispositivos de campos, são equipamentos conectados aos equipamentos da planta. Os atuadores são os operadores dos sistemas e os sensores fornecem os dados como sinais analógicos, ou seja, fazem a conversão de sinais físicos para analógicos.
- 2) Estações remotas: As estações remotas são os grupos de equipamentos responsáveis por adquirir e controlar os dados dos dispositivos a eles associados. Os elementos das estações remotas são divididos em:
  - IED: *Intelligent Eletronic Devices* ou Dispositivos Eletrônicos Inteligentes, são dispositivos com automação e inteligência em determinadas tarefas. Os relés digitais já apresentados são IED's, portanto, possuem funções de controle, proteção e monitoramento sobre uma rede de subestação (PAULINO, 2007).
  - CLP: *Programmable Logic Controller* ou Controlador Lógico Programável, são equipamentos que permitem o controle do processo diante uma programação que possuem comandos para os equipamentos. Segundo Bailey e Wright (2003), os CLP's são de fácil programação e podem executar diversas funções, de atividades simples a complexas, proporcionando um fácil controle de entradas e saídas.
  - RTU: *Remote Terminal Units* ou Unidade Terminal Remota, possui o diferencial de gerar boa comunicação, são normalmente dispositivos com comunicação via rádio, sem fio.
- 3) Redes de comunicações: A rede de comunicação é o meio de troca de informações entre a Unidade Terminal Mestre (MTU) e as remotas, ou entre sistemas como computadores. As redes variam conforme as distâncias, afetando a confiabilidade do sistema, alguns dos meios de comunicação são:
  - Cabos – São sistemas de transmissão de meio físico, sendo restringido para utilização em pequenas distâncias, graças ao elevado preço, instalação e manutenção;
  - Rede *Wireless* - São sistemas de transmissão de informações através de ondas eletromagnéticas, portanto, sem uso de cabos. Pode também ser transmitidas através de infravermelhos ou laser. Pode se utilizar dispositivos repetidores se a rede *wireless* não atender ao propósito para grandes distâncias (BOARETTO, 2005).

- Fibra óptica – São sistemas de transmissão de dados através de ondas luminosas de alta frequência que utilizam de fibras ópticas para essa transmissão. A alta frequência dos sistemas ópticos permite uma grande capacidade de transporte de informação (AGRAWAL, 2014).
- 4) Estações de monitoração central (MTU): As MTU são centralizadas em um computador (servidor) ou em uma rede, responsável por intermediar as informações das estações remotas e processa-las, armazenar de acordo com os eventos, para utilização dos usuários através da IHM.
  - 5) Interface Homem Máquina (IHM): A IHM permite a comunicação entre a MTU e os usuários. Proporciona aos operadores modificações, monitoramentos, informações de manutenção, valores atuais, alarmes, entre outros.

#### 4 NORMA IEC 61850

A norma IEC 61850 foi criada para padronização do tipo de comunicação entre equipamentos de uma subestação, através de padrões abertos e não proprietários. A modernização e automação das subestações visam sistemas de rápida operação e de baixo custo para implantação, comissionamento e readaptações futuras, e que proporcione a integração dos equipamentos das subestações. A comunicação deve ser realizada independentemente do tipo de fabricante do dispositivo, processo chamado interoperabilidade, eliminando assim a necessidade de utilizar os equipamentos de um só fornecedor ou de cabos de cobre.

Diante da grande diversidade de fabricantes, as soluções dos sistemas de subestações contavam com diferentes tipos de protocolos proprietários. Os protocolos existentes são representados na Figura 1 (SANTOS; PEREIRA, 2007).



**Figura 1 - Diferentes protocolos de comunicação presentes nas subestações (SANTOS; PEREIRA, 2007)**

A diferença entre protocolos de fabricantes de dispositivos diferentes impossibilitava a comunicação entre esses. A norma IEC61850 tem como principal alicerce, a interoperabilidade, ou seja, o reconhecimento e a operação de equipamentos de diferentes fornecedores, buscando a integração de informação entre o processo (ARAÚJO, 2011). Os dispositivos compartilham informações para uso nas funções de proteção, controle e monitoramento.

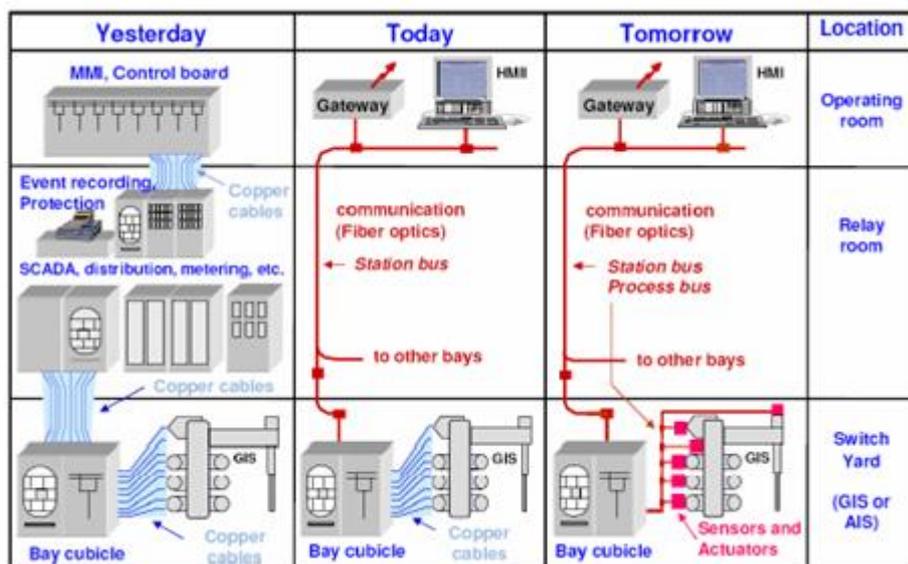
Outros benefícios relacionados a norma são:

- Rapidez na atuação de forma confiável.
- Comunicação de protocolos de forma horizontal, permitindo a seleção de eventos com prioridade.
- Protocolos com sintaxe e estrutura de dados no mesmo padrão o que garante o compartilhamento de processo entre os equipamentos (SCHUBERT; WONG, 2003).
- Diminuição dos custos, isso é ocasionado devido o menor número de dispositivos e cabos para compor os sistemas, o menor espaço requerido e o menor custo da operação e da manutenção das subestações.

Através da comparação da Figura 2 pode se observar a expressiva diminuição de cabos de cobre e dispositivos. Antigamente, as subestações possuíam sala de operação, sala de transmissão para divisão dos cabos entre equipamentos conectados ao cubículo relativo ao vão e equipamentos na barra de subestação. Todas as salas e equipamentos eram conectados através de cabos de cobre.

Atualmente no Brasil, os sistemas de subestação apresentam implantação parcial da norma IEC61850. A IHM da sala de operação é ligada a um *gateway* que possui interligamento através de fibra óptica direto ao cubículo do vão respectivo. Na sala da barra da subestação continuam sendo ligados os equipamentos ao cubículo através de cabo de cobre. A sala de transmissão não está mais em uso (DUARTE, 2012).

É visado no futuro, que os dados sejam repassados por sensores apenas por fibras ópticas.



**Figura 2 - Evolução das técnicas de comunicação das subestações (FERNANDES, 2011)**

A norma garante que os equipamentos acrescentados ao sistema ao longo do tempo, consiga se comunicar com os equipamentos já instalados, independente do fabricante. Por isso, a norma é definida como “a prova do futuro” (ALMEIDA, 2011).

Para que as informações sejam transitadas é necessário a modelagem dos equipamentos da subestação. São divididos quais dados devem ser trocados e como devem ser trocados (DUARTE, 2012). Portanto, existe um modelo de dados e um modelo de comunicação (FERNANDES, 2011).

O modelo de dados é feito como a orientação a objetos. Nesse modelo são nomeados os pontos e tudo que os compõem (nós lógicos, atributos, funções, organização dos dados).

O modelo de comunicação mapeia os objetos e serviços para os outros protocolos requeridos.

#### 4.1 Estrutura da norma IEC 61850

A norma IEC 61850 é dividida em 10 partes. A Tabela 2 apresenta essa divisão (MIRANDA, 2008).

A parte 1 da norma descreve o conceito de interoperabilidade, equipamentos de mesmo fabricante ou não, devem trocar dados. Para atender a essa característica essa transição de informações deve garantir que a comunicação aconteça conforme os padrões existentes, que a estrutura de dados utilizada represente informações específicas e que seja a prova de futuro (MIRANDA, 2008).

A parte 2 é constituída pelo glossário com algum dos termos utilizados na norma.

Sessão	Descrição
	Aspectos do Sistema
1	Introdução e Visão Geral
2	Glossário
3	Requisitos Gerais
4	Gerenciamento de Projeto e Sistema
5	Requisitos de Comunicação
	Configuração
6	Linguagem de Configuração de Subestações (SCL)
	Serviços de Comunicação Abstratos
7.1	Modelo de comunicação (Formatação de Dados e Serviços)
7.2	Serviços de Interface de Comunicação Abstrata (ACSI)
7.3	Classe de Dados Comum (CDC)
7.4	Classes de Nós Lógicos e Dados Compatíveis
	Mapeamento de Serviços de Comunicação Específicos
8.1	Mapeamento para MMS-TCP/IP-ETHERNET
8.x	Para mapeamentos futuros
9.1	Mapeamento para conexões ponta a ponta
9.2	Mapeamento para conexões do barramento
	Ensaio
10	Teste de Conformidade

**Tabela 2 - Estrutura da IEC 61850**

#### 4.2 Requisitos Gerais

Os requisitos gerais são expostos na parte 3 da norma. Esses requisitos dizem respeito a qualidade da implantação da norma, como (MIRANDA, 2008; DUARTE, 2012; ARAUJO, 2014).

- A confiabilidade é um dos requisitos. No caso de estrago de um equipamento, deve ser assegurado que o sistema deve continuar funcionando, não afetando a operação do todo. Para isso pode ser empregado o recurso de redundância.
- As funções de proteções devem ser autônomas, de forma que a falha nos dispositivos dos sistemas não as afete.
- As informações não devem ser afetadas, a integridade dos dados deve ser primordial.
- As condições ambientais devem ser acompanhadas.
- As interferências eletromagnéticas não devem afetar os dispositivos de comunicação.
- Deve ser capaz de estabelecer comunicação simultânea com os nós das redes.
- A IHM deve operar mesmo sem os comandos da sala de controle.

#### 4.3 Planejamento do sistema e projeto

A IEC-61860/4 é a parte de planejamento do Sistema de Automação de Subestação (SAS), são definidos alguns pré-requisitos. Define configurações de processo de engenharia, ou seja, definições de *hardware*, relés, além de suas interfaces com outros IED's e com o ambiente. Define também o ciclo de vida de toda a SAS e dos IED's, sendo necessário que o fabricante de cada dispositivo anuncie quando o produto se tornar obsoleto e forneça assistência. E por último é explicitado os deveres para uma boa qualidade do produto, tanto do cliente de garantir um bom ambiente e boas condições para funcionamento dos equipamentos, quanto do fabricante de fornecer um sistema de qualidade (RODRIGUES, 2013).

#### 4.4 Requisitos de comunicação

O IEC-61850/5 define os requisitos para que ocorra a comunicação no sistema de automação de subestação, como as funções transferem dados.

##### 4.4.1 Tipos de níveis

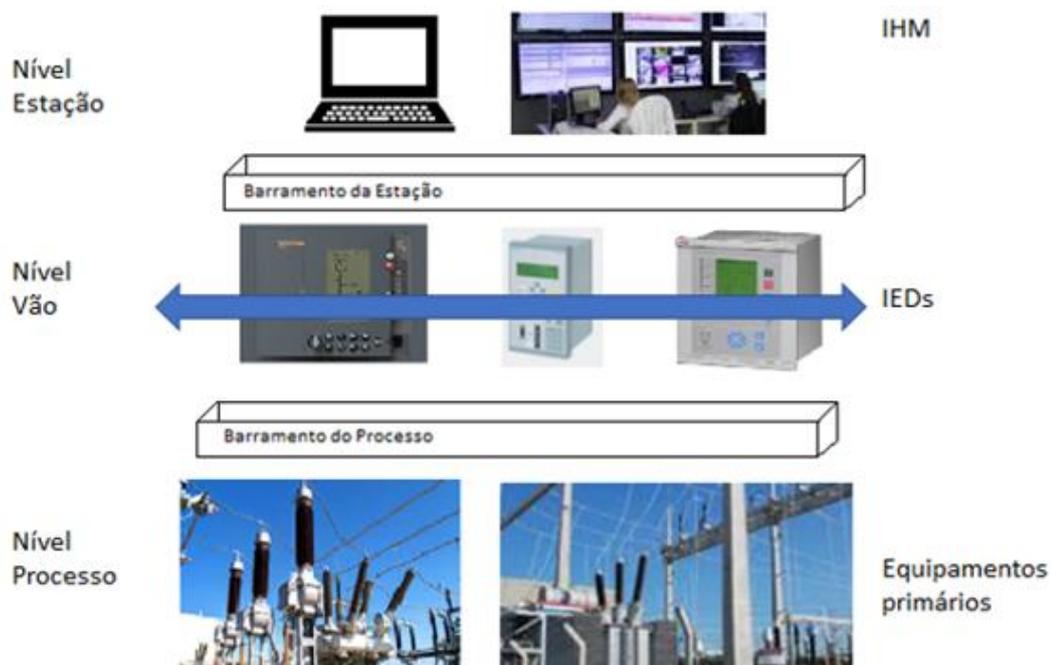
O SAS apresenta três níveis básico de operação:

- Nível Estação - O nível é conceituado através da série IEC61850 parte 8. O nível estação é composto por equipamentos que recebe informação para processa-las e as conecta com os centros de controle. Os dispositivos que compõe esse nível são: IHM, Unidades Centrais da Subestação, *Gateway*, *Switches* gerais, roteadores, sendo equipamentos de uso comum a todos os equipamentos dos vãos (PICOLO et al., 2013).

- Nível Vão - O nível é conceituado através da série IEC61850 parte 7. O nível vão é composto por equipamentos que efetuam funções como de proteção e controle, sendo os principais dispositivos desse nível as IED's. O nível vão é intermediário, portanto, recebe informações do nível processo e recebe os comandos do nível estação (FERNANDES, 2011).
- Nível Processo - O nível é conceituado através da série IEC61850 parte 9. O nível processo é composto por dispositivos primários como I/Os remotos, sensores inteligentes e atuadores (seccionadoras, disjuntores, fusíveis) e transformadores (PICCOLO et al., 2013). É através desse nível que são obtidos dados analógicos de corrente e tensão das mensagens GOOSE e da rede (FERNANDES, 2011).

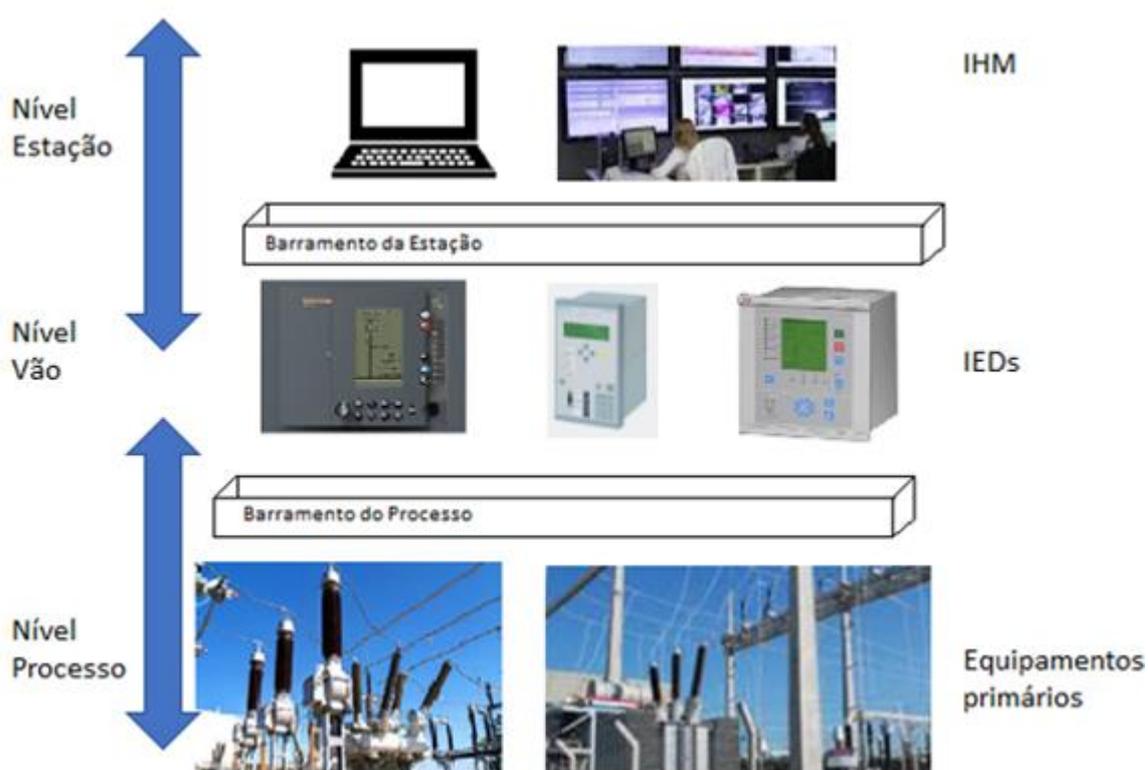
As trocas de informações podem ocorrer dentro do próprio nível (comunicação horizontal), conforme Figura 3 ou entre níveis diferentes (comunicação vertical), conforme Figura 4.

A comunicação horizontal possui transferência de modo editor-assinante. O modelo editor-assinante possui a característica do editor enviar a mensagem continuamente para a rede (pois nesse modelo não existe a confirmação de recebimento) de forma *multicast* e o assinante (um ou mais IED's) utilizar a mensagem quando for necessário (MORGADO, 2000). As mensagens horizontais são mensagens caracterizadas pelo tempo crítico, ou seja, a velocidade que a mensagem é recebida é de extrema importância.



**Figura 3 - Comunicação Horizontal**

A comunicação vertical possui transferência de modo cliente-servidor. O modelo cliente-servidor, os servidores fornecem informações quando ocorre a solicitação dessas pelo cliente (ALMEIDA, 2011). A criticidade do tempo de entrega da mensagem não é uma restrição do modelo, portanto, como a mensagem passa por todas as camadas dos protocolos, a confiabilidade da entrega dessas é grande. A comunicação vertical já existia antes da norma ser empregada, mas entre equipamentos de mesmo fornecedor, sendo a evolução da norma IEC61850 a transmissão de informações entre diferentes níveis de equipamentos de diferentes fornecedores.



**Figura 4 - Comunicação Vertical**

#### 4.4.2 Tipos de barramento

- Barramento de estação: É o caminho da comunicação entre os IED's, ou seja, comunicação horizontal. A comunicação pode ser também vertical, entre o nível vão e estação (FERREIRA, 2015).
- Barramento de processo: É o caminho dos equipamentos primários, tais como transformadores, sensores e atuadores. O barramento substitui a fiação de cabos.

#### 4.4.3 Características técnicas

A virtualização é o primeiro passo para a modelagem dos dados, em que cada equipamento da subestação é modelado dentro do IED, como um Logical Node (LN). Uma função pode ser executada para uso entre vários dispositivos físicos. Por exemplo, a atuação de um registrador de perturbações e um relé de proteção são diferentes, mas quando a função de proteção atuar, essa função deve acionar o LN correlacionado do registrador de perturbações, para que esse possa realizar sua função (RODRIGUES, 2013). Essas funções trocam informações entre si através de seus LN, ou seja, por conexões lógicas. Se a troca ocorrer entre dispositivos físicos, a conexão é física.

O LN é uma decomposição em sub funções do IED, para que ocorra a transição de informação entre IED's com uma fácil compreensão. O LN é composto por dados definidos do equipamento (*Data Objects*), que por sua vez são compostos por atributos. Os *Logical Node* formam um Dispositivo Lógico (DL), que residem no dispositivo físico (IED) (MAGALHÃES; SILVA; NAZARETH, 2015). Esse modelo orientado a objeto possibilita a padronização de nomes para IED's de diferentes fabricantes, além dos objetos e atributos darem consistência a norma, por fornecer estado e qual o comportamento do objeto.

Sendo assim, a estrutura hierárquica para que ocorra a transição pode ser dada como (RODRIGUES, 2013):

1. *Data Attributes* – Os atributos de dados são os valores do ponto ou sua qualidade.
2. *Data Objects* – Os objetos de dados são informações definidas do equipamento, ou seja, sobre o tipo de ponto.
3. *Logical Node (LN)* – Os nós lógicos são a menor parte de uma função que trocam informação através de conexões lógicas. O LN com seu conjunto de dados e seus atributos é suficiente para caracterizar o dispositivo físico da subestação (APOSTOLOV, 2006).

O LN pode estar em múltiplos dispositivos físicos que estão conectados à rede, garantindo assim a livre alocação de funções, pois as condições de agrupamentos dos LN podem variar (FERNANDES, 2011).

## a. Nós lógicos

Os nós lógicos são agrupados nos grupos (FERNANDES, 2011):

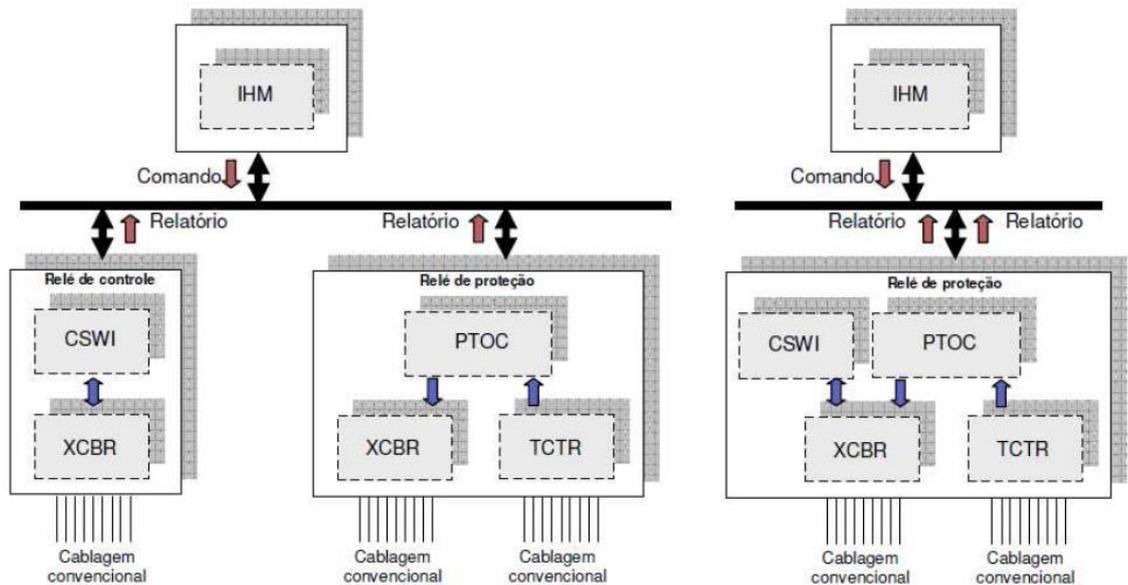
:

Grupo	Descrição
L	System LN
P	Proteção
R	Proteção relacionada
C	Controle
G	Genérico
I	Interfaceamento e arquivamento
A	Controle Automático
M	Medições e medidas
S	Sensores e monitoramento
X	Chaveamento
T	Transformadores
Y	Transformadores de Potência
Z	Equipamento para sistemas de potência futuros

**Tabela 3 – Tabela de nós lógicos**

Cada LN possui uma denominação de quatro letras, iniciada pela letra do grupo, como por exemplo

- RREC – Religamento automático
- XCBR – Disjuntor
- PDIF – Proteção diferencial
- MMXU – Unidade de medição



**Figura 5 - Grupos dos Nós Lógicos (COVRE, 2011)**

Os agrupamentos dos LN's em funções podem ocorrer em diferentes condições. A Figura 5 demonstra duas formas de se alocar o LN's em um mesmo IED (COVRE, 2011).

4. *Logical Device*(LD) – O dispositivo lógico é endereço virtual do ponto dentro de um dispositivo físico.
5. *Physical Device* – É o dispositivo físico que contém o ponto e seu endereço de rede.

O protocolo para transporte de dados utiliza nomes para endereçamento, que é obtido a partir da modelagem do dado, ao contrário do que acontecia nos outros protocolos, que era utilizado endereço numérico. A hierarquização dos dados e um exemplo de como é obtido o nome de cada ponto, é mostrado na Figura 6.

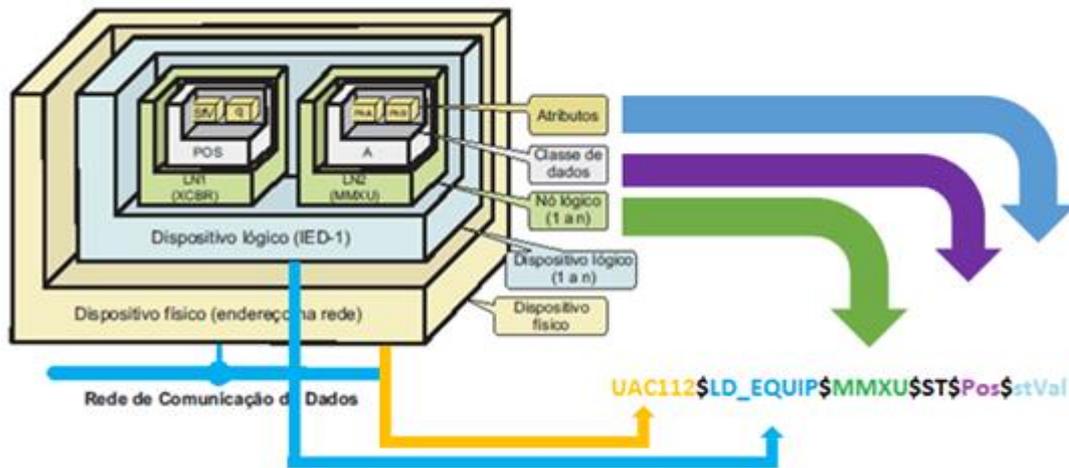


Figura 6 - Agrupamento de LN's (FERREIRA, 2015)

A Figura 7 apresenta a composição de um bloco construtivo de um LN – XCBR, ou seja, de um disjuntor.

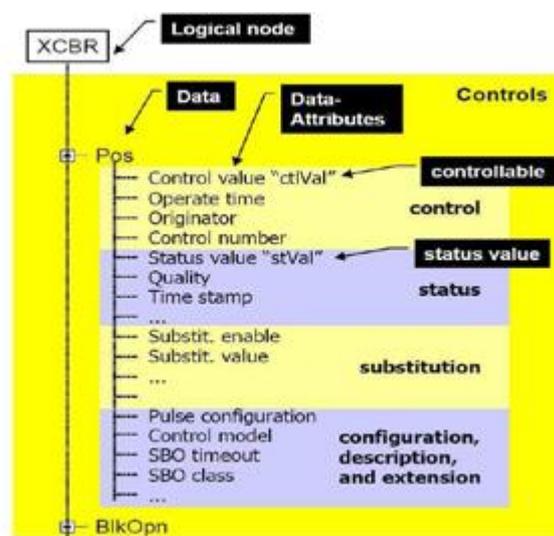


Figura 7 - Hierarquização dos dados (RODRIGUES, 2013)

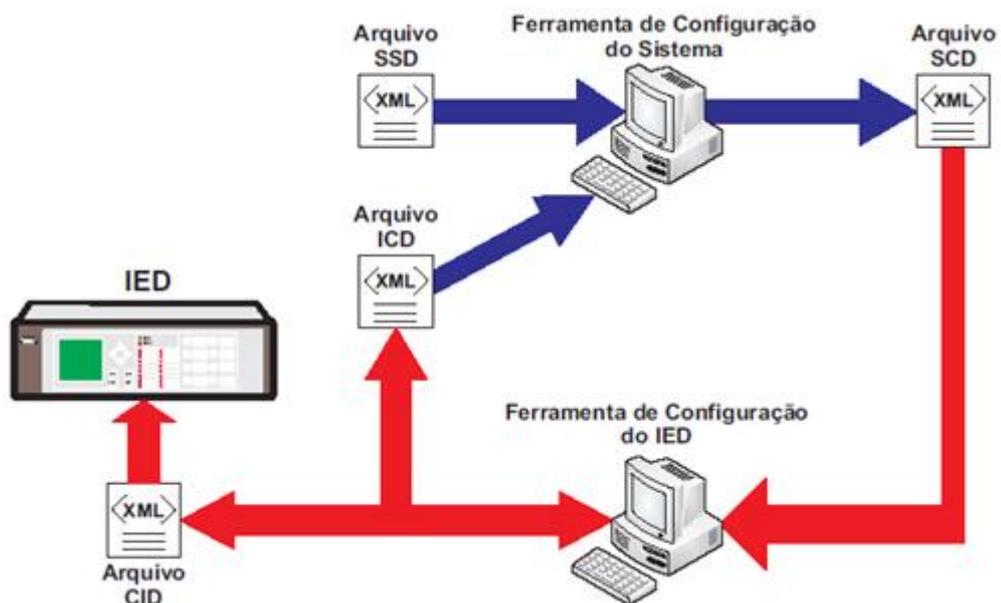
#### 4.4.4 Linguagem de Configuração de Subestações

A norma IEC-61850/6 determina uma linguagem padrão para mapeamento dos dados dos objetos, denominada *Substation Configuration Language* (SCL). Essa linguagem em comum permite a interoperabilidade entre os IED'S, para uso dos nós lógicos em diferentes dispositivos (COVRE, 2011).

A configuração da comunicação é descrita através de arquivos *Extensible Markup Language* (XML), este arquivo apresenta o modelo de dados com suas opções, informações dos canais de

comunicação, informações funcionais de cada equipamento da subestação. A descrição do arquivo é (ARAUJO, 2011; RODRIGUES, 2013):

- *System Specification Description* – Arquivo de descrição da especificação do sistema (SSD): Arquivo que possui funções do sistema de acordo com os LN's e descrição do diagrama unifilar, ou seja, informações do sistema.
- *Substation Configuration Description* – Arquivo de descrição da configuração da subestação (SCD): Arquivo com a configuração completa da subestação, IED's e rede de comunicação presente. É gerado pelo software.
- *IED Capability Description* – Arquivo de descrição da capacidade do IED (ICD): Arquivo que descreve as informações dos IED's, como capacidade e configurações.
- *Configured IED Description* – Arquivo de descrição da configuração do IED(CID): Arquivo único de cada IED com as descrições parametrizadas do usuário.



**Figura 8 - Linguagem de Configuração da Subestação (NETTO, 2008)**

Através da padronização da linguagem todo o sistema é comunicado, as informações de descrição de cada IED no nível de sistema, são transmitidas e retornadas com informações da configuração do presente sistema para o software de parametrização do IED. Isso é mostrado conforme Figura 8.

#### 4.4.5 Estrutura de comunicação

Na norma IEC61850/7.1 são definidos os princípios e modelos para a estrutura da comunicação que precisa ser feito antes da definição dos protocolos. Um dos principais sustentos da norma são as definições abstratas, ou seja, a criação de objeto de dados e serviços sem se relacionar a somente um protocolo. Assim, se o protocolo preencher os requisitos de serviço e dados definido pelo mapeamento ele poderá ser utilizado (DUARTE, 2012).

As partes IEC61850/7.2 define os padrões de serviços e objetos abstratos. Essa parte da norma fornece como trocar a informação, fornecendo qual serviço será utilizado de acordo com a função. Os LN, dados e seus atribuídos são definidos para singularizar os dados para que uma aplicação seja executada (NORTE et al., 2006).

#### 4.4.6 Serviços de comunicação

A IEC61850/8 define redes de comunicação é a forma de transferência de mensagens e recursos por um sistema de comunicação (ARAUJO, 2014).

As redes de comunicação são divididas em pilhas de camadas, para que as funções sejam organizadas e seja mais fácil a transmissão das mensagens. As camadas inferiores fornecem serviços (definição das operações) as superiores, adicionando informações à mensagem. As regras que compõe cada camada são chamadas de protocolo (JAMES; KEITH, 2005).

Os protocolos são formas de comunicação que definem o tipo de mensagem (sintaxe e semântica) e a prioridade de entrega das mensagens entre IED's, são combinações entre os dispositivos de arquitetura distinta para que ocorra a troca de mensagens (RODRIGUES, 2013). Trata de questões básicas como (FALBRIARD, 2002):

- Quais sinais podem ser enviados?
- Como fazer o endereçamento de uma mensagem?
- Quais mensagens enviar?
- Quando pode ocorrer o envio de uma mensagem?
- Como estabelecer uma conexão?

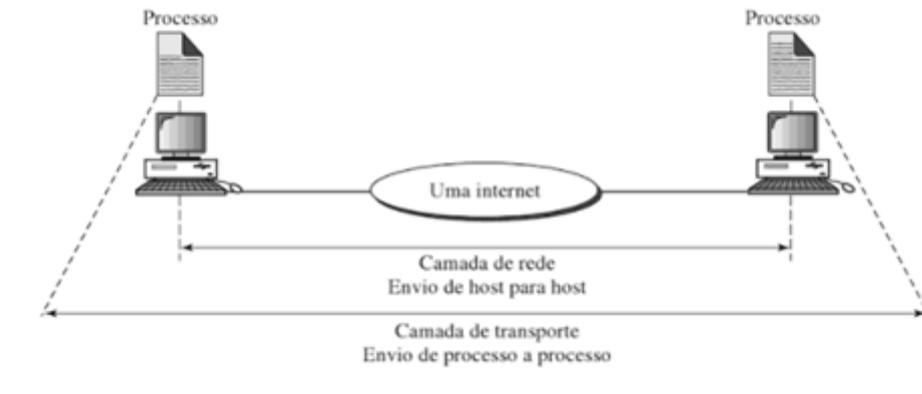
##### 4.4.6.1 Modelo OSI

O modelo OSI é uma norma que designa funções e relacionamentos para criar protocolos, o modelo apresenta sete camadas hierárquicas (MIRANDA, 2008). Cada camada faz parte da

movimentação do dado pela rede. Sendo dividida em (FAROUZAN; FEGAN, 2002; COVRE, 2011; MIRANDA, 2008; ARAUJO, 2014):

1. Física: Define o meio de transmissão de mensagens. Converte os dados em sinais elétricos para serem enviados através de cabos. Transmite bits por um canal, garantindo que o bit enviado seja igual ao bit recebido, a velocidade que o bit deve durar e a tensão utilizada. Define as características mecânicas e elétricas do meio de transmissão.
2. Enlace de dados: A camada é responsável pela conversão, formatação dos dados para que a camada de rede e a física se entendam. Essa supervisão de fluxo de dados é feita através do endereço MAC.
3. Rede: A camada de rede encaminha pacotes de dados de seu ponto de origem ao destino. É feito o endereçamento lógico, visto que o endereçamento físico feito pela camada de enlace só atinge o limite da rede, para diferentes sistemas é necessário o endereçamento físico, ou seja, endereço IP. O caminho que o pacote de dados deve percorrer levando em conta prioridades é feito pela rede.
4. Transporte: A camada de transporte supervisiona para que a mensagem chegue correta, em ordem e sem erros da origem para o destino. A camada de transporte divide em unidades menores os dados da camada de sessão. A camada de rede supervisiona o envio de pacotes individuais, enquanto a camada de transporte se importa com a relação entre os pacotes. O endereçamento de portas de origem e destino permitem que seja feito o transporte na rede. Por exemplo, computadores podem executar diversos programas paralelamente, o transporte permite que o processo específico (no caso, do programa em execução) de um computador para o processo específico de destino, não apenas transmitir de um computador para outro. A diferença entre as camadas é demonstrada na Figura 9.

As camadas de rede (1 a 3) se preocupam com a forma que as informações são enviadas e recebidas, as camadas de aplicação (5 a 7) se preocupam com a semântica dos pacotes, enquanto a camada de transporte interliga a aplicação e a rede. (COVRE, 2011)



**Figura 9 - Camadas de rede e de transporte (FAROUZAN; FEGAN, 2009)**

5. **Sessão:** É uma camada de gestão, garante a interação entre sistemas, ou seja, estabelece ou finaliza conexões, além de garantir a sincronização entre esses.
6. **Apresentação:** Traduz, criptografa e compacta os dados fornecidos pelo usuário para o formato da pilha de camadas.
7. **Aplicação:** Permite que as informações dos equipamentos (através dos dados utilizado pelo usuário) acessem a rede.

#### 4.4.6.2 Modelo TCP/IP

O modelo TCP/IP apresenta quatro camadas hierárquicas e suas camadas apresentam a mesma função do modelo OSI (DUARTE, 2012). A estrutura dos modelos OSI e TCP/IP é mostrado respectivamente na tabela 4 e 5.

7	Aplicação
6	Apresentação
	Sessão
4	Transporte
3	Rede
2	Enlace de dados
1	Físico

**Tabela 4 – Modelo OSI**

4	Aplicação
3	Transporte
2	Internet
1	Interface com a rede

**Tabela 5 – Modelo TCP/IP**

- A camada de aplicação do modelo TCP/IP é equivalente as camadas de aplicação, apresentação e sessão do modelo OSI, essa camada permite que as informações vindas do usuário acessem a rede, definindo os protocolos de comunicação para isso.
- A camada de transporte gerencia o envio e recebimento de mensagens, através dos protocolos TCP e UDP, sendo o primeiro para conexões confiáveis e o segundo que não necessita de coordenação das mensagens, não afetando a ordem de entrega dessas, ou seja, um protocolo que não possui conexão confiável.
- A camada de inter-rede é utilizada para garantia que a mensagem de origem chegue ao destino, através de protocolos como o IP.
- A camada de interface com a rede aplicação do modelo TCP/IP são equivalentes as camadas de enlace de dados e a camada física do modelo OSI, definindo, igual ao modelo OSI, as normas do meio físico.

#### 4.5 Serviço de tempo crítico

A existência de mais de um tipo de mensagens descrita na norma é explicada devido a diversos serviços existentes. A criticidade do tempo de transmissão da mensagem e a confiabilidade na entrega certa são fatores que diferenciam os tipos de mensagens.

1. A mensagem *Multimedia Messaging System* (MMS) é utilizado para troca vertical e utiliza das sete camadas do modelo OSI, impactando na maior confiabilidade da informação transmitida e em um maior tempo de transmissão de mensagens. Devido ao tempo crítico não ser o principal fator impactante da mensagem, é utilizado em serviços

relacionados ao sistema supervisor, como comando e sinais (MAGALHÃES; SILVA; NAZARETH, 2015). A mensagem é relacionada a um emissor e a um receptor (ARAUJO, 2014).

2. As mensagens na qual o tempo crítico é importante são denominadas *Generic Substation Events*(GSE), sendo dividida em: *Generic Substation Status Event* (GSSE) e GOOSE. Que se diferenciam pela primeira ser mensagem com estrutura pré-definida e fixa e a segunda poder ter a mensagem alterada, informando ao destinatário o que e quando foi alterado a mensagem (NETTO, 2008).

- a. As mensagens GOOSE utilizado no estudo de caso, apresenta características de ponto-a-ponto em alta velocidade. Como não é feita a confirmação de chegada da mensagem, a confiabilidade de entrega é afetada, para diminuir esse risco as mensagens são retransmitidas utilizando o serviço SCSM (*Specific Communication Service Mapping*) (LACERDA, 2012).

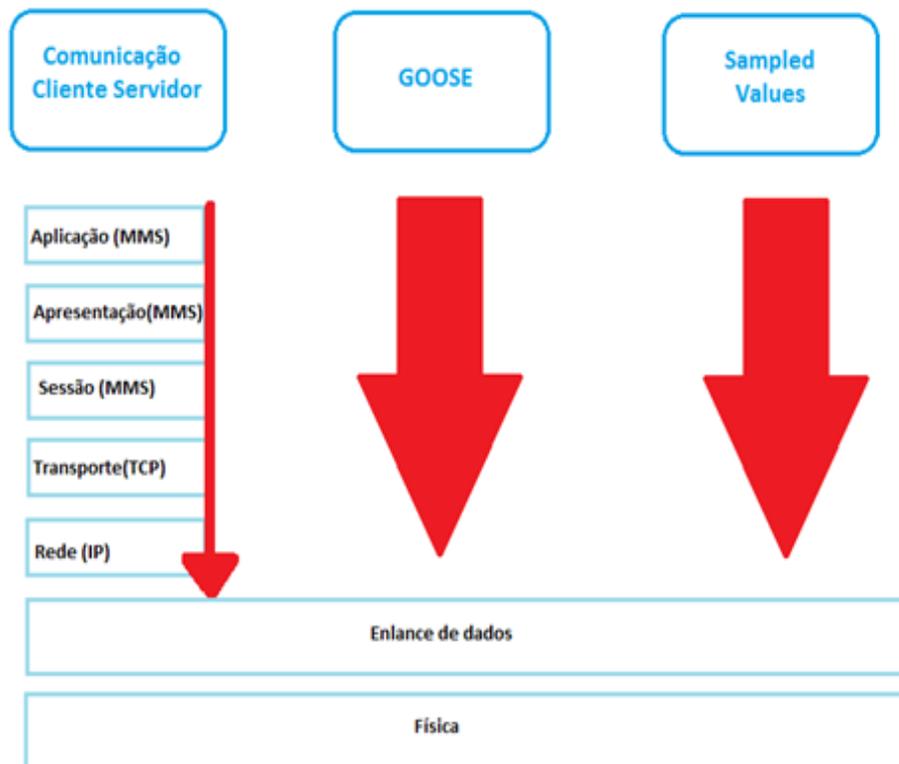
Esse tipo de mensagem é utilizado em comunicação horizontal e podem ser enviadas a um ou a todos os IED's (multicast). As mensagens são enviadas diretamente para a camada de enlace, transmitindo assim, rapidamente os dados a todos os IED's conectados naquela rede, mas esse a utiliza somente se precisar e estiver habilitado para tal função (ALMEIDA, 2011).

Por exemplo, a posição do disjuntor junto com seus atributos é encaminhada a todos os IED's e aos componentes do nível estação, clientes (PICOLO et al., 2013).

3. As Mensagens Sampled Value (SV) são utilizadas quando é preciso a transmissão de valores analógicos como corrente e tensão, rapidamente (FERNANDES, 2011). As mensagens SV são transferidas no barramento de processo, comunicação entre os primários do nível de processo e os IED's (MAGALHÃES; SILVA; NAZARETH, 2015). Além disso, diferentemente da mensagem GOOSE o serviço SCSM não é utilizado, trabalha com *Priority Tag* e V-LAN (SERGIO et al, 2011). Os dados precisam estar sincronizados para comparação das ondas senoidais (FERNANDES, 2011).

Essa mensagem primeiramente, converte o sinal analógico para digital, o encapsula e o envia para a rede. A interpretação desse dado é feita após desencapsulamento ao ser entregue ao receptor. E para finalizar, o sinal analógico é obtido novamente, através da conversão de dados (SERGIO et al, 2011).

A Figura 10 apresenta como ocorre o funcionamento dos diferentes tipos de mensagens.



**Figura 10 - Tipos de mensagens**

#### 4.6 Mergit Unit

Na IEC61850/9 são descritos os *Merging Unit* (UM). Os *Merging Unit* são equipamentos que torna possível a comunicação dos transformadores de corrente e de tensão ao barramento de processo, ocorrendo a aquisição de sinais analógicos (tensão e corrente) vindos dos equipamentos primário de pátio, que amostra esses sinais e a partir disso envia as mensagens SV's para os equipamentos do nível vão (SOUZA; BERNARDES, 2011).

#### 4.7 Sistemas de teste

A IEC61850/10 é a parte da norma que mostra tipos de simulações para a comprovação que todo o conteúdo explicitado pela norma esteja funcionando adequadamente no sistema (MIRANDA, 2008).

Exemplos de testes:

- Teste de conformidade, que são testes realizados em cada IED para assegurar que os requisitos para comunicação foram atendidos (ARAUJO, 2014).
- Testes de interoperabilidade são testes feitos em mais de um IED interligados, que no momento do teste devem possuir comunicação e estar trocando mensagem. São feitos testes em equipamentos de mesmos fabricantes e posteriormente em fabricantes diferentes (ARAUJO, 2014).
- Testes de desempenho são utilizados para ver se o tempo para que as funções são ativadas atende ao tempo mínimo exigido. Esses testes são feitos principalmente nas mensagens GOOSE e SV (ARAUJO, 2014).

Esses ensaios podem ser feitos a partir de softwares de simulação, que representam mudanças de estados de disjuntor, que gerem mensagem GOOSE, que monitorem o tempo de mensagem, simulador de sinais analógicos e digitais (MIRANDA, 2008).

## 5 ESTUDO DE CASO

A norma IEC61850 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 dois projetos de modernização de subestações, que utilizaram a norma IEC61850 como padrão. O objetivo do estudo é demonstrar o funcionamento da norma IEC 61850 em subestações, utilizando o envio de mensagem GOOSE.

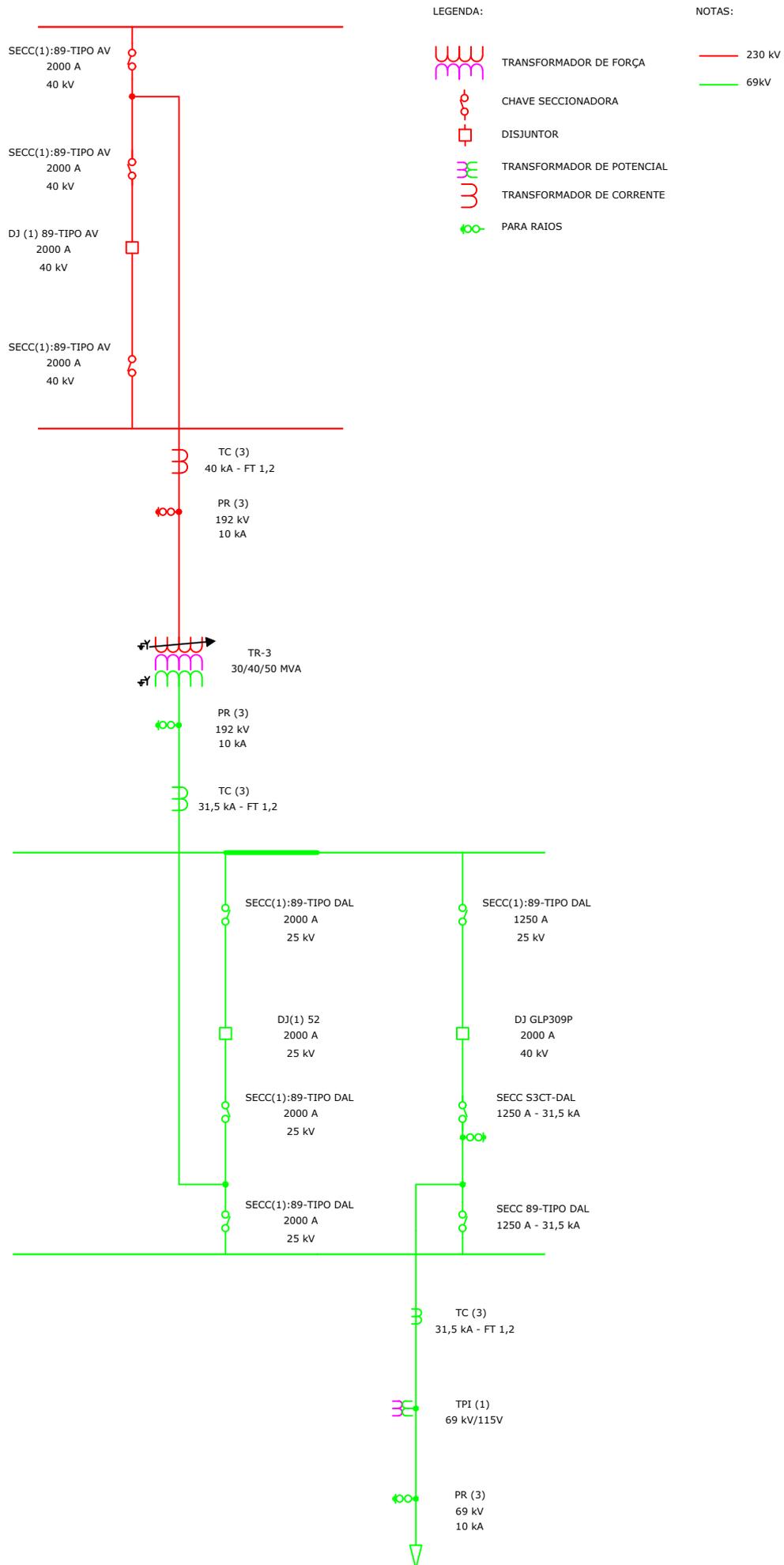
Na primeira parte, será apresentado o unifilar da subestação 1, o estudo de dois painéis de proteção e controle que são os equipamentos físicos da modernização, a configuração dos relés para comunicação via GOOSE, além da configuração de *linkagem* entre os relés. Na segunda parte, será apresentado a subestação 2 seu unifilar e testes de proteção, de falha de disjuntor e de seletividade lógica.

### 5.1 Subestação 1

A subestação 1 é caracterizada por ser uma subestação transformadora abaixadora, ou seja, converte a tensão que chega nas linhas em uma tensão menor. Normalmente, são empregadas nos finais de transmissões, perto de centro urbanos para transmissão da energia para toda a cidade.

Para a modernização dessa subestação, foram elaborados alguns painéis de proteção e controle. O foco desse trabalho, foram em dois painéis de proteção e controle do transformador 230/69kV, conforme Figura 11.

No unifilar da subestação 1 é apresentado a seguir. Esse unifilar é parte da subestação 1, composto por equipamentos como: transformador de força, chave seccionadora, disjuntor, transformador de potencial, transformador de corrente e para raios.



LEGENDA:

-  TRANSFORMADOR DE FORÇA
-  CHAVE SECCIONADORA
-  DISJUNTOR
-  TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
-  TRANSFORMADOR DE CORRENTE
-  PARA RAIOS

NOTAS:

-  230 kV
-  69kV

Esses dois painéis são divididos em painéis principal e auxiliar. Cada painel possui os seguintes componentes:

- Relé de proteção 7UT63
- Relés de controle 7UT63
- Switch
- Multimetro
- Chave de Telecomando
- Chaves liga-desliga disjuntores
- Botões de alarme



**Figura 11 - Painel do Transformador 230/69K**

A criação de dois painéis idênticos é a garantia de funcionamento constante do sistema, no caso de falha de um dos relés o relé do outro painel continuará funcionando. Os relés redundantes apresentam as mesmas funções nos painéis, principal e auxiliar, visando a segurança exigida no projeto.

Os relés presentes nos painéis podem possuir funções de proteção e controle em um só, ao mesmo tempo. Porém, essa subestação apresenta muitos equipamentos conectados ao transformador e devido a limitações de quantidade de portas de entrada e saída dos relés, foi necessário dividir os relés em relés de proteção e relés de controle.

Além da divisão dos relés nas funções de controle e proteção, a quantidade de entradas analógicas e digitais de cada relé de controle é pouca para a grande quantidade de componentes, assim é explicado a necessidade de usar dois relés de controle em cada painel.

Outros equipamentos fazem parte do painel para assegurar melhor seu funcionamento, tais como: chave de telecomando, alarmes, multimedidores e chave liga-desliga.

A chave de telecomando quando acionada limita as operações no painel apenas para pessoas que estão em contato com ele. Funcionários que estão fazendo acesso remoto através das salas de comando possuem conexão interrompida.

Os alarmes são acionados em caso de detecção de anomalias no sistema.

Os multimedidores fornecem informações de corrente e tensão.

As chaves liga-desliga do disjuntor, são chaves manuais para manobras operacionais.



**Figura 12 – Interior do painel diferencial de barras 69kV**

Por dentro dos painéis transformador 230/69KV, pode-se observar as fibras ópticas, conforme Figura 12, utilizadas para comunicação entre os IED's, as fibras de cada IED são interligadas ao switch do projeto. Essas permitem a comunicação entre esses IED's.

A topologia utilizada é em estrela na qual cada IED é conectada diretamente ao switch. A vantagem dessa topologia é que em caso de falha de um dos IED's o sistema todo não é comprometido, apenas a região de falha.

De acordo com a tabela ANSI, como explicado acima, cada função recebe um número. Quando ocorre a falha de um dispositivo só a unidade de proteção consegue interpretar esse número, mas a unidade de controle também precisa de ser informada que ocorreu a falha desse dispositivo. Visto essa necessidade de comunicação horizontal, é mostrado como é feita a transferência de mensagem GOOSE.

A experiência abaixo demonstra as fases da transmissão de mensagens GOOSE que ocorre em caso de falha do sistema e relé de proteção do alimentador do transformado de 230kV precisa ser acionado. No caso de falha da abertura o relé UPP e UPA envia seu ponto de falha aos relés UACP e UACA.

### 5.1.1 Configuração do relé

Através do software DIGSI4, da Siemens, é feito a configuração de todos os relés, esse software fornece uma interface de fácil compreensão entre o computador e o relé. Em um primeiro momento é declarado todo o sistema no software para que seja possível estabelecer a comunicação, através desse é possível extrair o arquivo CID, com as configurações únicas de cada relé. A tela inicial do software é apresentada na Figura 13.

Embora os painéis do transformador, foco deste trabalho, apresentem 6 relés para configuração, será demonstrado apenas a configuração do relé de proteção do painel principal com um dos relés de controle do painel auxiliar, se comunicando via GOOSE.

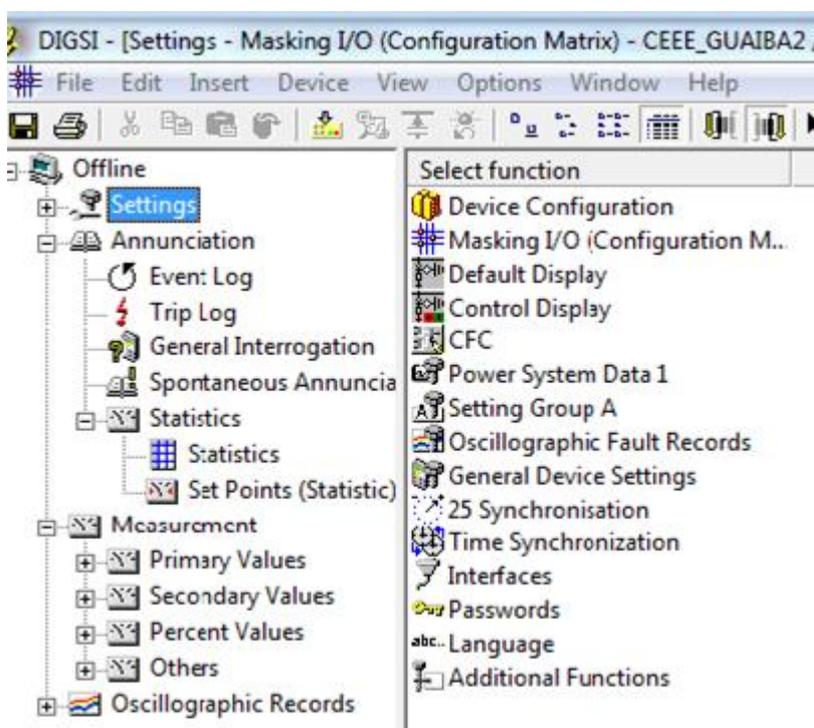


Figura 13 – Tela inicial do DGSI

### 5.1.2 Recebimento do relé

Depois de cada relé configurado no DIGSI, é feita a configuração para linkagem entre os relés. São definidos todos os pontos que podem ser recebidos conforme os dados enviados por outros relés. Os LN's determinam como serão separados os pontos, que serão linkados a uma ação pré-estabelecida pela lógica. Os pontos de recebimento necessitam ser ligados a ponto de envio. A Figura 14 mostra as saídas da mensagem GOOSE obtidas pelos relés UACP e UACA.

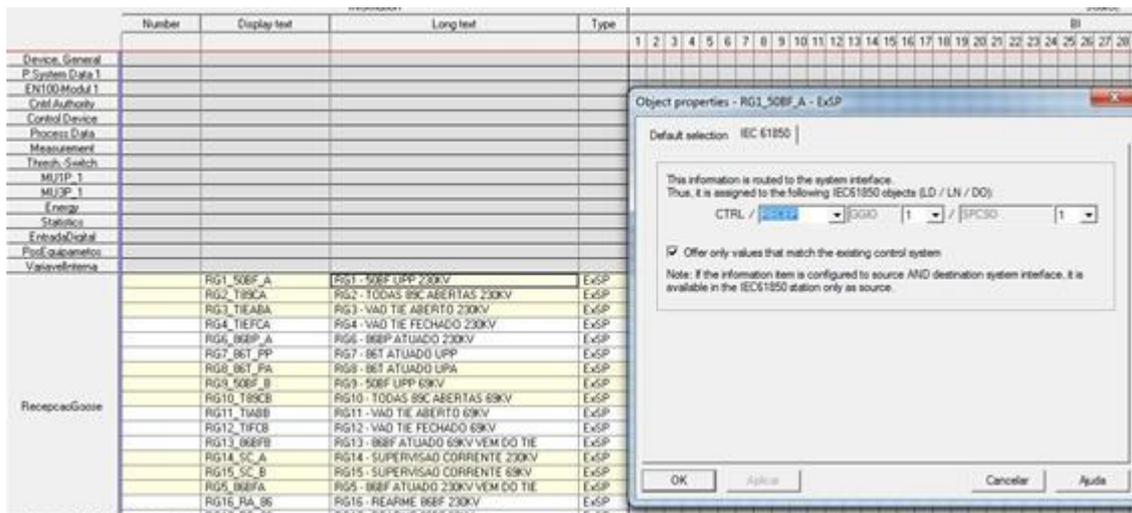


Figura 14 – Painel de recebimento

### 5.1.3 Envio do relé

Assim como declarada os pontos de recebimento é necessário a declaração dos pontos de envio. São definidos os pontos que podem ser transmitidos. A Figura 15 mostra as entradas da mensagem GOOSE emitida pelos relés UPP e UPA.

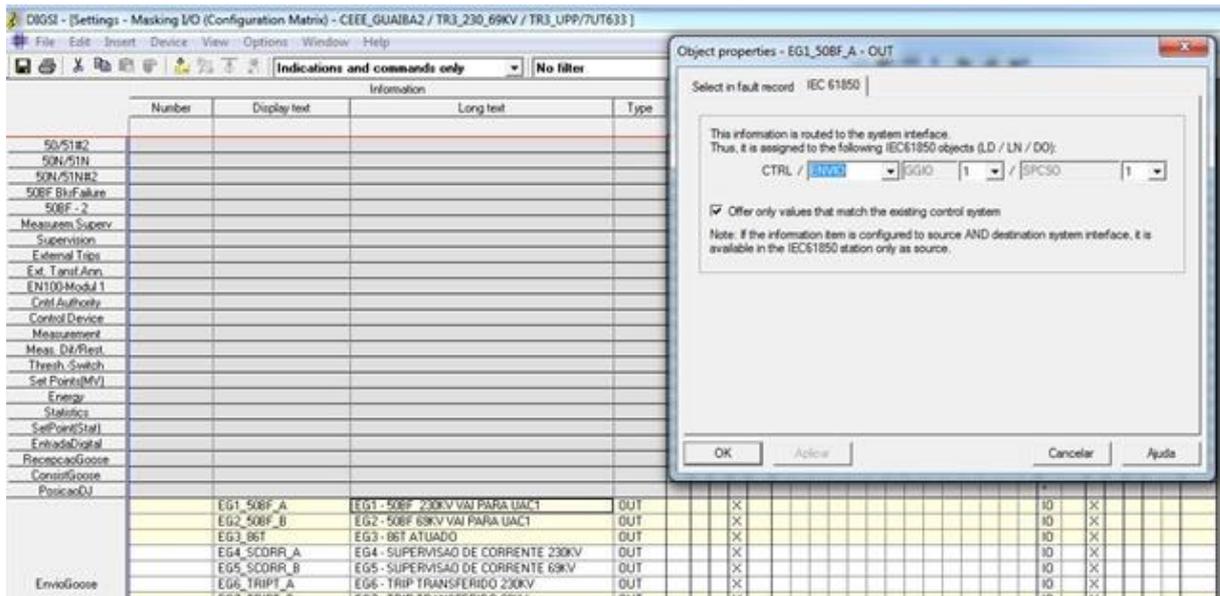


Figura 15 – Painel de envio

5.1.4 Linkagem

O software Station é necessário para fazer a comunicação seja horizontal ou vertical, as Figuras 16 e 17 demonstram o link do momento que ocorre a transferência GOOSE, define que através de um SPC, *single point control* qual LN de qual IED enviará a mensagem GOOSE e qual LN de qual IED receberá a mensagem GOOSE. No exemplo mostrado, é feito o envio de uma GOOSE com a função 50BF do LN do relé de proteção para o LN do relé de controle.

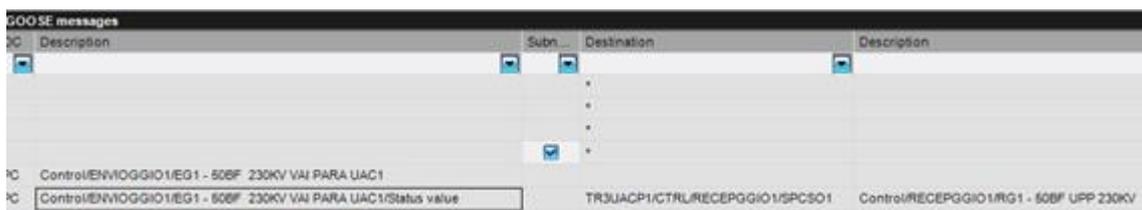


Figura 16 - Link GOOSE para recepção

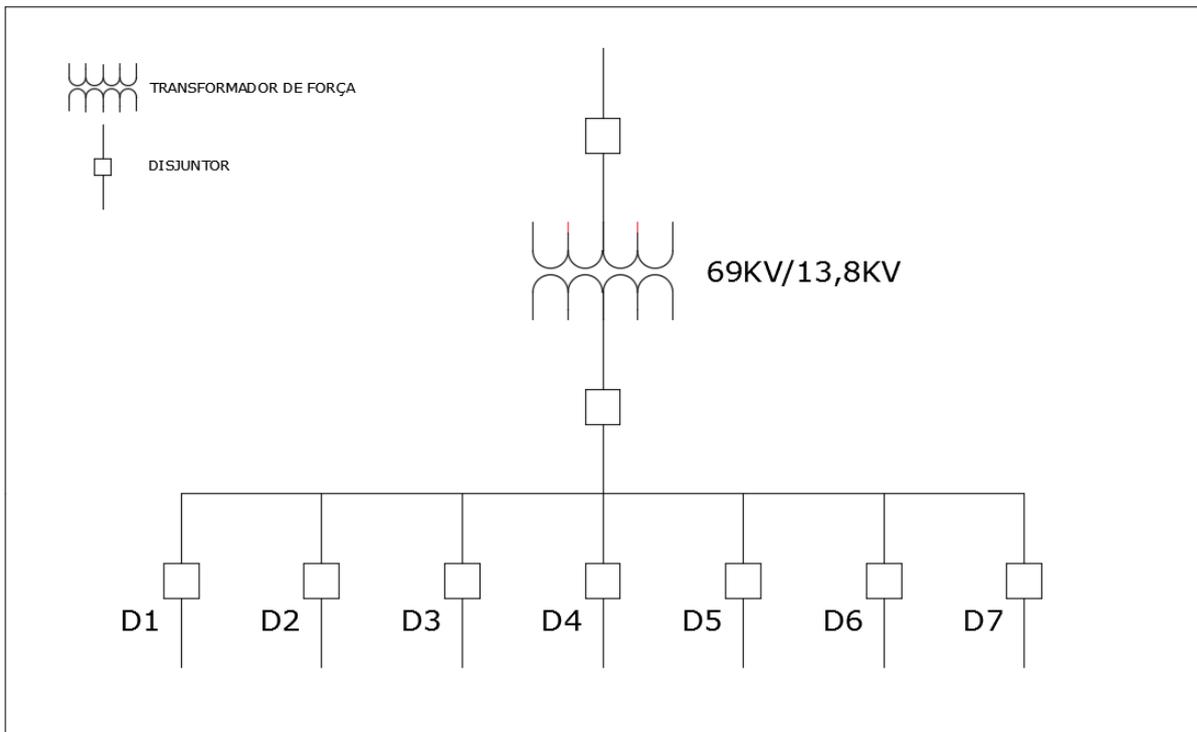


Figura 17 - Link GOOSE para envio

## 5.2 Subestação 2

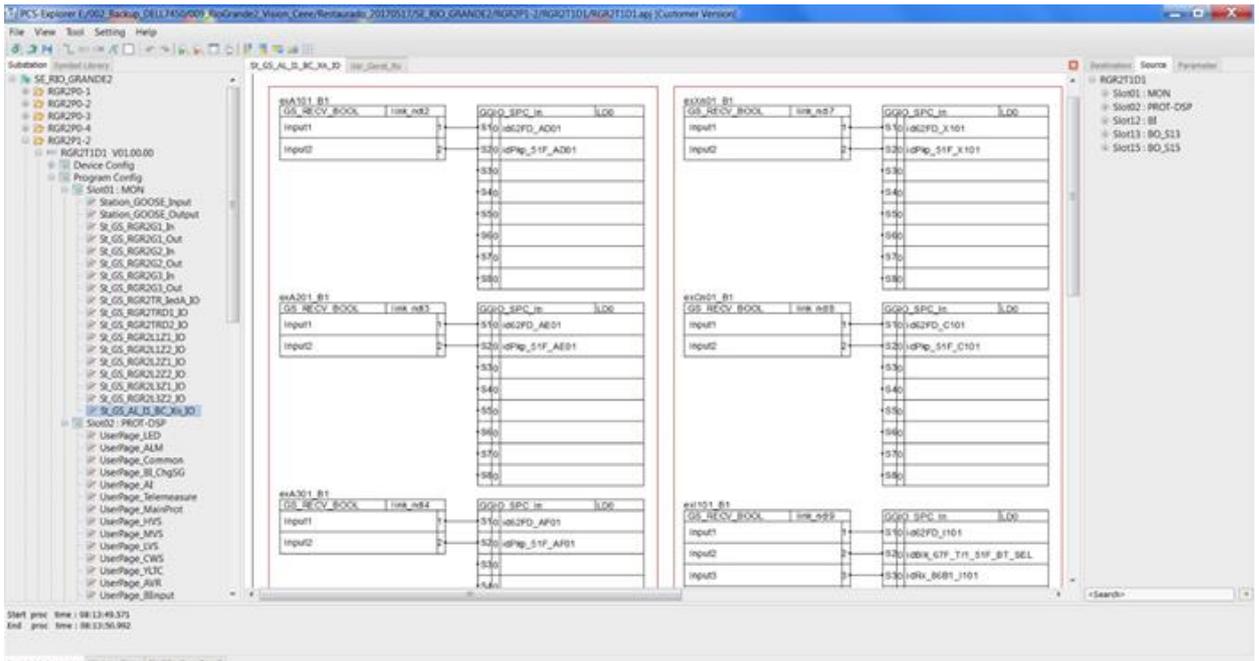
A subestação 2 também é caracterizada por ser uma subestação transformadora abaixadora. Nessa segunda parte, após toda a configuração estabelecida da mesma forma que a subestação 1, foram feitos testes de proteção e controle.

A Figura 18 apresenta um transformador (trifásico 69kV/13.8kV) em uma subestação de distribuição de energia. Esse transformador alimenta um barramento de 13.8kV. Nesse mesmo barramento existem 7 alimentadores.



**Figura 18 - Esboço do unifilar da subestação 2**

Esses testes são feitos através da inserção das lógicas, sendo demonstrando nesse presente trabalho os testes de lógica de falha de disjuntor e seletividade lógica. Esse código também é inserido no software DIGSI4.



**Figura 19 – Lógica das funções 50BF e 51**

Na tela apresentada na Figura 19 é mostrado a lógica para os blocos de recepção de GOOSE dentro do relé de proteção do transformador. Os alimentadores mandam as informações de 50BF na posição 1 e partida da função 51 na posição 2.

External ID	External Signal	External Description	Internal Address	Internal Description	
66	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC006.alar	ev01_81.1input4
67	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC007.alar	ev01_81.1input7
68	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC008.alar	ev01_81.1input8
69	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC009.alar	ev01_81.1input9
70	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC010.alar	ev01_81.1input10
71	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC011.alar	ev01_81.1input11
72	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC012.alar	ev01_81.1input12
73	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC013.alar	ev01_81.1input13
74	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC014.alar	ev01_81.1input14
75	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC015.alar	ev01_81.1input15
76	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC016.alar	ev01_81.1input16
77	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC017.alar	ev01_81.1input17
78	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC018.alar	ev01_81.1input18
79	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC019.alar	ev01_81.1input19
80	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC020.alar	ev01_81.1input20
81	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC021.alar	ev01_81.1input21
82	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC022.alar	ev01_81.1input22
83	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC023.alar	ev01_81.1input23
84	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC024.alar	ev01_81.1input24
85	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC025.alar	ev01_81.1input25
86	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC026.alar	ev01_81.1input26
87	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC027.alar	ev01_81.1input27
88	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC028.alar	ev01_81.1input28
89	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC029.alar	ev01_81.1input29
90	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC030.alar	ev01_81.1input30
91	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC031.alar	ev01_81.1input31
92	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC032.alar	ev01_81.1input32
93	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC033.alar	ev01_81.1input33
94	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC034.alar	ev01_81.1input34
95	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC035.alar	ev01_81.1input35
96	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC036.alar	ev01_81.1input36
97	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC037.alar	ev01_81.1input37
98	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC038.alar	ev01_81.1input38
99	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC039.alar	ev01_81.1input39
100	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC040.alar	ev01_81.1input40
101	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC041.alar	ev01_81.1input41
102	RGR2101	LDG/50_GG001.3rd.alar	TR1_30_Bach/TF101_30_36_Ach...	LDG/007000000.SPC042.alar	ev01_81.1input42

**Figura 20 – Pontos dos IED's**

Na Figura 20 a primeira coluna é relativa a todos os IED's que ligam os alimentadores ao transformador. A segunda é o ponto externo, e a terceira coluna é a descrição desse. A quarta coluna é o endereço de recebimento do ponto, e a quinta é a descrição desse.

### 5.2.1 Proteção por seletividade lógica

A seletividade é a isolação da menor parte possível de um sistema, afetado por uma falha. Quando um alimentador sofre um curto circuito, todos os relés leem a sobrecorrente. A seletividade informa, através de mensagem GOOSE para os outros IED's, para que não ocorra a abertura dos disjuntores que não foram afetados pelo curto, é necessário abrir somente o disjuntor afetado. Isso é feito através da mensagem GOOSE com informações de 51. Foi observado através de Gigas de simulação a atuação da proteção de seletividade lógica. Foi injetado corrente que provoca uma TRIP, ou seja, um desligamento de um dos relés e apenas a parte afetada foi aberta.

### 5.2.2 Proteção contra falha de disjuntor

Caso ocorra uma falta, o IED dispara a mensagem de proteção 51 para abertura do disjuntor, como já visto, caso esse disjuntor mais próximo a falta não abra ou se passado o tempo limite a falta continue permanente, é necessário enviar um GOOSE com informações da função 50BF, para que o relé a montante seja aberto.

O teste foi feito através de Gigas de simulação, que é composto por vários disjuntores. Foi injetado corrente que provoca uma TRIP. Essa corrente foi mantida por 300 ms e foi programado a lógica de proteção falha disjuntor, para atuar com 200ms. Como existe presença de corrente, é como se o disjuntor continuasse fechado, assim o relé solta o TRIP de falha disjuntor para abrir todos os outros disjuntores adjacentes. O resultado foi satisfatório pois foi observado todos os relés abertos, ou seja, a função atuou.

## 6 CONCLUSÃO

A busca por menores custos faz com que muitas empresas, apostem na implantação da norma IEC61850. Fatores como menor número de fiação e de dispositivos, os equipamentos já instalados não se tornarem obsoletos a novas tecnologias, além da eficiência pela velocidade das mensagens influenciam diretamente na escolha das empresas. A interoperabilidade é a grande chave da norma, pois a partir dela, a falha que pode ocorrer em uma subestação é informada rapidamente, e conseqüentemente, sanada ou interrompida de imediato, fazendo que seja afetado o menor número possível de dispositivos.

Através dos testes de equipamentos é possível observar o sistema agindo em alta velocidade em casos de falhas. Como no trabalho, foi testado a falha em um relé qualquer do sistema, e observou que só os equipamentos conectados com esse foram afetados, ao invés do sistema inteiro. Em caso de falha por um tempo maior que o predeterminado, é desligado o relé a montante, afetando assim todo os outros relés. Os dois testes funcionaram conforme previsto, tendo como objetivo principal a preservação do funcionamento do transformador.

Embora a norma tenha muitos pontos positivos, essa apresenta algumas dificuldades. Por ser uma norma nova, existem poucos profissionais capacitados para sua implantação. Outro fator negativo observado é pela norma ser bastante abrangente enquanto ao formato; a implementação da mensagem GOOSE pode ser feita de diversas formas, podendo assim um equipamento não "entender" a mensagem do outro IED, criando uma situação difícil para a pessoa que está trabalhando com o equipamento. Essa dificuldade é superada apenas com a atenção do usuário no momento de construção do projeto.

Em um possível trabalho futuro é sugerido, a execução de testes para comparação entre os tempos de envio de mensagens, utilizando a norma IEC61850 e outra norma. Por exemplo, fazer o teste de 50BF em um sistema que utiliza mensagem GOOSE e outro tipo de mensagem, como a MMS. Sendo assim, uma boa forma de mostrar as vantagens dessa norma, visto a maior velocidade de trocas de mensagens com prioridades (devido a urgência).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AGRAWAL, G. **Sistemas de comunicação por fibra óptica**. 4. Ed. Tradução: José Rodolfo Cesár. New Jersey: Campus grupo Elsevier, 2014. Disponível em: <<https://books.google.com.br>>. Acesso em 12/12/2017.

ALMEIDA, E. M. de. **Norma IEC 61850–novo padrão em automação de subestações**. 2011. 72f. Trabalho de Conclusão de Graduação – Universidade Federal do Ceará. Fortaleza. 2011.

APOSTOLOV, A. Object models of protection devices in iec 61850. In: **Proc. 2006 IEEE PES Transmission & Distribution Conference & Exposition**. [S.l.: s.n.], 2006. p. 915–920.

ARAUJO, A. R. d. **Aplicação da norma IEC61850-8-1 nas redes de proteção do sistema elétrico**. 2011. 55f. Trabalho de Conclusão de Graduação – Universidade de Pernambuco. Recife. 2011.

ARAUJO, M. L. P. **Proposta de proteção de sobrecorrente no âmbito industrial através de comunicação de IED’S baseados na norma IEC61850**. 2014, 160f. Dissertação de Mestrado – Universidade Federal de Minas Gerais, 2014.

BAILEY, D; WRIGHT, E. **Practical SCADA for Industry**. Perth: Newnes, 2003. 304p.

BOARETTO, N. **Tecnologia de comunicação em sistema scada-enfoque em comunicação wireless com espalhamento espectral**. 2005. 96f. Dissertação de Mestrado - CEFET-PR, Ponta Grossa. 2005.

COTOSCK, K. R. **Proteção de sistemas elétricos: uma abordagem técnico-pedagógica**. 2007. 109f. Dissertação de Mestrado - Universidade Federal de Minas Gerais. Belo Horizonte. 2007.

COVRE, H. P. **Integração de dados dos sistemas de proteção de subestações distribuidoras**. 2011. 111f. Dissertação de Mestrado – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2011.

DUAILIBE, P. **Subestações: Tipos, Equipamentos e Proteção**. Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Sukow da Fonseca. Consultoria para fuso eficiente de energia, 1999.

DUARTE, A. B. **Fundamentos da série de normas IEC61850 e sua aplicação nas subestações**. 2012. 58f. Trabalho de Conclusão de Curso (Especialização) – Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Curitiba, 2012.

FALBRIARD, Claude. **Protocolos e aplicações para redes de computadores**. São Paulo: Erica, 2002. 228 p.

FOROUZAN, B. A. **TCP/IP Protocol Suite**. 4. Ed. McGraw-Hill Higher Education, 2002. 1024 p.

FERNANDES, V. d. P. M. **Aplicação da norma IEC 61850 para automação de subestações elétricas**. 2011. 117f. Dissertação de Mestrado - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, 2011.

FERREIRA, R. **Testes de desempenho de mensagens MMS em sistemas de automação de subestação utilizando a norma IEC 61850**. 2015. 67f. Trabalho de Conclusão de Graduação - Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais. 2015.

GIGUER, S. **Proteção de sistemas de distribuição**. Porto Alegre: Sagra, 1988.

GOES, A. R. G. **Modernização da proteção de sistemas elétricos de potência**. 2013.

Trabalho de Conclusão de Graduação - Universidade Federal de Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2013.

JAMES, K.; KEITH, R. **Redes de Computadores e a Internet: Uma abordagem top-down**. 3. Ed. São Paulo: Pearson Addison. 2005. 572 p.

LACERDA, S. L. M.; CARNEIRO, G. H. R. **Dispositivos eletrônicos inteligentes (ied's) e a norma iec61850: União que está dando certo**. 2012. Disponível em: <[https://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/45048013/1639-5731-1-PB.pdf?AWSAccessKeyId=AKIAIWOWYYGZ2Y53UL3A&Expires=1518652336&Signature=b%2BfNvvhsr9%2BUS6BqAmqxjtZTcI0%3D&response-content-disposition=inline%3B%20filename%3DDISPOSITIVOS\\_ELETRONICOS\\_INTELIGENTE\\_S\\_IE.pdf](https://s3.amazonaws.com/academia.edu.documents/45048013/1639-5731-1-PB.pdf?AWSAccessKeyId=AKIAIWOWYYGZ2Y53UL3A&Expires=1518652336&Signature=b%2BfNvvhsr9%2BUS6BqAmqxjtZTcI0%3D&response-content-disposition=inline%3B%20filename%3DDISPOSITIVOS_ELETRONICOS_INTELIGENTE_S_IE.pdf)> . Acessado em: 22/12/2017.

MAGALHÃES, F. L. d. S.; SILVA B. A. C.; NAZARETH, P. R. P 2015. proteção, controle e automação de subestações com uso da norma IEC 61850 . **Revista acadêmica multidisciplinar**. Conselheiro Lafaiete, n 3. P. 1- 14, 2015.

MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. 1. ed. Rio de Janeiro: LTC. 2013. 805p.

MARTINS, D. L. et al. **Estudo de caso na automação, proteção e supervisão de uma subestação de classe 69kV**. 2012. 93f. Trabalho de Conclusão de Graduação - Universidade de São Paulo. São Paulo. 2012.

MIRANDA, J. C. **IEC 61850: Interoperabilidade e Intercambialidade entre equipamentos de Supervisão, Controle e Proteção Através das Redes de Comunicação de Dados**. 2009. 314f. Dissertação de Mestrado – Universidade de São Paulo, São Carlos, 2009.

MORGADO, J. A. C. **Comunicação entre grupos de processos utilizando o modelo editor-assinante**. 2000. 107f. Dissertação de Mestrado – Universidade de Lisboa. Lisboa. 2000.

NETTO, U. C. **Aplicações de Controle e Supervisão Distribuídas em Subestações de Energia Elétrica Através do Uso de Relés Digitais de Proteção**. 2008. 172f. Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo. São Carlos. 2008.

NORTE, C. J. d. S. R. et al. **Estudo da norma iec 61850: sistema de redes de comunicação nas subestações**. 2006. 113f. Trabalho de Conclusão de Graduação - Universidade do Porto. Porto. 2006.

PAULINO, M. E. C. Testes de IED's operando com redes de comunicação baseados na IEC 61850. Disponível em: <<http://www.ceb5.cepel.br>>. Acesso em 23/10/2017.

PICOLO, H. E. F. **Aplicação da norma IEC 61850 na proteção, especificação dos equipamentos, supervisão e controle de subestações**. 2013. 125f. Trabalho de Conclusão de Graduação - Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2013.

PRIMO, P. V. S. **A utilização de programa computacional para ajuste e coordenação da proteção de sobrecorrente**. 2009. 133f. Trabalho de Conclusão de Graduação - Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2009.

RODRIGUES, E. E. S.; COELHO, J. C. C. D. **SCADA**, 2000. Disponível em: <[www.dei.isep.pt](http://www.dei.isep.pt)>. Acesso em 02/09/2017.

RODRIGUES, G. F. **Benefícios da utilização da norma IEC 61850 em sistemas de automação de subestações e proteção de sistemas elétricos**. 2013. 126f. Trabalho de

Conclusão de Graduação - Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro. 2013.

SANTOS, D. P. **Proteção de transformadores em subestação de distribuição**. 2012. 67f. Trabalho de Conclusão de Graduação - Universidade de São Francisco. Itatiba. 2012.

SANTOS, L. F. D.; PEREIRA, M. **Uma abordagem prática do IEC61850 para automação, proteção e controle de subestações**. Disponível em: <<http://www.centralmat.com.br/Artigos/Mais/abordagemIEC61850LuisFabiano.pdf>>. Acesso em 12/12/2017.

SANTOS, V. M. **Estudo de caso de curto-circuito em um sistema elétrico industrial**. 2009. 131f. Tese de Doutorado - Universidade de São Paulo. São Paulo. 2009.

SCHUBERT, H.; WONG G. “IEC 61850: The future global standard for seamless and vendor-independent communication within substation”. 6th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, 2003, **Proceedings**. APSCOM, 2003.

SENGER, E. C. **Proteção digital**. 2001. Escola Politécnica –Universidade de São Paulo. São Paulo, 2001.

SERGIO, P.; JUNIOR, P.; RAMOS, R.; MOREIRA, C.; ESPINHA, G. Investigação do funcionamento do barramento de processos (iec 61850-9-2) uma abordagem prática. In: **Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos**, 2011, Paraná.

SOUZA, M. A.; BERNARDES, R. M. **A consolidação da norma IEC61850 na automação de sistemas**. Disponível em: <[www.inatel.br/biblioteca/](http://www.inatel.br/biblioteca/)>. Acesso em: 04/01/2018.