

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
DIRETORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETRÔNICA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL

ERIC HENRIQUE NICACIO DE SOUZA

**AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES
COM PROTOCOLO IEC-61850: estudo de caso**

MONOGRAFIA DE ESPECIALIZAÇÃO

CURITIBA
2016

ERIC HENRIQUE NICACIO DE SOUZA

**AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES
COM O PROTOCOLO IEC-61850: estudo de caso**

Monografia de Especialização, apresentado ao Curso de Especialização em Automação Industrial, do Departamento Acadêmico de Eletrônica, da Universidade Tecnológica Federal do Paraná – UTFPR, como requisito parcial para obtenção do título de Especialista.

Orientador: Prof. MSC. Silvio Bortolini

CURITIBA
2016

Dedico este trabalho aos meus queridos pais que me ensinaram o valor da educação e o norte da vida na construção de um ser humano e de um mundo melhor.

A minha esposa que me incentivou em todos os momentos desta caminhada pela compreensão nos momentos em que estive ausente.

AGRADECIMENTO (S)

A Deus, fonte de amor, justiça e sabedoria, pois sem ele nada é possível.

Aos colegas do curso de especialização, pela parceria nos trabalhos e pelos conhecimentos compartilhados que foram de grande importância durante todo o curso.

A todos os Mestres (Professores) que compartilharam conhecimento acadêmico e profissional, principalmente ao Prof. Silvio Bortolini, pelo privilégio de tê-lo como orientador, pela confiança depositada em mim, pela dedicação, incentivo e empenho para a realização deste trabalho.

Por fim, a todas as pessoas que, de uma forma ou de outra, contribuíram para que chegasse até aqui.

RESUMO

Souza, Eric Henrique Nicacio de. Automação de Subestações com Protocolo IEC-61850: estudo de caso. 2016. Monografia – Curso Especialização em Automação Industrial, Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR - Curitiba, 2016.

Desde o advento das usinas e subestações de energia houve a necessidade do monitoramento do sistema, que inicialmente era dado através dos painéis sinóticos que mostravam alguns poucos sinais de status que auxiliavam a operação e manutenção das plantas. Com a necessidade da evolução dos sistemas de proteção em subestações de energia foi que surgiu os IEDs - Dispositivo Eletrônico Inteligente (*Intelligent Electronic Device*) e os protocolos de comunicação destinados aos sistemas de energia. Estes novos elementos transformaram os sistemas convencionais em tecnologias digitais capazes de transmitir informações de modo mais rápido e eficiente, sendo capazes de garantir a segurança de sistemas, aumento da velocidade na transmissão de dados e principalmente diminuição de custos de implantação e manutenção. Neste contexto, este trabalho tem o intuito de apresentar o avanço da tecnologia em automação de subestações, e o processo de modernização de subestações antigas (Digitalização de Subestações), abordando as aplicações de alguns protocolos que veio suprir essa necessidade do mercado energético, assim como o protocolo Modbus, DNP-3 e IEC 61850.

Palavras-Chave: Subestação, IED, Modbus, DNP-3, IEC-61850.

ABSTRACT

Souza, Eric Henry Nicacio of. Substation automation with IEC-61850 Protocol: a case study. 2016. Monograph - Course Specialization Industrial Automation, Federal Technological University of Paraná - UTFPR - Curitiba, 2016.

Since the advent of power plants and power substations there was the need for system monitoring, which was initially given by the synoptic panels showing a few status signals that aided the operation and maintenance of plants. With the need of the development of protection systems in power substations was the IEDs emerged - Electronic Intelligent Device (Intelligent Electronic Device) and communication protocols for the power systems. These new elements turned conventional systems in digital technologies capable of transmitting information more quickly and efficiently, being able to ensure the safety systems, increased speed data transmission and especially decrease deployment and maintenance costs. In this context, this paper aims to present the advancement of technology in substation automation, and the modernization of old substations (Scan Substations), addressing the applications of some protocols that came meet this need of the energy market, as well as the Modbus, DNP-3 and IEC 61850.

Keywords: substation, IED, Modbus, DNP-3, IEC-61850.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Sala de Controle de uma Subestação de Energia Convencional.....	17
Figura 2 – Centro de Operação do Sistema e Distribuição - COS.	17
Figura 3 - Relé Eletromecânico.	19
Figura 4 - Relé Digital (IED).	19
Figura 5 – Cubículo com relé de proteção eletromecânico.	22
Figura 6 – Cubículo com relé de proteção digital.	23
Figura 7 – Arquitetura Modbus TDP/IP.	25
Figura 8 – Arquitetura Modbus RTU.....	26
Figura 9 – Estrutura do modelo OSI do protocolo DNP3.....	27
Fonte: Adaptação de REYNDERS (2005).....	27
Figura 10 – Documentos referentes à norma IEC 61850.	31
Figura 11 - Relação entre elementos da IEC 61850.	32
Figura 12 – Tipos de Logico Nodes.....	33
Figura 13 - Estrutura em árvore de dados de um dispositivo.	33
Figura 14 – Arquitetura da Comunicação MMS/GOOSE.	35
Figura 15 – Arquitetura do Projeto.	38
Figura 16 – Arquitetura Rede “Painel de Swicht”.	39
Figura 17 – Supervisório.	40
Figura 18 – Lista de Eventos e Alarmes.....	42

LISTA DE ABREVIATURAS, SIGLAS E ACRÔNIMOS

SCMD	<i>Sistema Controle de Monitoração Distribuído</i>
IED	<i>Intelligent Electronic Device (Dispositivo Eletrônico Inteligente)</i>
CDC	<i>Centro de Distribuição e Controle</i>
CCM	<i>Centro de Controle Motorico</i>
DNP-3	<i>Distributed Network Protocol (Protocolo de Rede Distribuída)</i>
SEL	<i>Schweitzer Engineering Laboratories, Inc.</i>
SCADA	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i>
RTU	<i>Remote Terminal Unit (Unidade Terminal Remoto)</i>
COS	<i>Centro de Operações do Sistema</i>
MAN	<i>Metropolitan Area Network</i>
LAN	<i>Local Area Network</i>
SLAN	<i>Substation Local Area Network</i>
VLAN	<i>Virtual Local Area Network</i>
LN	<i>Logic Nodes</i>
MMS	<i>Manufacturing Message Specification</i>
GOOSE	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i>
LD	<i>Logic Devices</i>

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	PROBLEMA	11
1.2	OBJETIVOS	12
1.2.1	Objetivo Geral	12
1.2.2	Objetivos Específicos	12
1.3	JUSTIFICATIVA	13
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	13
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1	SUBESTAÇÕES DE ENERGIA	15
2.2	AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES	16
2.3	RELÉS DE PROTEÇÃO	18
2.4	SISTEMAS SCADA	20
3	DIGITALIZAÇÃO	21
3.1	RETROFIT	21
3.2	TROCA DA PORTA DO CUBÍCULO	21
4	SISTEMAS DE COMUNICAÇÃO	24
4.1	PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO	24
4.2	PROTOCOLO MODBUS	25
4.2.1	Protocolo Modbus TCP/IP	25
4.2.2	Protocolo Modbus RTU	26
4.2.3	Exemplo Prático	26
4.3	PROTOCOLO DNP-3	26
4.3.1	Exemplo Prático	29
4.4	PROTOCOLO IEC-61850	30
4.4.1	Dados Estruturados	31
4.4.2	Protocolo MMS	34
4.4.3	Mensagens GOOSE	34
4.4.4	Exemplo Prático	35
5	DESENVOLVIMENTO	37
5.1.1	Especificação Técnica	37
5.1.2	Funcionalidade	37
5.1.3	Arquitetura	38
5.1.4	Supervisório	40
5.1.5	Principais Problemas	43
5.1.6	Pontos Fortes	43
5.1.7	Por que os clientes estão optando pelo IEC 61850?	44
6	APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS	45
7	CONSIDERAÇÕES FINAIS	47
	REFERÊNCIAS	48
	APÊNDICE(S)	50
	ANEXO(S)	51

1 INTRODUÇÃO

Em geral quando falamos de AUTOMAÇÃO INDUSTRIAL voltamos nosso pensamento em processo de fabricação, melhoria de maquina e de processos industriais, propriamente dito em processos (processo químico/industrial entre outros), sabemos que essas áreas dentro da automação industrial são de extrema importância na fabricação ou na elaboração de algum produto, mas não podemos esquecer que existe uma área não menos importante que desenvolve junto com esses processos, só porque não podemos ver não quer dizer que não existe e não seja importante, pois sem ela a maioria dos processos industriais não existiria principalmente a automação dos mesmos.

Estamos falando da fonte de distribuição e controle de energia para que qualquer processo de fabricação seja possível, nessa monografia vamos abordar os avanços da automação industrial na área elétrica das subestações de energia na parte da supervisão e controle, abordando os avanços das tecnologias de proteção e controle dos equipamentos de potencia e os avanços dos protocolos de comunicação.

1.1 PROBLEMA

Ao longo do tempo todos os equipamentos/processos e concepção de uma determinada manufatura sofrem e sofreram melhorias, por isso existe a necessidade de atualizar qualquer que seja a planta ou processo, muitas vezes isso ocorre por falta de equipamentos de substituição no mercado ou por melhoria de desempenho na fabricação/processo.

No caso do fornecimento de energia não é o contrário. Os disjuntores, as seccionadoras, os transformadores, os relés de proteção e até o sistema de monitoração e controle sofrem melhorias.

Com isso em mente podemos caracterizar um problema existente dentro da área de fornecimento e distribuição de energia. Podemos aplicar nas subestações com relés eletromecânicos o processo de digitalização, onde irá substituir esses relés por relés digitais deixando as características do funcionamento igual ao

anterior e melhorando seu desempenho, nos sistemas de proteção/controle, supervisão das subestações tanto na distribuição quanto na transmissão de energia.

Na construção de novas subestações de energia podemos escolher uma variedade de equipamentos de proteção e controle de diversos fabricantes e modelos podendo ser integrados por diferentes tipos de protocolos de comunicação.

1.2 OBJETIVOS

Em primeiro plano será demonstrado a substituição da tecnologia de uma subestação de distribuição de energia, realizando a troca de relés eletromecânicos para relés inteligentes (Retrofit dos Cubículos).

Com isso pode-se melhorar a performance e a operabilidade do sistema inserindo nessa mesma subestação um sistema de supervisão e controle.

Já no segundo plano vamos demonstrar uma solução que podemos utilizar para integrar qualquer tipo de relé de qualquer fabricante/modelo no mesmo sistema de proteção e controle.

1.2.1 Objetivo Geral

Apresentar estudo de caso em automação de subestações utilizando troca de tecnologia de relés eletromecânico por relés digitais e empregando alguns tipos de protocolo como IEC-61850.

1.2.2 Objetivos Específicos

Através do estudo de caso apresentado, vamos demonstrar o avanço da tecnologia na área de distribuição / controle de energia e alguns protocolos de comunicação. Estes protocolos podem oferecer grandes vantagens como:

- Aumento da performance e a confiabilidade do sistema;
- Interoperabilidade entre equipamentos “Relés Digitais”;
- Diminuição do tempo do comissionamento;
- Configuração amigável para todo o sistema.
- Possibilidade de controle remoto de toda operação interna das subestações.

- Visualização de qualquer evento de proteção e controle no centro de operação do sistema.

1.3 JUSTIFICATIVA

Modernização das subestações antigas para atender o avanço e a demanda tecnológica atual.

Utilização de protocolos de comunicação modernos na construção de novas subestações de energia.

Menor tempo de manutenção preventiva, aumentando a confiabilidade do sistema como um todo.

As exigências de tomadas de decisões rápidas e com menores tempo de paradas de fábrica, o que impactam em custo no processo produtivo exigem novas tecnologias de comunicação para trocas de dados confiáveis e rápidas.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho terá a estrutura abaixo apresentada:

Capítulo 1 - Introdução: Será apresentado o tema, o problema, os objetivos da pesquisa, a justificativa e a estrutura geral do trabalho.

Capítulo 2 – Fundamentação Teórica: Fundamentos teóricos referente a alguns aspectos de automação de subestação de energia.

Capítulo 3 – Digitalização: Abordado como se realiza a troca da tecnologia entre relés eletromecânicos para relés digitais.

Capítulo 4 – Sistema de Comunicação: Abordado os tipos de protocolo de comunicação mais utilizados em subestações de distribuição de energia, e sua interconexão com sistemas de monitoração e controle.

Capítulo 5 – Desenvolvimento: Apresentação de um estudo de caso em uma subestação de distribuição de energia.

Capítulo 6 – Apresentação e Análise dos Resultados: Tendo como base os procedimentos metodológicos, neste capítulo serão descritos os resultados obtidos e as análises realizadas relacionados a digitalização de subestação de energia.

Capítulo 7 – Considerações finais: Não existe uma solução definitiva e sim uma melhoria continua no avanço da tecnologia.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo apresenta o conceito de subestações de energia, sistemas SCADA, relés de proteção inteligentes quanto às suas definições, características técnicas e demais informações necessárias para melhor entendimento de sua filosofia.

Estes conceitos podem ser considerados fundamentais para a implantação do sistema a ser desenvolvido.

2.1 SUBESTAÇÕES DE ENERGIA

As subestações são locais de alta potência e importância dentro das complexas infraestruturas para gerar, transmitir e distribuir energia elétrica, contendo equipamentos para transmissão, distribuição, proteção e controle de energia elétrica. Estas funcionam como ponto de controle e transferência em um sistema elétrico, direcionando e controlando o fluxo energético, transformando os níveis de tensão e funcionando como pontos de entrega para consumidores industriais.

Possuindo ações e comandos coordenados a partir de programas, lógicas e filosofias de operação, em conformidade com informações coletadas a partir dos sistemas de medição e proteção, para isto, existem equipamentos de manobra, como disjuntores e chaves, medição, que são os transformadores de corrente (TC) e de potencial (TP), transmissão de dados e controle.

Podem-se conceituar subestações de energia como sendo basicamente um conjunto de dispositivos de manobra, proteção e/ou transformação de energia. Também são utilizadas para compensação de reativos utilizados para dirigir o fluxo de energia em sistemas de potência possibilitando a sua diversificação por meio de rotas alternativas (DUAILIBE, 1999).

2.2 AUTOMAÇÃO DE SUBESTAÇÕES

A construção de subestações é uma atividade que vem se desenvolvendo desde o final do século XIX, ou seja, há mais de 100 anos. E a automação de uma subestação de energia elétrica significa, de uma forma geral, monitorar e controlar as grandezas elétricas envolvidas no processo de transmissão e distribuição de energia: tensões, correntes, potências ativas, reativas e posições aberta/fechada de seccionadoras e disjuntores. Várias gerações de tecnologias convivem hoje em dia dentro das subestações. Estas vêm sendo ampliadas à medida que a demanda cresce. Cada geração de tecnologia resolve uma determinada necessidade e foram agregadas às instalações, como:

- Medidor digital de faturamento;
- Relés de proteção;
- Controle de *Bays*;
- Oscilografia;
- Monitoração para otimização do uso dos ativos;
- Monitoração de qualidade de energia;
- UTR – Unidade Terminal Remoto – Supervisão SSC;
- Imagens – Informações para operação, manutenção e segurança empresarial;
- Monitoração de equipamentos auxiliares (*No-Breaks* e Telecomunicações);
- Anunciadores de alarme;
- Registro de eventos – *Data Logger*.

Nas primeiras subestações convencionais, pode-se notar tentativas de automatização dos sistemas através de comando de disjuntores chaves na sala de controle. Projetavam-se intertravamentos para operação dos equipamentos através das lógicas de contatos e relés eletromecânicos e estáticos, conforme ilustrado na figura 1.



Figura 1 – Sala de Controle de uma Subestação de Energia Convencional.
Fonte: AES Eletropaulo.

Com o advento dos sistemas digitais estas funções e outras funções são realizadas de modo diferente, utilizando equipamentos microprocessadores e lógicas estabelecidas através de softwares. Não significando que os sistemas digitais trouxeram apenas novas funções, mas principalmente que modificaram a forma de serem executadas, assim tornando possível concentrar diversos dispositivos ou subestações em um único lugar, conforme Figura 2.



Figura 2 – Centro de Operação do Sistema e Distribuição - COS.
Fonte: AES Eletropaulo.

Com essa nova realidade tecnológica nas subestações de energia, surgiu um novo conceito. Podem ser definidos como um sistema dotado de relés inteligentes interconectados em redes de comunicação seguras e eficientes, fazendo uso de sistemas de supervisão e controle que tem como principal objetivo gerenciar e controlar a distribuição de energia elétrica. Aumentando a confiabilidade do sistema, facilitando a operação e diminuindo o índice de manutenção da rede e o tempo de interrupção de fornecimento em caso de falhas.

Existia – e ainda existe – uma clara separação entre as soluções de proteção totalmente independente de todas as demais pela sua própria característica envolvendo segurança operacional da instalação.

Nas áreas de supervisão, controle e monitoramento surgiram vários protocolos de comunicação. Os mais conhecidos, por serem protocolos abertos, são Modbus, DNP3.

Esses diversos protocolos dificultam e encarecem os projetos de novas subestações e, principalmente, as ampliações, pois os equipamentos dos vários fabricantes não operam entre si (interoperabilidade) e mesmo duas gerações de equipamentos de um mesmo fabricante apresentam dificuldades de integração.

É neste cenário que se encaixa a norma IEC 61850. Ela propõe uma arquitetura de comunicação única entre todos os dispositivos, independente da função que este exerce na subestação ou de seu fabricante (IEC-61850,ABB).

2.3 RELÉS DE PROTEÇÃO

Define relés como equipamento eletrônico desenvolvido para responder às variações das condições de entrada, de maneira prescrita e depois que as condições especificadas são conhecidas, gera operação de contatos ou uma mudança abrupta similar em circuitos de controle elétrico associados.

A proteção de uma subestação de energia é conduzida basicamente pela utilização de relés de proteção, pois estes dispositivos têm como propósito detectar, localizar e atuar em caso de situações anormais de funcionamento do sistema, alertando por meio de alarmes e sinalizações os operadores em caso de perigo imediato da integridade dos equipamentos, e/ou retirando componentes do sistema de operação, garantindo assim a continuidade das características de um sistema de potência quanto à prestação de serviço às estações.

Atualmente existe uma série de tipos de relés de proteção específicos para cada situação de risco que se deseja controlar e monitorar, esses relés podem ser classificados em:

- Eletromecânicos: constituídos predominantemente de elementos mecânicos acionados por acoplamentos eletromagnéticos, Figura 3.

Os relés inteligentes vêm gradativamente substituindo os relés eletromecânicos e estáticos existentes nas antigas subestações devido, principalmente, ao seu baixo custo, maior confiabilidade de atuação e do tráfego de informação, assim como sua elevada flexibilidade, funcionalidade e facilidade de manutenção, pois, além da proteção desempenham funções antes executadas pelas RTUs (Unidade Terminal Remoto).

Entretanto, a característica que faz os IEDs serem de extrema importância nas subestações é, de fato, sua capacidade de coletar, processar e realizar uma ação rápida e eficaz baseado nesses dados.

2.4 SISTEMAS SCADA

Sistema SCADA (*Supervisory Control and Data Aquisition*), conhecido também como sistemas supervisórios, consiste em softwares que permitem que sejam monitoradas e rastreadas informações de um processo produtivo ou instalação física. Essas informações são coletadas do sistema através de equipamentos de aquisição de dados e, em seguida, manipuladas, analisadas, armazenadas e posteriormente, apresentadas ao usuário através de interfaces gráficas.

O sistema SCADA permite ainda intercambiar informações coletadas com inúmeros outros equipamentos de aquisição de dados, que estejam ligados a uma mesma rede, e também com outros sistemas SCADA, além da possibilidade de executar a troca de dados com bancos de dados relacionais (SANTOS, 2007).

Em subestações de energia o sistema supervisório tem como função realizar a supervisão e controle centralizados dos equipamentos primários e supervisão de sistemas secundários. Geralmente estes sistemas se encontram fisicamente distantes da planta nos chamados Centro de Operações do Sistema (COS).

Uma tela do sistema SCADA pode apresentar informações dos equipamentos no nível de processo (tensão da barra e de linha, correntes de alimentadores e transformadores, de potências e frequência da rede). Sendo, também, capaz de permitir o automatismo e manobras dos equipamentos em campo como: abertura/fechamento de seccionadoras, disjuntores e chaves.

3 DIGITALIZAÇÃO

Este capítulo apresenta a técnica de digitalização dos cubículos ou qualquer equipamento que possa controlar ou proteger relé eletromecânico, pode chamar esse processo de RETROFIT.

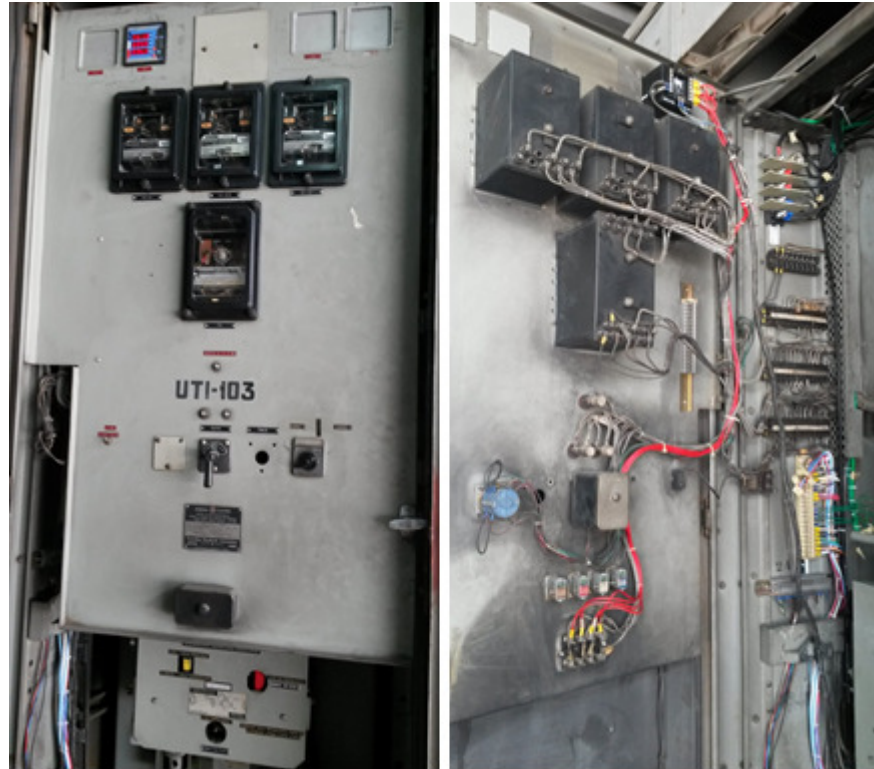
3.1 RETROFIT

Um termo utilizado principalmente em engenharia para designar o processo de modernização de algum equipamento já considerado ultrapassado ou fora de norma.

Nessa aplicação vamos apenas substituir o relé de proteção e controle eletromecânico sem interferir diretamente no funcionamento do cubículo por um relé de proteção digital.

3.2 TROCA DA PORTA DO CUBÍCULO

Primeiro passo é levantar a funcionalidade do relé a ser trocado, levantando todas as interferências elétricas e o estudo de proteção que deveremos aplicar no novo relé, Figura 5.



**Figura 5 – Cubículo com relé de proteção eletromecânico.
Fonte: AES Eletropaulo.**

Após fazer o estudo sobre a proteção e sinalização existente necessário para cada cubículo (Disjuntor ou Seccionadora), se especifica o IED adequado para a substituição do relé eletromecânico (Níveis de Proteção; Entradas Digitais/Analógicas e Saídas Digitais/Analógicas) para atender a necessidade do cubículo. Como o projeto elétrico e o novo estudo de proteção aprovado, constrói-se uma nova porta com todos os elementos (componentes) necessários, com esses equipamentos realiza-se a substituição sem interferir no sistema de potencia do cubículo, Figura 6.



**Figura 6 – Cubículo com relé de proteção digital.
Fonte: AES Eletropaulo.**

Após a troca das portas podemos observar a diminuição da quantidade de componentes, pois o IED possui na sua maioria todos os componentes necessários internamente para fazer a proteção e o controle desse cubículo (circuito).

O mesmo acontece com os painéis de CDC ou CCM, no caso dos painéis de CCM em vez de portas o retrofit acontece nas gavetas do painel, substituindo alguns contatores/disjuntores por um relé inteligente, que permite além da proteção elétrica da gaveta a supervisão dos mesmos através de uma rede de comunicação com o sistema de supervisão e controle.

4 SISTEMAS DE COMUNICAÇÃO

Define-se rede de comunicação como sendo os meios capazes de estabelecer um modo padrão de interligação de computadores ou dispositivos de forma a compartilhar dados, recursos físicos ou lógicos (TORRES, 2001).

Neste contexto, cada tipo de rede é delimitada ao espaço territorial, ou seja, quando é necessário realizar a comunicação entre IEDs ou subestações em uma distância maior, por exemplo: dentro do perímetro de uma cidade, esse tipo de rede é chamada de rede de área metropolitana ou simplesmente MAN (*Metropolitan Area Network*), quando esta área é ultrapassada tem-se a chamada rede geograficamente distribuída – WAN (*Wide Area Network*).

Em geral as subestações de energia atuam principalmente com sua rede de comunicação baseada na topologia de rede local LAN (*Local Area Network*) com o intuito de otimizar e aumentar a segurança nos seus sistemas de controle, proteção e supervisão, podendo também utilizar redes locais de subestação SLAN (*Substation Local Area Network*) e até mesmo redes locais virtuais VLAN (*Virtual Local Area Network*) (KUROSE e ROSS, 2000).

4.1 PROTOCOLOS DE COMUNICAÇÃO

Para que seja possível troca de informações entre equipamentos distintos é necessário que ambos entendam os dados que cada um está enviando/recebendo, por este motivo foram desenvolvidos os protocolos de comunicação (FOROUZAN, 2004).

São diversos os tipos de protocolos utilizados nos sistemas de comunicação, pois cada um possui uma característica específica de acordo com as tarefas que necessitam desempenhar.

Dentro dos muitos protocolos de comunicação utilizados para integrar relés de proteção e sistemas de supervisão e controle existem três que no meu ponto de vista se destacam e até hoje são utilizados pela maioria dos fabricantes de relés e de sistema de monitoramento. Sendo que um deles veio para unificar e padronizar todos os fabricantes.

4.2 PROTOCOLO MODBUS

O protocolo MODBUS é uma estrutura de mensagem desenvolvida pela Modicon em 1979, usada para estabelecer comunicação entre os dispositivos mestre-escravo / cliente-servidor. Ele é de fato um padrão, muitos protocolos de rede industriais utilizam este protocolo em seu ambiente. A Schneider Electric (atual controladora da Modicon) transferiu os direitos do protocolo para a Modbus Organization (Organização Modbus) em 2004 e a utilização é livre de taxas de licenciamento. Por esta razão, e também por se adequar facilmente a diversos meios físicos, é que, nesta monografia iremos abordar apenas o TCP/IP e o RTU que são utilizados em milhares de equipamentos existentes e são umas das soluções de rede mais baratas a serem utilizadas em automação industrial.

4.2.1 Protocolo Modbus TCP/IP

No modo TCP/IP utiliza-se propriedade do protocolo Ethernet TCP/IP para estabelecer comunicação com os outros equipamentos que possuem o mesmo tipo de protocolo, onde por sua vez definimos quais dos equipamentos será o mestre e quais serão as escravas, pois podemos comunicar com mais de um dispositivo ao mesmo tempo devido a característica do protocolo e seus endereçamentos IP de cada dispositivo. A arquitetura pode ser vista na Figura 7.

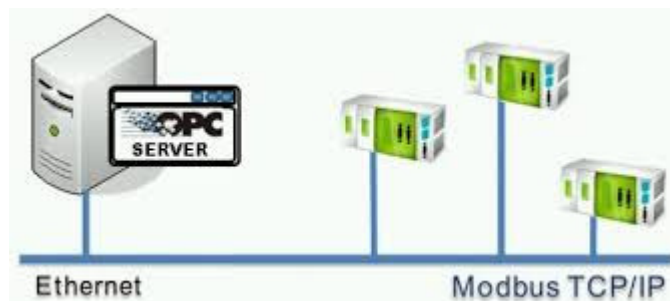


Figura 7 – Arquitetura Modbus TDP/IP.
Fonte: Internet.

4.2.2 Protocolo Modbus RTU

No modo RTU (*Remote Terminal Unit*), cada mensagem de 8 bits contém dois caracteres hexadecimais de 4 bits.

O Modbus RTU é uma rede serial baseada em RS-485 ou RS-232 e utiliza as portas elétricas dos dispositivos.

A arquitetura pode ser vista na Figura 8.



Figura 8 – Arquitetura Modbus RTU.
Fonte: Internet.

4.2.3 Exemplo Prático

Na construção de um painel (CDC) de distribuição de energia, usando a tecnologia de rede MODBUS (TCP ou RTU), os dispositivos comunicam apenas com o mestre ou um concentrador de dados e esse por sua vez com o supervisor. Podemos dizer que existe uma lista de dados onde o mestre/concentrador faz uma varredura em todos os dispositivos.

4.3 PROTOCOLO DNP-3

O DNP3 (*Distributed Network Protocol*) é um protocolo de comunicação de código aberto, ele define dois tipos de estações, uma mestre (master) e outra escrava (*outstation*). Além disso, ele é amplamente utilizado em Sistemas de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA - *Supervisory Control and Data*

Acquisition), porque ele possibilita a comunicação entre dispositivos dentro de um sistema de automação como as *smart grids*.

Como todo protocolo o DNP3 define um conjunto de regras para que a comunicação entre dispositivos aconteça. O DNP3 é um protocolo para transmissão de dados de um ponto A para um ponto B, que pode ser feito tanto por comunicação serial quanto por IP. Diferente da maioria dos protocolos que não se preocupam com a qualidade do serviço e trabalham com a ideologia do menor esforço o DNP3 foi desenvolvido para otimizar a comunicação já que deve ser utilizado em um sistema SCADA.

Este protocolo faz uso simplificado do modelo OSI/ISO denominada EPA (*Enhanced Performance Architecture*), utilizando apenas três camadas: Aplicação, Enlace e Física; entretanto, o DNP3 possui a necessidade de utilização de algumas funções da camada de transporte e rede, neste caso, tem-se a chamada Pseudo-Camada de Transporte (REYNDERS, 2005). Na figura abaixo é apresentada uma breve explanação das camadas que o DNP3 faz uso.

Camada	Descrição
Aplicação	É o nível em que os dados são gerados para o envio, ou solicitada para ser enviada, fornece o endereço do elemento do objeto de dados. Descrevendo os formatos das mensagens, serviços e procedimentos.
Pseudo-Camada de Transporte	Esta camada permite que grandes blocos de mensagens sejam segmentados e transportados.
Enlace	Camada onde é realizada o controle de fluxo e de erro dos pacotes de dados (CRC- <i>Cycle Redundancy Code</i>), além de fornecer a indicação de outros eventos como o estado de enlace.
Física	É a camada onde é definido qual meio físico o protocolo é transmitido, tratando das especificações elétricas, estabelecimento da conexão e controle de fluxo de dados.

**Figura 9 – Estrutura do modelo OSI do protocolo DNP3.
Fonte: Adaptação de REYNDERS (2005).**

A Pseudo-Camada de Transporte algumas vezes corresponde de forma limitada à camada de transporte, atuando de modo a garantir a entrega dos dados de forma transparente, ponto-a-ponto, de mensagens inteiras incluindo a 40 segmentação e remontagem dos dados e correção de erros; e à camada de rede

com o intuito de controlar o fluxo dos pacotes de dados e o roteamento das mensagens.

Juntamente com a camada de aplicação a pseudo-camada faz a quebra de mensagens superiores a 249 octetos. Para cada pacote de dados é inserido um único byte de *Function Code* que indica se o pacote da camada de enlace é o primeiro da mensagem, o último, ou ambos (no caso em que não há fragmentação da mensagem).

Quanto ao tipo de mensagem o DNP3 utiliza dois tipos de mensagens, sendo com ou sem confirmação. Quando se trabalha mensagens com confirmação a prioridade é dada à confiabilidade dos dados e quando as mensagens são sem confirmação é quando a prioridade do sistema é o desempenho.

Neste protocolo foi incluído o endereço de origem da mensagem, além do endereço de destino, que já estavam presentes no Modbus e IEC 60870-5-101, permitindo a primeira concepção de rede como conhecemos hoje, consagrada no TCP/IP (SEL, 2010) os modos de endereçamento utilizados no DNP3 são:

- Tipo mestre-escravo, também serve para o modo por exceção;
- Tipo mestre-grupo, permitindo seleção de lista de pontos;
- Endereçamento via broadcast do tipo mestre-todos, permitindo difusão dos dados.

Assim como no IEC 60870-5-101, na arquitetura mestre-escravo o DNP3 apresenta um relacionamento síncrono através de operação por varredura e relacionamento assíncrono através de respostas não solicitadas, por iniciativa das estações escravas.

Essa importante implementação realizada no DNP3 foi denominada de “envio espontâneo de informação”, que de um modo geral é dito que foi dado ao dispositivo escravo um primeiro item de liberdade. Com esta nova função o escravo pode formatar uma mensagem, sem antes requisitar ao mestre uma autorização de envio. Com a evolução exponencial dos recursos de hardware a possibilidade de congestionamento de dados em uma rede diminuiu consideravelmente, desde que o sistema como um todo seja projetado e especificado adequadamente.

Além disso, com o objetivo de sincronizar os relógios dos dispositivos interconectados de um sistema o protocolo estabelece um método de cálculo do tempo de propagação das mensagens.

O DNP3 atua em três níveis nos dispositivos e cada nível possui diferentes quantidades de objetos de dados disponibilizados, essa característica deve ser observada durante o processo de aquisição de dados nos equipamentos que utilizam o protocolo DNP3. Cada equipamento possui um documento de perfil do dispositivo, chamado *Device Profile*, este contém informações que permitem a integração entre diferentes dispositivos mestres e escravos.

Assim como na “interoperabilidade” no IEC 60870-5-101 se equipamentos com DNP3, mas com um perfil diferente, podem não se comunicar.

Apesar destas atualizações, rede e fragmentação, o DNP3 se consolidou no mesmo campo do IEC 61870-101, como Protocolo de Tempo Real, em linhas seriais, com mensagens curtas, de 250 bytes, mestre/escravo com varreduras a períodos típicos de um segundo, envio por exceção, etc.

4.3.1 Exemplo Prático

Na construção de um painel (CDC) de distribuição de energia usando a tecnologia de rede DNP-3 é semelhante a tecnologia MODBUS, os dispositivos também se comunicam apenas com o mestre ou um concentrador de dados e esse com o supervisor.

4.4 PROTOCOLO IEC-61850

Esta norma foi publicada em 2004, mas vem sendo desenvolvida desde a década de 1990 envolvendo grandes entidades de pesquisas mundiais, como o *Electric Power Research Institute* (EPRI), *Ingeneering Eletrotecnical Comitê* (IEC), Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), só para citar alguns. A norma tem grande aceitação nas Américas, Europa e Ásia e já esta se firmando como um padrão mundial, o que justifica uma real avaliação pelas empresas sobre a pertinência da sua utilização.

A característica mais “marcante” da norma IEC 61850 é, sem dúvidas, a interoperabilidade entre equipamentos de fabricantes distintos, possibilitando que os IEDs interligados compreendam a sintaxe e a semântica recebida de outro equipamento de mesma tecnologia (WONG, 2004). Como característica secundária está a intercambialidade entre equipamentos de diferentes fabricantes, ou seja, a troca de IEDs de um fornecedor por outro, sem maiores problemas, não necessitando qualquer tipo de alteração dos demais componentes integrantes do sistema.

A norma foi dividida em 10 partes, Figura 10, onde cada uma delas define cada uma de suas terminologias, definições, características e funcionalidades sob as diretrizes do padrão internacional (SANTOS, 2005).

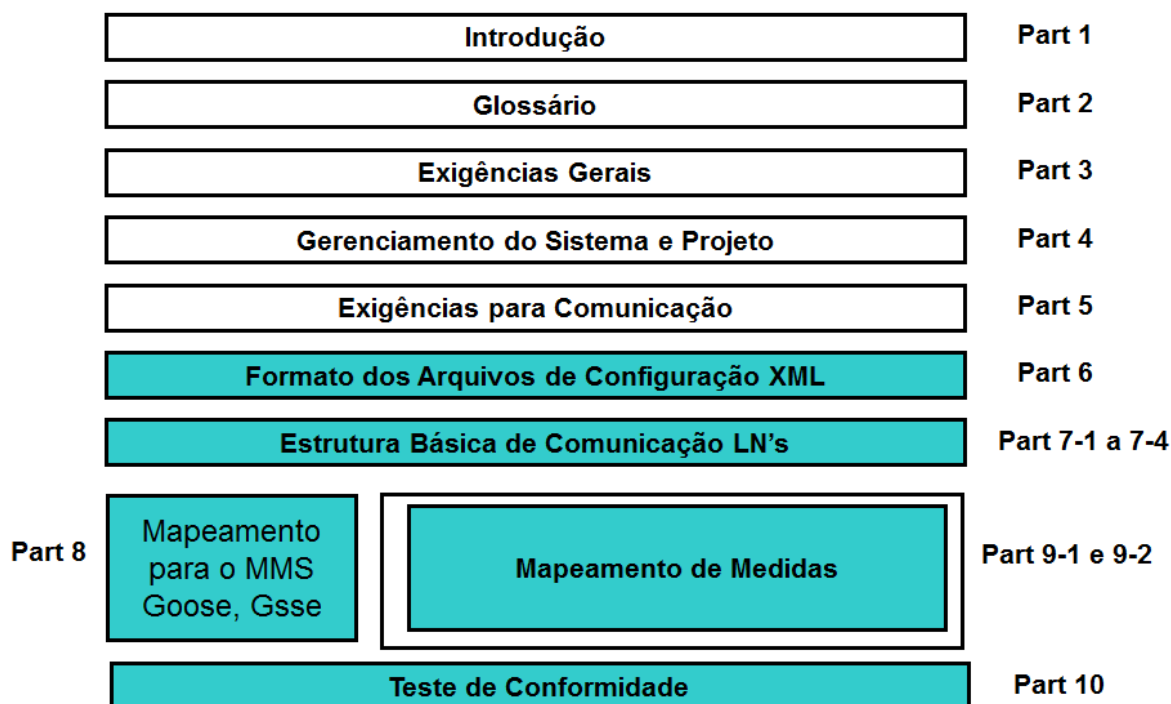


Figura 10 – Documentos referentes à norma IEC 61850.
Fonte: ABB (2006).

4.4.1 Dados Estruturados

Ao contrário da maioria dos protocolos de comunicação, o padrão IEC 61850 toma como base o princípio de orientação a objetos, de forma a trabalhar com modelamento orientado a informação e não ao dispositivo nem ao protocolo. Esses modelos definem os formatos dos dados, identificadores, comportamento e controles.

A norma adotou os LNs (*Logic Nodes*), que vem a ser a menor parte de uma função de troca de informação, usado como núcleo dos modelos, são agrupamentos funcionais de informações tendo por objetivo a troca de dados entre si e carregam consigo as informações que necessitam ser transmitidas. A localização dos nós não fica atrelada a um único IED, quando se considera que uma função esta composta em vários nós, ou seja, existe uma livre alocação de funções, que admitem sua centralização ou descentralização.

Inseridos nos LNs que seguem o modelo de dados estruturados, estão os conjuntos de dados pertinentes a sua função e referenciam um elemento físico da rede, que por sua vez possui um conjunto de atributos, cujo qual expressa as informações que se deseja obter/enviar para o modelo de objeto trabalhado. Sendo

eles agrupados nos chamados dispositivos lógicos – LD (*Logic Devices*) que estão inseridos em IEDs. A relação entre os elementos pode ser vista na Figura 11.

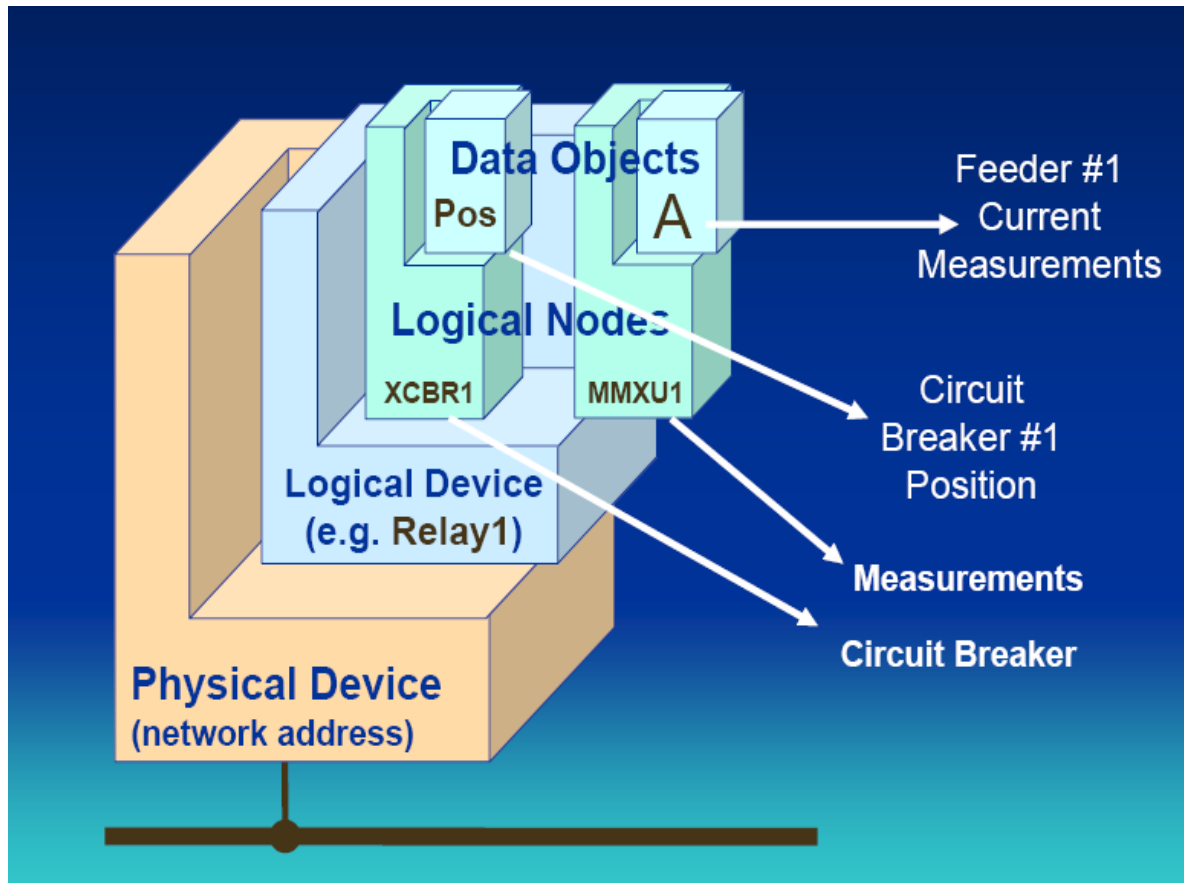


Figura 11 - Relação entre elementos da IEC 61850.
Fonte: ABB (2006).

Na IEC 61850 foi estabelecida a padronização da nomenclatura para todos os elementos, utilizando uma sequência de caracteres mnemônicos não ambíguos, ou seja, é possível identificar através dos nomes quais as tarefas que esses elementos desempenham. No caso do LNs essa identificação é dada por quatro caracteres, Figura 12.

- Alarm handling: **CALH**
- Interlocking: **CILO**
- Cooling Group Control: **CCGR**
- Point-on-wave switching: **CPOW**
- Switch controller: **CSWI**
- Circuit breaker: **XCBR**
- Circuit switch: **XSWI**
- Generic process I/O: **GGIO**
- Instantaneous overcurrent: **PIOC**
- Time overcurrent: **PTOC**
- Voltage controlled time overcurrent: **PVOC**
- Over power factor: **POPF**
- Under power factor: **PUPF**
- Overvoltage: **PTOV**
- Ground detector: **PHIZ**
- Phase angle measuring: **PPAM**
- Over frequency: **PTOF**
- Under frequency: **PTUF**
- Rate of change of frequency: **PFRC**
- Differential: **PDIF**
- Motor restart inhibition: **PMRI**
- Motor starting time supervision: **PMSS**

Figura 12 – Tipos de Logico Nodes
Fonte: ABB (2006).

Detalhado da estrutura de dados da norma IEC61850, Figura 13, em um dispositivo da empresa SEL (*Schweitzer Engineering Laboratories Inc.*), onde seguindo uma estrutura em árvore, pode-se notar que no primeiro nível onde está apresentado o dispositivo físico com um nome genérico de SE10LT72, na sequência um Dispositivo Lógico – MET (Medição), um Nó Lógico – MMXU (Medições de tensão, corrente e potência), a Classe de Dados – PhV (Tensão), o Atributo – phs A (Tensão da Fase A) e por último o dado que se deseja cVal (Valor Complexo – possui banda morta que é um degrau de variação do dado).

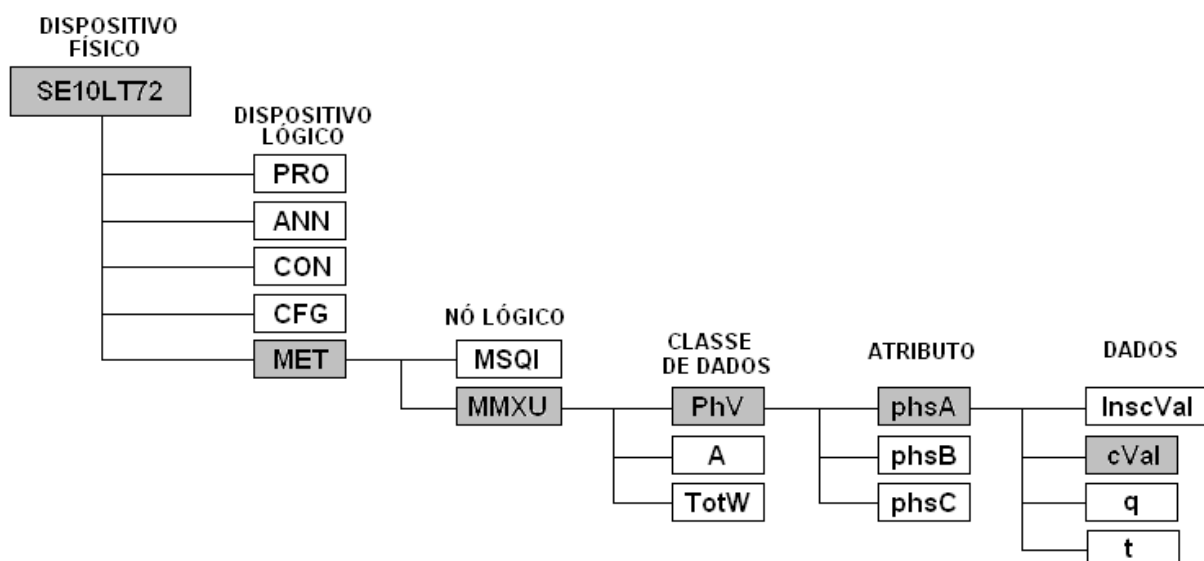


Figura 13 - Estrutura em árvore de dados de um dispositivo.
Fonte: SEL (2013).

Depois de realizada a modelagem do dispositivo se obtém uma sintaxe que é utilizada para referenciar a função que se deseja monitorar/controlar, representado da seguinte forma: “**SE10LT75.SE10L72MET.MMXU.MX.PhV.phsA.cVal.mag**”.

Depois de realizada a modelagem do dispositivo se obtém uma sintaxe que é utilizada para referenciar

4.4.2 Protocolo MMS

A parte 8.1 do padrão IEC-61850 especifica um método de troca de dados com, ou sem restrições críticas de tempo, através de uma rede. Faz com que os serviços e os protocolos MMS (*Manufacturing Message Specification*) sejam especificados para operar sobre as camadas do modelo OSI e compatíveis com os perfis de comunicação do TCP/IP. A utilização do MMS permite o uso de arquiteturas centralizadas e distribuídas, e inclui a troca de dados seja de estado operações de controle ou notificações em tempo real.

Existem vários serviços especificados na parte 7.2 do padrão IEC-61850 que são intencionalmente mapeados para protocolos e perfis de comunicação que não fazem uso da norma ISO 9506 (MMS, como o protocolo da camada de aplicação, específico para mensagens do tipo cliente-servidor), devido a informações com restrições críticas de tempo.

4.4.3 Mensagens GOOSE

Um Objeto Genérico Orientado pelo Evento de Subestação – GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*) possui a capacidade de configurar as informações além de fazer uso de grupos de dados chamados *Data Sets*, sendo possível a criação de relatórios assíncronos de eventos, ou seja, o receptor é capaz de identificar que algum status foi alterado e o momento que ocorreu essa mudança (MIRANDA, 2009).

Somente aqueles IEDs registrados para receber uma mensagem GOOSE agirão no status que ela contém, essa filtragem geralmente é feita pelo endereço MAC (PAULINO, 2006).

As mensagens GOOSE fazem uso do sistema SCSM (*Specific Communication Service Protocol*) que atua num sistema de retransmissão de mensagens garantindo a confiabilidade na entrega dos pacotes de dados. Cada reenvio de mensagem possui um tempo definido que é dobrado a cada tentativa, até o limite chamado de *timeAllWedToLive*, que ao ser atingido encerra a conexão (ALMEIDA, 2011).

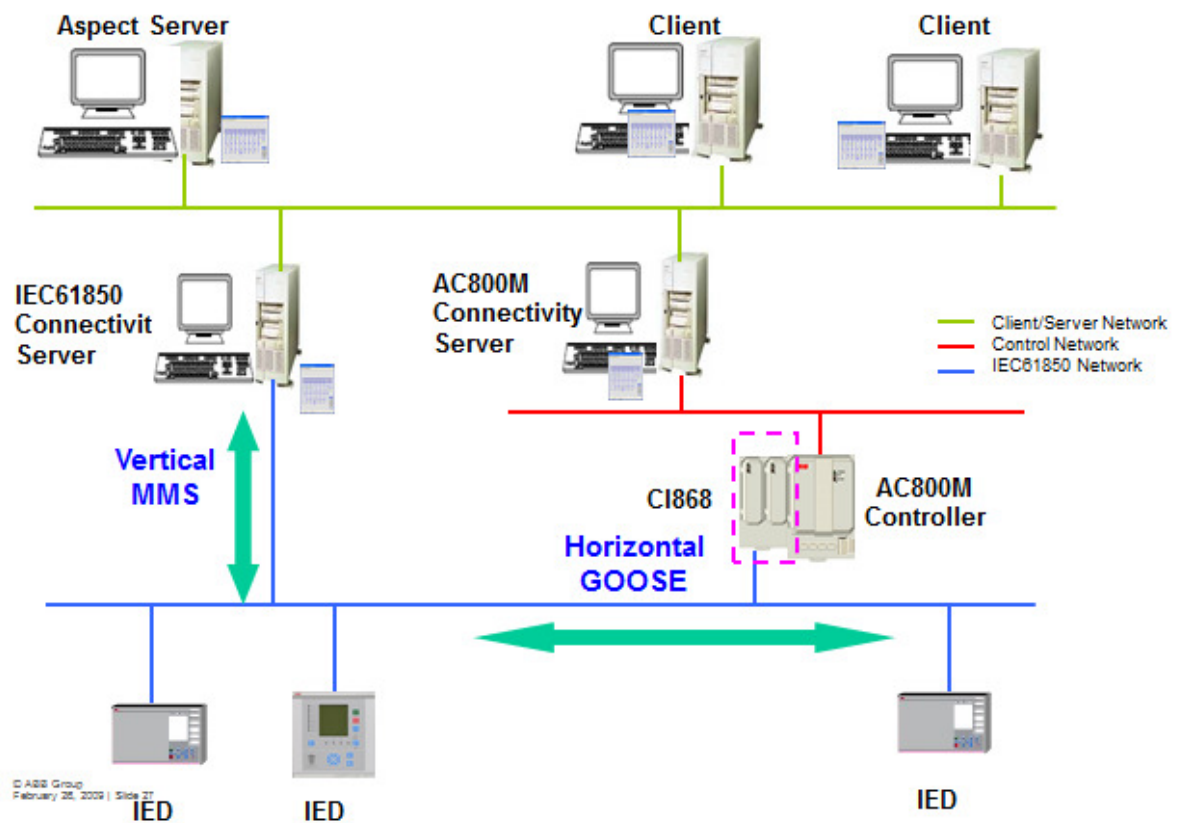


Figura 14 – Arquitetura da Comunicação MMS/GOOSE.
Fonte: ABB.

4.4.4 Exemplo Prático

Na construção de um painel (CDC) de distribuição de energia usando a tecnologia de rede IEC-61850, todos os dispositivos da rede se comunicam entre si e também com o supervisor, portanto podemos afirmar que a comunicação horizontal é responsável pela troca de informações

(Proteção/Sinalização/Comandos) entre relés, já a vertical é responsável pela comunicação com o sistema de supervisão e controle, informando ao operador do sistema a condição e o status de cada relé.

5 DESENVOLVIMENTO

Neste capítulo será apresentado um estudo de caso utilizando o protocolo IEC-61850, na construção de seis (06) novas subestações, utilizando reles digitais (IEDs) de fabricantes distintos (ABB / SEL), integrando todas as SE's em um único Centro de Controle através de fibra ópticas e switches (Ruggedcom) e servidores (DELL).

5.1.1 Especificação Técnica.

- Utilização máxima de IED's IEC61850 e CCM's inteligentes;
- Interoperabilidade entre IED's;
- Flexibilidade para expansões;
- Intervenção mínima do operador no restabelecimento em emergências;
- Nenhum IED poderá emitir comandos durante perda de comunicação ou perda de tensão de retorno de alimentação;
- As estações de engenharia devem ser instaladas na rede Ethernet TCP/IP;
- Quantidade de IED's por Subestação:
 - SE-01 34 IED's;
 - SE-02 15 IED's;
 - SE-03 72 IED's;
 - SE-04 37 IED's;
 - SE-05 43 IED's;
 - SE-06 110 IED's;

5.1.2 Funcionalidade

- Rejeição de carga;
- Reaceleração e Re-Starting de motores;
- Controle de potência Ativa e Reativa;
- Supervisão, Controle e Aquisição de Dados (SCADA);
- Geradores e Turbinas;
- Transformadores e controle de Taps;

Disjuntores, Seccionadoras;
 Motores, CDC's;
 Sincronização;
 Sequência de Eventos (resolução 1ms);
 Osciloperturbografia (Comtrade);
 Partida e parada de motores;
 Transferência Automática;
 Transferência com Paralelismo Momentâneo;
 Seletividade Lógica;

5.1.3 Arquitetura

A arquitetura do projeto pode ser vista na Figura 15.

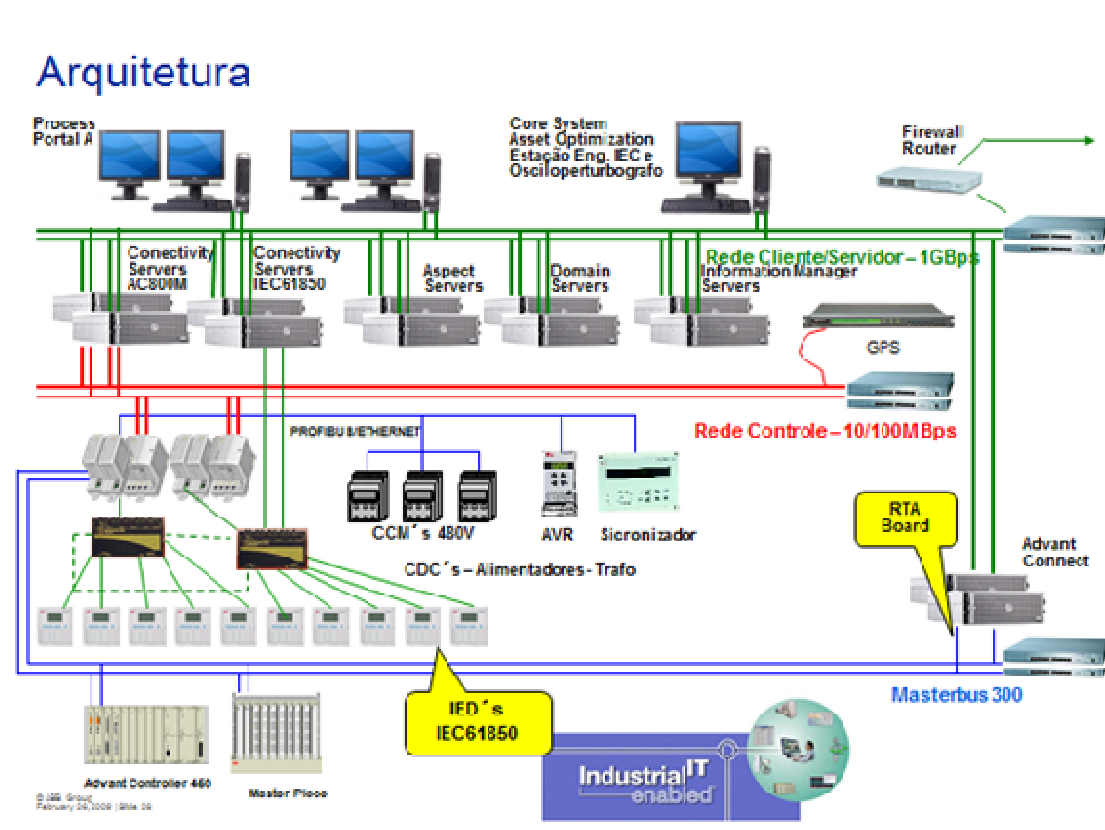


Figura 15 – Arquitetura do Projeto.
 Fonte: Autoria Própria.

Nas conexões de comunicação entre IED's e Switches foram utilizados cordões de fibra óptica 10/100 Mbits, também foram utilizados cabos multipares de fibra óptica

1Gbits entre o painel de switches dos IED's e o painel de switches dos servidores de comunicação. Dentro da arquitetura do painel de switches dos IED's existe uma comunicação (cabo UTP Cate 05) com um controlador que é responsável pelo tratamento das informações que vão para outros dispositivos ou outros controladores.

Solução – ligação Switches

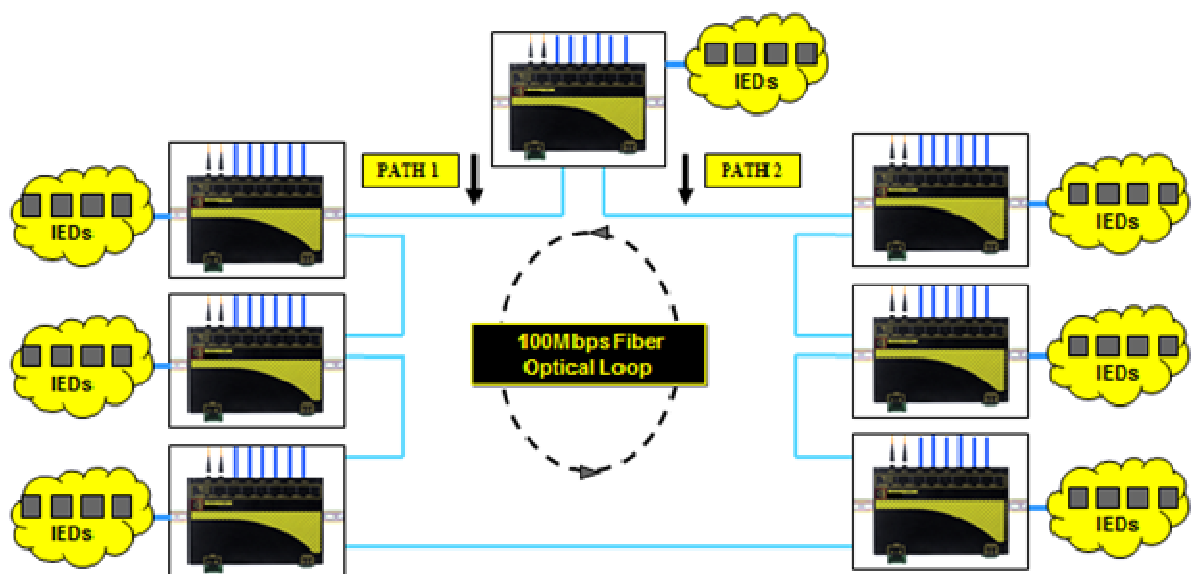


Figura 16 – Arquitetura Rede “Painel de Swicht”.
 Fonte: Autoria Própria.

Na estrutura dos switches, Figura 16, foi adotado um arranjo em anel interligando todos os switches através de cordões de fibra 1Gbits. Essa configuração foi adotada para garantir o desempenho da comunicação, caso um desses equipamentos apresente defeito, a configuração dos mesmos está programada para auto rearranjo, assim, só um switch fica de fora, como os demais switches foram dimensionados para suportar mais IED's do que o previsto, caso um switch pare de funcionar podemos conectar os IED's desse switch nas portas dos demais reestabelecendo a comunicação do IED's do switch danificado.

5.1.4 Supervisório

Os supervisórios (ABB – AC800M) desenvolvidos “desenhados” para que o operador do console visualize o fluxo de energia construída fisicamente na subestação, evitando erros de manobra.

Cada manobra/comando abre um *faceplate* de comando onde o mesmo pode visualizar em tempo real o status e as leituras do disjuntor que vai ser operado.

Falando sobre o supervisório o mesmo também possui uma tela que nomeamos de lista de eventos e alarmes.

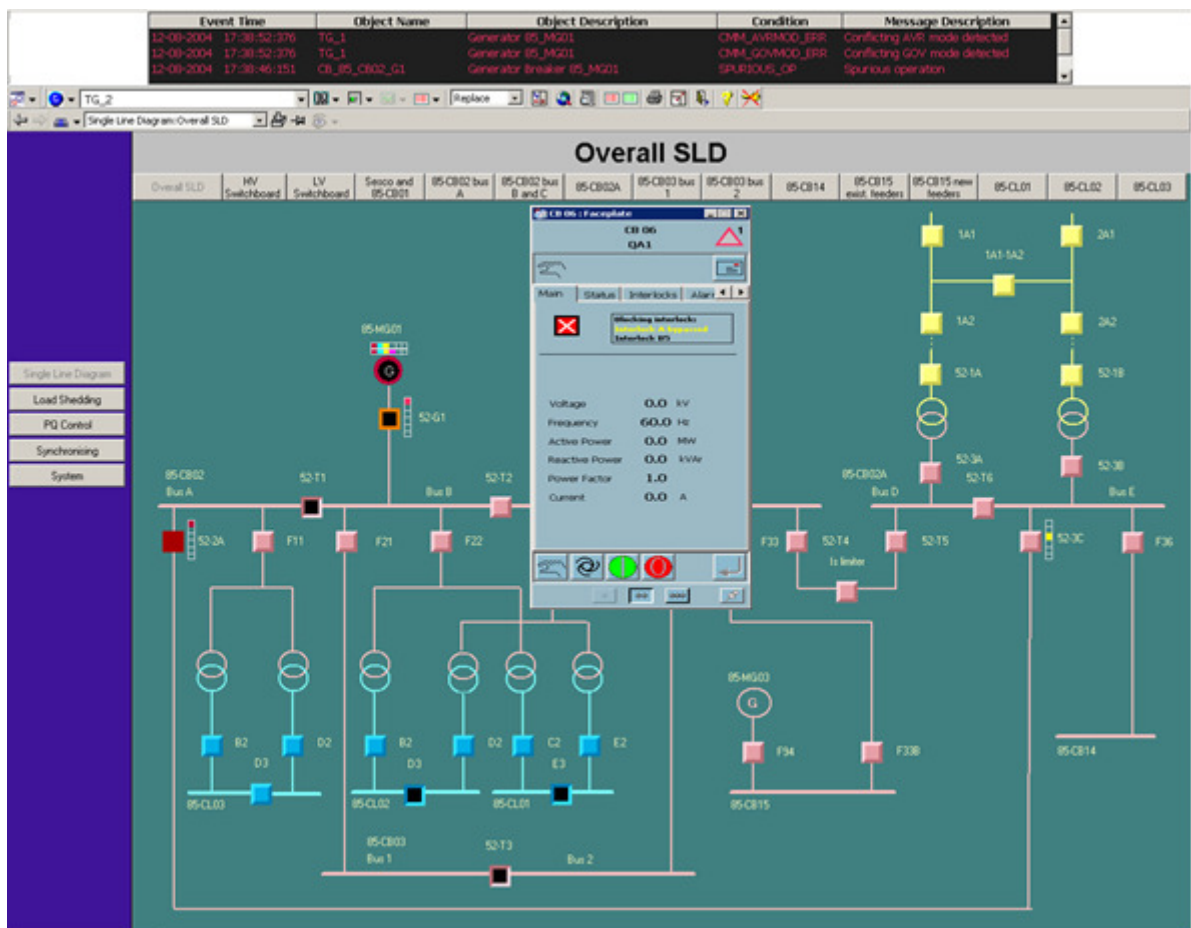


Figura 17 – Supervisório.
Fonte: Autoria Própria.

As telas de alarmes e eventos, Figura 18, são ferramentas disponíveis em todos os softwares de supervisão disponíveis no mercado. Essas telas apresentam ao operador de maneira dinâmica o que está ocorrendo em toda a planta no que se relaciona a eventos e alarmes. Na tela de eventos, todos os eventos e todos os alarmes são apresentados no tempo determinado, por exemplo, nas últimas 24 horas, mostrando ao operador se o evento está ativo ou não, hora em que foi ativado, *tag* de identificação, duração do evento e o comentário sobre cada evento, essas informações são passadas em forma de lista. Na tela de alarmes, apenas alarmes são apresentados, também em forma de lista, e permanecerão na tela até que sejam reconhecidos pelo operador, esses alarmes mostram o tempo que ocorreu o alarme, *tag* de identificação, duração do alarme, descrição, ação corretiva que deve ser tomada pelo operador e a situação atual do alarme. As situações possíveis de um alarme são:

- Alarme ativo e não reconhecido: para o caso de um alarme que ainda se encontra ativo e o operador não tomou a ação de reconhecer o alarme;
- Alarme não ativo e não reconhecido: quando um alarme deixa de estar ativo, mas o operador ainda não tomou a ação de reconhecer o alarme;
- Alarme não ativo e reconhecido: para o caso de operador já ter tomado a ação de reconhecer o alarme, mas esse ainda se encontra ativo.

Alarmes que não estão mais ativos e já foram reconhecidos são automaticamente removidos da tela de alarmes, mas ainda se encontrarão nos registros históricos da planta. Para ambas as telas devem ser possíveis o filtro por área e por horário e para a tela de alarmes é de extrema importância que haja possibilidade de filtro por prioridade, que irá auxiliar o operador a tomar as ações corretivas na ordem correta no caso de distúrbios. Deve ser possível ao operador reconhecer conjuntos de alarmes, como por exemplo, os alarmes presentes na tela, de maneira a evitar que o operador gaste tempo desnecessário com o reconhecimento de um grande número de alarmes após um distúrbio na planta.

Peenyademo : Event List

	EventTime	ObjectName	ObjectDescription	SubCondition	IEDName	Message
3	04 09:11:46:143	CB 18	SwitchController		AA1A2	Operation Failed (65535)
4	04 09:11:39:159	CB 18	SwitchController		AA1A2	Close Selected
5	02 15:29:45:410	CB 18	SwitchController	Faulty	AA1A2	Inactive
6	02 15:29:45:410	CB 18	SwitchController		AA1A2	Closed
7	02 15:22:42:076	SP16GGIO1	IndicacionBits			09:52:37
8	02 15:22:42:076	SP16GGIO1	IndicacionBits			2
9	02 15:22:42:076	SP16GGIO1	IndicacionBits			TRUE

Peenyademo : Alarm List

	AckState	EventTime	ObjectName	Message	IEDName	Severity	Condition	ObjectDescription
1	<input checked="" type="checkbox"/>	08 09 18 13:17:30:403	SCSW11	Faulty	AA1A2	900	SwitchPosition	SwitchController
2	<input checked="" type="checkbox"/>	08 09 04 15:33:43:709	CB 18	Faulty	AA1A2	900	SwitchPosition	SwitchController
3	<input type="checkbox"/>	08 09 02 15:09:55:637	CB 18	Inactive	AA1A2	1	SwitchPosition	SwitchController
4	<input type="checkbox"/>	08 09 02 15:06:14:035	CB 18	IEC61850_DSC_Inactive	AA1A2	1	SwitchPosition	SwitchController
5	<input type="checkbox"/>	08 09 02 15:02:43:532	CB 18	IEC61850_DSC_Inactive	AA1A2	1	SwitchPosition	SwitchController
6	<input checked="" type="checkbox"/>	08 09 02 14:34:10:112	SCSW17	IEC61850_DSC_Intermediate	AA1A2	800	SwitchPosition	SwitchController
7	<input type="checkbox"/>	08 09 02 13:58:37:787	CB 18	IEC61850_DSC_Inactive	AA1A2	1	SwitchPosition	SwitchController
8	<input type="checkbox"/>	08 09 01 16:44:09:917	CB 18	Inactive	AA1A2	1	SwitchPosition	SwitchController
9	<input type="checkbox"/>	08 09 01 09:01:43:298	CB 18	IEC61850_DSC_Inactive	AA1A2	1	SwitchPosition	SwitchController
10	<input checked="" type="checkbox"/>	08 08 29 16:05:58:731	CB 101	Faulty	AA1A2	900	SwitchPosition	SwitchController
11	<input type="checkbox"/>	08 08 27 14:02:33:156	CB 18	IEC61850_DSC_Inactive	AA1A2	1	SwitchPosition	SwitchController
12	<input type="checkbox"/>	08 08 27 13:57:07:050	CB 18	IEC61850_DSC_Inactive	AA1A2	1	SwitchPosition	SwitchController
13	<input type="checkbox"/>	08 08 27 13:52:35:445	CB 18	IEC61850_DSC_Inactive	AA1A2	1	SwitchPosition	SwitchController
14	<input checked="" type="checkbox"/>	08 08 27 09:59:45:598	SP16GGIO1	IEC61850_DSC_Active	AA1A2	550	AlarmStatus	IndicacionBits

Figura 18 – Lista de Eventos e Alarmes.
Fonte: Autoria Própria.

O registro histórico de alarmes e eventos são ferramentas disponíveis em todos os softwares de supervisão disponíveis no mercado. Essa ferramenta é de extrema importância para rastreabilidade da operação das plantas industriais e para levantamento de relatórios relativos ao sistema de alarmes e de operação da planta. Os registros históricos devem ser armazenados no servidor de dados do sistema de supervisão desde a data mais antiga possível. Essa data fica limitada à capacidade do hardware utilizado no sistema de supervisão. Os arquivos de registro devem ser armazenados de maneira mais intuitiva possível, de maneira a facilitar ao usuário o rastreamento das informações necessárias. É altamente importante que alarmes possam ser facilmente diferenciados dos eventos neste histórico de alarmes e eventos. Essa diferenciação facilitará filtros de maneira a tornar mais rápida uma análise dos arquivos de registro de dados históricos. As informações básicas que devem estar disponíveis nos arquivos de registro são:

- Tempo que foi ativado;
- Tempo que foi reconhecido;
- Nome do *tag* ou do objeto (identificação);

- Condição e estado;
- Tipo (evento/alarme);
- Prioridade;
- Área do projeto.

Qualquer outra informação que for julgada como importante deve ser inserida, mas lembrando que aumento de informações a serem registradas aumenta também o tamanho do arquivo e conseqüentemente diminui a quantidade de alarmes e eventos que podem ser registrados.

O propósito do sistema de alarmes é o de atrair a atenção do operador a condições da planta potencialmente perigosas em tempo hábil suficiente para avaliação e/ou ação corretiva. Diversas ferramentas podem ser implantadas no sistema de controle e no sistema de supervisão de maneira a aumentar a confiabilidade do operador nos alarmes e conseqüentemente aumentando a eficiência da automação sem a necessidade de se utilizar sistemas dedicados de gerenciamento de alarmes. Mesmo com todas as implantações propostas, um sistema de alarmes será realmente eficiente apenas se houver dedicação e organização dos profissionais envolvidos a ele.

5.1.5 Principais Problemas

Pioneirismo;
Retrabalhos;
Comunicação entre unidades da do cliente e outros fabricantes;
Testes de interoperabilidade;
TAF do sistema;
Utilização de LN's inadequados;
Adequação de bibliotecas.

5.1.6 Pontos Fortes

Ferramenta de configuração do sistema;
Manipulação de dados;

- Simulação;
- Documentação;
- Bibliotecas;
- Integração multi-fabricantes;
- Integração multi-protocolos;
- Sistema totalmente distribuído;
- Fácil Manutenção.

5.1.7 Por que os clientes estão optando pelo IEC 61850?

- Insatisfação com protocolos proprietários;
- Usuários optam pela interoperabilidade e independência dos fabricantes;
- Maioria dos fabricantes já disponibilizam o IEC 61850;
- Facilidade de integração à ethernet;
- Simplificação do projeto;
- Fácil manutenção;
- Arquivos de configuração padronizados;
- Combina vários protocolos para diferentes finalidades;
- Acesso remoto.

6 APRESENTAÇÃO E ANÁLISE DOS RESULTADOS

Mediante aos tipos de protocolos apresentados podemos concluir que existe um processo de desenvolvimento contínuo para que a automação de subestações seja cada vez mais eficaz, para que possamos monitorar, controlar e proteger com maior segurança os fluxos de energia aplicado em qualquer sistema e equipamentos.

No caso de digitalização “Retrofit”, foi constatado que houve um aumento significativo na performance do sistema, principalmente no quesito monitoração e controle operacional, pois agora a subestação está integrada ao centro de controle operacional, diminuindo os chamados locais para realização de manobras como transferência de barras e abertura e fechamento de disjuntores, maior segurança de proteção nos equipamentos como disjuntores chaves seccionadoras, devido a implementação dos relés micro processados que oferecem um conjunto de proteção superior aos relés eletromecânicos.

Dentro deste cenário podemos afirmar que os resultados obtidos foram satisfatórios e estão dentro do planejamento previsto.

No caso da construção de uma subestação utilizando o protocolo IEC-61850 como base para integração dos dispositivos IEDs, o sistema monitoração e controle foi um sucesso. Só o fato de que o protocolo permite ter a interoperabilidade entre dispositivos de fabricante/modelos distintos já foi um avanço na concepção do projeto. Ao longo do projeto ocorreram alguns pontos que não estávamos esperando que demandaram um pouco mais de tempo que o previsto, o protocolo IEC-61850 é padronizado mas existe um LN que pode ser tratado diferente de acordo com o fabricante, pois a norma de comunicação do IEC-61850 deixou uma abertura para que os fabricantes criassem LN's genéricos e isso causou uma incompatibilidade de estruturas de configuração entre fabricantes. Portanto, se no projeto for considerado apenas LN's padronizados pela norma, poderão existir intercambialidades entre relés de fabricantes distintos. Como a maioria dos pontos que utilizamos foi o padronizado adotamos algumas regras para a utilização dos LN “Genéricos” e assim contornamos os problemas.

No geral o tempo de desenvolvimento e implantação do projeto foi absurdamente rápido, sem falar no comissionamento do sistema que foi simulado em laboratório antes dos testes em campo.

7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Diante dos fatos observados, este trabalho não tem o intuito de apresentar qual dos protocolos estudados é o melhor, já que depende muito do que se deseja do mesmo, ou seja, em sistemas distintos características diferentes podem ser exigidas cabendo mais à um ou outro protocolo. Neste contexto, além do desempenho é considerado também o custo de implantação e de manutenção da rede, sendo preciso analisar se realmente o protocolo escolhido é o ideal para determinada aplicação, por isso é importante conhecer as particularidades de cada um deles.

Com tudo se pode finalizar afirmando que existe uma tendência de unificação de protocolos de comunicação entre equipamentos e entre sistemas de todos os níveis de controle para facilitar a integração dos mesmos.

Em um futuro próximo essa integração vai ocorrer desde o chão de fábrica (Sensores; Relés; Controladores e etc.) até o nível mais alto de uma indústria (Controle de Financeiro de Produção) de uma forma objetiva e simplificada.

No caso das subestações isso ocorrerá desde geração (nível das represas) até o consumidor final (uma pequena residência no meio do nada).

No geral, o protocolo IEC-61850 é um protocolo revolucionário onde em teoria podemos integrar qualquer tipo de relé de qualquer fabricante com o sistema de supervisão e controle, porém, na prática existem particularidades entre os fabricantes, onde se devem observar algumas considerações na comunicação entre relés e entre os supervisórios.

Este trabalho pode ser tomado como base para projetos futuros que queiram focar na utilização dos protocolos de comunicação.

REFERÊNCIAS

ABB – Apresentação IEC-61850. Disponível em (Treinamentos ABB)

ALMEIDA, Ezequiel A.. **Novo Padrão em Automação em Subestações**. Monografia de graduação em Eng. Elétrica apresentado à Universidade Federal do Ceará. Fortaleza, 2011.

DNP, Basic four document set: Subset Definitions, Data Link Layer, Transport Functions, Data Object Library. Project Documentation. DNP Users Group, Canadá, 1997.

DUAILIBE, Paulo. **Consultoria para uso Eficiente de Energia**. Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca. 1999

ECIL – Ecil Energia. Disponível em (www.ecilenergia.com.br)

FOROUZAN, B.A. **Comunicação de Dados e Redes de Computadores**. 3ª Ed. Porto Alegre. Bookman, 2004

IEC61850 -3,4,5,6,7,8,9,10 – International Standard. Disponível em (Intranet ABB)

KUROSE, James F. e ROSS, Keith W., **Redes de Computadores e Internet – Uma abordagem Top-Down**, 3ª ed., Ed. Pearson, 2000

MENDES, Marcos F. **Proposta de Metodologia e de Modelo para Modernizações de Sistemas de Automação de Unidades Geradoras Hidráulicas de Grande Porte**. Tese de Doutorado em Eng. Elétrica apresentado à Universidade de São Paulo – USP. São Paulo, 2011.

MIRANDA, Juliano Coelho. **IEC-61859: Interoperabilidade e Intercambialidade entre equipamentos de Supervisão, Controle e Proteção Através das Redes de Comunicação de Dados**. Dissertação de mestrado em Eng. Elétrica, apresentada à Universidade de São Paulo – USP, 2009.

Norma ISA S18.02, 2008

PAULINO, Marcelo E.C., **Teste de IEDs baseados na IEC 61850**, Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE. Campina Grande, Julho, 2006.

REYNDERS, Deon; **Practical Industrial Data Communication**. 1ed. Oxford: ELSEVIER, 2005.

SANTOS, H.G **Desenvolvimento de um Supervisório Modular para uma Célula Flexível de Manufatura**. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis (SC), 2007.

SANTOS, Luis F.. **Uma abordagem prática do IEC 61850 para automação, proteção e controle de subestações**. VI SIMPASE – Simpósio de Automação de

Sistemas Elétricos. São Paulo – Brasil, 2005.

SEL – *Schweitzer Engineering Laboratories Inc.* **Automação de Subestações – Cap. V – Protocolos seriais para automação.** Revista O Setor Elétrico. Maio 2010.

SEL – Schweitzer Engineering Laboratories Inc. NET. Disponível em <
<http://www.selinc.com> >Disponível em 20. 06. 2016.

TORRES, Gabriel. **Redes de Computadores – Curso Completo.** Ed. Axcel Books, 2001.

WONG G. et al.. Concept and first implementation of IEC 61850. Paris ID: B5- 110, Cigré, 2004.

WONG G. *et al.*. **Concept and first implementation of IEC 61850.** Paris ID: B5- 110, Cigré, 2004.

APÊNDICE(S)

ANEXO(S)