



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

SISTEMAS DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO EM SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA VISÃO GERAL.

Leandro Henrique Borges Barreto

Projeto de Graduação apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção de grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D.
Sc.

Rio de Janeiro

SISTEMAS DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO EM SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA: UMA VISÃO GERAL.

Leandro Henrique Borges Barreto

PROJETO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinada por:

Prof. Sebastião Ércules Melo de Oliveira, D. Sc.

(Orientador)

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D.

Prof.^a Tatiana Mariano Lessa de Assis, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

JULHO DE 2013

Barreto, Leandro Henrique Borges

Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão em Subestações de Energia Elétrica: Uma Visão Geral/ Rio de Janeiro: UFRJ / Escola Politécnica / Departamento de Engenharia Elétrica, 2013.

VII, 62 p.: il. 29,7 cm.

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Projeto de Graduação – UFRJ / Escola Politécnica / Departamento de Engenharia Elétrica, 2013.

Referências Bibliográficas: p. 60-62

1. Proteção de Sistemas Elétricos. 2. Controle e Supervisão. 3. Automação. 4. Subestações Elétricas.

I. Melo de Oliveira, Sebastião Ércules. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro. III. Escola Politécnica. IV. Departamento de Engenharia Elétrica. V. Título

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica / UFRJ como parte dos requisitos para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Sistemas de Proteção, Controle e Supervisão em Subestações de Energia Elétrica:
Uma Visão Geral.

Leandro Henrique Borges Barreto

Julho / 2013

Orientador: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Curso: Engenharia Elétrica

O sistema de proteção, controle e supervisão é parte fundamental do correto funcionamento de uma subestação elétrica e por consequência de grande importância na qualidade e eficiência do transporte de energia elétrica desde suas fontes geradoras até o consumidor final. Este trabalho visa explicar o sistema de proteção, controle e supervisão e mostrar como ele é aplicado às subestações e quais são os equipamentos, ferramentas e conceitos que dão base a esta aplicação.

Dentre os tópicos abordados nesse material, podem-se destacar os subsistemas que formam o sistema de proteção, controle e supervisão e seus respectivos equipamentos, os diagramas esquemáticos que guiam a aplicação desse sistema, e a norma que rege os projetos de automação de subestações.

Palavras-Chave: 1. Proteção de Sistemas Elétricos. 2. Controle e Supervisão. 3. Automação. 4. Subestações Elétricas.

Abstract of Undergraduate Project presented to Poli/UFRJ as a partial fulfillment of requirements for the Degree of Electrical Engineer.

Protection, Control and Supervision Systems in Electrical Energy Substations: An Overview.

Leandro Henrique Borges Barreto

July / 2013

Advisor: Sebastião Ércules Melo de Oliveira

Department: Electrical Engineering

The protection, control and supervision system is an essential part of the proper work of electrical substations and as a consequence of great importance to the quality and efficiency of electrical energy transportation from the power sources to its final consumers. This work aims to explain the protection, control and supervision system, show how it is applied to substation and which equipment, tools and concepts are used in its application.

Among the topics covered in this material, one can highlight the subsystems and equipments that together become the protection, control and supervision system, the schematic diagrams that guide the application of this system and the standard that rules the substation automation.

Keywords: 1. Protection of Electrical Systems. 2. Control and Supervision. 3. Automation. 4. Electrical Substations.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Relé de Proteção REL 670 da ABB. [5].....	6
Figura 2 - Exemplos de Oscilografia Gerada por um RDP. [6]	9
Figura 3 – Módulo de Processamento e Módulo de Aquisição de um RDP da Reason. [7]	10
Figura 4 - Módulos de Unidade de Aquisição e Controle. [8].....	12
Figura 5 – Entradas Digitais via contato de campo e relé auxiliar. [2]	13
Figura 6 – Base de Dados de uma UAC.	15
Figura 7 – Lógica de abertura e fechamento do disjuntor. [28].....	17
Figura 8 – Programa de gerenciamento da base e da lógica. [29]	19
Figura 9 – Tela do diagrama unifilar de uma SE no editor de tela do supervisório SAGE.	21
Figura 10 – Tela de alarmes do supervisório SAGE. [31].....	23
Figura 11 – Exemplos de WAN, MAN e LAN. [9]	26
Figura 12 – Switch gerenciável.	26
Figura 13 - Hub.....	27
Figura 14 - Roteador de rede sem fio.	28
Figura 15 - Central Telefônica PABX. [10]	28
Figura 16 - Multiplexador DM705 SUB. [11].....	29
Figura 17 - Relógio Sincronizador GPS. [12]	30
Figura 18 - Painéis de Controle e Proteção.	31
Figura 19 - Tampa de Fechamento.....	32
Figura 20 – Página de um diagrama esquemático mostrando as dimensões do painel e a posição dos equipamentos. [13].....	33
Figura 21 - Página de um diagrama esquemático, que mostra o circuito de sete entradas digitais de uma unidade de controle. [13].....	34
Figura 22 – Relés de interface. [16]	35
Figura 23 – Relé Rápido. [17]	35
Figura 24 – Relé Biestável. [18]	36
Figura 25 – Chave de Aferição Tipo Faca. [19].....	37
Figura 26 - Vários Tipos de Borne. [20]	37
Figura 27 - Diagrama de Interligação.....	38
Figura 28 - Cabos de interligação ligados nos bornes.....	39
Figura 29 - Página de uma Arquitetura de Comunicação. [14].....	41
Figura 30 - Cabo Par Trançado. [21].....	43

Figura 31 - Cabo Coaxial. [22]	43
Figura 32 - Esquema de um Cabo Ótico. [23]	44
Figura 33 - Cordão Ótico. [24].....	45
Figura 34 – Topologias [4]	46
Figura 35 - Sumário da Norma IEC 61850 [3].	48
Figura 36 - Modelo de Dados Embutidos no Dispositivo Físico [3].....	50
Figura 37 - Níveis Hierárquicos da Norma	51
Figura 38 - Tempos de Repetição das Mensagens GOOSE. [3].....	52

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	1
1.1. Estrutura do Trabalho	1
1.2. Objetivo	2
2. EQUIPAMENTOS DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO.....	4
2.1. Subsistema de Proteção.....	5
2.1.1. Relés de Proteção Digitais.....	6
2.1.2. Registrador Digital de Perturbações	8
2.2. Subsistema de Controle e Supervisão	10
2.2.1. Unidade de Aquisição e Controle – UAC	11
2.2.2. Sistema Supervisório (SCADA)	19
2.3. Subsistema de Telecomunicação	24
2.3.1. Switch.....	26
2.3.2. Hub.....	26
2.3.3. Roteador.....	27
2.3.4. PABX.....	28
2.3.5. Multiplexador, OPGW e Amplificador.....	29
2.3.6. Relógio Sincronizador GPS.	30
3. PAINÉIS DE CONTROLE E PROTEÇÃO DE UMA SE	31
3.1. Diagramas Esquemáticos e Construtivos	32
3.1.1. Relés de Interface.....	34
3.1.2. Relés Rápidos	35
3.1.3. Relés Biestáveis	36
3.1.4. Chaves de Aferição	36
3.1.5. Bornes	37
3.2. Diagramas de Interligação	37
3.3. Arquitetura de Comunicação	40
3.3.1. Tipos de Cabos de Comunicação:	41
3.3.2. Topologias de um sistema de automação de subestações	45
4. A NORMA IEC 61850	47
4.1. Modelo de Dados Definido pela Norma	48

4.2. Modelos de Comunicação da Norma	50
4.3. Linguagem de Programação da Norma	53
4.4. Protocolos de Comunicação Anteriores à Norma.....	54
5. COMISSIONAMENTO.....	56
5.1. Testes de aceitação em Fábrica	56
5.2. Testes de Aceitação em Campo	57
5.3. Energização.....	57
6. CONCLUSÃO	59
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	60

LISTA DAS PRINCIPAIS SIGLAS

CEPEL – Centro de Pesquisas em Energia Elétrica
GOOSE – Generic Object Oriented Substation Event
IEC – *Ingeneering Eletrotechnical Comission*
IED – *Intelligent Electronic Device*
IHM – Interface Homem Máquina
IP – Internet Protocol
MMS – Manufacturing Message Specification
ONS – Operador Nacional do Sistema
RDP – Registrador Digital de Perturbações
SAGE – Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SCADA – *Supervisory Control and Data Aquisition*
SE – Subestação de Energia
SIN – Sistema Interligado Nacional
TC – Transformador de Corrente
TCP – *Transmission Control Protocol*
TP – Transformador de Potencial
UAC – Unidade de Aquisição e Controle.

1. INTRODUÇÃO

O sistema de transmissão de energia elétrica brasileiro é um sistema altamente interligado e tende a cada vez se interligar mais, o que traz inúmeras vantagens como confiabilidade, flexibilidade, continuidade, segurança e economia.

Porém, para se atingir a solidez desejada desse sistema é necessário que cada subestação funcione de acordo com o esperado, caso contrário pode resultar risco de apagão em escala nacional como visto em outubro de 2012 que afetou os estados da Bahia, Ceará, Maranhão, Paraíba, Alagoas, Pernambuco, Piauí, Rio Grande do Norte e Sergipe, além de parte do Pará, Tocantins e Distrito Federal, como pode ser visto em [25].

Para evitar casos como o de 2012, há uma grande pressão política para que se melhore o serviço de fornecimento de energia e as condições de atendimento ao consumidor. Por isso, as concessionárias de energia têm direcionado os seus investimentos à área de automação.

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 chaves seccionadoras e disjuntores. A automação se dá através do sistema de proteção, controle e supervisão, que surge com a finalidade de oferecer maiores recursos de operação, manutenção e qualidade de atendimento, contribuindo para a melhoria do sistema elétrico em geral.

O avanço da automação está ligado, em grande parte, a evolução tecnológica que tornou esses sistemas cada vez mais confiáveis e seguros, através do uso de tecnologia de ponta nos processos operacionais.

1.1. Estrutura do Trabalho

O presente trabalho está organizado em seis capítulos, compostos da seguinte maneira:

Capítulo 1 – INTRODUÇÃO: apresenta os aspectos gerais dos assuntos contemplados no estudo, introduzindo a proposta, a motivação, as considerações iniciais, o objetivo, a relevância e as limitações do estudo.

Capítulo 2 – EQUIPAMENTOS DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO: mostra os principais equipamentos utilizados em um

sistema de proteção, controle e supervisão de uma subestação, dividindo os equipamentos em três subsistemas: subsistema de proteção, subsistema de controle e supervisão e subsistema de telecomunicações.

Capítulo 3 – PAINÉIS DE CONTROLE E PROTEÇÃO DE UMA SE.: descreve os desenhos que são desenvolvidos para guiar a instalação de um sistema de proteção, controle e supervisão, definindo a função de cada diagrama. O capítulo também apresenta alguns equipamentos auxiliares. Tais equipamentos são essenciais para o sistema de automação e o conhecimento destes é imprescindível para a correta confecção e interpretação dos diagramas.

Capítulo 4 – A NORMA IEC 61850: explica o surgimento da norma IEC 61850 abordando os aspectos históricos da criação da norma, a motivação de criá-la, os modelos de dados definidos, os modelos de comunicação definidos e a linguagem utilizada. Neste capítulo também são apresentados protocolos de comunicação anteriores à norma, mas que são amplamente difundidos na área de automação de subestações elétricas.

Capítulo 5 – COMISSIONAMENTO: este capítulo fala da última fase de um projeto de automação de uma subestação de energia, nele são listados os testes que ocorrem em cada subsistema e em cada fase do projeto.

Capítulo 6 – CONCLUSÃO: apresenta uma análise conclusiva a respeito do trabalho desenvolvido e comentários a ele relacionados.

1.2. Objetivo

Este trabalho possui como objetivo uma abordagem geral da aplicação do sistema de proteção, controle e supervisão nas subestações e da importância deste para o funcionamento correto de cada empreendimento e, por consequência, do sistema interligado como um todo.

Os sistemas de proteção, controle e supervisão modernos devem permitir que as subestações de energia possam ser supervisionadas e manobradas à distância por um centro de operação regional ou nacional, facilitando a gerência do sistema.

Neste trabalho também serão apresentados os fundamentos da norma IEC 61850, que propõe uma arquitetura de comunicação única entre todos os dispositivos, independentemente da função que estes exercem na subestação ou de seu fabricante.

Esta norma, que vem ganhando espaço nas arquiteturas de automação mais modernas, 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) e o *Ingeneering Eletrotechnical Comission* (IEC). Muitos dos

fabricantes de equipamentos e desenvolvedores de *softwares* já aplicaram os padrões e os arquivos recomendados pela norma a seus produtos. Um exemplo brasileiro é o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), que adicionou ao *software* SAGE conversores de protocolo para que este atenda às especificações da norma. [26]

2. EQUIPAMENTOS DE UM SISTEMA DE PROTEÇÃO, CONTROLE E SUPERVISÃO

A automação de uma subestação de energia elétrica envolve muitos equipamentos e métodos e exige um conhecimento teórico básico dos mesmos.

Para um melhor entendimento do sistema de proteção, controle e supervisão e os equipamentos que o compõe, é aconselhável dividir o sistema em três subsistemas: o subsistema de proteção, o subsistema de controle e supervisão e o subsistema de telecomunicações, este último responsável por conectar os outros dois subsistemas assim como interligar uma subestação a outras, ou aos centros de comandos responsáveis por essa subestação.

Em subestações mais antigas que não utilizam os equipamentos digitais, o subsistema de proteção, o subsistema de supervisão e controle e o subsistema de telecomunicações são completamente separados. As funções de proteção são restritas aos relés que não disponibilizam suas informações e muitas vezes não informam suas ações ao subsistema de supervisão e controle. O subsistema de supervisão e controle consiste em intertravamentos elétricos, botoeiras e chaves seletoras para o comando remoto dos equipamentos e sinalização da posição dos equipamentos através de painéis luminosos. Já o subsistema de telecomunicações, para as subestações sem automação, é limitado à telefonia, não tendo consequências de fato na operação da subestação.

No caso das subestações automatizadas os subsistemas são integrados. As informações relevantes à operação da SE, como correntes, tensões, estado dos equipamentos e alarmes, são adquiridas tanto pelos equipamentos do subsistema de proteção quanto pelos equipamentos do subsistema de supervisão e controle. Tais dados são expostos ao operador da subestação e se necessário um subsistema repassa a informação ao outro.

Um exemplo básico da integração dos subsistemas mencionado no parágrafo acima é a falha de abertura do disjuntor. Essa condição é geralmente detectada pelo subsistema de proteção e informada para o subsistema de controle e supervisão para que sejam tomadas as medidas necessárias para corrigir o problema, por exemplo, finalizando com a abertura das seccionadoras que isolam o disjuntor.

O subsistema de telecomunicações é o meio que torna possível a transferência de dados entre o subsistema de proteção e o de controle e supervisão. Além disso, esse subsistema repassa as informações mais importantes da subestação a centros de

controle regionais. No Brasil, as subestações de alta tensão devem repassar as suas informações ao Operador Nacional do Sistema (ONS), que é o órgão gestor do sistema de transmissão de energia brasileiro, também chamado de Sistema Interligado Nacional (SIN).

2.1. Subsistema de Proteção

Esse subsistema é responsável por isolar qualquer defeito que ocorrer na subestação ou vizinhanças. Dessa forma protegem-se os equipamentos não só das altíssimas correntes provenientes de curtos-circuitos, mas também de outras situações de risco como tensões acima do padrão e frequências fora da faixa de operação. Esses defeitos e situações de risco também são chamados de falta.

Para a correta especificação de um subsistema de proteção, há quatro requisitos básicos que devem ser atendidos: velocidade, seletividade, sensibilidade e confiabilidade.

- Velocidade – A proteção deverá ser eficiente, possibilitando o rápido desligamento do trecho ou equipamento defeituoso.
- Seletividade – A proteção deverá ser capaz de reconhecer e selecionar as condições de operação a fim de evitar desligamentos desnecessários. A função da seletividade é isolar somente o equipamento defeituoso do resto do sistema.
- Sensibilidade – A proteção deverá ser capaz de responder às anormalidades com menor margem de tolerância possível entre a operação e não operação dos equipamentos. O equipamento deve operar com segurança, mesmo em caso da ocorrência de correntes de desequilíbrio ou de defeito.
- Confiabilidade – A proteção deverá estar apta a atuar sempre que ocorra uma falha, independentemente de condições operativas ou externas, respeitando sempre a seletividade e a sensibilidade configuradas.

Outra responsabilidade do subsistema de proteção é o registro do estado do sistema antes, durante e depois de uma atuação ocorrer. Com esse registro é possível

determinar a hora exata e o local aproximado da falta, e qual foi o tipo de falta que acarretou a atuação da proteção.

2.1.1. Relés de Proteção Digitais

Os relés de proteção são os equipamentos que, a partir de valores medidos de tensão e corrente e levando em consideração a posição e alarmes dos equipamentos de campo, detectam o defeito e comandam a abertura do disjuntor, ou disjuntores, que irão isolar a falta do resto do sistema. Esse comando de abertura é geralmente chamado de “trip”. A Figura 1 mostra um relé digital de proteção.



Figura 1 – Relé de Proteção REL 670 da ABB. [5]

Os relés são definidos pela função que realizam, ou seja, pelo tipo de anormalidade que identificam com os dados adquiridos. Em relés eletromecânicos, a função é única e depende da construção do relé. Já os relés digitais exercem várias funções ao mesmo tempo, dependendo da programação da lógica interna que é inserida no equipamento. Essa lógica pode ser editada para sinalizar e receber informações do subsistema de controle e supervisão.

Valores de ajustes são os valores de corrente, tensão, frequência etc. nos quais se dá a atuação do relé. Nos relés digitais esses valores são especificados via software, geralmente elaborado pela própria fabricante do relé, e são especificados individualmente para cada relé, dependendo de vários fatores como parâmetros elétricos das linhas de transmissão, impedâncias de sequência positiva e zero por quilometro, impedâncias mútuas de sequência zero com os circuitos existentes, além das distâncias, dados técnicos de TC's e TP's e dados técnicos dos relés: modelo/tipo completo, versão e *firmware*. A análise de todos esses fatores e a definição dos valores de ajustes dos relés é chamada de estudo de seletividade.

Algumas funções de proteção dos relés, de acordo com a tabela ANSI [27]:

- 21 - Relé de Distância: é um dispositivo que atua quando a impedância ou reatância da linha, desde o ponto de localização do relé até o ponto de defeito, é menor que o valor de ajuste.
- 25 - Relé de Sincronismo: dispositivo que compara a amplitude de tensão, o ângulo de fase e a frequência entre dois pontos elétricos interligados pelo disjuntor. Se os valores comparados estiverem dentro da diferença ajustada o fechamento do disjuntor é liberado pelo relé de sincronismo.
- 27 - Relé de Subtensão: dispositivo que atua quando a tensão fica abaixo do padrão ajustado.
- 50 - Relé de Sobrecorrente Instantâneo: dispositivo que atua sem retardo de tempo intencional quando a corrente fornecida através de um transformador de corrente ultrapassa o valor ajustado.
- 51 - Relé de Sobrecorrente Temporizado: dispositivo que atua com retardo de tempo intencional quando a corrente medida pelo relé é maior do que a corrente parametrizada. O retardo de tempo é inversamente proporcional a corrente, ou seja quanto maior for a corrente menor será o tempo de retardo do relé.
- 59 - Relé de Sobretensão: dispositivo que atua quando o valor da tensão fica acima do valor ajustado.

- 79 - Relé de Religamento: é um relé que controla o religamento automático de um disjuntor, aberto durante uma falta.
- 81 - Relé de Frequência: é um relé que atua quando o valor da frequência medida está fora da faixa aceitável de operação.
- 86 – Relé de Bloqueio: dispositivo que impede o fechamento do disjuntor devido a alguma falha interna no equipamento ou algum intertravamento oriundo da lógica do relé de proteção ou da unidade de controle.
- 87 - Relé de proteção diferencial: é um relé que atua se a diferença percentual entre duas ou mais correntes ou outras grandezas elétricas está fora de um valor predeterminado.
- 94 - Relé de abertura ou disparo livre: é um relé que funciona para dar o disparo (*trip*) em um disjuntor. Geralmente o relé de proteção digital dispara uma saída quando verifica o defeito, e essa saída energiza o relé 94 que envia a sinalização de abertura ao disjuntor.

2.1.2. Registrador Digital de Perturbações

O registro de perturbações de curta duração é voltado essencialmente para a aquisição das formas de onda das tensões e correntes para fins de análise de distúrbios rápidos, principalmente de curto-circuitos. São utilizados registradores de perturbação de curta duração instalados nas subestações dos agentes de transmissão. Os equipamentos mais antigos registram as perturbações em papel, ao passo que os mais modernos utilizam tecnologia digital e são denominados Registradores Digitais de Perturbações – RDP, mas também são conhecidos como oscilógrafos digitais. A Figura 2 ilustra um exemplo de oscilografia gerado por um RDP em uma situação de curto-circuito trifásico.

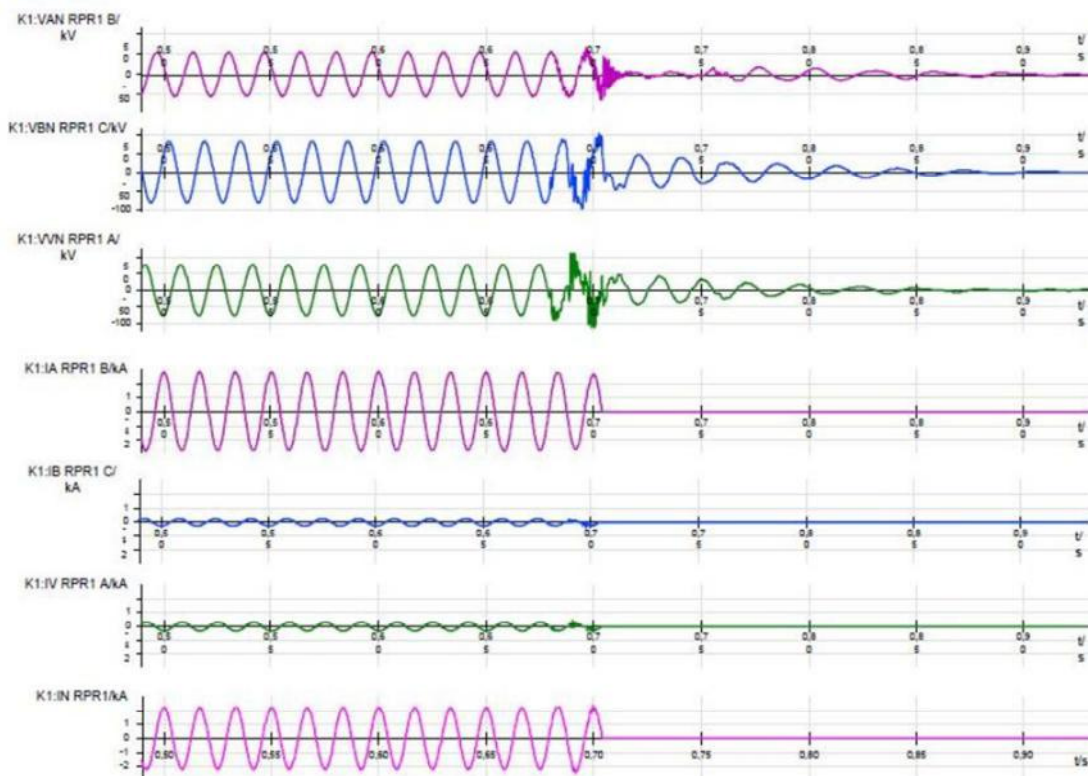


Figura 2 - Exemplos de Oscilografia Gerada por um RDP. [6]

A partir da análise dos gráficos das medições adquiridas pelo RDP, em momentos antes, durante e depois da atuação do relé de proteção, é possível determinar qual o tipo de falta que levou o sistema de proteção a atuar. Esse estudo é chamado de análise de oscilografia.

A análise de oscilografia permite confirmar se o subsistema de proteção atende aos requisitos básicos de velocidade, seletividade, sensibilidade e confiabilidade.

Os RDP's são equipamentos divididos em dois tipos de módulos. Os módulos de aquisição são ligados aos TC's e TP's de cada vão e realizam as medições das grandezas elétricas. Os módulos de processamento concentram as informações dos módulos de aquisição e apresentam os resultados das medições de forma gráfica ou em tabela de dados. Uma SE tem um módulo de processamento por nível de tensão e a quantidade de módulos de aquisição igual a quantidade de linhas de transmissão mais a quantidade de transformadores de tensão.

A troca de informações entre os módulos de aquisição e o módulo de processamento se dá por fibra óptica. A Figura 3 mostra os dois tipos de módulo de um registrador digital de perturbações.

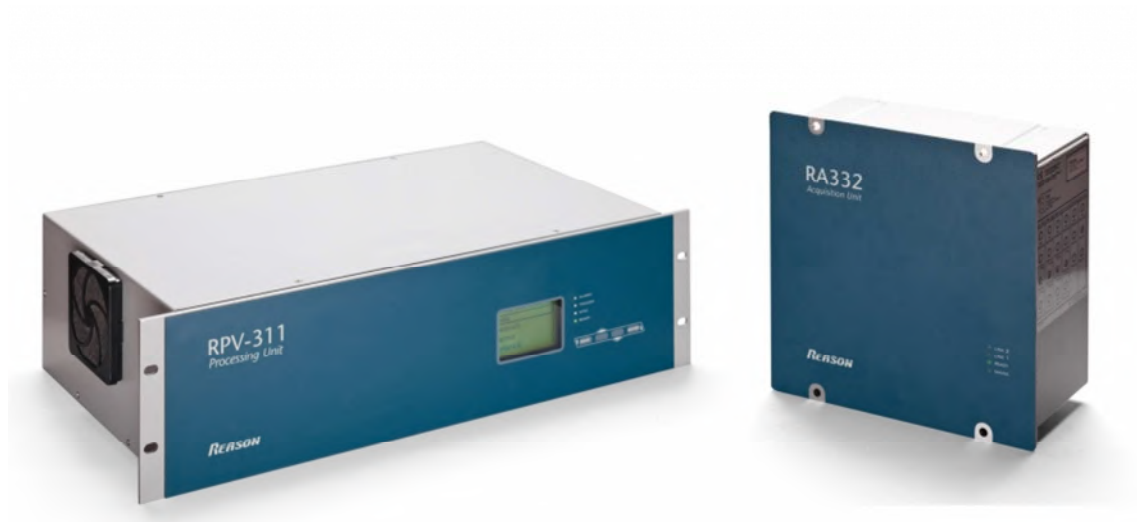


Figura 3 – Módulo de Processamento e Módulo de Aquisição de um RDP da Reason. [7]

2.2. Subsistema de Controle e Supervisão

O Subsistema de Controle e Supervisão é responsável por automatizar uma SE, o que significa fazer de maneira computacional o que antes era feito pelos operadores de forma manual. Com este sistema, as atividades como anotações de medidas, manobra de seccionadoras e disjuntores, verificação de alarmes, entre outras, são realizadas de maneira mais rápida, eficiente e segura, algumas vezes nem sendo mesmo necessária a intervenção local dos operadores.

As atividades mais importantes que um subsistema de controle e supervisão deve realizar são:

- **Monitoração:** Apresentação ao operador do estado dos equipamentos presentes em uma subestação (disjuntores, chaves seccionadoras, etc.), além das indicações das medidas relevantes como potência ativa e reativa, tensão, corrente, frequência, fator de potência, posição de *taps* e temperaturas de transformadores.
- **Comando Remoto:** Manobra dos equipamentos da SE a partir da sala de controle, por meio de interface gráfica de comando.
- **Alarme:** Informação ao operador da alteração de um status importante para determinação do perfeito funcionamento da SE. Caracteriza uma

irregularidade funcional de algum equipamento, dos limites operativos de medições ou do sistema digital.

- Registro de dados: Todas as informações referentes às medições, indicações de estados, alarmes e ações de operação devem ser armazenadas, permitindo uma análise geral pós-operação.
- Sequência de eventos: Registro das informações provenientes do subsistema de proteção, especificamente dos relés e dos comandos de abertura e fechamento dos disjuntores e chaves seccionadoras. Ficam armazenados os alarmes de proteção, registros das atuações, trip's e demais informações relevantes.
- Gráficos de tendência: Informações de grandezas analógicas com suas respectivas variações no tempo.
- Lógicas de Intertravamento: Efetuam o bloqueio ou a permissão de ações de comando nos equipamentos em função da topologia das SE's. Estas lógicas visam preservar a segurança operativa e a vida útil dos equipamentos.
- Interface homem-máquina: Recursos gráficos de operação que permitem a visualização dos estados dos equipamentos, verificação das medições realizadas e das sinalizações de alarmes.

2.2.1. Unidade de Aquisição e Controle – UAC

As unidades de aquisição e controle (UAC) são as responsáveis pela coleta e pelo processamento de todas as informações de uma subestação de energia. Esses equipamentos são modulares e cada módulo é responsável por uma função específica. Os módulos são: fonte de alimentação, entradas e saídas, processamento, comunicação e anomalia.

Esses módulos, diferentemente dos RDP's, ficam em um mesmo painel unidos por um barramento, chamado de *backplane*, no qual as informações entre os módulos são trocadas. Por isso, também podem ser chamados de cartões. A Figura 4 mostra um exemplo de UAC e de seus módulos, excetuando-se o barramento.



Figura 4 - Módulos de Unidade de Aquisição e Controle. [8]

Cada módulo de uma UAC possui as seguintes características:

Módulo Fonte de Alimentação é o responsável pelo fornecimento de energia aos outros módulos. Constituído por uma fonte chaveada conversora que tem entrada em 125Vcc ou 110/220 Vca e saídas de acordo com a necessidade dos outros módulos, essas saídas são geralmente 5,4Vcc para o *backplane* e 24Vcc ou 48Vcc para outros módulos.

Módulos de Entradas e Saídas são os responsáveis por receber a fiação de campo. No caso de módulos de entrada, a função é converter sinais de tensão ou corrente em sinais de linguagem de computador (bits e bytes). Já os módulos de saída fazem o caminho reverso, ou seja, convertem bits e bytes em sinais de tensão ou corrente. É necessário que estes módulos tenham circuitos que protejam a UAC contra eventuais surtos vindos do campo. Existem quatro tipos de módulos de Entradas e Saídas:

Entradas Digitais:

As entradas digitais são valores de tensão fixos, com alguma tolerância, que chegam à UAC através da fiação de campo. Quando não há essa tensão vinda de campo em determinado terminal do módulo, este escreverá em determinado ponto da memória interna do módulo de processamento a informação '0', quando há tensão no

terminal, a informação escrita é '1'. A inserção ou retirada da tensão nos terminais se dá através de relés auxiliares ou de contatos auxiliares de minidisjuntores.

A Figura 5 mostra um exemplo de entrada digital. Quando o alarme ocorrer, o contato do relé fechará e a entrada digital passará para '1' no módulo de processamento que levará essa informação a IHM e esta indicará ao operador da SE que o alarme está ativado.

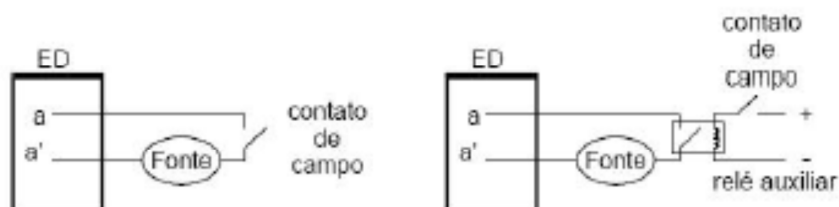


Figura 5 – Entradas Digitais via contato de campo e relé auxiliar. [2]

Saídas Digitais:

As saídas digitais são ordens vindas do módulo de processamento que leva ao campo valores de tensão ou correntes definidos. As ordens saem do módulo por transistores que atuam relés auxiliares e estes relés, quando atuados, fecham os contatos normalmente abertos, transferindo dessa maneira a informação desejada a campo como, por exemplo, a permissão de manobra de uma seccionadora.

As ordens são enviadas pela UAC devido à lógica programada dentro dela, ou por comando feito pelo operador na IHM.

Entradas Analógicas

Este cartão abriga as entradas analógicas, cada qual contendo um endereço na UAC. No endereço fica escrito o valor da variável contínua correspondente a um valor de entrada de tensão ou corrente CC em diversas faixas (4 – 20mA, 0-20mA, 0 – 5V, -5 – 5V, -10 – 10V, etc).

As entradas analógicas servem para a aquisição de informações analógicas a partir de transdutores de corrente ou tensão. Podem também receber variáveis como temperatura, pressão e detectores de nível de modo a fornecer ao sistema digital a capacidade de realização de automatismo como controle de bancos de capacitores, ou possibilidade de agendamento de manutenção corretiva no caso de níveis alarmantes de óleo, gás ou temperatura nos disjuntores, transformadores e reatores.

As entradas analógicas coletam as medidas nos equipamentos e são calculadas e exibidas na tela do operador e, algumas vezes, também em multimídios com display digital nos painéis de controle das SE's.

Saídas Analógicas

Este cartão aloja as saídas analógicas, cada qual com um endereço na UAC. Dependendo do valor existente no endereço, aparecerá um sinal analógico de tensão ou de corrente CC em diversas faixas (4 – 20mA, 0-20mA, 0 – 5V, -5 – 5V, -10 – 10V, etc).

Módulo de Processamento, também chamado de CPU, este módulo é o cérebro da UAC. Nele encontra-se o microprocessador que controla e processa as informações e o relógio (*clock*) que define o ciclo de processamento. Nele estão os bancos de memória onde se alojam os dados e a programação. Neste módulo encontram-se também os circuitos eletrônicos para efetuar a comunicação de dados entre a UAC e o sistema central. A comunicação da UAC com outros níveis do sistema de automação (central de operações ou outras UAC do sistema formando neste caso uma rede) pode ser feita através de transmissão via rádio, fio direto ou fibra óptica. Esta comunicação é estabelecida obedecendo-se padrões físicos e lógicos, com velocidades de transmissão características de cada padrão.

A CPU baseia seu funcionamento em dois importantes parâmetros: a base de dados e a lógica.

A base de dados é o dicionário da CPU, ou seja, é onde se mapeia todos os pontos que passam pela UAC. É nela que se indica, por exemplo, que a tensão vista pelo terminal '1' do cartão de entrada digital significa, na verdade, que uma seccionadora de linha está aberta. Na base de dados também é determinado o destino de cada ponto, se é um ponto que vai ser utilizado na lógica interna, se vai ser enviado ao supervisor, se vai para outras UAC's ou relés, se vai ser uma saída digital ou analógica, ou se vai para todos esses destinos simultaneamente. Assim como os destinos, as origens também podem ser múltiplas. Para melhor manuseio da base de dados, cada ponto tem nome, comumente chamado de TAG, e descrição fixos. A Figura 6 mostra a base de dados de uma UAC, com pontos de supervisão internos dessa UAC e com entradas digitais.

NAME	VAL	DESC	BINNAME	COORDINATES	COORDINATES	VMASK	BINNAME	COORDINATES	BINNAME2	COORDINATES2
AF03SPSVELL		ARRAF 500 UCDIV ATIVAR PLC	Isagrat	AF03SPSVELLB			Sys	DOWNG_VELL		
AF03SPSFAP		ARRAF 500 UCDIV FONTE ALIMENTAÇÃO	Sys	FAL_PSI						
AF03SPSSNCI		ARRAF 500 UCDIV SINCRONIZACAO	Sys	FAL_SYNCI				AF03SPSSCONF		
AF03SPSCONF		ARRAF 500 UCDIV CONFIGURACAO	Sys	FAL_CONF				AF03SPSFPLCB		
AF03SPSFPLC		ARRAF 500 UCDIV LOGICA PROGRAMAVEL DO PLC	Sys	FAL_PL_C				AF03SPSVARNB		
AF03SPSVARN		ARRAF 500 UCDIV LOGICA E BASE DE DADOS	Sys	PLC_WARNMG						
AF03SPSFRTU		ARRAF 500 UCDIV PLC	Sys	FAL_RTU						
AF03SPSS001		ARRAF 500 UCDIV MÓDULO SM_D03201	AdqProthbus	2000000000			Isagrat	AF03SPSS001B		
AF03SPISD001		ARRAF 500 UCDIV MÓDULO SM_D03201	AdqProthbus	2000000001			Isagrat	AF03SPISD001B		
AF03SPSS002		ARRAF 500 UCDIV MÓDULO SM_D03202	AdqProthbus	2002000000			Isagrat	AF03SPSS002B		
AF03SPISD002		ARRAF 500 UCDIV MÓDULO SM_D03202	AdqProthbus	2002000001			Isagrat	AF03SPISD002B		
AF03SPSS004		ARRAF 500 UCDIV MÓDULO SM_A0301	AdqProthbus	2003000000			Isagrat	AF03SPSS004B		
AF03SPISD004		ARRAF 500 UCDIV MÓDULO SM_A0301	AdqProthbus	2003000001			Isagrat	AF03SPISD004B		
AF03SPSS005		ARRAF 500 UCDIV MÓDULO SM_D032701	AdqProthbus	2004000000			Isagrat	AF03SPSS005B		
AF03SPISD005		ARRAF 500 UCDIV MÓDULO SM_D032701	AdqProthbus	2004000001			Isagrat	AF03SPISD005B		
AF03HMSACDM			Esa	MDE COM STATUS						
AF03UCDOPCLA		ARRAF 500 UCDIV PLC ATIVO	Isagrat	AF03UCDOPCLAB						
AF03REPOSI		ARRAF 500 SECC 3615 Posição	AdqProthbus	2000700000			status	AF03REPOPB	status	AF03REPOCL
AF03REPOOP	1	ARRAF 500 SECC 3615	status	AF03REPOPB			Isagrat	AF03REPOCLB		
AF03READOC	3	ARRAF 500 SECC 3615 74 Superv Cinc Comando	AdqProthbus	2000200000			Isagrat	AF03READOCB		
AF03READOM	4	ARRAF 500 SECC 3615 74 Superv Cinc Motor	AdqProthbus	2000200001			Isagrat	AF03READOCMB		
AF03RECMCK	5	ARRAF 500 SECC 3615 74M Superv Del Motor	AdqProthbus	2000200002			Isagrat	AF03RECMCKB		
AF03REDEPOL	6	ARRAF 500 SECC 3615 48 Discordan de Polos	AdqProthbus	2000200003			Isagrat	AF03REDEPOLB		
AF03RECREM	7	ARRAF 500 SECC 3615 Chave Seletora em	AdqProthbus	2000200004			Isagrat	AF03RECREMB		
AF03SITEPOSI	8	ARRAF 500 SECC 3617 Posição	AdqProthbus	2000700001			status	AF03SITEPOPB	status	AF03SITEPOCL
AF03SITEPOOP	9	ARRAF 500 SECC 3617	status	AF03SITEPOPB			Isagrat	AF03SITEPOCLB		
AF03SITEADCC	10	ARRAF 500 SECC 3617 74 Superv Cinc Comando	AdqProthbus	2000200005			Isagrat	AF03SITEADCCB		
AF03SITEADOM	11	ARRAF 500 SECC 3617 74 Superv Cinc Motor	AdqProthbus	2000200006			Isagrat	AF03SITEADOCMB		
AF03SITECMCK	12	ARRAF 500 SECC 3617 48 Discordan de Polos	AdqProthbus	2000200007			Isagrat	AF03SITECMCKB		
AF03SITEDEPOL	13	ARRAF 500 SECC 3617 48 Discordan de Polos	AdqProthbus	2000200008			Isagrat	AF03SITEDEPOLB		
AF03SITECREM	14	ARRAF 500 SECC 3617 Chave Seletora em	AdqProthbus	2000200009			Isagrat	AF03SITECREMB		
AF03DIREPOSI	15	ARRAF 500 DISJ.3618 Posição	AdqProthbus	2000700002			status	AF03DIREPOPB	status	AF03DIREPOCL
AF03DIREPOOP	16	ARRAF 500 DISJ.3618	status	AF03DIREPOPB			Isagrat	AF03DIREPOCLB		
AF03DIRESF81	17	ARRAF 500 DISJ.3618 Baixa Pressão SF8 10Est	AdqProthbus	2000200010			Isagrat	AF03DIRESF81B		
AF03DIREMOLA	18	ARRAF 500 DISJ.3618 Moia Fech Descarregada	AdqProthbus	2000200011			Isagrat	AF03DIREMOLAB		
AF03DIREPOL	19	ARRAF 500 DISJ.3618 48 Discordan de Polos	AdqProthbus	2000200012			Isagrat	AF03DIREPOLB		
AF03RECREM	20	ARRAF 500 DISJ.3618 Chave Seletora em	AdqProthbus	2000200013			Isagrat	AF03RECREMB		

Figura 6 – Base de Dados de uma UAC.

As lógicas são programadas na CPU para ditar o comportamento dos pontos que são enviados a ela. Através dessas lógicas podemos comandar chaves e disjuntores, inserir e retirar cartões de alerta ou até mesmo ativar os intertravamentos. A Figura 7 mostra a lógica de abertura e fechamento do disjuntor. Analisando-se a lógica, podemos verificar as condições necessárias para o fechamento ou abertura do disjuntor, as permissões de manobra, a existência de cartões de sinalização e os intertravamentos. As lógicas podem ser em diversas linguagens. Dependendo do fabricante da UAC, as mais comuns são *ladder*, 'C' e diagramas de blocos.

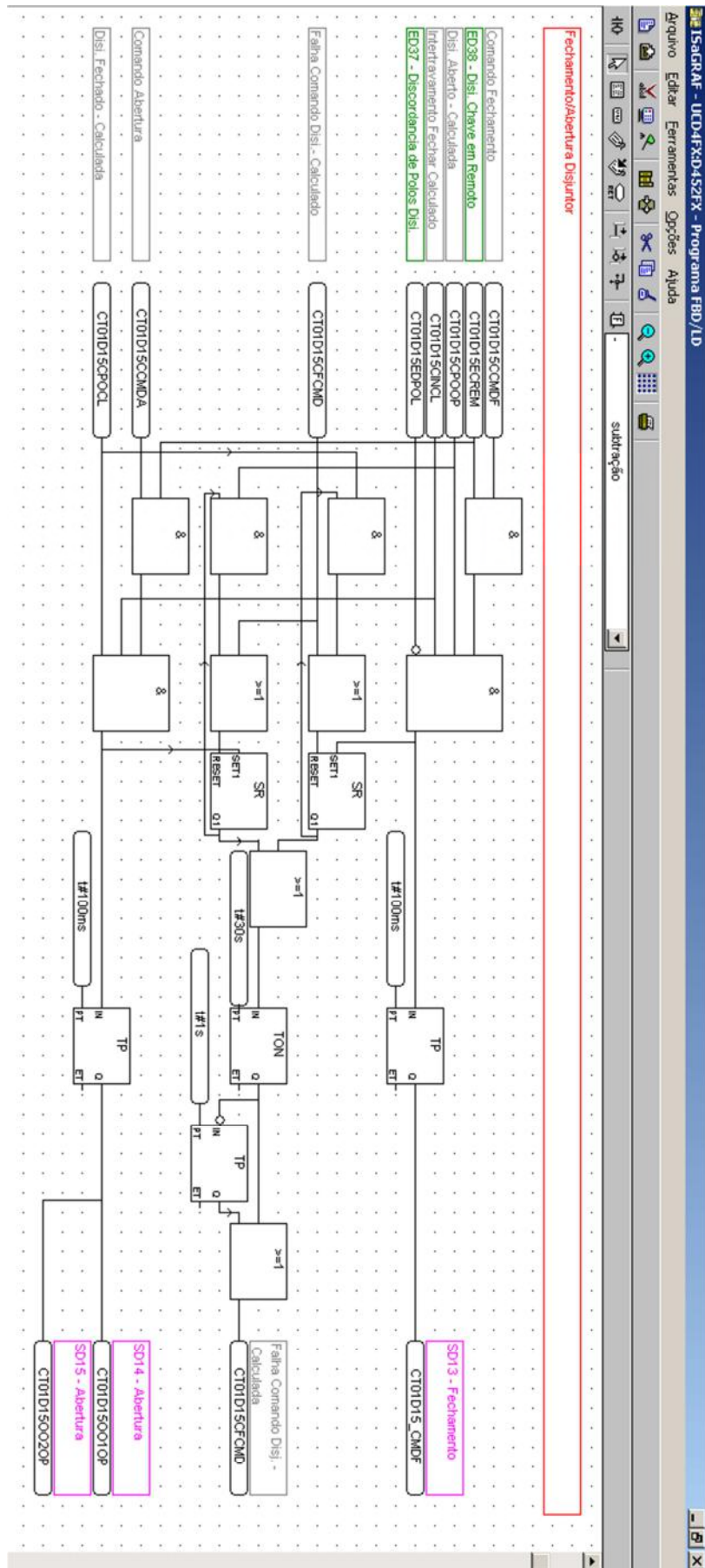


Figura 7 – Lógica de abertura e fechamento do disjuntor. [28]

Para a edição e carregamento da base de dados e lógica, os fabricantes da UAC desenvolvem um *software* de gerenciamento. Neste *software* também é realizada a configuração dos cartões que serão utilizados na UAC, o link entre a base de dados e a lógica e a especificação dos parâmetros de comunicação da UAC como o IP, a taxa de transferência de canais seriais e o endereço do dispositivo de sincronização, que será mostrado mais a frente neste capítulo. A Figura 8 mostra um programa de configuração de base de dados e de parâmetros de comunicação.

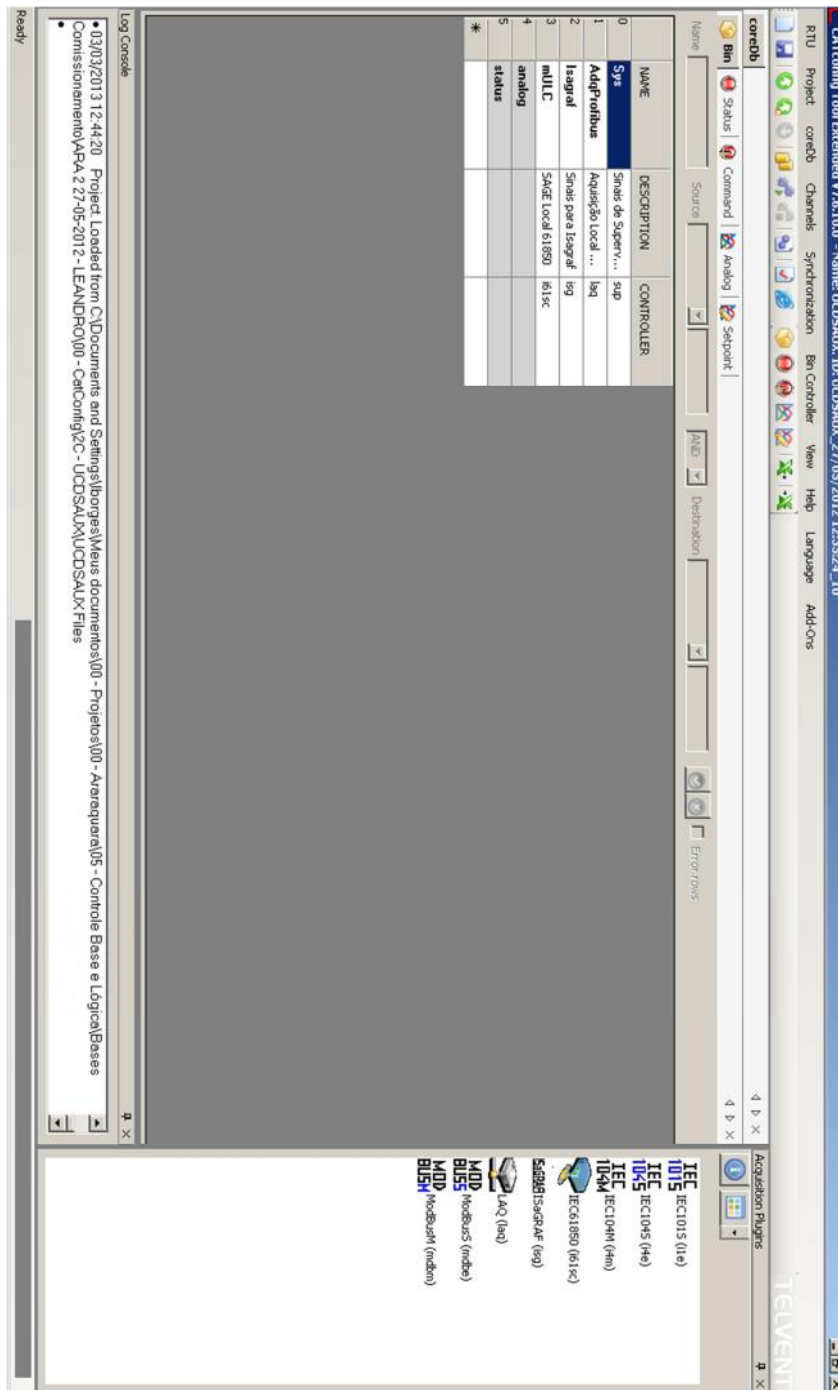


Figura 8 – Programa de gerenciamento da base e da lógica. [29]

2.2.2. Sistema Supervisório (SCADA)

Sistemas de Supervisão, Controle e Aquisição de Dados, ou abreviadamente SCADA (proveniente do seu nome em inglês *Supervisory Control and Data Aquisition*) são softwares que permitem que sejam monitoradas e rastreadas informações de um

processo produtivo ou instalação física. Esses sistemas também são comumente chamados de supervisório.

O software SCADA coleta as informações das UAC's e dos relés de proteção e depois apresenta ao operador todas as informações da SE através de interfaces gráficas e interativas. Essas informações são divididas nas seguintes telas: diagramas unifilares gerais, diagrama unifilar do serviço auxiliar, lista de alarmes e lista de eventos.

O SCADA, assim como as UAC's, possui uma base de dados, porém esta base necessita de informações precisas de descrição e de números operacionais dos equipamentos, já que são a partir dessas informações que serão tomadas as decisões operativas da subestação. Essa base de dados é muito mais complexa que a base da UAC, já que concentra toda a informação de controle e de proteção da subestação de energia.

As telas do diagrama unifilar apresentam a posição de todas as chaves seccionadoras e disjuntores da SE e por essas telas é possível enviar comandos de abertura e fechamento desses equipamentos. Na tela também são apresentadas medidas analógicas e sinalizações de equipamentos intertravados.

Por permitir a operação da subestação sem interação com os equipamentos de campo, a máquina que abriga o SCADA é chamada de IHM (Interface Homem Máquina), já que essa máquina é o ponto de interação entre os operadores da SE e os equipamentos digitais.

No Brasil há um sistema SCADA desenvolvido pelo CEPEL, especialmente para atender às necessidades do setor elétrico. Esse sistema é o SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia) e tem parâmetros próprios para serem utilizados em subestações de todos os níveis de tensão e também para usinas geradoras.

Geralmente é desenvolvida uma tela de diagrama unifilar por cada nível de tensão para que a tela não fique com informações demais, o que pode atrapalhar o operador. A navegação entre telas é de escolha do operador. A Figura 9 – Tela do diagrama unifilar de uma SE no editor de tela do supervisório SAGE. mostra uma das telas de diagrama unifilar do supervisório SAGE.

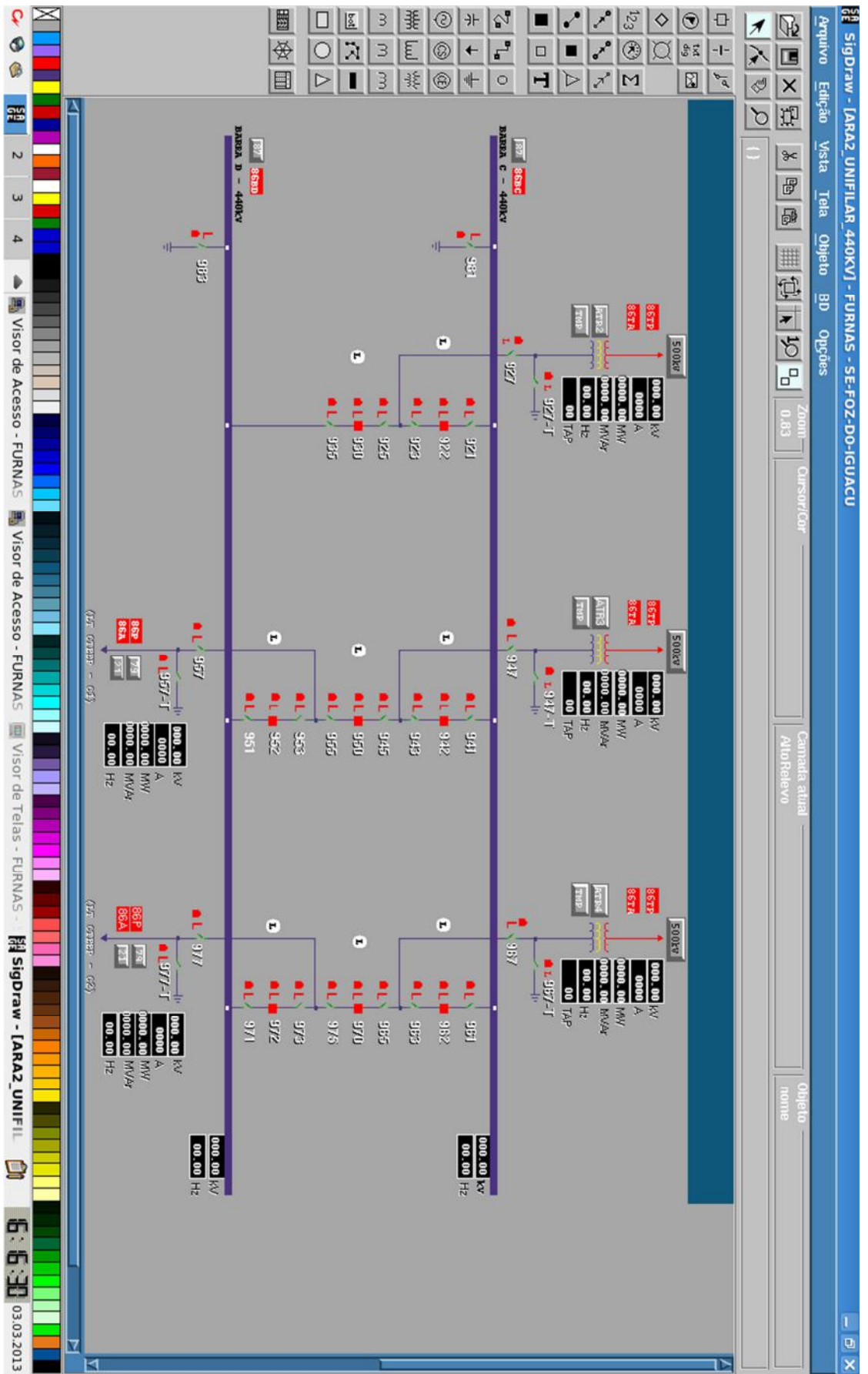


Figura 9 – Tela do diagrama unifilar de uma SE no editor de tela do supervisor SAGE.

Os sistemas SCADA podem também verificar condições de alarmes, sejam alarmes oriundos de pontos digitais, ou de valores de pontos analógicos ultrapassando uma faixa ou condição pré-estabelecida, sendo possível programar a gravação de registros em Bancos de Dados, ativação de som, mensagem, mudança de cores, etc. Os alarmes gerados aparecem na lista de alarmes, que saem da tela quando normalizados e o operador os reconhece. Na lista de eventos aparece todo o histórico de alarmes e normalizações do ponto, com o horário em que cada ação ocorreu. A Figura 10 mostra a tela de alarmes do supervisória SAGE, com alarmes provenientes de pontos analógicos.

Alguns SCADA's rodam em computadores comuns, iguais aos de nossas casas e escritórios. Porém numa SE são usadas computadores industriais que têm maior capacidade de processamento e grande resistência a condições adversas. Os sistemas operacionais dessas máquinas são preparados para receber essa aplicação e não são instalados outros programas. Por medidas de segurança não é habilitado o acesso à internet.

Dois computadores são disponibilizados para a instalação dos supervisórios e estes funcionam no esquema *Hot/Stand-by*, em que o computador que está em *Hot* realiza as funções do SCADA mencionadas acima e atualiza a base de dados do computador que está em *Stand-by*. Estar em *Stand-by* é um modo de espera do computador, no qual ele está com os processos essenciais ativos, mas todas as outras funções desativadas, o que aumenta a vida útil do equipamento e diminui o tráfego de informações na rede. Caso ocorra algum desligamento ou defeito com a máquina que está em *Hot*, as máquinas automaticamente trocam de estado, passando a *Stand-by* para *Hot* e vice-versa.

Nas subestações automatizadas também é instalado outro computador além dos computadores do SCADA. Trata-se da máquina de engenharia que possui todos os programas necessários para a administração e configuração dos equipamentos digitais gerenciáveis como os relés de proteção, as UAC's, o módulo central do RDP, os switches e o multiplexador.

2.3. Subsistema de Telecomunicação

O subsistema de telecomunicação é o responsável por conectar todos os equipamentos dos subsistemas de proteção e de controle e supervisão. Além disso, esse subsistema envia as informações para outros centros de controle.

A interligação de dois ou mais computadores e outros dispositivos com o intuito de trocar informações é chamada de rede de computadores.

De acordo com a configuração do sistema de comunicação, finalidade, características técnicas e o comprimento da rede, as redes de comunicação podem ser LAN's, MAN's ou WAN's.

As LAN's (*Local Area Network*, "rede de área local") são denominadas locais por cobrirem apenas uma área limitada (10 km no máximo), visto que, fisicamente, quanto maior a distância de um nó da rede ao outro, maior a taxa de erros que ocorrerão devido à degradação do sinal. As LAN's são utilizadas para conectar estações, servidores, periféricos e outros dispositivos que possuam capacidade de

processamento em uma casa, escritório, escola e edifícios próximos, sendo a configuração de rede utilizada no sistema de automação de subestação.

Dentro das LAN's podem existir as VLAN's (Virtual Local Area Network) que são redes lógicas diferentes existentes dentro de uma mesma estrutura física da LAN, por exemplo, em uma empresa. A rede da internet pode estar em uma VLAN diferente da rede das ferramentas corporativas, proporcionando maior segurança para as informações sigilosas dessa empresa, apesar das duas redes estarem nos mesmos dispositivos físicos.

A MAN (*Metropolitan Area Network*, "Rede de Área Metropolitana") é uma rede de comunicação que abrange uma cidade. O exemplo mais conhecido de uma MAN é a rede de televisão a cabo disponível em muitas cidades. A partir do momento em que a internet atraiu uma audiência de massa, as operadoras de redes de TV a cabo começaram a perceber que, com algumas mudanças no sistema, elas poderiam oferecer serviços da internet de mão dupla em partes não utilizadas do espectro. A televisão a cabo não é a única MAN. Os desenvolvimentos mais recentes para acesso à internet de alta velocidade sem fio resultaram em outra MAN.

A WAN (*Wide Area Network*, "Rede de área alargada ou Rede de longa distância") também conhecida como Rede geograficamente distribuída, é uma rede de computadores que abrange uma grande área geográfica, com frequência um país ou continente. Difere, assim, das LAN's e das MAN's. A maior WAN que existe é a internet. Em geral, as redes geograficamente distribuídas contêm conjuntos de servidores, que formam sub-redes. Essas sub-redes têm a função de transportar os dados entre os computadores ou dispositivos de rede. As WAN's tornaram-se necessárias devido ao crescimento das empresas, onde as LAN's não eram mais suficientes para atender a demanda de informações, pois era necessária uma forma de passar informação de uma empresa para outra de forma rápida e eficiente. Surgiram então as WAN's que conectam redes dentro de uma vasta área geográfica, permitindo comunicação a grande distância. A Figura 11 exemplifica os tipos de redes mostrando LAN's de edifícios comerciais, MAN's de cidades e a WAN que interliga várias partes o mundo.



Figura 11 – Exemplos de WAN, MAN e LAN. [9]

No subsistema de telecomunicações pode-se destacar os seguintes equipamentos para uma estrutura de comunicação padrão de uma SE:

2.3.1. Switch

Equipamento que gerencia o tráfego de informações na rede. Este equipamento possui várias portas de comunicação que servem tanto para receber como enviar os pacotes de dados.

O *switch* faz uma leitura básica nos dados enviados para saber qual é o destinatário da informação. Dessa maneira, o tráfego é direcionado, evitando o sobrecarregamento da rede.

É possível se interligar vários *switches* em uma mesma rede. Caso exista nessa rede algum *switch* com velocidade de transmissão menor que os outros, a velocidade de transmissão da rede será limitada a velocidade desse switch.

Os *switches*, como o mostrado na Figura 12, podem possuir portas elétricas e portas óticas no mesmo equipamento.



Figura 12 – Switch gerenciável.

2.3.2. Hub

O *hub*, ilustrado na Figura 13, tem a mesma funcionalidade que o *switch*, porém com uma desvantagem considerável. Este equipamento também recebe e envia os dados através de suas diversas portas de comunicação. Todavia, a informação não se limita somente ao seu destinatário, sendo enviada a todos os equipamentos, o que aumenta em muito a quantidade de tráfego de dados na rede.

Os *hubs* não são indicados a redes com muitos computadores e equipamentos e estão praticamente em desuso. O preço cada vez menor de *switches* com grande capacidade de tráfego e velocidade também contribui para o desuso dos *hubs*.



Figura 13 - Hub.

2.3.3. Roteador

O roteador é um equipamento da mesma família dos *switches* e *hubs*. Ou seja, também é um equipamento de gerenciamento do tráfego de informação da rede, porém é o mais poderoso desses equipamentos já que pode interligar duas redes distintas e fazer a conversão de protocolos e meios físicos, como por exemplo, os roteadores de internet *wireless*, mostrados na Figura 14.

Os roteadores também têm como característica intrínseca a seleção da rota mais apropriada para repassar os pacotes recebidos.

Estas qualidades o tornam o equipamento mais apropriado para grandes redes de computadores, por exemplo, a rede corporativa de empresas de grande porte.



Figura 14 - Roteador de rede sem fio.

2.3.4. PABX

O PABX (*Private Automatic Branch Exchange*, cuja tradução seria troca automática de ramais privados) é responsável por receber as linhas de telefonia da operadora e distribuir para os ramais de telefonia de uma SE.

Um recurso do PABX muito utilizado em subestações é o *hot-line*, que nada mais é que dois ramais interligados em que a chamada entre eles é direta, ou seja, no momento em que se tira um dos telefones do gancho, o outro telefone chama. Estes aparelhos podem ser encontrados um na própria SE e outro no centro de controle, ou um na sala de controle e outro na sala de relés, ou um em cada SE pertencente a um mesmo empreendimento. A Figura 15 mostra um modelo de PABX.



Figura 15 - Central Telefônica PABX. [10]

2.3.5. Multiplexador, OPGW e Amplificador.

Multiplexação é o processo que permite a transmissão simultânea de vários canais de informação por um único meio de transmissão.

O multiplexador ou MUX é o equipamento que realiza a multiplexação, ou seja, ele concentra todas as informações da rede de dados e da rede de voz, e as envia por um único canal de comunicação.

A Figura 16 mostra um modelo de multiplexador dividido por placas, onde as duas primeiras placas são os canais concentrados de comunicação, a terceira e quarta placa são de processamento das informações, as duas últimas placas são de fonte de alimentação e o restante das placas são de canais de comunicação específicos, de dados ou voz.



Figura 16 - Multiplexador DM705 SUB. [11]

Este equipamento é utilizado para a troca de informação de duas ou mais SE's pertencentes à mesma empresa. Para isso é necessário um MUX em cada SE.

Os MUX's são interligados através do OPGW (*Optical Ground Wire* conhecido em português como Cabo Para-raios com fibra óptica), que é um cabo de fibra óptica que é passado dentro da alma de aço dos cabos para-raios das torres de transmissão.

Dependendo da distância da linha de transmissão entre as duas SE's, o MUX e o OPGW não são suficientes para garantir a comunicação entre as SE's. Para resolver essa questão utiliza-se o amplificador, equipamento que aumenta a potência do sinal para possibilitar a transferência e depois abaixa essa potência para este sinal ser direcionado ao MUX. Às vezes, são necessárias fontes de bombeio em algumas das

torres da linha de transmissão para garantir que o sinal atinja a outra subestação, dentro dos limites de potência requisitados pelo MUX.

2.3.6. Relógio Sincronizador GPS.

Todos os equipamentos citados acima possuem relógios internos que vem de fábrica com horários diferentes, o que pode gerar erros graves na hora destes processarem a informação. Os relógios sincronizadores via GPS (*Global Position System*), como o mostrado pela Figura 17, são equipamentos que recebem a informação de satélites que possuem relógios de alta precisão, de forma que, após cruzarem as informações de horário e posição geográfica, informam aos outros equipamentos o horário correto da região em que se localizam.

Quando os demais equipamentos recebem o sinal oriundo do relógio GPS acertam o relógio interno. Neste caso, diz-se que estão sincronizados. Esta sincronização acontece por vários protocolos, entre os mais importantes o IRIG-B e o SNMTP.



Figura 17 - Relógio Sincronizador GPS. [12]

3. PAINÉIS DE CONTROLE E PROTEÇÃO DE UMA SE

A instalação dos equipamentos citados no capítulo 2 se dá através dos painéis de proteção e controle, como os painéis da Figura 18. Estes painéis possuem diversas formas e tamanhos, geralmente padronizados por empresa responsável pela instalação do sistema de proteção, controle e supervisão.



Figura 18 - Painéis de Controle e Proteção.

Os painéis são feitos de aço carbono ou inox e os compartimentos internos são do padrão rack 19", que é a largura da maioria dos equipamentos da área de proteção e controle de SE's. As portas internas dos painéis são verticalmente divididas em U's, que é uma medida de altura nas quais os equipamentos feitos para subestações são divididos. Por exemplo, os *switchs* utilizados nas redes da subestação costumam ter 1U de altura. A Figura 19 mostra uma tampa de fechamento de painel com 1U de altura e largura padrão rack 19".



Figura 19 - Tampa de Fechamento.

Os painéis são montados, posicionados e interligados de acordo com uma série de diagramas. Cada diagrama irá especificar as coordenadas corretas à empresa montadora do painel e à empresa responsável pela instalação do painel na obra.

3.1. Diagramas Esquemáticos e Construtivos

Os diagramas esquemáticos e construtivos são os documentos mais fundamentais para o sistema de automação de uma subestação. A elaboração desse documento é a primeira atividade para a instalação do sistema de proteção, controle e supervisão.

Esses diagramas indicam as dimensões nas quais os painéis serão montados, se terão porta interna móvel ou não, a posição e quantidade de cada equipamento por painel, a fiação que será utilizada em cada circuito, o diâmetro da bitola de cada cabo e a corrente nominal dos mini disjuntores que protegem os circuitos.

Na Figura 20 é mostrada uma página da parte construtiva do diagrama em que é representada as dimensões do painel e as posições em que os equipamentos serão instalados no painel.

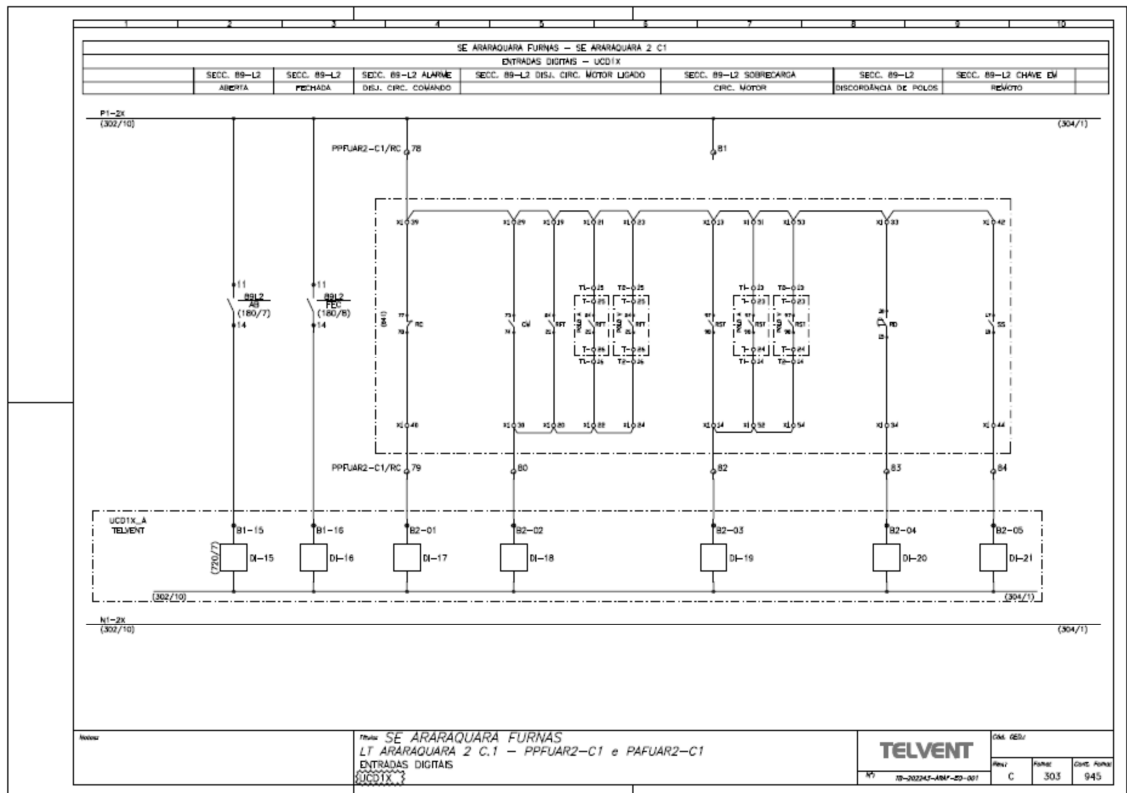


Figura 21 - Página de um diagrama esquemático, que mostra o circuito de sete entradas digitais de uma unidade de controle. [13]

Além da confecção dos diagramas, é nessa fase do projeto que se define os equipamentos auxiliares, como relés de interface, relés rápidos, chaves de aferição e bornes.

3.1.1. Relés de Interface

Relés de interfaces, como os mostrados na Figura 22, são equipamentos utilizados na multiplicação de contatos, com intuito de diminuir a quantidade de cabos entre os equipamentos de campo e os painéis de controle e proteção.

A tensão e a corrente de acoplamento do relé podem ser diferentes da tensão e da corrente dos contatos do relé. Por isto, estes relés também separam os circuitos de campo com os circuitos internos, fazendo com que a corrente que passa pela UAC, por exemplo, seja menor que a corrente vinda do equipamento externo.

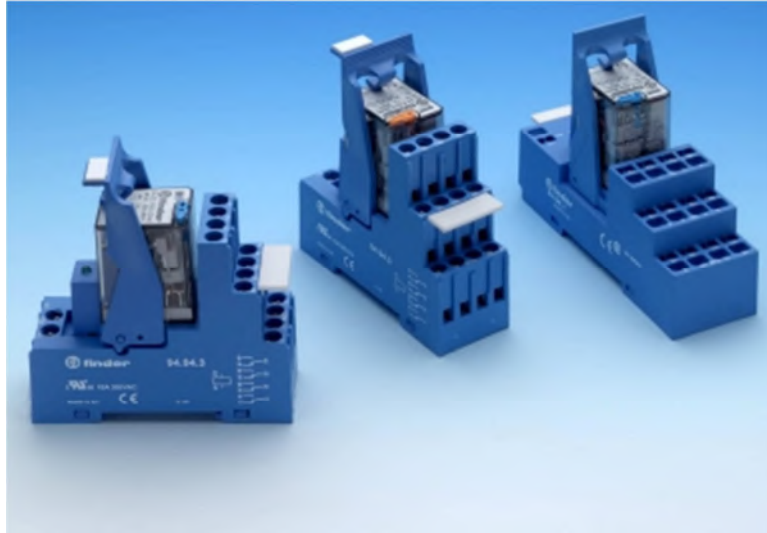


Figura 22 – Relés de interface. [16]

3.1.2. Relés Rápidos

São relés com as mesmas funcionalidades dos relés de interface, porém com uma diferença fundamental, a velocidade da troca entre os contatos normalmente abertos e normalmente fechados, quando da energização ou desenergização das bobinas.

Estes relés são utilizados em circuitos de trip e em circuitos em que há chaveamento entre duas fontes. A Figura 23 mostra um exemplo de relé rápido.



Figura 23 – Relé Rápido. [17]

3.1.3. Relés Biestáveis

São relés que possuem duas bobinas, uma para contatos NA (normalmente aberto) outra para contatos NF (normalmente fechado). Este relé mantém a posição dos contatos quando a bobina é desenergizada. Para a mudança da posição dos contatos é necessária a energização da segunda bobina. Um exemplo de relé biestável pode ser visto na Figura 24.



Figura 24 – Relé Biestável. [18]

3.1.4. Chaves de Aferição

São equipamentos que separam momentaneamente os circuitos internos dos externos. Estes equipamentos são extremamente importantes quando é necessário realizar algum teste dentro do painel de proteção e controle, principalmente quando há desligamento do disjuntor envolvido.

Estas chaves podem ser do tipo faca, iguais ao da Figura 25, ou do tipo bloco e pente de teste. Quando do tipo faca, os circuitos são separados através da abertura de pequenas chaves seccionadoras das chaves. No tipo bloco e pente, o bloco fica instalado permanentemente no painel, enquanto o pente só é inserido para o isolamento dos circuitos.

É necessário cuidado extremo com a instalação desses equipamentos, pois estes são conectados no secundário dos TC's e TP's e, por isso, uma instalação mal feita pode curto-circuitar um TC ou deixar em aberto um TP, o que acarretará em dano aos equipamentos.



Figura 25 – Chave de Aferição Tipo Faca. [19]

3.1.5. Bornes

São equipamentos de interligação da fiação externa ao painel com a interna. Os bornes são classificados com base na bitola máxima do fio que pode ser conectado a ele, se um ou dois fios por extremidade do borne e se este é seccionável ou não. Vários tipos de bornes são apresentados na Figura 26.

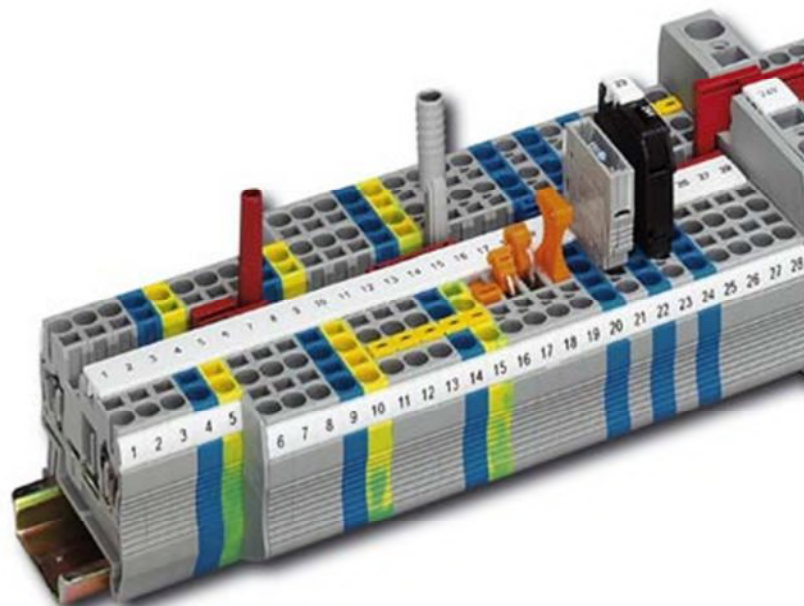
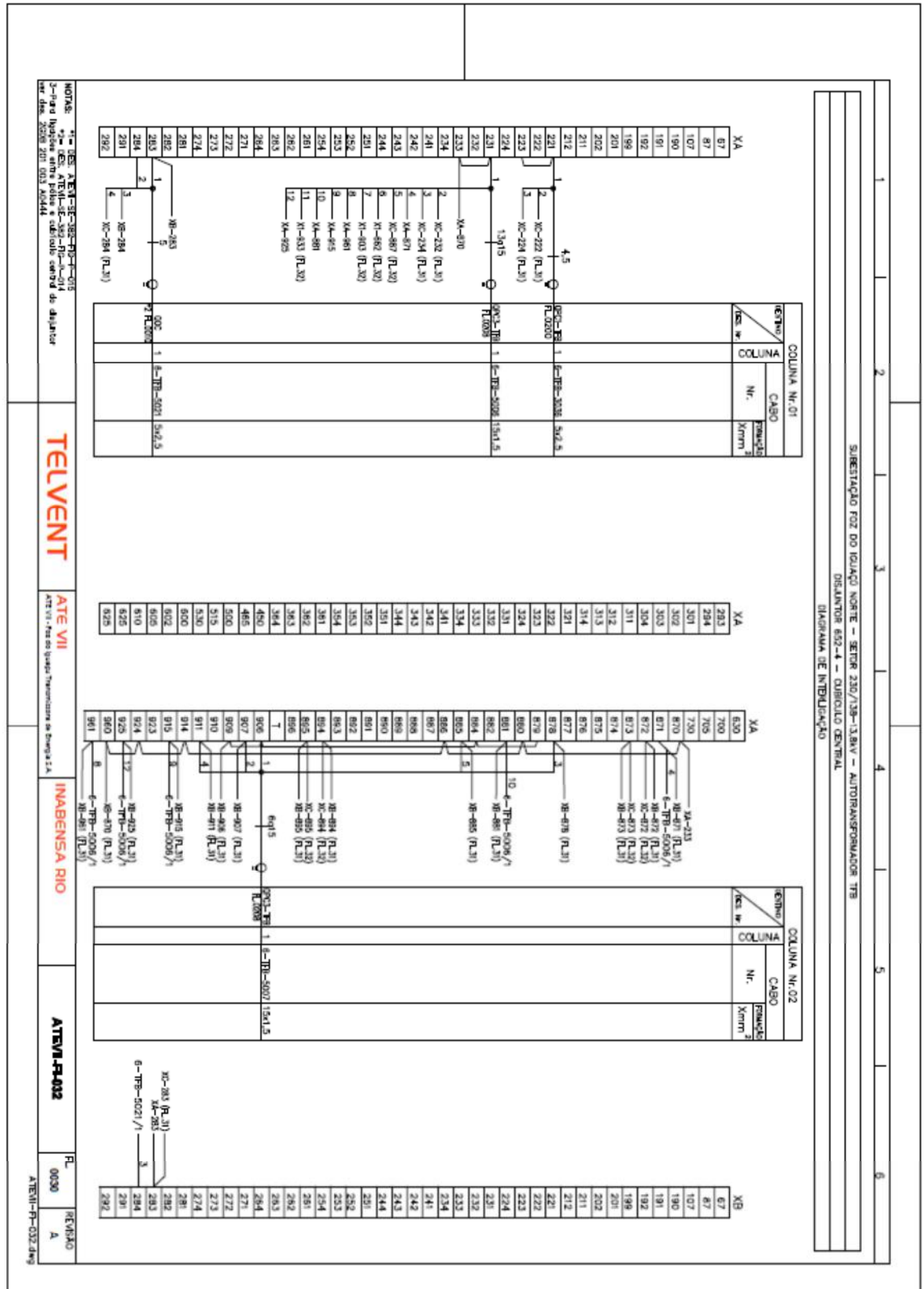


Figura 26 - Vários Tipos de Borne. [20]

3.2. Diagramas de Interligação

Os diagramas de interligação são os documentos que indicam as interconexões dos equipamentos entre si através dos bornes dos painéis em que se encontram. A Figura 27 mostra uma página de um diagrama de interligação.



A interligação é feita através de cabos manga, e é o diagrama que determinará a espessura do cabo, a quantidade das veias e a espessura das veias. A Figura 28 representa uma foto tirada de um painel de proteção e controle em uma SE. Nela os cabos pretos são veias de cabos manga, e são parte da fiação de interligação o painel com o campo. Já os cabos cinza fazem parte da fiação interna do painel.



Figura 28 - Cabos de interligação ligados nos bornes

Para que o diagrama de interligação seja projetado corretamente, é necessário que as versões dos diagramas funcionais dos painéis de proteção e controle e dos painéis dos equipamentos de campo estejam em sintonia perfeita.

Esses cabos são passados dentro da sala de relés embaixo dos pisos falsos. Ele é decapado para que somente as veias entrem nos painéis.

3.3. Arquitetura de Comunicação

A arquitetura de comunicação tem o mesmo objetivo do diagrama de interligação, porém na área de telecomunicações. É este diagrama que mostra como cada equipamento que transmite ou recebe dados se conecta a rede do empreendimento.

A arquitetura indica qual é o meio físico da comunicação, ou seja, se o equipamento se integra à rede via fibra óptica, cabo par trançado ou cabo coaxial. A Figura 29 mostra uma página da arquitetura de comunicação que indica quais equipamentos serão interligados no *switch* 1 ou no *switch* 2.

Cabo Par Trançado

No par trançado, dois fios são enrolados em espiral de forma a reduzir o ruído e manter constante as propriedades elétricas do meio através de todo o seu comprimento. A transmissão do par trançado pode ser tanto analógica como digital. Radiação pode ocorrer quando a relação entre a separação dos condutores e a frequência de operação chega a certo ponto. Como consequência, existe um limite na frequência de transmissão. A faixa passante do par trançado é notavelmente alta, podendo chegar a uns poucos megabites por segundo, dependendo da distância, técnica de transmissão e qualidade do cabo. A perda de energia é um parâmetro importante quando se discute não só a taxa mínima de transmissão, mas também a distância máxima permitida, qualquer que seja o meio de transmissão. A perda de energia aumenta com o aumento da distância, até chegar a um ponto em que o receptor não consegue mais reconhecer o sinal. Energia pode ser perdida por radiação (o meio físico pode funcionar como uma antena se o condutor é uma fração considerável do comprimento de onda transmitida) ou por calor (será proporcional à corrente e à impedância do meio, aumentando com a frequência, uma vez que o sinal é transportado cada vez mais na parte externa do condutor - efeito pelicular). Em geral, um par trançado pode chegar até várias dezenas de metros, com taxas de transmissão de alguns megabites por segundo. A principal desvantagem do par trançado é a sua susceptibilidade a IEM. Este problema pode ser minimizado com o uso de blindagem. Em sinais de baixa frequência, a imunidade a ruído é tão boa quanto a do cabo coaxial. Em frequências um pouco mais elevadas (acima de 100 kHz, aproximadamente) o cabo coaxial é bem superior. A conexão dos nós ao cabo é extremamente simples. O cabo par trançado, exemplificado na Figura 30, é popularmente chamado de cabo de rede.



Figura 30 - Cabo Par Trançado. [21]

Cabo Coaxial:

É constituído por um condutor interno circundado por um condutor externo, afastados por um dielétrico. O condutor externo é rodeado por uma camada isolante. A conexão dos nós ao cabo exige técnicas especiais devido à impedância dos conectores. Os cabos coaxiais propiciam melhor imunidade a ruídos do que o par trançado. Os cabos coaxiais, como o da Figura 31, são usualmente utilizados para conectar as antenas de televisão aos televisores.



Figura 31 - Cabo Coaxial. [22]

Fibra Óptica:

Consistem em uma estrutura composta de capa protetora, interface e núcleo e possuem a capacidade de transmitir luz através de reflexões sucessivas. O núcleo é composto por um fio de vidro ou polímero e geralmente tem 125 micrômetros de diâmetro. Ao redor do núcleo está a casca, que é um material com índice de refração

menor. É a diferença entre os índices de refração da casca e do núcleo que possibilita a reflexão total e a consequente manutenção do feixe luminoso no interior da fibra. Já a capa protetora é feita de plástico e a sua função é proteger o núcleo e a casca de sujeiras e de danos mecânicos.

As fibras óticas podem ser divididas entre fibras monomodo e fibras multimodos. Nas fibras monomodo, a transmissão do sinal de luz é realizada por um único caminho. Por possuírem grande capacidade de transmissão, são utilizadas em redes com muito altas taxas de dados, como CFTD- Circuito Fechado de TV Digital ou Telefonia de longa distância. Cobrem distâncias superiores a 4 Km. As fibras multimodo possuem dois modos de propagação, em função dos índices de refração da casca em relação ao núcleo: *Step Index* (a luz incide e reflete em ângulo) e *Graded Index* (a luz segue caminho com ângulo menos acentuado). Estas fibras transmitem os dados com mais velocidade do que as monomodos, porém também possuem perdas maiores. Por isso são utilizadas para distâncias menores.

No caso da arquitetura de uma subestação de energia, são utilizados dois tipos de cabo de fibra, o cabo ótico e o cordão ótico. O cabo ótico dielétrico para instalações externas, construído com fibras óticas pintadas, reunidas em grupos de 2, 4, 6 ou 12 fibras, pode ter até 12 grupos, ou seja, chegar a ter 144 fibras, como no caso da Figura 32.

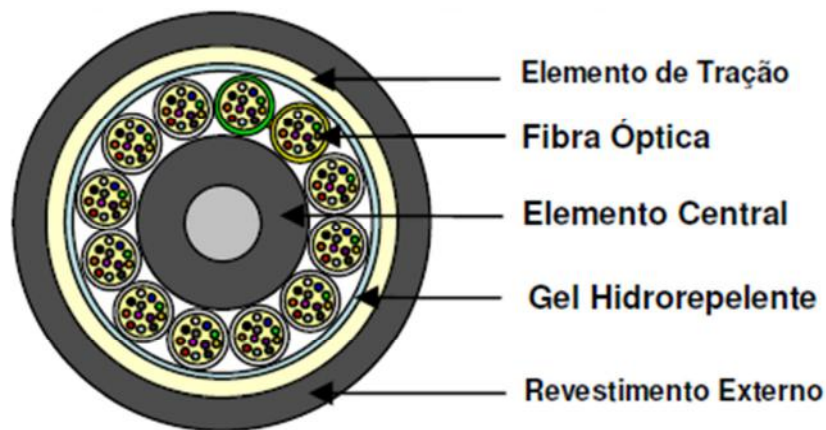


Figura 32 - Esquema de um Cabo Ótico. [23]

O cordão ótico é utilizado nas partes internas, pode ter somente uma fibra (simplex) ou um par de fibras (duplex) e possuem conectores em suas extremidades que variam de acordo com o equipamento em que a fibra será instalada e a potência que será propagada na fibra. A Figura 33 mostra um exemplo de cordão ótico com fibras multimodo e conectores SC-PC e LC-PC.



Figura 33 - Cordão Ótico. [24]

Para realizar a transmissão de dados em uma fibra ótica, é preciso utilizar equipamentos especiais que contenham um fotoemissor, ou seja, um aparelho que possa transformar sinais elétricos em pulsos de luz. Assim, os pulsos de luz passam a representar valores digitais binários correspondentes aos dados.

3.3.2. Topologias de um sistema de automação de subestações

O diagrama arquitetura de comunicação também define a topologia do subsistema de telecomunicações que pode utilizar uma de duas topologias básicas:

Centralizada:

Na topologia centralizada toda a lógica e base de dados processadas para controle da SE é concentrada em uma única máquina, que pode ser a máquina do supervisor ou uma UAC.

Distribuída:

Na topologia distribuída existe um equipamento de controle para cada vão da SE, ou seja, uma UAC para cada vão.

. A Figura 34 – Topologias, ilustra os conceitos básicos das duas topologias.

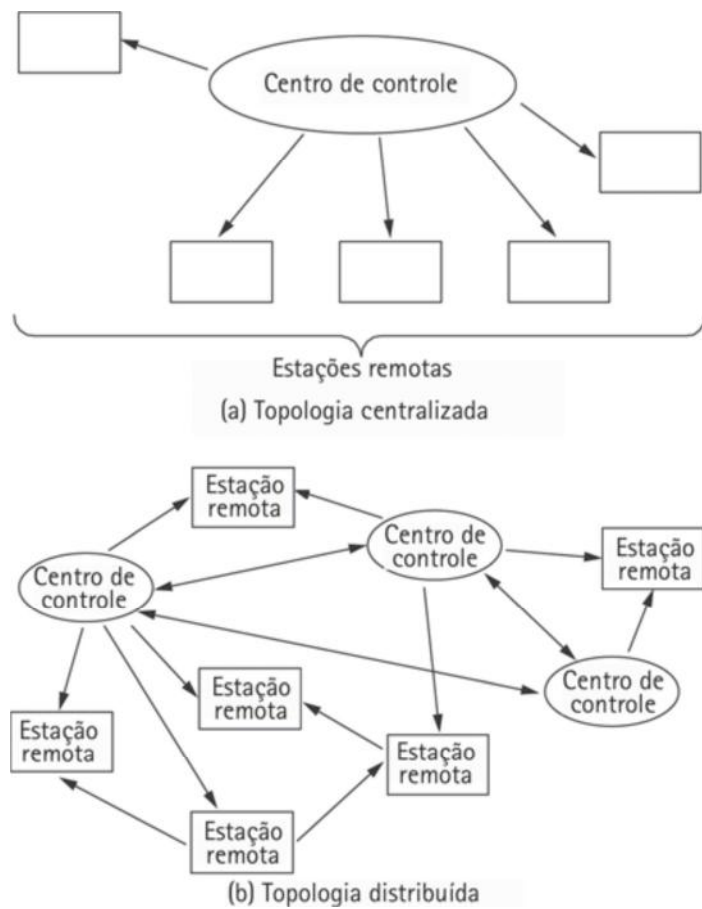


Figura 34 – Topologias [4]

Exemplos mais antigos de automação de subestação usavam o conceito centralizado, devido às limitações na tecnologia, tanto em capacidade de processamento quanto em técnicas de comunicação. Os exemplos mais atuais que utilizam os equipamentos descritos no capítulo 2 desse trabalho utilizam a topologia descentralizada.

4.A NORMA IEC 61850

Os diversos equipamentos apontados no capítulo 2 são geralmente de fabricantes diferentes. Este fato dificulta a comunicação entre estes equipamentos, pois geralmente os fabricantes usam protocolos, que representam um conjunto de regras que definem o tipo das mensagens e ordens que devem ser trocadas, específicas e próprias, com o código fechado. A adoção dos protocolos chamados de proprietários leva ao uso de um equipamento de conversão de protocolos (gateway) ou até mesmo obriga o uso de equipamentos do mesmo fabricante.

Para resolver a questão da interoperabilidade entre diversos equipamentos de uma subestação de energia, foi publicada em 2004 a norma IEC 61850, que tem como título em inglês *Communication networks and systems in substations* (em português: Redes e sistemas de comunicação em subestações). Fundada em 1906, a IEC (*International Electrotechnical Commission*) é uma organização mundial que tem como objetivo principal, a preparação e publicação de normas internacionais que valem para os setores elétrico, eletrônico e tecnologias relacionadas.

A norma IEC 61850 se utilizou do conceito já estabelecido de redes de computadores comerciais para a comunicação dos IED's. Ou seja, a norma traz a automação de subestações de energia, conceitos como TCP/IP, endereço IP e endereço MAC. O TCP/IP é um conjunto de protocolos que pode ser visto como um modelo de camadas, onde cada camada é responsável por um grupo de tarefas, fornecendo um conjunto de serviços bem definidos para o protocolo da camada superior. As camadas mais altas estão logicamente mais perto do usuário (chamada camada de aplicação) e lidam com dados mais abstratos, suportado por protocolos de camadas mais baixas para tarefas de menor nível de abstração. Endereço IP (*Internet Protocol*) é um endereço lógico e único associado aos equipamentos inseridos na rede. Para que um equipamento troque informações com outro através dos protocolos TCP/IP ele precisa possuir um endereço IP compatível à rede pela qual estes equipamentos estão interligados. O Endereço MAC (*Media Access Control*) é um endereço físico associado à interface de comunicação, que conecta um dispositivo à rede. O MAC é um endereço único, não havendo duas portas com a mesma numeração, e usado para controle de acesso em redes de computadores [30].

Conforme mencionado no parágrafo acima, a norma não sugere um padrão novo para a comunicação dos equipamentos, ela utiliza um padrão já consolidado. Este fato é um indicativo que o verdadeiro foco da norma é a modelagem dos dispositivos,

permitindo que o nome dos dados seja padronizado e em função dos equipamentos de campo associados, facilitando e agilizando a confecção das listas de pontos e bases de dados.

A norma está dividida em 10 partes, conforme representado na Figura 35, sendo que cada uma das partes consiste em um documento que define as características que uma determinada implementação deve ter para estar em conformidade com a norma.

	Introdução	Parte 1
	Glossário	Parte 2
	Requisitos Gerais	Parte 3
	Planeamento do sistema e do projeto	Parte 4
	Requisitos de Comunicação	Parte 5
	Configuração do sistema de automação da subestação	Parte 6
	Estrutura básica de comunicação (4 Partes)	Parte 7
Parte 8	Mapeamento para MMS e Ethernet	Parte 9
	Valores Amostrados Mapeamento para Ethernet	
	Teste de Conformidade	Parte 10

Figura 35 - Sumário da Norma IEC 61850 [3].

A maior vantagem da norma é a interoperabilidade entre equipamentos de fabricantes diferentes, mas a utilização da norma também traz outra vantagem. Como a comunicação entre os equipamentos pode ser em vários níveis hierárquicos, a serem explicados mais à frente, não é mais necessário que parâmetros como intertravamentos, posição de equipamentos e bloqueios sejam elétricos, ou seja, feitos através de fiação ou relés auxiliares. Estes parâmetros podem ser lógicos, trocados através da rede através de fibra óptica. Logo os projetos com o uso da norma troca o uso de vários cabos de cobre por algumas fibras ópticas, o que acarreta em diminuição do custo e facilidade para se trabalhar com os painéis de controle e proteção, devido ao seu esvaziamento.

4.1. Modelo de Dados Definido pela Norma

A norma IEC-61850 modela os dados que representam as características e funções dos dispositivos físicos de uma subestação ou usina do sistema elétrico. Na norma IEC-61850, as funções ou partes de funções de proteção e controle existentes nas subestações são identificadas como nós lógicos. Os nós lógicos interagem entre si e trocam dados que serão transformados em informações. Os dispositivos eletrônicos inteligentes – IEDs, que são os dispositivos físicos (relés, UAC's e RDP's), são os responsáveis pela implementação dos nós lógicos. Observamos que um IED pode abrigar mais de um nó lógico. Um conjunto de nós lógicos dentro de um mesmo IED constitui um dispositivo lógico.

A norma IEC-61850 define que o modelo de dados estruturado em forma hierárquica é constituído pelos seguintes elementos: dispositivo físico (IED ou servidor), dispositivo lógico (*logical device*), nó lógico (*logical node*), objeto de dados (*data object*) e atributos de dados (*data attributes*).

O dispositivo físico IED, conforme mencionado acima, é o hardware que suporta as implementações das funções (nós lógicos) de proteção e controle de um sistema elétrico.

O objeto de dados é uma instância de objeto que representa um dado de uma função de automação e controle. Por exemplo, a posição de uma chave seccionadora ou disjuntor é um objeto de dados.

O atributo de dados é o valor ou a magnitude de um objeto de dados. Por exemplo, o estado aberto ou fechado é um atributo do objeto de dados denominado posição de disjuntor.

Os dados têm uma semântica bem definida dentro do contexto do sistema de automatização de subestação. O nó lógico que representa a função de um disjuntor, por exemplo, é denominado XCBR. Um dos dados associados ao nó lógico XCBR é o objeto de dados POS (posição), que é diferente de um simples ponto de estado do disjuntor. POS tem vários atributos de dados que são categorizados como:

- Controle (estado, medidas/valores medidos e configuração),
- Substituição,
- Configuração, descrição e extensão.

O atributo de dados Pos.ctlVal representa um controle e pode ser um comando de abertura ou fechamento. O Pos.stVal representa a posição real do disjuntor, podendo assumir os seguintes estados: transição, aberto, fechado ou defeito.

A Figura 36 - Modelo de Dados Embutidos no Dispositivo Físico mostra a divisão entre as camadas do modelo de dados definido pela norma com o exemplo supracitado.

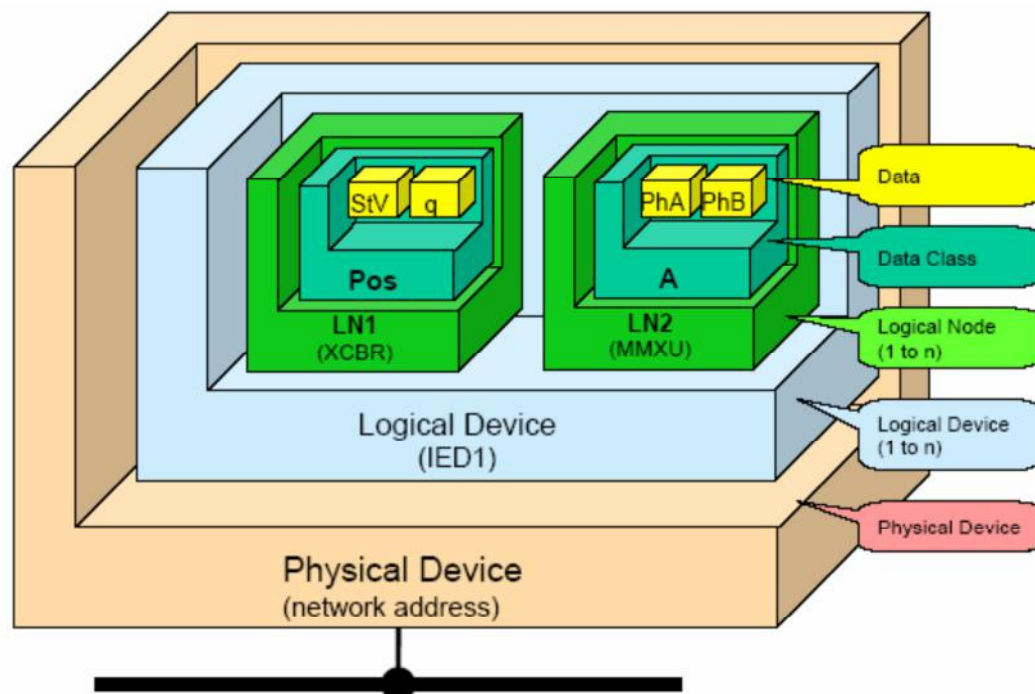


Figura 36 - Modelo de Dados Embutidos no Dispositivo Físico [3].

A norma IEC-61850 uniformizou um conjunto de treze grupos de nós lógicos que tem como finalidade agrupar funções afins do tipo proteção, controle e automação de subestações e usinas. Podemos citar como exemplo os grupos de funções de proteção, de medição e de monitoramento dentre outros. Em cada grupo de nós lógicos existem classes de nós lógicos associadas. Por exemplo, no grupo de funções de proteção existem vinte e sete classes e o total de classes associadas a todos os grupos é de 86.

4.2. Modelos de Comunicação da Norma

A norma IEC61850-5 também define os seguintes níveis hierárquicos que devem ser considerados: nível estação (ou nível central), nível vão ou nível de bay (correspondente a cada módulo da subestação ou usina) e nível processo (onde estão os equipamentos elétricos principais, os sensores e atuadores). Os níveis são ilustrados na Figura 37. As comunicações podem ser verticais, realizadas

entre níveis hierárquicos diferentes, ou horizontais, que ocorrem dentro do mesmo nível.

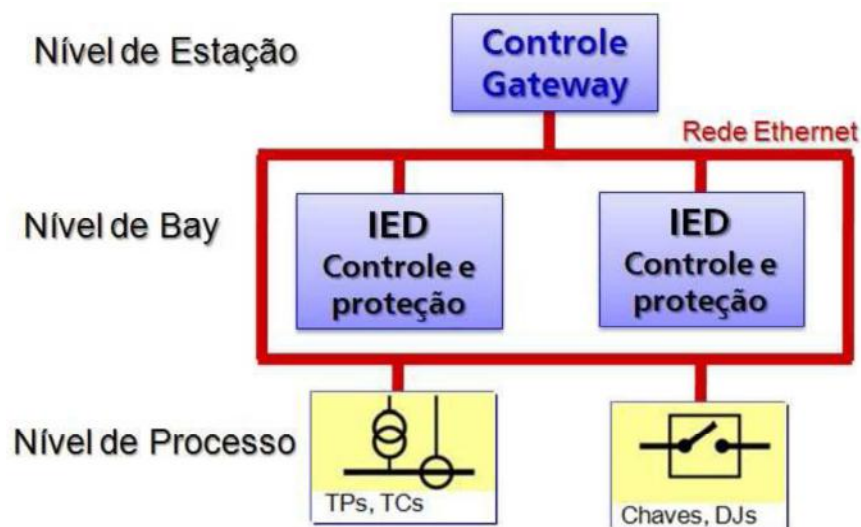


Figura 37 - Níveis Hierárquicos da Norma

A comunicação entre níveis diferentes, denominada comunicação vertical, se dá através das mensagens MMS (*Manufacturing Message Specification*). As mensagens MMS são ponto-a-ponto, ou seja, o remetente determina o destinatário da informação e somente este tem acesso às informações enviadas. Essa comunicação é utilizada majoritariamente entre o supervisor e as UAC's e o supervisor e os relés de proteção, sendo que a maior parte dos pacotes de informação tem como remetentes os relés e as UAC's.

As mensagens MMS são requeridas pelo sistema supervisor de forma cíclica, ou seja, de tempo em tempo é requisitado ao remetente o envio da informação. Essa requisição é chamada de "pooling". As mensagens MMS também são enviadas espontaneamente pelas UAC's e relés ao supervisor caso ocorra alguma condição pré-estabelecida como mudança no valor de algum ponto. A comunicação via mensagens MMS tem tempos de resposta da ordem de 100 a 200 ms.

Para as mensagens MMS, é necessário que o cliente (supervisor) tenha em sua memória o número de identificação IP dos remetentes das mensagens, caso contrário a comunicação não irá enlaçar.

As mensagens entre os mesmos níveis hierárquicos, mensagens horizontais, são as mensagens GOOSE (*Generic Object Oriented Substation Event*). Estas mensagens são *Multicast*, o que significa que são publicadas na rede como um todo. Sendo assim, todos os equipamentos da rede analisam o

conteúdo enviado e escolhem se utilizarão o conjunto de informação. A escolha é feita depois da análise do cabeçalho dos pacotes enviados.

Como não há confirmação de recebimento nas mensagens, as mensagens são reenviadas de acordo com o esquema de retransmissão, para aumentar a probabilidade de recebimento dos pacotes. O esquema funciona da seguinte forma: Uma mesma mensagem GOOSE é enviada continuamente a cada $T_{max} = 1024ms$. Quando um evento ocorre, uma nova mensagem é gerada e o período de envio diminuiu para $T_{min} = 2ms$. Em seguida esse período é incrementado de forma exponencial por um fator 'k', até que T_{max} seja atingido ou que outro evento ocorra, gerando uma nova mensagem, conforme está ilustrado na Figura 38 - Tempos de Repetição das Mensagens GOOSE.. Observe que caso não ocorram novos eventos, uma mensagem é repetida em períodos de tempo T_{max} . Essas mensagens também são acompanhadas de um parâmetro de qualidade que indica eventuais falhas do equipamento emissor, como falta de sincronismo de horário e tipo de ponto diferente do esperado.

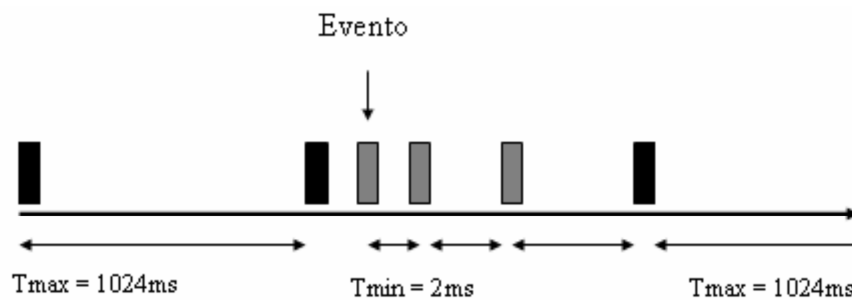


Figura 38 - Tempos de Repetição das Mensagens GOOSE. [3]

Para o correto envio e recebimento das mensagens GOOSE, é necessário que o IED informe o seu MAC Address que está enviando a mensagem e que tenha em sua memória o MAC Address do IED no qual ele deseja receber as mensagens.

Além das mensagens GOOSE, as mensagens GSSE (Generic Substation Status Event) também são mensagens horizontais. O glossário da norma IEC 61850 define a mensagem de Evento Genérico de Estado da Subestação (GSSE) como similar ao GOOSE, mas restringe os dados contidos a valores de dados de status de comando, como por exemplo, aberto, fechado e em transição. (IEC 61850-2).

4.3. Linguagem de Programação da Norma

Para que os equipamentos do sistema de proteção controle e supervisão de subestações estejam de acordo com a norma, é necessário que estes sejam capazes de ler e gerar os arquivos em linguagem SCL baseada em XML. SCL (*Substation Configuration Language*) é a linguagem padrão de configuração dos equipamentos da norma e XML (*Extensible Markup Language*) é a linguagem de programação na qual foi escrito o arquivo SCL. Essa linguagem é amplamente difundida e utilizada principalmente para a criação das páginas da internet.

A linguagem SCL utiliza seis arquivos para realizar a descrição formal dos modelos, de acordo com a edição 2 da norma. Cada arquivo tem uma função e conteúdo próprio e são diferenciados pela sua extensão, ou seja, o arquivo CID, que será explicitado mais a frente, por exemplo, será reconhecido dentro da estrutura de arquivos do IED pelo nome "SCL.CID". Cada arquivo da linguagem SCL deverá ter um número de revisão próprio, para reconhecimento de diferentes versões do mesmo arquivo.

Os seguintes arquivos formam a linguagem SCL:

- *IED Capability Description* (descrição da capacidade do IED) – ICD: Descreve a capacidade de um IED. Para isso contém uma seção obrigatória, com todos os tipos de nós lógicos, atributos de dados e objetos de dados suportados pelo IED. Além disso, contém uma seção opcional ao fabricante, com a capacidade de comunicação do IED, ou seja, a quantidade de pontos que este equipamento pode enviar e receber através dos protocolos GOOSE ou MMS.
- *Instantiated IED Description* (descrição da instância do IED) – IID: Faz a ligação entre o equipamento e o projeto ou sistema em que este equipamento está inserido.
- *System Specification Description* (descrição especificação do sistema) – SSD: Descreve o diagrama unifilar, as funções alocadas a este diagrama e dados que eventualmente serão suportados por esta descrição.
- *System Configuration Description* (descrição da configuração do sistema) – SCD: Descreve todos os parâmetros de comunicação de todos os IED's existentes na subestação.
- *Configured IED Description* (descrição da configuração do IED) – CID: Descreve a comunicação do IED com o sistema, ou seja, determina ao

equipamento o seu IP e MAC, com quais equipamentos ele enviará e receberá dados através dos protocolos GOOSE ou MMS e que informações estarão contidas nessa troca de dados.

- *System Exchange Description* (descrição das trocas do sistema) – SED: Descreve a troca de informação entre sistemas. Indica os equipamentos que terão conexão com outras subestações, por exemplo, um relé de proteção que utilize a teleproteção.

4.4. Protocolos de Comunicação Anteriores à Norma

Antes da formulação da norma IEC 61850, já existiam vários protocolos não proprietários usados para integração de equipamentos de fabricantes diferentes, não só na automação de subestações, mas na automação industrial como um todo.

Segue abaixo alguns dos protocolos mais usados com uma breve explicação do seu funcionamento e histórico, que podem ser vistos em [2]:

IEC 60870-5-101

Fornece uma padronização razoável para comunicação entre UAC's e o supervisor. Como uma evolução deste protocolo surgiu um novo padrão, o IEC 60870-5-104, o qual permitiu a comunicação entre redes LAN e WAN (Wide Area Network). Este padrão é baseado no uso do protocolo ETHERNET, com sistema de acesso ao meio TCP/IP, hoje o mais difundido internacionalmente no setor de redes de transmissão de dados.

Podem ser unidas várias estações que usam este protocolo em uma instalação interconectada para controlar e monitorar os equipamentos de um sistema de energia elétrica distribuído, de um ponto central. Este padrão define a funcionalidade para a interoperabilidade dos equipamentos de controle de diferentes fabricantes para a comunicação entre subestações e centros de controle. Então se aplica a equipamento de controle e sistemas de transmissão para monitorar processos. O protocolo utiliza padrões da série IEC 60870-5.

IEC 60870-5-103

O protocolo IEC 60850-5-103 é destinado para o uso em transmissão de dados entre IED's como equipamentos de proteção e os equipamentos de controle. O protocolo define as unidades de dados que especificam a disposição e

os índices da mensagem, assim como a descrição da ordem e das situações em que estas mensagens são emitidas. Uma meta importante da IEC 60870-5-103 para a interface de informação dos equipamentos de proteção é a habilidade de unir dispositivos de proteção de fabricantes diferentes e gerações diferentes para um sistema de controle de estação, sem aplicar qualquer esforço adaptável adicional.

DNP

Protocolo de Rede Distribuído (Distributed Network Protocol) é um protocolo aberto, público, baseado em padrões abertos, existindo para trabalhar dentro de uma variedade de redes. Foi desenvolvido para alcançar interoperabilidade entre sistemas elétricos, óleo & gás e indústrias de segurança. Recomenda-se o uso de DNP 3 ou IEC 870-5-101 para comunicação entre unidades terminais remotas e dispositivos eletrônicos inteligentes. DNP também pode ser implementado em qualquer sistema SCADA para comunicações entre computadores de subestação, CLP's, IED's e estações mestre. É usado para trocar dados entre CLP e pontos de controle remoto. Assim, pode ser usado para a comunicação do centro de controle bem como para uma comunicação com os relés de proteção ou outros dispositivos eletrônicos inteligentes.

MODBUS

Modbus é um protocolo de comunicação de dados utilizado em sistemas de automação industrial. É um dos mais antigos protocolos utilizados em redes de controladores lógicos programáveis para aquisição de sinais de instrumentos. Por serem altamente difundidos, são utilizados em milhares de equipamentos existentes e é uma das soluções de rede mais baratas a serem utilizadas em automação industrial.

5. COMISSIONAMENTO

A parte final de um projeto para a aplicação de um sistema de proteção, controle e supervisão de uma subestação é o comissionamento, também conhecido como testes de aceitação em campo, ou TAC. Porém, antes do TAC, é realizado o TAF, testes de aceitação em fábrica, que consiste em garantir que os painéis foram montados corretamente e que todos os equipamentos estão funcionando de acordo com o esperado.

5.1. Testes de aceitação em Fábrica

O TAF é realizado em um ambiente de teste e nele procura-se simular uma SE da maneira mais real possível. Para isso, são passados todos os cabos de comunicação, é feita parte da interligação (as partes mais essenciais para o projeto) e são utilizadas gigas de teste.

As gigas de testes são os equipamentos que fazem a simulação dos equipamentos e condições de campo. As mais utilizadas são as gigas de equipamento, as gigas de entradas digitais e as gigas de saídas digitais.

Gigas de equipamento simulam as seccionadoras e os disjuntores. Para isso, elas são ligadas a quatro bornes no painel, os bornes que recebem as posições do equipamento e os bornes que enviam o comando ao equipamento. Por exemplo, uma giga de equipamento que está simulando uma seccionadora aberta, assim que recebe um pulso vindo do borne de comando de fechamento, extingue o sinal de seccionadora aberta e passa a aparecer o sinal de fechada.

Gigas de entrada digital são circuitos chaveados nos quais se pode escolher o sinal um ou zero, simulando, por exemplo, um alarme do disjuntor. E giga de saída digital são pequenas lâmpadas de LED que acendem quando recebem sinal positivo vindo de um borne do painel, podendo simular, por exemplo, disjuntor bloqueado por uma saída digital do relé.

Para os testes de fábrica de proteção, é utilizado um equipamento injetor de tensão e corrente para simular os parâmetros que fariam os relés atuarem, ou seja, simulam-se as correntes e tensões de falta nos secundários dos TP's e TC's.

O equipamento injetor de tensão e corrente mais utilizado é a mala OMICRON, que, além da injeção, pode ser configurado para variar as amplitudes e fases durante o tempo, simulando com bastante precisão o momento em que os relés deverão atuar.

5.2. Testes de Aceitação em Campo

Os testes de aceitação em campo são o último passo a ser dado antes do funcionamento de fato da subestação. Para o início dos testes é necessário que esteja finalizada a fiação de interligação entre painéis de controle e proteção e equipamentos de campo, a fiação de interligação dos painéis de controle e proteção entre si, conforme os diagramas de interligação e a montagem da estrutura da rede de dados conforme a arquitetura de comunicação. Além disso, para um teste realmente eficiente, é necessário que todos os equipamentos de campo estejam funcionando perfeitamente, e com a fiação de todos os seus circuitos e alarmes estendida corretamente.

No TAC não se usa gigas de teste e todas as entradas digitais e analógicas são vistas de acordo com a situação do campo. Por exemplo, se o objetivo do teste é ver a posição de uma seccionadora, abre-se e fecha-se esta no campo e monitora-se no supervísório para ter certeza que a posição do supervísório bate com a posição do equipamento em campo. Já os alarmes são testados a partir do acontecimento do alarme de fato, ou da atuação forçada do relé responsável pelo envio do alarme. As saídas digitais também são testadas e os efeitos dos comandos também são vistos na prática.

Para os testes de proteção em campo, também é necessária a utilização da mala Omicron para injeção de corrente nos relés. A diferença fundamental entre TAF e o TAC de proteção é a abertura do disjuntor que acontece no teste em campo e é simulado no teste em fábrica.

5.3. Energização

A energização é o momento que marca o fim do comissionamento e o início da operação da subestação. Para a energização ocorrer, todos os órgãos e empresas envolvidas no empreendimento marcam uma data para estarem com equipes presentes na SE ou monitorando o sistema remotamente, principalmente as outras subestações que estarão interligadas a SE nova. Essa data costuma ser em um final de semana em horários entre às 22:00hs e 10:00hs do dia seguinte, para minimizar os danos de um possível desligamento.

No momento da energização, todos os testes do sistema de proteção, controle e supervisão já estão obrigatoriamente finalizados, mas os primeiros dias da subestação

energizada são utilizados para reafirmar testes como medição de corrente, tensão e potência, além de serem realizadas algumas manobras, como a manobra de transferência de proteção no caso da SE possuir o arranjo com duas barras e a energização dos vãos pelos dois disjuntores no caso da SE ter o arranjo de disjuntor e meio.

6. CONCLUSÃO

As subestações de energia elétrica são partes essenciais para a infraestrutura de um país e o sistema de proteção, controle e supervisão o responsável pela eficiência e correto funcionamento dessas subestações.

Neste trabalho, foram descritos os principais componentes de um sistema de proteção, controle e supervisão de subestação e as fases necessárias para projetar e instalar esse sistema de forma a diminuir os custos de operação, aumentar a segurança das pessoas e dos equipamentos e agilizar o religamento da subestação em caso de falta.

No trabalho também foi apresentada a norma IEC 61850 que traz ferramentas importantes aos subsistemas de proteção e controle, principalmente no que diz respeito à interoperabilidade de equipamentos digitais de diferentes fabricantes. A norma também modela protocolos de comunicação em função dos vários atributos de uma subestação, o que aumenta a precisão dos sistemas digitais.

Com este trabalho, percebe-se que o profissional interessado em trabalhar na área de subestações de energia tem que ir além do conhecimento elétrico e físico e também buscar conhecimentos nas áreas de automação, informática, programação, protocolos de comunicação e arquitetura de redes.

O desafio futuro é aumentar as funções dos controladores digitais, integrando-se cada vez mais os subsistemas de controle e supervisão com o subsistema de proteção e diminuindo a quantidade de equipamentos e fiação utilizados nos painéis de proteção e controle. Para isso, os intertravamentos, bloqueios e posição dos equipamentos de campo, deverão ser transmitidos via protocolo mas, para chegar a esse ponto, a confiabilidade dos equipamentos digitais e das redes de comunicação precisam ser aumentadas.

Como trabalhos futuros fica a sugestão da realização de testes da comunicação proposta pela norma IEC 61850 comparando a velocidade e confiabilidade dessa comunicação com outros protocolos e até mesmo com entradas e saídas digitais. Também é recomendada a atualização dos materiais mencionados nesse trabalho com o passar do tempo e evolução da tecnologia.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] SALIM, Thiago Messias Barata. *Automação Industrial e a Integração dos Sistemas Digitalizados de Proteção, Controle e Supervisão de Subestações de Energia Elétrica*– 2007. Trabalho de graduação da Escola Politécnica da UFRJ. Disponível em <http://monografias.poli.ufrj.br/>.

[2] MELLO, Nilo Felipe Baptista de. *AUTOMAÇÃO DIGITAL DE SUBESTAÇÕES DE ENERGIA ELÉTRICA* – 2006. Trabalho de graduação da Escola Politécnica da UFRJ. Disponível em <http://monografias.poli.ufrj.br/>.

[3] GURJÃO, E. C.; CARMO, U. A.; SOUZA, B. A.. *Aspectos de Comunicação da Norma IEC 61850*. Artigo disponível em http://www.labplan.ufsc.br/congressos/SBSE/anais/145_sbse2006_final.pdf. Acessado em janeiro de 2013

[4] RUSH, Peter. *Proteção e Automação de Redes*, Editora Edgard Blücher Ltda - 1ª edição - 2011

[5] ABB, *Line distance protection REL670 IEC*. Disponível em <http://www.abb.com/product/pt/9AAF401700.aspx?country=BR>. Acessado em março de 2013.

[6] MAEZONO, Paulo Koiti. *Análise de Perturbações em Sistemas Elétricos de Potência* – 2011. Apostila de curso de Oscilografia, ministrada nas dependências da Telvent Brasil S/A.

[7] Reason, *RPV-311: Registrador Digital de Perturbações Multifunção Distribuído*. Disponível em <http://www.reason.com.br/pt/produtos/registadores-digitais/rpv-311>. Acessado em março de 2013.

[8] Catálogo Telvent, *Módulos de Saitel 2000DP*. Rev 2.1 – maio de 2009.

[9] HouseFullHub, *Types of Network - LAN WAN MAN*. Disponível em <http://housefullhub.blogspot.com.br/2013/03/types-of-network-lan-wan-man.html>. Acessado em março de 2013.

[10] http://www.tagtres.com.br/images/siemens_3800.png&imgrefurl. Acessado em junho de 2013.

[11] <http://www.ieru.net/products.asp?itemid=100>. Acessado em maio de 2013.

[12] Reason, *RT430: Relógio GPS Grandmaster*. Disponível em <http://www.reason.com.br/pt/produtos/sincronismo-temporal/rt430>. Acessado em março de 2013.

[13] Telvent, *TB-202243-ARAF-EQ-001_RC*. Maio de 2012.

- [14] Telvent, TB-202063-IL-AQ-000_RA. Dezembro de 2012.
- [15] Telvent, TB-202063-IL-AQ-000_RA. Dezembro de 2012.
- [16] Finder, *Relés modulares de Interface*. Disponível em <http://www.findernet.com/pt/products/families/10>. Acessado em março de 2013.
- [17] Treetech, Disponível em <http://www.treetech.com.br/pt/>. Acessado em março de 2013.
- [18] Artech, *Produtos e Soluções*. Disponível em <http://www.artech.com/web/frontoffice/ProdsySoluciones.aspx>. Acessado em março de 2013.
- [19] Elster, *TS10R*. Disponível em <http://energia.elster.com.br/pt/TS10R.html>. Acessado em fevereiro de 2013.
- [20] L2W, *Tecnologia de conexão à mola ST*. Disponível em <http://www.l2w.ind.br/produtos.php?menu=18&tipo=45>. Acessado em fevereiro de 2013.
- [21] Clube do Hardware, *Redes Locais: Placas e Cabos*. Disponível em <http://www.clubedohardware.com.br/artigos/Redes-Locais-Placas-e-Cabos/181/3>. Acessado em março de 2013.
- [22] Terabyte Informática, *Redes e Manut. Avançada*. Disponível em <http://infoterabyte.blogspot.com.br/p/materias-de-redes.html>. Acessado em março de 2013
- [23] Catálogo Metrocable, *CABO ÓPTICO DIELÉTRICO DUTO (SECO) – CFOA-X-DD-S-Z*.
- [24] Dicomp. Disponível em http://www.dicomp.com.br/foto/8502_1_g_cordao-optico-duplex-lc-sc-62-5-125-2-5-metros-multimodo-mm.jpg. Acessado em junho de 2013
- [25] “Apagão afeta o Nordeste do país” – Portal de Notícias G1. Disponível em <http://g1.globo.com/brasil/noticia/2012/10/apagao-atinge-o-nordeste-do-pais.html>. Acessado em junho de 2013
- [26] Boletim 93 - Notas de Atualização. Disponível em <http://www.sage.cepel.br/boletins/boletim093.html>. Acessado em março de 2013
- [27] Tabela ANSI. Disponível em http://www.selinc.com.br/tab_ansi.aspx. Acessado em agosto de 2013
- [28] *Print Screen* do Programa Isagraf Versão 3.46 da CJ International.
- [29] *Print Screen* do Programa Catconfig Versão 7.10 da Telvent S/A.
- [30] Endereço MAC. Disponível em http://pt.wikipedia.org/wiki/Endereço_MAC. Acessado em março de 2013.

[31] Visor Alarmes do SAGE. Disponível em <http://www.sage.cepel.br/sobreprod/visoresg/visoralarmes.html>. Acessado em agosto de 2013