



Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Engenharia Elétrica e Informática
Departamento de Engenharia Elétrica

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

KARENINE DE ALMEIDA JAPIASSU ALVES

Campina Grande – PB

Novembro de 2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

Relatório de Estágio Integrado apresentado ao Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, em cumprimento parcial às exigências para obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista.

ALUNA: _____
Karenine de Almeida Japiassu Alves

ORIENTADOR: _____
Damásio Fernandes Júnior

Campina Grande - PB

Novembro de 2012

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

Estagiária: Karenine de Almeida Japiassu Alves
Empresa: Engenharia de Sistemas de Controle - ESC
Período de Estágio: 12 de março a 05 de julho de 2012
Supervisor: Ricardo Alcântara Soares
Orientador: Damásio Fernandes Júnior, D.Sc

Campina Grande - PB

Novembro de 2012

Dedico este trabalho à minha mãe, ao meu pai e a todos os meus amigos que me ajudaram tanto nessa caminhada. Às minhas amadas Katrina, Penélope e Bia que se fizeram presentes em todos os momentos.

"A corrida não é sempre para o mais rápido ... mas para aquele que continua correndo."(Autor Desconhecido)

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a Deus, que me proporcionou o dom da vida e a saúde para que fosse possível concluir este trabalho.

Agradeço aos meus pais, Antônio e Eliônea, pelo grande desafio que foi guiar e educar a mim e às minhas irmãs.

Agradeço também ao meu tio José que me ajudou bastante com todo o seu conhecimento nessa fase final do curso.

Ao meu orientador, professor Damásio, por toda sua atenção e conhecimento.

Não poderia deixar de citar os meus grandes companheiros de estudo e sofrimento, Daniel Ferreira e Roana d'Ávila, e o meu maior incentivo, meu namorado Wesley Galdino, sem eles definitivamente não teria concluído este curso.

E às minhas companheiras amadas e dedicadas, Katrina, Penélope e Bia, por seu amor incondicional e pela força que conseguem transmitir apenas com um olhar.

.

RESUMO

Este relatório tem como objetivo mostrar a tecnologia que está sendo utilizada nas subestações elétricas na área de Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação (MPCCSR) da empresa Engenharia de Sistemas de Controle (ESC). Essa área vem ganhando uma grande modernização com a utilização de equipamentos digitais. O estudo desses equipamentos é de total importância para que durante a implementação do projeto possam ser utilizadas funções já disponibilizadas pelo fabricante, facilitando e automatizando ao máximo o processo. A ESC Engenharia utiliza as tecnologias mais avançadas para a execução de seus serviços, desde softwares como o Engineering Base – ECAE, até ferramentas de engenharia colaborativa baseadas em diversos tipos de ambientes. Essas ferramentas promovem o compartilhamento de informações em tempo real, reduzem prazos e custos no manuseio e envio de documentos, visando ao melhor resultado para o cliente. Assim, ao término do estágio, o aluno estará capacitado a analisar projetos de MPCCS de subestações; elaborar projetos de fiação de painéis e interligação entre painéis e equipamentos de pátio; analisar e desenvolver projetos de diagramas lógicos e conhecer os protocolos de comunicação para os relés de proteção e controle da Siemens.

Palavras-chave: Proteção de sistemas elétricos, comandos elétricos, relés.

SUMÁRIO

AGRADECIMENTOS	VI
RESUMO	VII
SUMÁRIO	VIII
LISTA DE FIGURAS	X
LISTA DE TABELAS	XI
1. INTRODUÇÃO	1
2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA	2
2.1 ENGENHARIA DE SISTEMAS DE CONTROLE – ESC.....	2
2.2 SUJEITO DO ESTÁGIO	3
3. SISTEMAS DE CONTROLE – EVOLUÇÃO E INFLUÊNCIAS	4
4. TIPOS DE PROTEÇÃO	6
4.1 PROTEÇÃO PRIMÁRIA.....	6
4.2 PROTEÇÃO DE RETAGUARDA.....	6
4.3 PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES.....	7
4.4 PROTEÇÃO DE BARRAMENTO	7
4.5 PROTEÇÃO DE LINHAS	7
4.6 FALHA DISJUNTOR	8
5. PRINCIPAIS FUNÇÕES RELACIONADAS À PROTEÇÃO DOS CIRCUITOS ...	9
6. SELETIVIDADE LÓGICA	10
6.1 TEMPOS DE SELETIVIDADE.....	12
7. DESENVOLVIMENTO DE PROJETOS DE MPCCSR	12
7.1 CÓDIGOS DOS CADERNOS (PADRÃO CHESF)	15
7.2 PROJETO DO DIAGRAMA FUNCIONAL.....	17
7.2.1 DIAGRAMA UNIFILAR.....	17
7.2.2 DIAGRAMA TRIFILAR E ENTRADAS ANALÓGICAS	19
7.2.3 DISTRIBUIÇÃO DE POLARIDADE	21
7.2.4 ENTRADAS E SAÍDAS DIGITAIS	21
7.2.5 COMANDO DO DISJUNTOR E SECCIONADORAS.....	22
7.2.6 RELÉ DE BLOQUEIO.....	22
7.2.7 RELÉS AUXILIARES	23
7.2.8 DISTRIBUIÇÃO DE POTENCIAL.....	23
7.2.9 ESQUEMAS INTERNOS	24
7.2.10 DIAGRAMAS LÓGICOS	24
7.2.11 BORNEAMENTO	25
7.3 PROJETO DO DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO	26
7.4 PROJETO DO DIAGRAMA DE FIAÇÃO	26
7.5 TERMOS TÉCNICOS MAIS USADOS EM PROJETOS DE MPCCSR.....	27

8. EQUIPAMENTOS PARA AUTOMAÇÃO	27
8.1 UTILIZAÇÃO DO PROTOCOLO IEC 61850 PARA AUTOMAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES	29
8.2 IED (DISPOSITIVO ELETRÔNICO INTELIGENTE).....	30
8.3 MENSAGENS GOOSE.....	32
9. CONCLUSÃO.....	34
10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	35

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Atuação do esquema de falha disjuntor.	9
Figura 2 – Implementação de seletividade lógica.	11
Figura 3 – Implementação de seletividade lógica.	11
Figura 4 – Diagrama unifilar geral Sento Sé. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].	18
Figura 5 – Diagrama unifilar do vão J Sento Sé- Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].	18
Figura 6 – Diagrama Trifilar do vão J Sento Sé -Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].	19
Figura 7 – Diagrama Trifilar do vão J Sento Sé –Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].	20
Figura 8 – Entradas analógicas do vão J Sento Sé – Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].	20
Figura 9 – Entradas digitais do vão J Sento Sé– Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].	21
Figura 10 – Saídas digitais do vão J Sento Sé– Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].	22
Figura 11 – Distribuição de potenciais do vão J Sento Sé – Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].	24
Figura 12 – Diagrama Lógico do Vão J Sento Sé – Linha [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].	25
Figura 13 – Diagrama esquemático de um Dispositivo Eletrônico Inteligente.	31
Figura 14 – Exemplos de aplicação com um IED.	31

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Código de acordo com a funcionalidade.	15
Tabela 2 – Código de acordo com o nível de tensão.	15
Tabela 3 – Código de identificação do vão.	15
Tabela 4 – Código do tipo de vão.	16
Tabela 5 – Código dos equipamentos.	16
Tabela 6 – Como nomear um caderno.	16
Tabela 7 – Como nomear um painel.	16
Tabela 8 – Como nomear um cabo.	17

1. INTRODUÇÃO

Visando a atuação num mercado cada vez mais competitivo, as empresas buscam automatizar os processos de geração e transformação de energia. Por automação, entende-se a capacidade de se executar comandos, obter medidas, regular parâmetros e controlar funções automaticamente, sem a intervenção humana, mas também é sinônimo de integração, ou seja, da função mais simples a mais complexa, existem um ou mais sistemas que permitem que um dispositivo seja controlado de modo inteligente, tanto individualmente quanto em conjunto, visando alcançar um maior conforto, informação e segurança. Uma vez que é reduzida a intervenção humana, ocorre no sistema um incremento de segurança, velocidade e praticidade.

Em um sistema de automação elétrica existem vários níveis hierárquicos, entre os quais são distribuídas prioridades de cada sistema a ser monitorado e/ou controlado.

A operação de uma usina ou subestação elétrica se divide em níveis de operação, numerados de zero a três. São eles:

- Nível 0 – Constituído pelos equipamentos de pátios que serão controlados. Envolve os disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores, autotransformadores e todos os equipamentos que compõem uma instalação elétrica de alta potência;
- Nível 1 - Compreende os relés de controle, relés de proteção e unidades de controle necessários para o comando e a supervisão remota dos equipamentos do nível zero. Cada uma destas unidades supervisiona vários equipamentos do nível zero;
- Nível 2 - Constituído por microcomputadores, ligados em rede, abrigados em uma sala central de controle da usina ou da subestação. Estes computadores executam um programa de supervisão, aquisição, comando e controle que se comunica com todos os relés e unidades de controle do nível um, seja diretamente ou através de concentradores de dados e conversores de protocolo de comunicação, os *gateways*;
- Nível 3 - O nível três constitui uma central de supervisão hierarquicamente superior à sala de controle da subestação. Está localizada na sede da ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) ou nos Centros Regionais de Operação (CROL - Leste, CRON - Norte, etc.), que possuem a supervisão de várias usinas e subestações. Através de equipamentos de telecomunicações os dados da subestação são enviados aos Centros Remotos de Operação e Controle fazendo assim com que dados de diversas subestações de uma região possam ser agregados a um único sistema de supervisão e controle.

Cada um dos níveis mais baixos possui, em suas ações de comando, predominância sobre os de numeração mais alta. Isso significa que, caso um operador do nível zero selecione a operação de um determinado equipamento para "LOCAL" ou "MANUTENÇÃO", os demais níveis perdem automaticamente o acesso a ele, recebendo apenas uma indicação desse fato. Além disso, o acesso ao equipamento só será restabelecido quando a seleção do nível zero voltar à opção padrão "REMOTO".

2. CARACTERIZAÇÃO DA EMPRESA

2.1 ENGENHARIA DE SISTEMAS DE CONTROLE – ESC

A ESC – Engenharia de Sistemas de Controle Ltda. foi fundada em Recife em 1999, visando preencher a lacuna existente no mercado local no desenvolvimento de Sistemas de Controle Digital voltados para o setor elétrico, com ênfase em usinas hidrelétricas e subestações de transmissão de alta tensão, com a finalidade de promover serviços de engenharia especializados na área de projeto e automação de usinas e subestações de energia elétrica. Desde a sua fundação, tem como principais clientes a CHESF, a SIEMENS, a Areva, empresas de reconhecida competência no setor de geração, distribuição e de equipamentos.

A ESC, atualmente, trabalha em todas as etapas de implementação de usinas e subestações elétricas (com exceção de equipamentos de campo, como chaves seccionadoras, transformadores, disjuntores e equipamentos que envolvam alta potência), abrangendo o projeto esquemático da instalação física, a parametrização dos relés e unidades de controle, a configuração da rede de comunicação de dados, a implementação da base de dados do sistema de aquisição e controle e a configuração da interface homem-máquina para a operação da usina ou subestação.

A empresa está inserida em um mercado no qual há a busca constante por eficiência, confiabilidade e baixo custo de funcionamento. Há pelo menos duas décadas, o cenário de automação de usinas e subestações vem mudando drasticamente, principalmente devido à mudança de paradigma do uso de *mainframes* com programas proprietários para o uso de servidores em paralelo de baixo custo de manutenção e instalação. A ESC acompanhou essa mudança de mercado e vem adaptando-se constantemente à demanda por serviço de baixo

custo e de grande diversidade de *softwares* e *hardwares* de automação voltados para a área energética.

Seus serviços abrangem todo o projeto e automação de usinas e subestações: projeto da instalação, com diagramas esquemáticos e uni/trifilares, parametrização das unidades de controle e relés, levantamento da base de dados do sistema supervisor e de controle, projeto da rede de aquisição e transmissão de dados e controle, projeto e construção das interfaces de controle e supervisão.

2.2 SUJEITO DO ESTÁGIO

O estágio, cuja duração foi de quatro meses e teve carga horária de 40 horas semanais, pode ser dividido basicamente em duas fases. Na primeira fase, equivalente ao primeiro mês, março de 2012, todo tempo foi dedicado à compreensão do funcionamento de subestações, através do estudo do diagrama funcional que faz parte do projeto de uma subestação. A partir do segundo mês, iniciou-se o acompanhamento dos projetos (SE Sobradinho- Parque Eólico Sento Sé).

Ao se elaborar o projeto é que, de fato, podem-se fixar os conceitos relativos às subestações. Tarefas exercidas na elaboração do projeto:

- Diagramas funcionais;
- Diagramas lógicos;
- Diagramas de Interligação e Lista de cabos;
- Lista de pontos do sistema digital – Nível 1;
- Projeto dos painéis:
 - Lista de material;
 - Lista de etiquetas;
 - Vistas e cortes;
 - Diagrama topográfico de fiação.

3. SISTEMAS DE CONTROLE – EVOLUÇÃO E INFLUÊNCIAS

As subestações que constituem os sistemas de transmissão de energia elétrica são projetadas, sob o aspecto construtivo, possuindo dois setores principais: pátio de manobras, onde se situam os equipamentos de alta tensão, e sala de controle, onde se localizam os sistemas de supervisão, proteção e controle da subestação. A partir da sala de controle se dá o monitoramento local dos estados das chaves e disjuntores, e de equipamentos importantes, tais como transformadores e reatores. Os quadros sinópticos convencionais já permitiam comandar remotamente, desde a sala de controle, por meio de chaves manuais, como os equipamentos do pátio externo. Entretanto, a tecnologia até meados dos anos da década de 1970 baseava-se em dispositivos eletromecânicos, fazendo com que os quadros de comando ocupassem um considerável espaço físico da sala de controle da subestação.

Os avanços da aplicação da eletrônica analógica na área de automação e controle em sistemas produtivos industriais, no início dos anos 80, tornaram clara a possibilidade de seu uso ser estendido ao setor de energia elétrica. Pouco a pouco, as empresas deram seus primeiros passos e começaram a utilizar equipamentos eletrônicos nas salas de controle para aquisição de dados da subestação e envio remoto a Centros de Operação Regional (COR). Dessa forma, foi possível estabelecer o controle de todo um conjunto de subestações de uma região, permitindo a operação de unidades localizadas a grandes distâncias a partir de um mesmo computador central.

A crescente importância dos fatores segurança e confiabilidade irão aumentar o mercado para sistemas de supervisão, controle e aquisição de dados baseados em computadores (SCADA, em inglês), que têm sido integrados a sistemas de controle e administração de sistemas de potência.

O dispositivo eletrônico formado pelo conjunto de unidades de aquisição, tratamento e envio de dados, localizado nas subestações denomina-se genericamente Unidade Terminal Remota (UTR), que representou num dado momento, uma grande revolução dentro de um setor reconhecidamente conservador na aplicação de novas tecnologias. Com a utilização desses dispositivos em larga escala, iniciou-se o processo de automatização das subestações, pois, a aplicação das UTRs permitiu o controle das subestações de forma remota por um sistema de nível central.

Daí o tamanho da importância dessas unidades, pois foi a partir da evolução da capacidade de transmissão de dados, através dos avanços nas telecomunicações e da aplicação

de computadores em escala ampliada, que surgiu o conceito de telecontrole de subestações, possibilitando ampliar o potencial de utilização da tecnologia digital como uma realidade em ambientes de subestação.

Somente a partir dos anos 90, com o avanço da eletrônica, foi cogitada a troca gradativa dos relés de primeira geração, baseados em tecnologia analógica, pelos relés de segunda geração, baseados em tecnologia digital.

A experiência com equipamentos de primeira geração foi de certa forma traumática para as empresas que se lançaram à frente na sua utilização, pois além de requererem ambientes com temperatura controlada, foram muitos os casos de “queima” de relés, e pior do que isso, de disparos indesejados desse tipo de proteção (*trips*, bloqueios e intertravamentos).

Já com os de segunda geração, a implementação foi bem sucedida, representando uma mudança de paradigma na área, fazendo com que todas as empresas estejam realizando a migração de sua plataforma antiga formada por antigos relés eletromecânicos para a nova geração de relés digitais.

No final dos anos 90, com a tecnologia eletrônica digital consolidada, surgiram as primeiras propostas de sistemas integrados de proteção e controle baseados nas seguintes condições:

- Predominância da eletrônica digital;
- Utilização de relés com base em microprocessadores e memórias, integrando funções de proteção e controle;
- Surgimento do conceito de IED (Dispositivo Eletrônico Inteligente), equipamento para execução de lógicas e automatismos, tais como transferência de proteções e esquemas de falha de disjuntor e *trips*, utilizando tecnologia de redes de computadores para comunicação por fibra óptica entre terminais e relés de uma mesma subestação.

Dentre as principais vantagens da nova geração, destacam-se a maior precisão nas medidas, maior rapidez de operação, maior confiabilidade e capacidade de comunicação e um maior número de funções de proteção integradas.

4. TIPOS DE PROTEÇÃO

As proteções deverão ser dimensionadas para suportar sobretensões, sobrecorrentes, sobretensões, vibrações e outras condições adversas. Deverão ser capazes de eliminar qualquer tipo de defeito, com alta confiabilidade, velocidade e estabilidade, desligando diretamente e com seletividade o(s) disjuntor(es) necessário(s) ao isolamento do equipamento sob defeito.

4.1 PROTEÇÃO PRIMÁRIA

É a primeira linha de defesa contra curto-circuito. Na maioria dos casos, os relés primários operam dentro de alguns ciclos para iniciar a atuação do disjuntor e resultam em tempos de atuação da ordem de três a sete ciclos em 60 Hz (relé+disjuntor).

A fim de cobrir todos os equipamentos de um sistema com relés seletivos (somente o equipamento defeituoso é removido) de alta velocidade, tira-se vantagens dos outros relés. Trata-se de relés que distinguem a direção da corrente, medem a distância do local do relé até o ponto de falta, ou operam seguindo o princípio diferencial. Cada seção de linha, barra, transformador e gerador de um sistema são protegidos por proteção primária em suas respectivas zonas de atuação.

4.2 PROTEÇÃO DE RETAGUARDA

A proteção de retaguarda, como o próprio nome indica, é instalada para proteger o sistema no caso de falha da proteção primária. Essa proteção atua também no caso de falha do disjuntor para eliminar os curto-circuitos detectados pela proteção primária. Esta definição subtende que a proteção de retaguarda tem que ser alimentada por transformadores de corrente (TCs) e transformadores de potencial (TPs) e tensão contínua de controle, independente da usada para proteção primária e, além disso, a proteção de retaguarda tem que disparar disjuntores diferentes daqueles disparados pela proteção primária.

4.3 PROTEÇÃO DE TRANSFORMADORES

Os transformadores estão sujeitos às faltas fase-fase, mas muito mais frequentemente eles sofrem faltas de fase a terra, espira a espira, ou do enrolamento de alta tensão para o enrolamento de baixa tensão. Faltas nos transformadores são geralmente de dois tipos: os de ocorrência repentina e os de ocorrência lenta.

A proteção dos componentes de um sistema elétrico é uma questão de economia e de considerações quanto à confiabilidade a ser conferida ao sistema. Uma proteção maior irá exigir um investimento maior e maior manutenção, e um exagero de proteção pode conduzir a um excesso de desligamentos indevidos. Sobretensões e disparos indevidos excessivos não são bons para o elemento protegido, pois diminuem a confiabilidade do sistema e a continuidade dos serviços.

Em esquemas de proteção de transformadores podem ser aplicados os seguintes tipos de proteções: análise do gás, proteção diferencial do transformador, proteção diferencial de terra, relé de sobrecorrente instantâneos e de tempo inverso, proteção de sobrecarga e relé de pressão.

4.4 PROTEÇÃO DE BARRAMENTO

A proteção de barramento segue as regras gerais de proteções de equipamento, instalando-se geralmente tanto a proteção primária como a de retaguarda. O cuidado com que a proteção é escolhida dependerá da importância do barramento para o sistema.

4.5 PROTEÇÃO DE LINHAS

Na proteção das linhas de transmissão (LTs) pode-se utilizar alguns tipos de relés que são de fundamental importância para o sistema de proteção, pois são nas linhas de

transmissões que tem uma maior probabilidade de ocorrer as faltas, devido a sua longa extensão com grande possibilidade de ocorrer descargas atmosféricas sobre elas.

Nas LTs utilizam-se relés de distância, pois como o nome da proteção já diz, este mede a distância entre o local do relé e o ponto de falta na linha, facilitando assim uma possível manutenção. Em complementação a esta proteção, é usualmente utilizado um esquema chamado de teleproteção, cuja função é coordenar a abertura dos dois disjuntores das extremidades da linha, isolando a falta. Outro relé utilizado em uma linha é o relé de sobrecorrente instantâneo e temporizado.

4.6 FALHA DISJUNTOR

Esta função de proteção tem a finalidade de minimizar os danos ao sistema e demais equipamentos durante uma falta em que ocorra a falha de abertura do disjuntor que recebeu o comando de *trip* da proteção.

O sistema de proteção falha disjuntor (ANSI 50BF) tem como finalidade comandar, para a eliminação da falha, a abertura e o bloqueio do fechamento do número mínimo de disjuntores adjacentes ao disjuntor defeituoso, e comandar, se necessário, a transferência de disparo para o(s) disjuntor(es) remoto(s), podendo ser sensibilizado, após o sinal de *trip* recebido pelo relé, por meio da presença de corrente ou através de um determinado tempo sem a abertura do disjuntor.

Em função da utilização das mensagens GOOSE foi possível aprimorar a lógica que passa a atuar conforme a configuração do sistema, ou seja, caso a seccionadora de interligação de barras esteja fechada, a ordem de *trip* irá para dois transformadores, por exemplo. Caso o disjuntor do secundário de um dos transformadores já esteja aberto, nada será modificado.

A redundância na comunicação entre os IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) é muito importante para o esquema de falha de disjuntor, pois aumenta consideravelmente a confiabilidade do esquema no caso de falha de uma das conexões.

De acordo com a Figura 1, a função falha do disjuntor (50BF) tem como finalidade liberar o sinal de bloqueio recebido pelo relé R2, através de sua entrada de seletividade lógica, caso a corrente de defeito não seja eliminada pelo disjuntor relacionado a R1 (Disj. A), dentro do tempo previsto para sua atuação. Então, o relé R1 envia sinal de *trip* para o Disj. B e Disj. D, eliminando a falta. A atuação do relé R2 e a conseqüente abertura do respectivo disjuntor ocorrem após o sinal de bloqueio ter sido removido e após ter decorrido um determinado

tempo. No caso de uma falta no Disj. B, o relé R2 irá enviar sinal de *trip* e bloqueio para os disjuntores C, D e A.

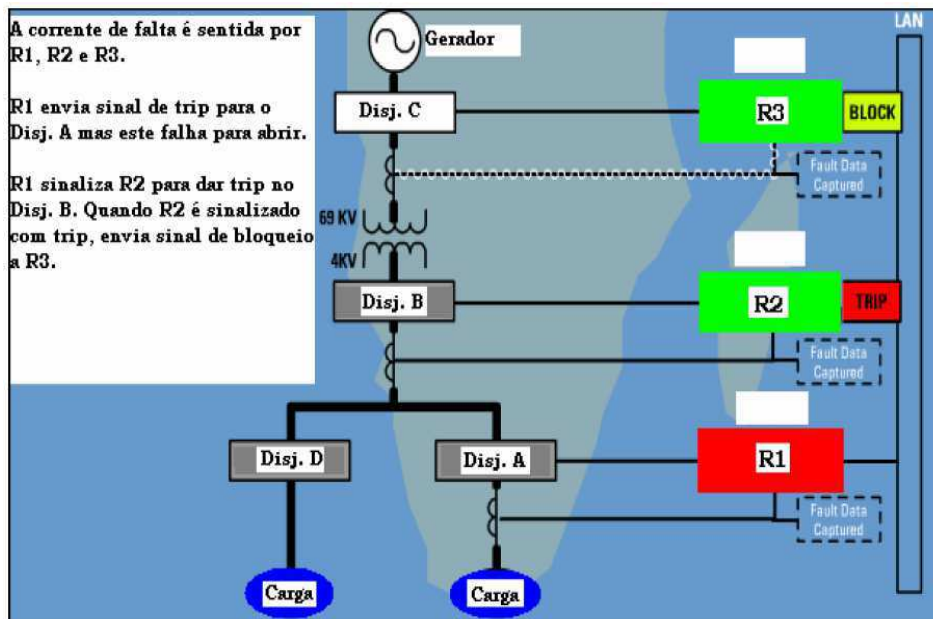


Figura 1 – Atuação do esquema de falha disjuntor.

5. PRINCIPAIS FUNÇÕES RELACIONADAS À PROTEÇÃO DOS CIRCUITOS

Os relés de proteção têm um papel fundamental na proteção de sistemas elétricos de potência, pois eles conseguem distinguir logicamente a diferença de uma corrente de curto-circuito para uma corrente de carga, e em alguns casos distinguir diferentes locais de falta. Os três indicadores que dão as informações necessárias que permitem distinguir entre correntes de carga e de curto-circuito são: tensão, corrente e o ângulo entre a corrente e a tensão.

As correntes de curto-circuito são geralmente maiores que as correntes de carga, e o ângulo de atraso da corrente em relação à tensão são maiores para correntes de curto-circuito do que para correntes de carga. Por essas razões, os relés de proteção contra faltas usam a tensão e a corrente como grandezas características de entrada. Uma vez que as correntes de falta estão sempre atrasadas, o ângulo entre a tensão e a corrente, além de indicar o tipo de corrente, mostra a direção da corrente de falta.

Outra relação é a razão entre a tensão e a corrente que determina a distância entre o local da falta e o relé. Quanto à localização do relé, faltas próximas provocam correntes

grandes, baixa tensão, e enquanto defeitos mais distantes provocam correntes menores e tensões não tão baixas.

Em um sistema de proteção há inúmeros tipos de relés com funções específicas para cada tipo de aplicação, dentre eles é importante citar: relé de sobrecorrente temporizado (ANSI 51) e instantâneo (ANSI 50), relé de sobrecorrente direcional (ANSI 67), relé de distância (ANSI 21), relé diferencial (ANSI 87), relé de subtensão (ANSI 27) e o relé de sobtensão (ANSI 59).

A proteção desempenha uma função importante em um sistema confiável, e deve ser devidamente considerada ao planejar o sistema. Os disjuntores e relés associados devem atuar para proteger o sistema dos efeitos dos curto-circuitos nos equipamentos e com o objetivo de minimizar os danos nos equipamentos com falta.

6. SELETIVIDADE LÓGICA

Seu propósito é de que todos os relés em cascata possam ter suas unidades de proteção de sobrecorrente instantâneas habilitadas, sem que isso signifique perda de seletividade na atuação e eliminação da falta em um determinado circuito. O resultado é a diminuição do tempo de coordenação entre os relés e do tempo de eliminação da falta.

Observando as Figuras 2 e 3, tem-se noção de como a seletividade lógica é implementada. Um relé instalado a jusante no circuito (R1, por exemplo) informa através de um contato discreto conectado aos relés a montante (R2 e R3, por exemplo), que ele (R1) está sendo sensibilizado por uma corrente de falta suficiente para levar à atuação qualquer uma de suas unidades instantâneas de fase ou de terra. Os relés a montante (R2 e R3) recebem o sinal de bloqueio, o qual evita que eles enviem sinal de *trip* para seus respectivos disjuntores. Com isso, a porção íntegra do circuito mantém-se alimentada. A ativação das entradas de seletividade lógica dos relés a montante poderá comandar o bloqueio das funções de *trip* dos relés ou fará com que eles comutem seus ajustes para um segundo conjunto pré-determinado.

Deve ser utilizado um relé auxiliar multiplicador de contatos, sempre que o contato de saída de seletividade lógica de um determinado relé deva ser conectado a mais do que um relé a montante. Da mesma forma, deve ser utilizado um relé auxiliar concentrador de contatos, sempre que contatos de saída de seletividade lógica provenientes de mais de um relé devam ser conectados a um mesmo relé a montante. Tais relés auxiliares, multiplicador e

concentrador de contatos, devem possuir atuação rápida (em um tempo inferior a 5 ms) e elevada confiabilidade.

O contato de saída de seletividade lógica de um determinado relé fechará quando qualquer uma de suas funções instantâneas for sensibilizada por uma corrente maior que o seu valor de *pick-up*. O fechamento do contato de saída de seletividade lógica do relé deverá ocorrer mesmo quando a entrada de seletividade lógica do mesmo tiver sido ativada pelo relé a jusante. As funções temporizadas dos relés continuarão a atuar livremente como retaguarda da proteção do relé a jusante.

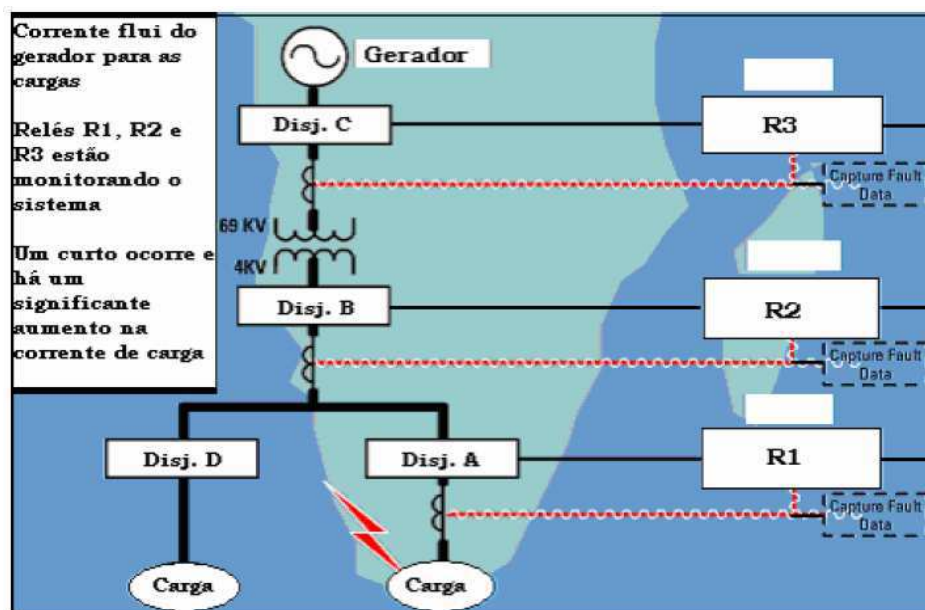


Figura 2 – Implementação de seletividade lógica.

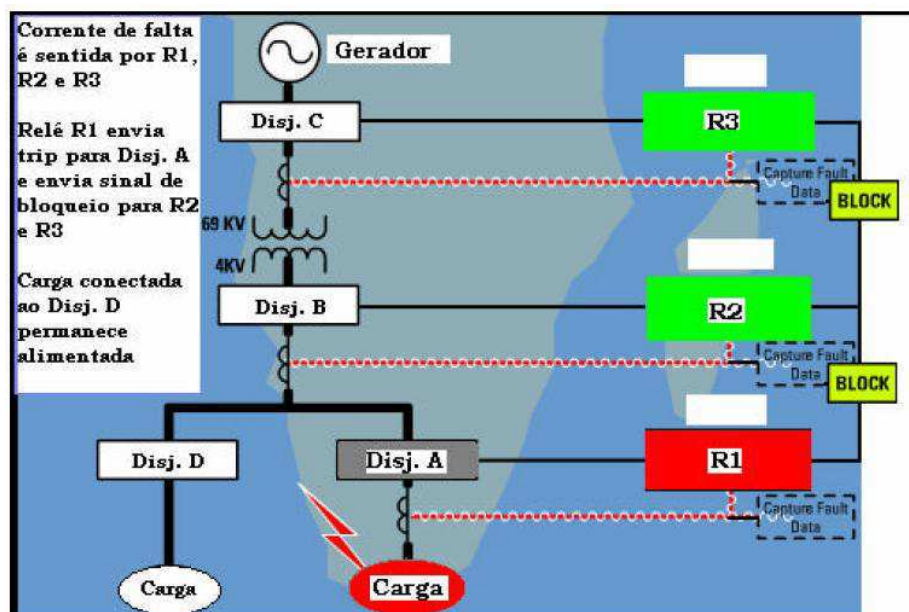


Figura 3 – Implementação de seletividade lógica.

6.1 TEMPOS DE SELETIVIDADE

Funções temporizadas em série devem ser coordenadas mantendo-se um intervalo de 300 a 400 ms entre curvas. As funções instantâneas devem ser habilitadas conforme o esquema de seletividade lógica descrito acima. Neste caso, o tempo que as funções instantâneas dos relés levam para atuar deve ser suficiente apenas para cobrir o tempo de fechamento do contato da saída somado ao tempo de reconhecimento da entrada digital de seletividade lógica, adicionado a uma margem de segurança de 15 ms. Caso sejam utilizados relés auxiliares multiplicadores ou concentradores, o tempo de atuação dos mesmos deverá ser também considerado.

7. DESENVOLVIMENTO DE PROJETOS DE MPCCSR

Para que um projeto de MPCCSR possa ser construído, o primeiro passo é identificar o processo das condições inerentes ao sistema como cargas, curto-circuitos e regulação de tensão, dentre outros.

Então, passa a ser essencial identificar as funções necessárias aos elementos do sistema, isto é, o que precisa ser protegido. Surgem diversas dúvidas e questionamentos como que tipo de proteção usar e se ela precisa ser redundante ou não.

Para que possam ser definidos os dispositivos necessários para executar as funções desejadas, as características mecânicas e elétricas desses dispositivos devem ser identificadas e então se deve iniciar a construção do projeto funcional, fiação e interligação, respectivamente.

No projeto funcional estão presentes todas as lógicas do sistema que está sendo controlado. Também é apresentada a forma com que os sinais são tratados, desde sua aquisição até a distribuição para o local de atuação. A proteção e o controle do processo deve se comportar da forma como estão no projeto funcional a partir dos sinais recebidos dos equipamentos de pátio, como disjuntores, seccionadoras e transformadores, que são os principais equipamentos presentes nas subestações.

A instalação dos equipamentos de proteção e controle é feita em painéis que são confeccionados a partir de um projeto de fiação. Neste projeto se encontra o desenho do painel, a maneira como ele deve ser construído, a lista de material com os equipamentos utilizados no projeto, como os relés de proteção e controle, disjuntores, relés auxiliares, régua de borne, entre outros.

Existe um *layout* que informa o local de cada equipamento e como ele deve receber os fios, ou seja, a forma correta de executar a ligação entre os equipamentos para que a lógica da funcionalidade seja atendida.

Após a confecção do projeto de fiação, deve-se interligar o painel com os equipamentos de pátio e com outros painéis para que possa haver a integração entre todos os equipamentos e a aquisição dos sinais necessários. No projeto de interligação existe uma lista de cabos e os locais para onde estes cabos deverão ser lançados e conectados.

Para iniciar o projeto executivo de MPCCSR é necessário obter diversas informações e documentação técnica, tais como:

- Esquemas internos e diagramas de fiação de todos os equipamentos de pátio;
- Catálogos técnicos detalhados das unidades de proteção e controle;
- Catálogos técnicos dos relés auxiliares e todos os componentes a serem aplicados na subestação;
- Projeto Básico da subestação;
- Projeto executivo padrão.

A partir das informações adquiridas, inicia-se a elaboração dos três diagramas que compõem o projeto executivo de MPCCSR, sendo eles o diagrama funcional, o de fiação e o de interligação, tendo previamente previsto a lista de pontos (alarmes e sinalizações que estarão inseridas nos painéis).

Nesta fase, tomando-se por base os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e das definições de projeto, elabora-se a lista de pontos de Nível 1. Esta relação contém todos os alarmes a serem monitorados pela unidade de controle e de proteção necessários ao controle e supervisão das subestações.

No caderno do diagrama funcional, são mostrados todos os equipamentos e suas ligações e toda a lógica necessária para o funcionamento da subestação. Porém, são mostradas nesse diagrama apenas as ligações por funcionalidade, ou seja, ele não expressa exatamente como os componentes estão interconectados na prática. A seguir, desenha-se o diagrama de fiação que contém todas as ligações internas ao painel e inclui também a lista dos materiais

que serão usados. Por fim, elabora-se o diagrama de interligação, que contém todas as ligações entre o painel e os equipamentos de pátio ou entre painéis de diferentes vãos.

Para realizar esse tipo de trabalho, a organização e a padronização são fundamentais, já que é necessária muita eficiência para se cumprir os prazos e fornecer um trabalho de qualidade. Assim, os cadernos foram padronizados por setor de tal maneira que se em uma dada folha que contivesse uma dada função, nessa mesma página do diagrama dos 30 outros vãos, deveria haver também a mesma função. Por exemplo, na folha “N” há o circuito de fechamento do disjuntor, então em todos os outros vãos que apresentem disjuntor, a folha “N” diz respeito à mesma função, mas com as modificações de acordo com o seu tipo de vão. E se um dos vãos não tiver essa dada função, essa folha não existirá, de modo que houvesse uma grande semelhança nos índices dos diagramas funcionais de todos os vãos.

Essa padronização é muito importante, pois havia folha que era comum a todos os vãos, bastando fazer apenas algumas modificações. Essas folhas comuns e alguns desenhos padrões são feitos logo para um vão, e quando o projetista de outro vão for precisar, basta imprimir aquela folha e alterar para seu vão. Há também vãos muito semelhantes a outros, então, o que é válido para um também serve para o outro.

É importante frisar que o estabelecimento de uma metodologia leva um determinado tempo para que se definam as arrumações, desenhos, relés, etc. À medida que o projeto ia se desenvolvendo, melhorias eram propostas, e as metodologias eram modificadas. Claro que isso não pode ocorrer com muita frequência, já que mudanças interferem no andamento do projeto. São muito relevantes também a organização e a interação entre os projetistas, visto que os vãos estão altamente interconectados e são dependentes um do outro.

Os projetistas executam o projeto com caneta e papel, e após desenhá-los à mão, os desenhos são passados para os desenhistas, que os desenhavam usando o software AUTOCAD e *Engineering Base*. Eram necessárias pelo menos três canetas para projetar: uma de tinta vermelha, outra verde e outra amarela (um marcador de texto). Para fazer os desenhos, imprimem-se algumas folhas de projetos anteriores para servir como modelo e evitar muitos desenhos manuais ou se desenha em folha em branco. Usa-se a caneta vermelha para acrescentar novas ligações e verde para removê-las. Ou seja, tudo o que for acrescentado é desenhado de vermelho e tudo que será retirado ou se encontra errado no projeto é marcado de verde.

Depois que os projetistas recebem os desenhos feitos no computador, eles são comparados com o original para saber se houve erros na digitalização. O desenho original é então “amarelado” (riscado com o marca texto) significando que as ligações já foram

verificadas. Quando há diferenças, altera-se o novo desenho com as canetas verde ou vermelha e a folha é devolvida para o desenhista atualizar a versão digital. Esse procedimento é repetido quantas vezes forem necessárias, ou seja, até que a folha digitalizada se encontre totalmente correta.

7.1 CÓDIGOS DOS CADERNOS (PADRÃO CHESF)

Esses cadernos apresentam códigos de acordo com a função que exercerão, conforme tabelas abaixo:

Tabela 1 – Código de acordo com a funcionalidade.

Código	Função
04	Funcional
30	Fiação painel principal
31	Fiação painel alternado
02	Interligação
40	Lógica

Tabela 2 – Código de acordo com o nível de tensão.

Código	Nível de Tensão
1	13,8 kV
2	69 kV
3	138 kV
4	230 kV
5	500 kV
6	750 kV
7	Abaixo de 1 kV

Tabela 3 – Código de identificação do vão.

Código	Nome do vão
A	Vão A
B	Vão B
...	...

Z	Vão Z
---	-------

Tabela 4 – Código do tipo de vão.

Código	Tipo de Vão
1	Vão de Linha com Reator
2	Vão de Linha sem Reator
3	Vão de Trafo (Transformador)
4	Vão de Reator, TT
5	Vão de Compensador Síncrono
6	Vão de Banco de Capacitores
7	Vão de Transferência, Acoplamento ou Disjuntor Central
8	Vão de Barras
9	Serviço Auxiliar CA/CC
10	Miscelâneas (registradores, mais de um tipo de vão, etc.)

Tabela 5 – Código dos equipamentos.

Código	Equipamentos
1	TP
2	TC
3	Disjuntor
4	Transformador
5	Seccionadora
6	Interligação entre painéis
7	Outros
8	Serviços Auxiliares de Corrente Alternada
9	Serviços Auxiliares de Corrente Contínua

Tabela 6 – Como nomear um caderno.

Nome dado ao caderno			
Subestação	Nível de tensão	Identificação do vão	Função do caderno

Tabela 7 – Como nomear um painel.

Identificação dos módulos nos painéis

Nível de tensão	UA	Tipo de vão	Identificação do vão	Derivação	Nº sequencial
-----------------	----	-------------	----------------------	-----------	---------------

Tabela 8 – Como nomear um cabo.

Identificação dos cabos			
Nível de tensão	Identificação do vão	Equipamentos	Nº de ordem do cabo

7.2 PROJETO DO DIAGRAMA FUNCIONAL

É responsável pela representação da funcionalidade do projeto, sendo composto por diagramas unifilar e trifilar da subestação para qual esse projeto está sendo elaborado e dos seus respectivos equipamentos de pátio, sendo os mais utilizados disjuntores, seccionadoras e transformadores que funcionam com o objetivo de promover a proteção de todo o sistema elétrico, esses equipamentos estarão interligados entre si e entre painéis que serão projetos em conformidade com a funcionalidade do projeto estando também presente todas as lógicas do sistema que está sendo controlado.

Também estão presentes as formas de comunicação com que os sinais são tratados desde sua aquisição até a distribuição para o local de atuação, fazendo com que eles executem algum tipo de função. Além dessas funcionalidades é possível encontrar diagramas de potencial e diagramas lógicos.

O projeto consiste em desenvolver as páginas contendo as seguintes funções:

7.2.1 DIAGRAMA UNIFILAR

Nesta folha são mostrados os vãos de entrada de linha. Este vão que se encontra rachurado na Figura 4, significando que o diagrama funcional trata daquele vão específico.

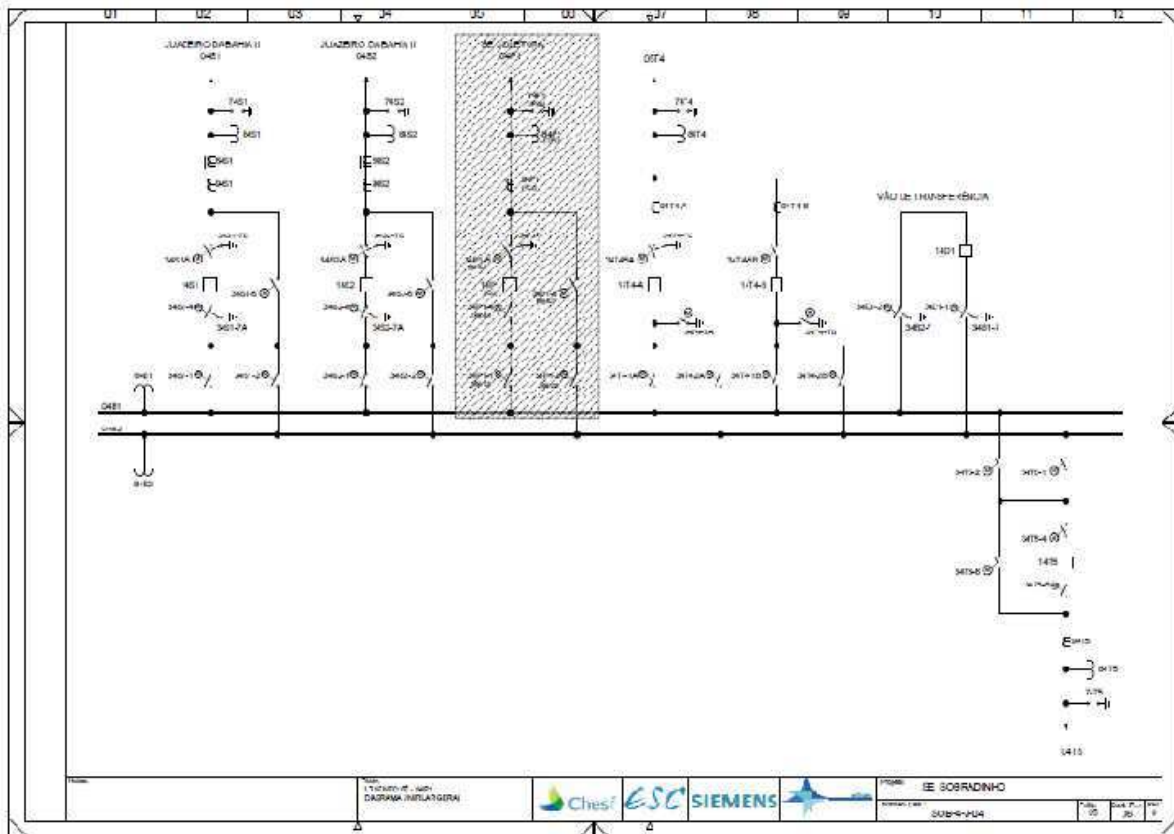


Figura 4 – Diagrama unifilar geral Sentó Sé. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].

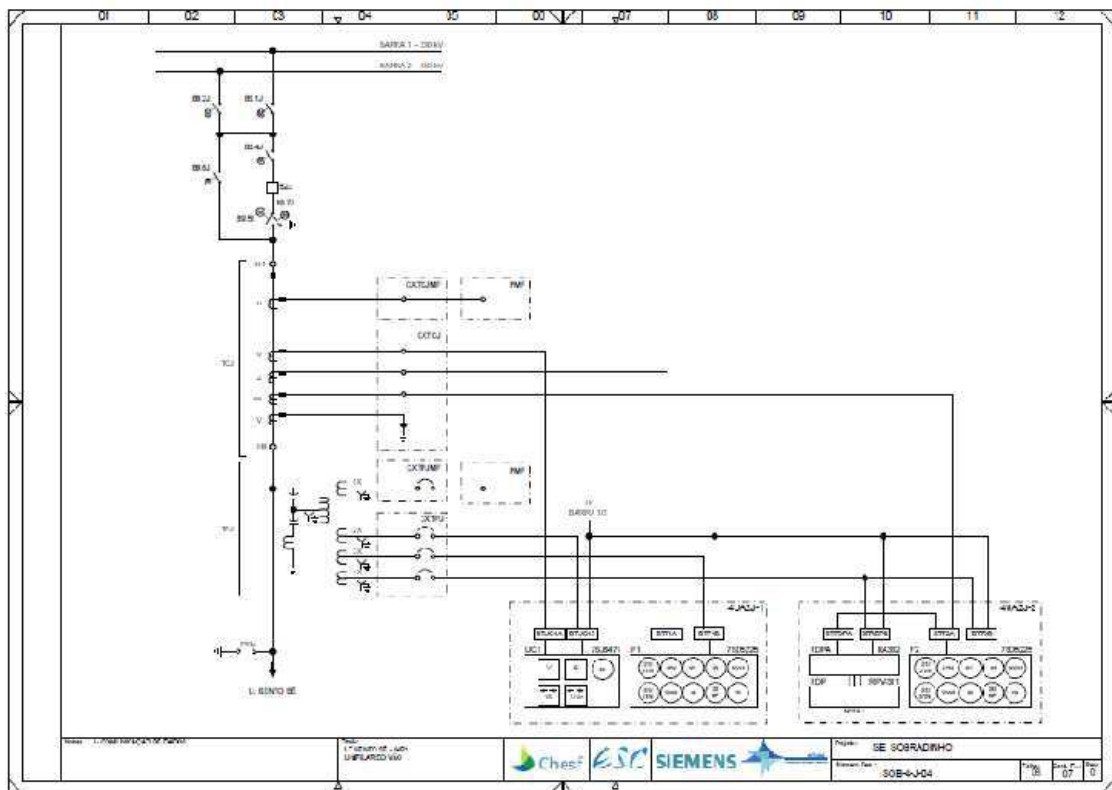


Figura 5 – Diagrama unifilar do vão J Sentó Sé- Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].

7.2.2 DIAGRAMA TRIFILAR E ENTRADAS ANALÓGICAS

Nas Figuras 6 e 7 são mostrados como os TCs e TPs são ligados nas três fases às entradas das unidades analógicas. Essas entradas capturam os sinais de corrente e tensão e levam para o relé, sendo assim, responsáveis pela aquisição de dados. Há mais detalhes que no diagrama unifilar, já que são mostrados os bornes de régua no painel, onde há a ligação do sinal oriundo do equipamento de pátio com o componente que está dentro do painel.

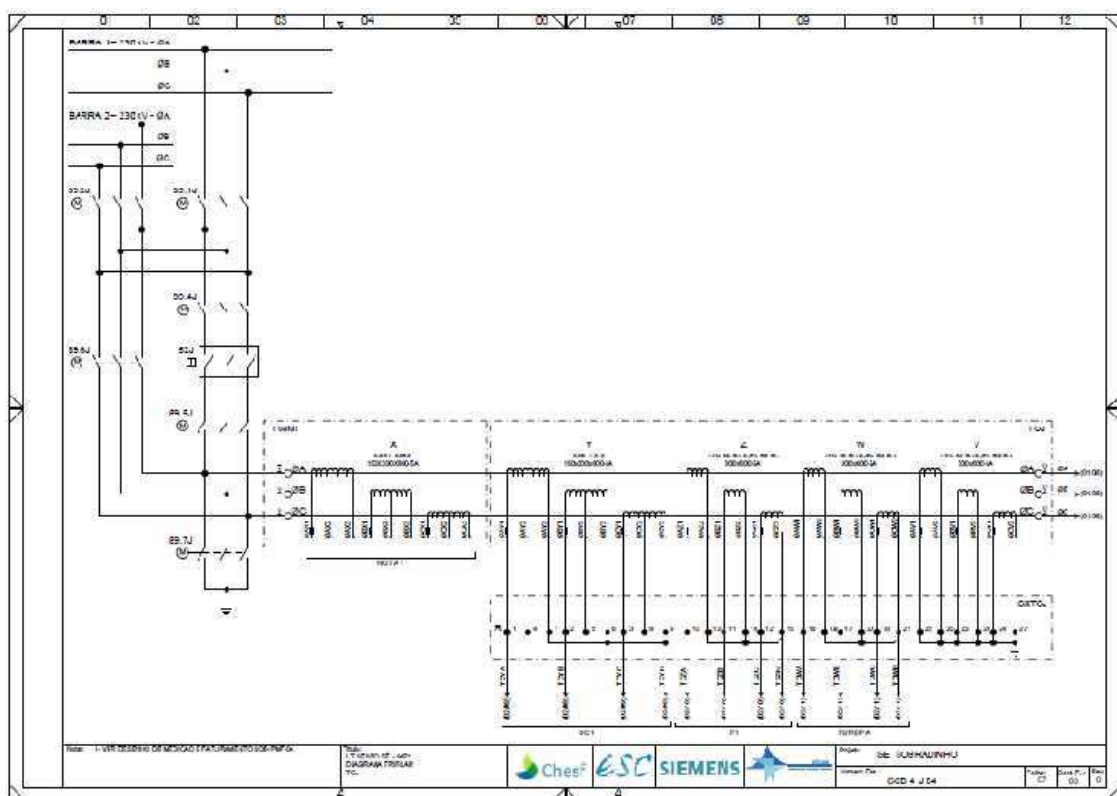


Figura 6 – Diagrama Trifilar do vão J Sento Sé -Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].

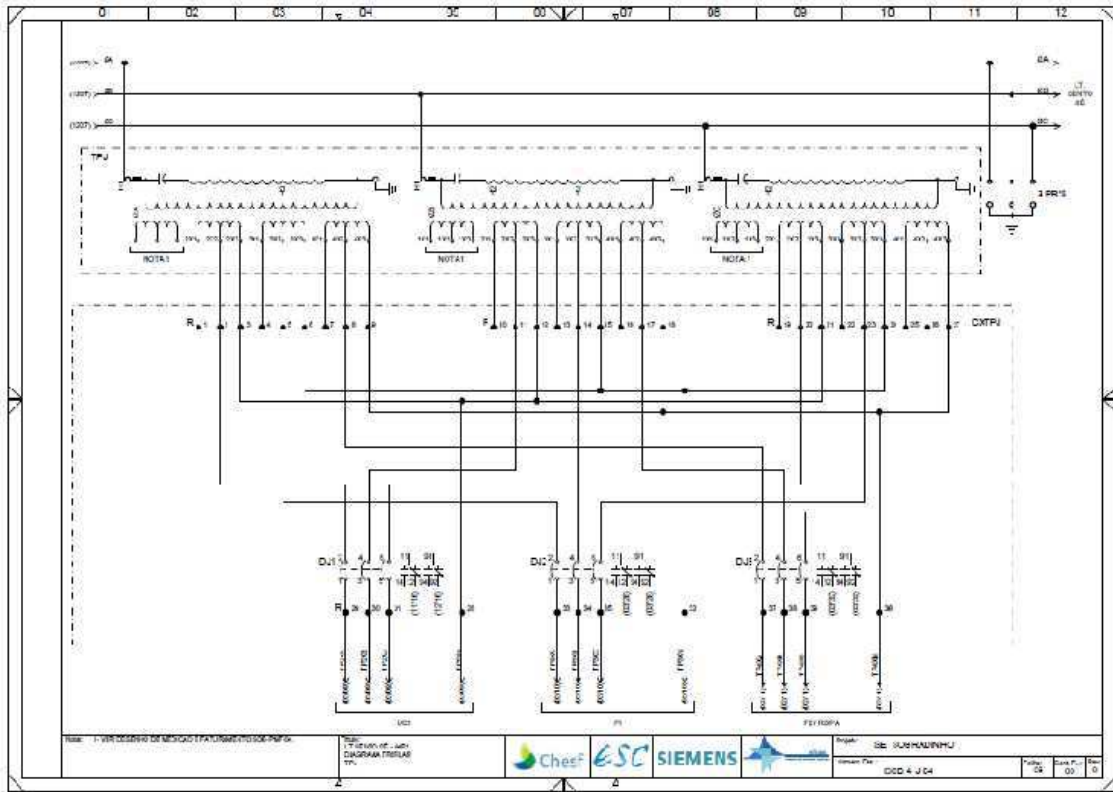


Figura 7 – Diagrama Trifilar do vão J Sento Sé –Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].

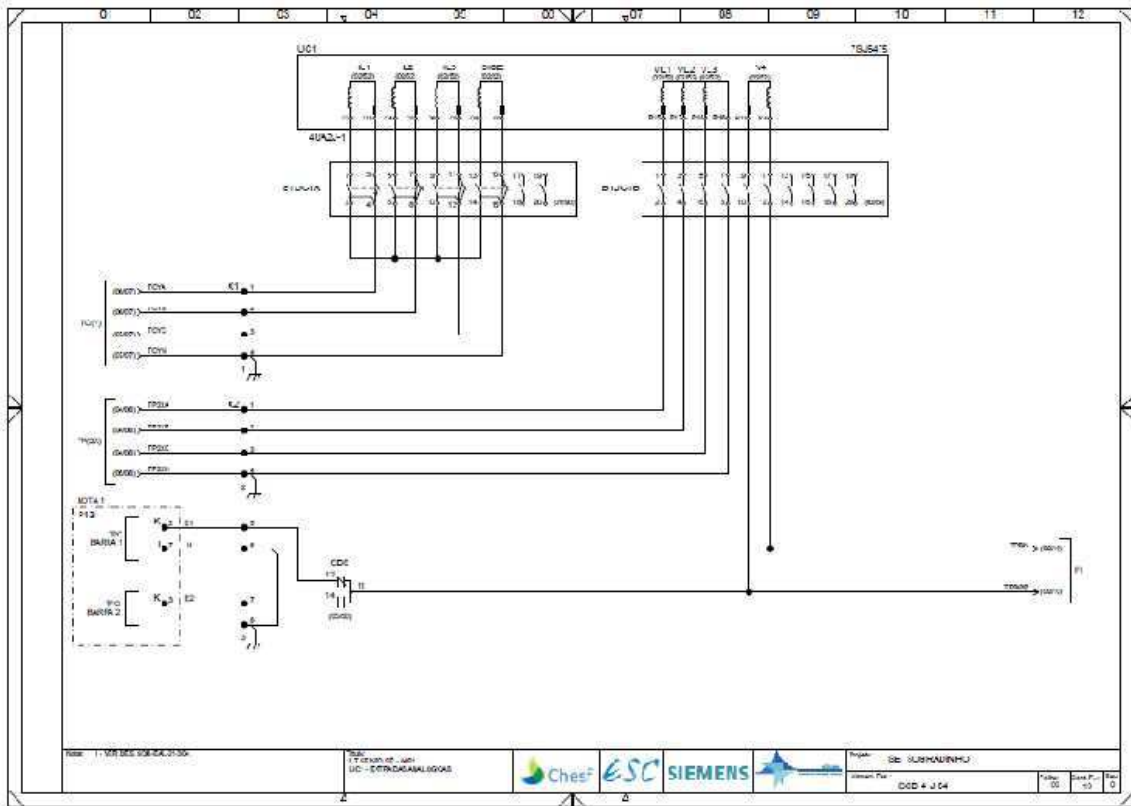


Figura 8 – Entradas analógicas do vão J Sento Sé – Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].

7.2.3 DISTRIBUIÇÃO DE POLARIDADE

Esta parte é então elaborada para definir de onde vêm as tensões que alimentam os circuitos de certas funções. Essas tensões são supervisionadas por relés auxiliares, que indicam se há uma falta de tensão no barramento CC.

7.2.4 ENTRADAS E SAÍDAS DIGITAIS

As entradas digitais são conectadas a outros elementos de forma a se ter os alarmes definidos na lista de pontos. Para ligar os alarmes dos disjuntores e seccionadoras, analisa-se o seu esquema interno, onde estão os contatos que representam os alarmes desejados.

As saídas digitais são usadas para enviar informação para outros circuitos podendo ser do mesmo vão, ou de vãos diferentes.

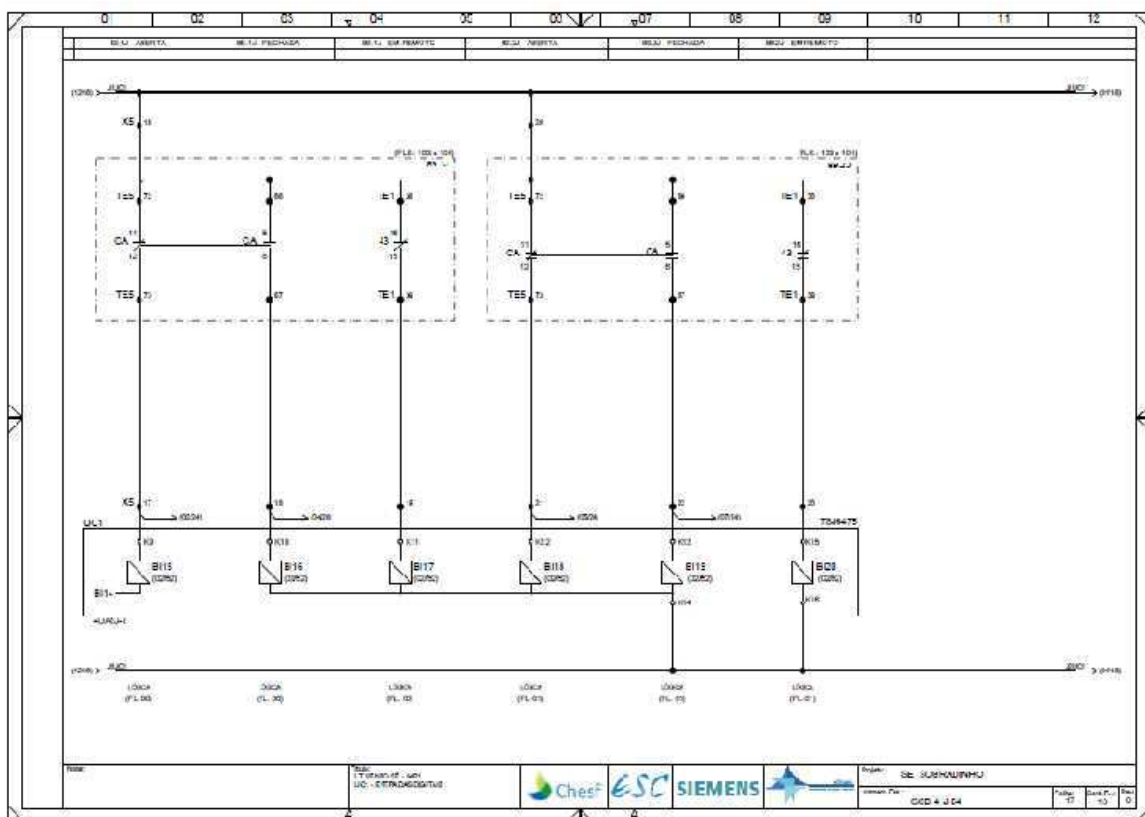


Figura 9 – Entradas digitais do vão J Sento Sé– Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].

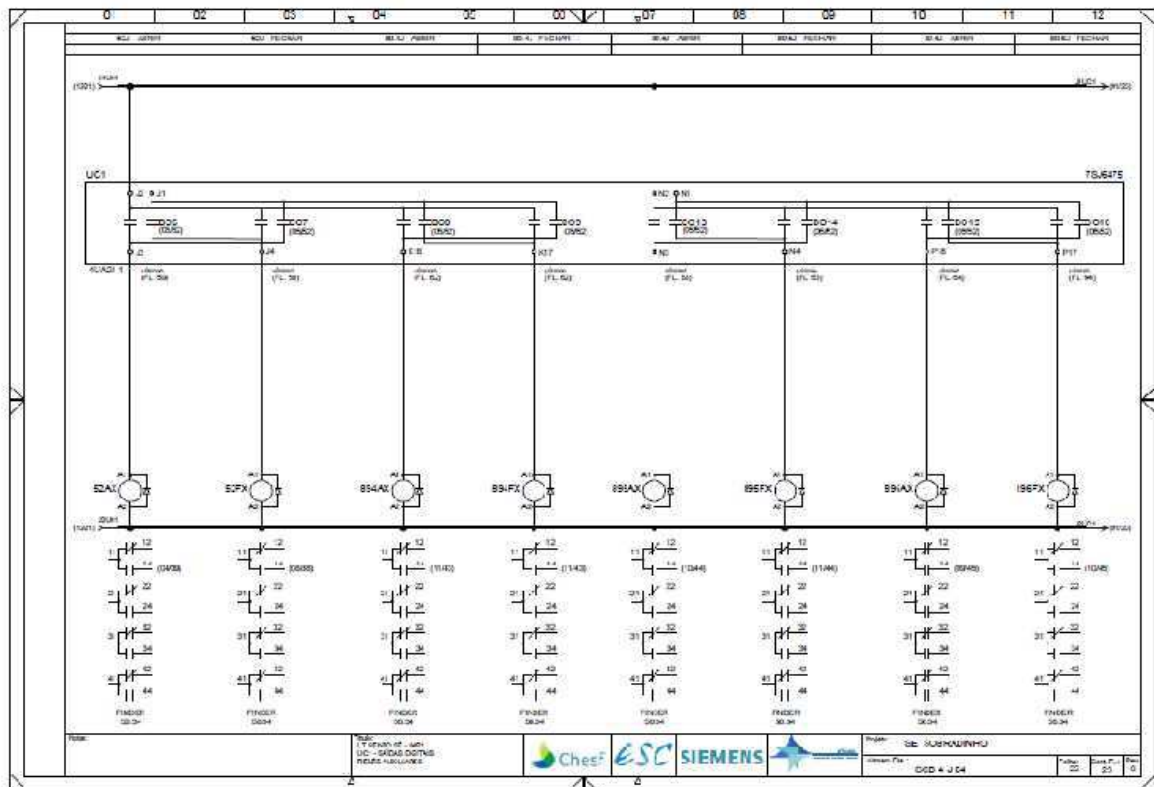


Figura 10 – Saídas digitais do vão J Sento Sé- Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].

7.2.5 COMANDO DO DISJUNTOR E SECCIONADORAS

Os esquemas internos também são verificados a fim de saber que contatos dos equipamentos são empregados para se enviar os comandos.

7.2.6 RELÉ DE BLOQUEIO

O relé de bloqueio é acionado pela Unidade de Proteção (UP), quando houver alguma falha detectada pela UP, e rearmado pela Unidade de Controle (UC), na eliminação da falha. É conectado ao circuito do disjuntor, para que ele não feche em caso de alguma falha na linha ou no próprio disjuntor.

7.2.7 RELÉS AUXILIARES

São usados relés eletromecânicos para auxiliar em algumas funções, tais como enviar comandos para algum equipamento no pátio, para evitar conectar a saída da unidade de controle em um equipamento fora do painel ou para multiplicar contatos. Eles podem ser acionados tanto por uma saída digital da unidade de controle quanto da unidade de proteção.

7.2.8 DISTRIBUIÇÃO DE POTENCIAL

As ligações no diagrama funcional não são, necessariamente, as mesmas ligações físicas no painel ou fora do painel, que levam em consideração a menor distância entre os dispositivos. Assim, após representar na fiação e na interligação, todas as ligações que estão no mesmo potencial, realiza-se um esquema no diagrama funcional de como percorre todo o potencial.

Pela Figura 11 é possível perceber a redundância de alimentação do painel, (painel alimentado por dois circuitos CC) sendo essa redundância feita em todos os painéis da SE. Se qualquer circuito CC, por algum motivo não mais alimentar o painel, tem-se outro circuito para não permitir a desenergização, já que os circuitos de comando e controle não podem em nenhum momento ficar sem alimentação.

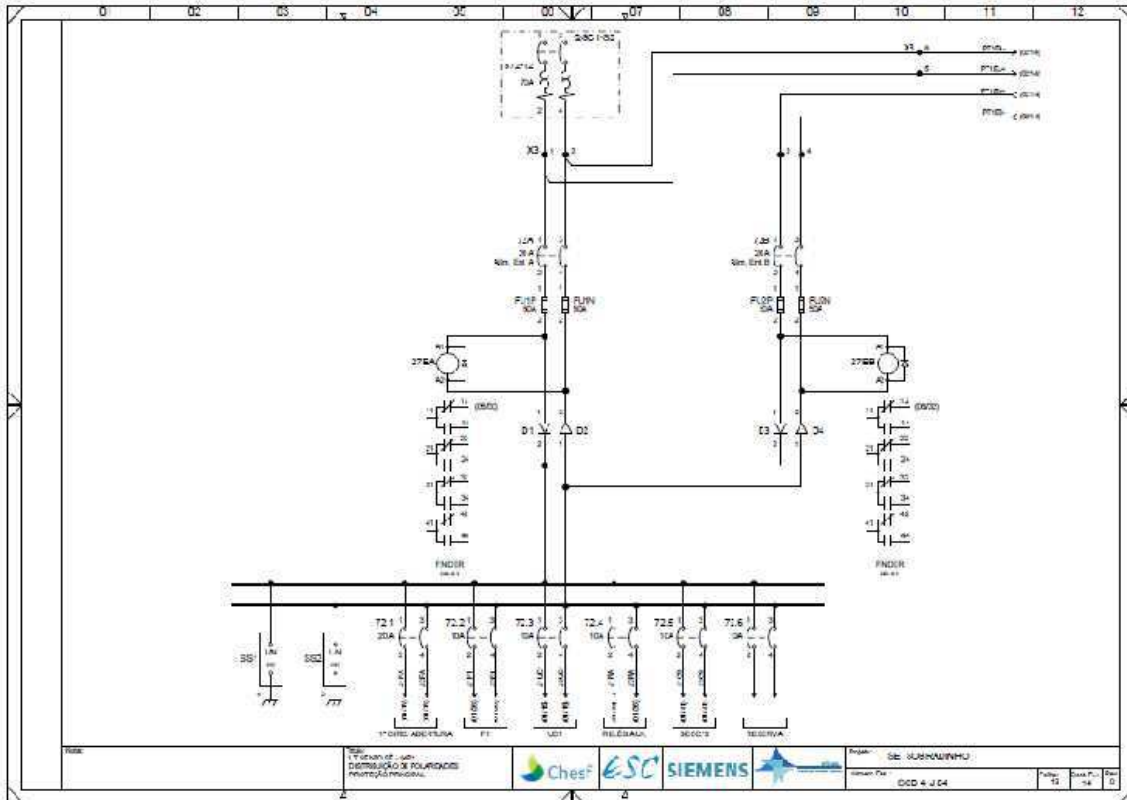


Figura 11 – Distribuição de potenciais do vão J Sento Sé – Linha. [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].

7.2.9 ESQUEMAS INTERNOS

As ligações internas dos disjuntores e seccionadoras, e em alguns casos, do transformador também, são acrescentadas para referência, e os esquemas com os conectores externos das unidades digitais são colocados para indicar onde aparecem os seus contatos no diagrama funcional.

7.2.10 DIAGRAMAS LÓGICOS

São circuitos digitais que representam como os comandos são executados internamente aos equipamentos digitais, isto é, eles são usados para programar a unidade de controle e de proteção. Para implementar esses diagramas, é necessário compreender o

funcionamento da SE, a fim de se produzir os alarmes nas saídas das unidades de controle ou de proteção.

Como exemplo, tem-se a Figura 12, que é a lógica para comandar o disjuntor. Pode-se ver que o intertravamento do disjuntor, de modo a liberar algum comando, só ocorre se não houver nenhum defeito no disjuntor.

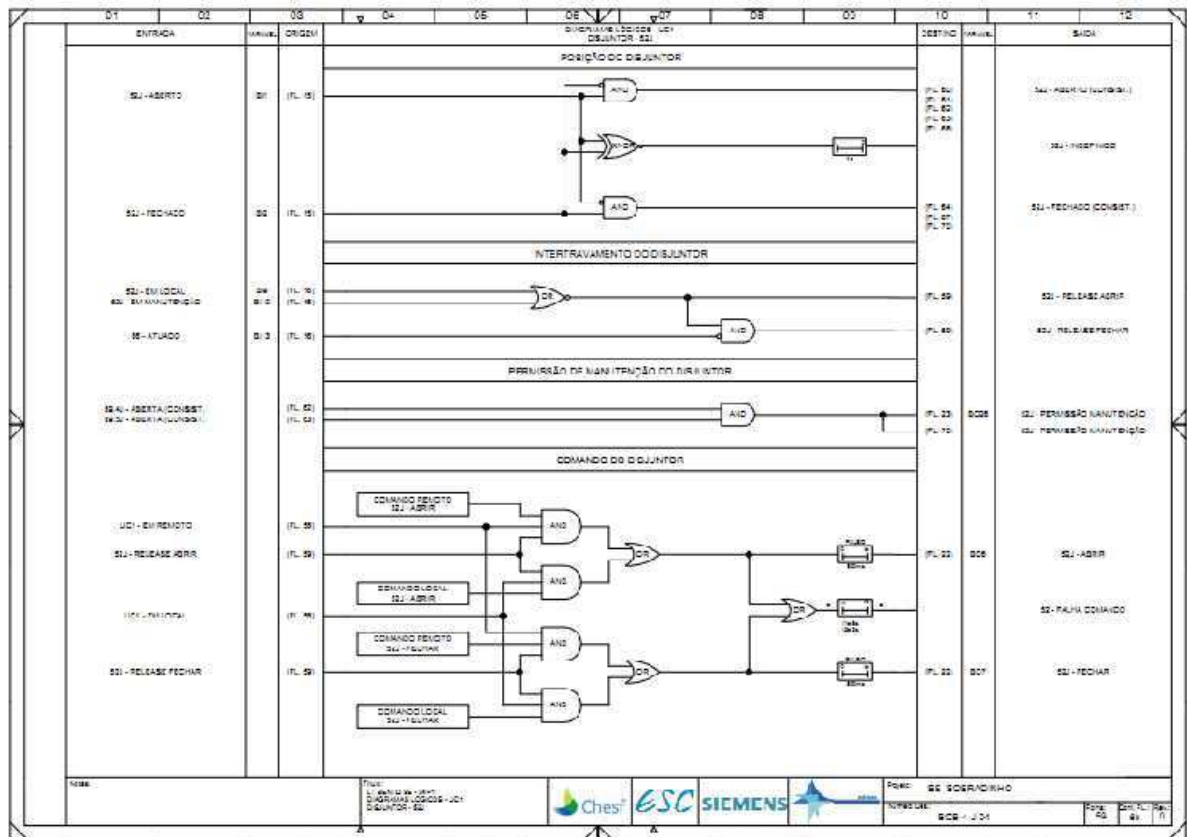


Figura 12 – Diagrama Lógico do Vão J Sento Sé – Linha [Diagrama Funcional, SOB – 4 – J – 04].

7.2.11 BORNEAMENTO

Uma vez arranjadas todas as ligações, parte-se agora para o borneamento. Para se interligar os diversos dispositivos dentro do painel com os que estão fora, utiliza-se uma régua de bornes. Por exemplo, conecta-se um fio de um relé interno para um dado borne e deste borne, leva-se outro cabo para o borne da régua do outro equipamento, que pode ser um disjuntor. Para facilitar o borneamento, faz-se uma tabela auxiliar indicando os bornes que estão sendo usados. Eles são escolhidos de maneira a facilitar a montagem em campo.

7.3 PROJETO DO DIAGRAMA DE INTERLIGAÇÃO

Esse caderno representa as ligações físicas entre os equipamentos, já que as ligações por funcionalidade já foram definidas. São feitas as ligações entre os equipamentos de pátio (disjuntores, seccionadoras, TCs e TPs) e o painel, e os cabos dessas ligações são identificados por um determinado padrão descrito anteriormente de acordo com a Tabela 8.

Existe uma lista de cabos e os locais para onde estes cabos deverão ser lançados e conectados. Os nomes dos cabos são escolhidos a depender do tipo de ligação, se é entre painel e equipamento ou entre painéis diferentes.

Para completar o diagrama de certo vão, também é necessário que os diagramas dos outros vãos também estejam prontos, já que existe interligação entre eles.

7.4 PROJETO DO DIAGRAMA DE FIAÇÃO

Depois de feito o Diagrama Funcional, é elaborado o Diagrama de Fiação. Geralmente, segue-se essa sequência, pois o fabricante necessita deste diagrama para começar a montagem dos painéis que serão instalados na SE.

Para cada vão, associa-se pelo menos um painel, que é um tipo de *rack* onde ficam guardados e fixados alguns dos elementos de controle e proteção e também onde são feitas as ligações entre os dispositivos. Assim, são mostradas nesse diagrama todas as conexões entre os relés, unidades digitais, disjuntores internos, régua de bornes, ou seja, tudo o que se encontra dentro do painel.

O diagrama de fiação engloba: a lista de material; a lista de etiquetas para identificar cada elemento no painel; as conexões da unidade de controle e de proteção, dos relés auxiliares, dos disjuntores internos e das régua de bornes.

Todos esses equipamentos internos ao painel estão representados com suas respectivas fiações que deverão ser executadas de acordo como foram projetadas, obedecendo ao caderno de funcional, garantindo assim a confiabilidade do sistema para o qual ele foi projetado.

De posse deste projeto, o fabricante do painel executa a montagem de todos os dispositivos no painel e realiza testes de plataforma em fábrica, para saber se o projeto foi executado corretamente.

7.5 TERMOS TÉCNICOS MAIS USADOS EM PROJETOS DE MPCCSR

Os termos que aparecem constantemente nesses projetos dizem respeito à forma como está sendo conduzida certa anomalia, são eles:

- *pickup*: ponto em que a tensão ou corrente injetada sensibiliza o relé de proteção, causando o início da operação em relés eletrônicos ou digitais e/ou o movimento do disco de indução em relés eletromecânicos.
- *trip*: ponto em que o relé de proteção fecha os contatos de saída. Isso ocorre quando o valor da corrente ou tensão de *pickup* permanece no sistema por um período de tempo especificado pelo usuário ou por um tempo definido por uma curva também pré-determinada pelo usuário.
- *dropout*: retorno dos contatos dos relés de proteção a sua posição de repouso ou *reset* da unidade de proteção após ter executado com sucesso sua operação.

8. EQUIPAMENTOS PARA AUTOMAÇÃO

Nos projetos que foram tomados como base para o desenvolvimento do estágio, foi indispensável o estudo dos equipamentos de automação utilizados para que a estagiária pudesse conhecer as particularidades que eram oferecidas pelo fabricante e então fosse possível a implementação de lógicas complementares e uso das funções intrínsecas do equipamento.

A linha de relés SIPROTEC é vasta e apenas alguns componentes, que atendiam às necessidades, eram utilizados com mais frequência. Essa linha de equipamentos de proteção e unidades de controle da Siemens tem vantagens inovadoras no campo de relés de proteção e automação de subestações, pois oferece uma total integração da proteção, controle, monitoramento e automação das funções incorporadas em um único dispositivo.

O equipamento 7SD52 fornece a função de proteção diferencial e incorpora todas as funções geralmente requeridas para proteção de linhas de transmissão. Foi projetado para todos os níveis de tensão de distribuição e pode proteger de 2 até 6 zonas. Ele usa fibra ótica

ou redes de comunicação digital para enviar/receber informações e inclui características especiais para o uso em redes de comunicação multiplexadas.

O equipamento 7SS52 contempla a função de proteção de barra. Ele possui um dispositivo central que se comunica por fibra ótica com pequenos dispositivos espalhados em todos os *bays* identificando falha de disjuntores em média, alta e ultra-alta tensão, com várias possibilidades de arranjos.

O equipamento 7UT61 de proteção diferencial é usado para faltas rápidas e seletivas em transformadores de todos os níveis de tensão. A proteção pode ser parametrizada para transformadores trifásicos ou monofásicos. Este relé pode ser adaptado para o funcionamento de outras funções intrínsecas dependendo da forma de como é realizada a parametrização.

O equipamento 7UM61 contém muitas funções adicionais como faltas para terra, sobrecargas, sobretensão entre outras.

O equipamento 7SJ6 pode ser usado para proteção e controle de linhas de alta e média tensão e possui funções como: sobrecorrente temporizada, direcional, sub e sobretensão, religamento, entre outras.

O equipamento 6MD66 possui a função de controle de equipamentos, ou seja, uma unidade de controle como é mais conhecida. Com um *display* gráfico com um teclado, as ações de operações são executadas de forma simples e intuitiva. O *display* de comando é separado do *display* de controle, se necessário. Possui chave para não permitir a operação de pessoas não autorizadas e também intertravamentos com o restante do sistema.

As funções de cada equipamento são ativadas a partir da necessidade de proteção do *bay*. Por exemplo, se o *bay* a ser protegido for uma linha de 230 kV, usa-se um relé 7SD52 para proteção de distância, direcional, diferencial de linha, sincronismo, religamento entre outros. O equipamento 6MD66 é usado para controle e comandos dos equipamentos. Se for um *bay* de transformador, usa-se um 7SJ6 para sobretensão temporizada e instantânea e falha disjuntor.

A proteção diferencial é ativada no relé 7UT6. A proteção de sobrecorrente temporizada e instantânea com restrição de tensão e o 7SS5 para fazer o diferencial de barra. Esse exemplo é exposto de uma forma simples, pois para descrever a quantidade de proteções utilizadas e a capacidade de cada relé em seus ramos de atuação, o estudo precisa ser bastante aprofundado.

Outro equipamento de suma importância em uma subestação é o Registrador Digital de Perturbação (RDP). Ele é usado para aplicações que precisam de garantia da qualidade da

energia em sistemas de ultra-alta, alta e média tensão. Ele é usado para aquisição e análise dos processos do sistema.

Todos os registradores de perturbações tradicionais podem ser substituídos pelo SIMEAS R, que é um equipamento com tecnologia inovadora na área de oscilografia de subestação.

A gravação de faltas serve para registrar eventos em sistemas de potência. Os eventos podem ser registrados do começo ao fim com mudanças abruptas nas medições. É tarefa do registrador de perturbações detectar e registrar os eventos. A gravação continua até quando o estado transitório chegar ao fim, ou seja, o transitório entre uma falta e o estado normal de operação.

Pode-se ver a aplicação dos registradores de perturbações, por exemplo, no registro e análises de localização das faltas, a progressão de correntes de curto-circuito e sobretensão, transitórios de faltas para terra, flutuação de tensão, etc.

Equipamentos operacionais como equipamentos de compensação, equipamentos de proteção e disjuntores de força podem ser monitorados. Usando os registradores, a funcionalidade dos equipamentos operacionais pode ser otimizada pelo usuário.

8.1 UTILIZAÇÃO DO PROTOCOLO IEC 61850 PARA AUTOMAÇÃO DAS SUBESTAÇÕES

Este tópico aborda a nova Norma IEC61850 para automação de subestações, contemplando suas funcionalidades, requisitos e definições. Em particular, trata de demonstrar as aplicações já disponíveis através dos recursos que as novas ferramentas e IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) permitem.

O IEC61850 é um protocolo de comunicação que visa à padronização da comunicação utilizada pelos dispositivos em uma subestação. Até pouco tempo, cada fabricante utilizava o seu próprio protocolo de comunicação, o que tornava inviável o uso de relés de fabricantes diferentes em uma mesma subestação. Além disso, era necessária a instalação de conversores ou adaptadores para que a Unidade de Controle Central se comunicasse com os novos dispositivos instalados. Além de gerar um custo adicional, aumentava o risco de falha do sistema, pois inseria mais equipamentos suscetíveis à falha. Outro problema era a manutenção e operação do sistema com vários protocolos de comunicação, pois tornava difícil treinar a

equipe de trabalho nos diversos protocolos; logo, faz-se necessária, a contratação de equipe especializada do fabricante para realizar a manutenção e/ou parametrização dos dispositivos.

A motivação para a escolha da nova filosofia do projeto de subestações com utilização dos protocolos de comunicação da Norma IEC61850 foi baseada no uso de comunicação de alta velocidade em rede Ethernet, na interoperabilidade de equipamentos de diferentes fabricantes, na significativa redução na quantidade de cabos a serem utilizados a fim de agilizar o comissionamento e reduzir falhas, na alta confiabilidade e disponibilidade do sistema e na garantia de fácil expansibilidade.

A introdução da Norma IEC61850 no setor elétrico tem possibilitado o desenvolvimento de novos conceitos e filosofias de aplicação no ambiente de sistemas de automação de subestações. Particularmente, os recursos de comunicação atualmente disponíveis oferecem novas soluções na integração de sistemas de proteção, controle, medição, monitoramento e supervisão de sistemas elétricos.

Na abordagem da norma o fator fundamental é a identificação das exigências de comunicação e da modelagem de dados. Para isso, todas as funções na subestação são divididas em objetos menores denominados nós lógicos ou LN (do inglês *Logical Node*), que comunicam entre si e possuem todas as informações a serem transmitidas.

Os nós lógicos podem estar alocados em múltiplos dispositivos e níveis de controle, permitindo por parte do usuário a utilização de qualquer filosofia de sistema. Isto garante a livre alocação de funções: a norma deve suportar diferentes filosofias e permitir uma livre alocação de funções, isto é, deve trabalhar igualmente para conceito centralizado ou descentralizado.

8.2 IED (DISPOSITIVO ELETRÔNICO INTELIGENTE)

Como parte integrante das novas soluções que o protocolo apresenta, os IEDs (*Intelligent Electronic Devices*) representam uma esfera de importância substancial para a realização de automação de subestações de forma distribuída. Advindos basicamente dos conhecidos relés de proteção, são unidades multifuncionais para a proteção, controle, medição e monitoramento de sistemas elétricos, permitindo ainda a concepção de lógicas de bloqueio e de intertravamentos, tanto de maneira integrada, ou seja, todas as funcionalidades em uma mesma caixa, quanto distribuída, ou seja, diferentes funcionalidades realizadas em diferentes

IEDs. A Figura 13 apresenta uma representação esquemática de um dispositivo eletrônico inteligente e suas interfaces.

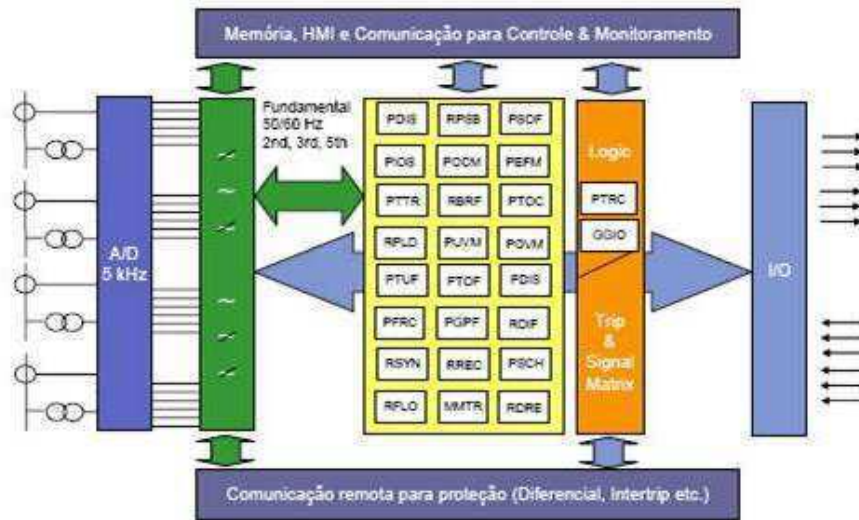


Figura 13 – Diagrama esquemático de um Dispositivo Eletrônico Inteligente.

Neste contexto, o protocolo prevê a livre alocação de funções, em que as funcionalidades necessárias para o correto funcionamento de uma planta podem estar alocadas em um ou diversos IEDs. A Figura 14 apresenta exemplos de soluções utilizando os benefícios da nova norma, sendo apresentada a possibilidade de comunicação do elemento diferencial de linha no IED de transformador e um IED protegendo mais de um transformador.

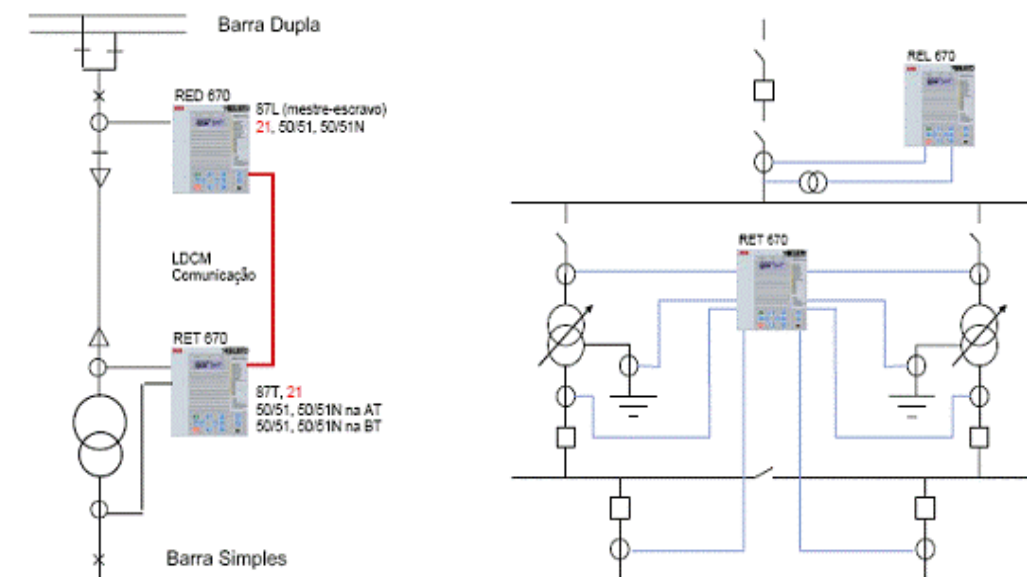


Figura 14 – Exemplos de aplicação com um IED.

Estes dispositivos de tecnologia microprocessada possibilitam diferentes tipos de interface com o usuário, sendo a comunicação remota a mais importante delas. Particularmente, no caso da aplicação do protocolo IEC61850, a interface atual de comunicação é apresentada através de portas de comunicação em TCP/IP, permitindo que os IEDs possam usufruir de todos os benefícios que esta tecnologia possui.

Neste caso, cada IED, ou porta de comunicação deste IED, apresenta um endereçamento IP que possibilita que este equipamento possa trocar informações em um ambiente de rede Ethernet. Cabe ressaltar, neste momento, que a norma não especifica o tipo de interface física que deve ser usado, mas sim do ambiente da aplicação.

A possibilidade de comunicação dos IEDs vem do próprio advento da tecnologia microprocessada, que permite que os dados sejam convertidos e tratados de maneira digital. Uma vez que os dados estejam na forma digital, eles podem ser trocados entre diferentes dispositivos através de comunicação serial, tipicamente fibra óptica, que reduz substancialmente a quantidade de cabos no ambiente de subestações.

Ainda, com o aumento da capacidade de processamento e memória, os dispositivos podem, cada vez mais, realizar funções mais inteligentes, e aumentar o processamento múltiplo, ou seja, um mesmo conjunto de dados pode ser processado por diferentes funções de maneira simultânea, aumentando a segurança e disponibilidade do sistema.

8.3 MENSAGENS GOOSE

Pelo protocolo IEC61850 é prevista uma comunicação horizontal. Neste tipo de comunicação é possível que os IEDs troquem informações entre si, garantindo a funcionalidade específica de cada um, que pode depender de informações provenientes de outros IEDs.

Assim, é possível realizar esquemas mais inteligentes para garantir a operacionalidade de determinadas lógicas de proteção e controle. Neste contexto, a comunicação horizontal prevista é realizada através das denominadas mensagens GOOSE.

Estes tipos de mensagens são enviadas através do tráfego de informações do tipo *multicast*, ou seja, neste tipo de mensagem as informações são lançadas em camadas e atingem de maneira rápida todos os componentes conectados a esta rede.

Apenas os dispositivos interessados na mensagem, a qual trafega, irão absorver a informação relevante que lhe é necessária. Desta forma, as informações fluem de maneira eficiente, garantindo intertravamento e lógicas especiais em intervalos curtos de tempo.

Particularmente, os fabricantes desenvolveram a capacidade de IEDs trocarem informações entre si, mas com protocolos dedicados a uma linha de produtos específica deste fabricante. No entanto, o benefício imediato deste conhecimento prévio reside na capacidade comprovada de que as soluções que utilizam a comunicação horizontal devem apenas ser adaptadas ao novo padrão.

9. CONCLUSÃO

O período do estágio foi de extrema importância para a estagiária e para sua formação técnica, profissional e pessoal, pois incorporou conhecimento de novas ferramentas para automação e possibilitou uma experiência prática na execução das tarefas, sendo estas desenvolvidas com afinco e responsabilidade, contribuindo para o desenvolvimento e projeção da empresa.

O principal aprendizado no estágio foi a realização de projetos de Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação (MPCCSR) de Subestações Elétricas e Usinas Térmicas, o qual proporcionou conhecimento em relação ao funcionamento dos relés digitais, junto com a visão obtida sobre sistemas de automação na importância do sistema elétrico brasileiro.

Constatou-se a necessidade que os projetistas têm em tomar sempre decisões em equipe, para assegurar que todos os projetos possuam um único padrão no final da elaboração, a fim de que não haja grandes distinções sobre quem projetou. Assim, foi possível compreender de forma mais clara as relações burocráticas do comércio de energia elétrica e o envolvimento das empresas construtoras, fiscalizadoras e terceirizadas durante a elaboração desses projetos.

Foram descobertos aspectos novos e importantes da profissão de Engenheiro Eletricista, os quais só poderiam ser adquiridos com o desenvolvimento de uma atividade profissional prática, que se destine à aplicação dos conhecimentos adquiridos e oferta de novas modalidades de aprendizado. Muitas destas experiências não são possíveis no ambiente acadêmico, e neste aspecto temos a importância do estágio curricular.

10. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] **KINDERMANN, G.** *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência*, Volume I, Ed. Lablan, 2005.
- [2] **MCDONALD, J. D.** *Electric Power Substations Engineering*, Second Edition, Ed. CRC Press, 2006.
- [3] **LIGHT**, *Proteção de Sistemas Elétricos*, Segunda Edição, Ed. Interciência, 2005.
- [4] **ONS** – *Procedimentos de Rede*, Submódulo 2.6 e 2.7, 2000.
- [5] **SANTANA, R. V. S.** *MPCC - Medição, Proteção, Comando e Controle de Subestações Elétricas*, 2007.
- [6] **CAMINHA, A. C.** *Introdução à Proteção de Sistemas Elétricos*. Editora Edgard Blucher Ltda., 7ª Edição. São Paulo, 1977.
- [7] IEC61850_STARTUP_A2_EN
- [8] *Proteção de sistemas elétricos de potência- 2ª edição- curso de engenharia em sistemas elétricos de potência, série P.T.I- convênio Eletrobrás/UFSM- Santa Maria RS 1983.*