



Universidade Federal de Campina Grande - UFCG
Centro de Engenharia Elétrica e Informática - CEEI
Departamento de Engenharia Elétrica - DEE

RELATÓRIO DE ESTÁGIO INTEGRADO

ANÁLISE E ELABORAÇÃO DO PROJETO DA SUBESTAÇÃO SECCIONADORA DE SUAPE II

Aluna: Lilian Guimarães de Azevedo

Orientador: Tarso Vilela Ferreira

Campina Grande – Paraíba

Fevereiro de 2010

Análise e Elaboração do Projeto da Subestação Seccionadora de SUAPE II

*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 Engenharia Eletricista.*

Campina Grande – Paraíba

Fevereiro de 2010

Estagiária:

Lilian Guimarães de Azevedo

Matrícula:

20421129

Empresa:

INTEREST ENGENHARIA Ltda.

Local:

Av. Eng. Abdias de Carvalho

Recife, PE

Tipo de Estágio e Período:

Estágio Integrado

10 de setembro a 15 de Janeiro de 2009

Objetivo:

**Realizar a Análise e Elaboração do Projeto da Subestação Seccionadora
de SUAPE II**

Professor Orientador:

Tarso Vilela Ferreira

AGRADECIMENTOS

Inicialmente agradeço a Deus pelo que sempre me proporcionou. Aos meus pais Lili e Waldez por toda a ajuda na minha graduação e durante o meu período de estágio, a minha avó Teresinha por ter sido sempre tão atenciosa e cuidado de mim durante os anos de curso. Ao meu irmão Renan e minha cunhada Ana por todo apoio e torcida.

Agradeço ao professor Tarso Vilela Ferreira pela orientação e ajuda oferecida.

Gostaria de agradecer aos Srs. Luís Sérgio e José Linhares pela oportunidade que me deram em fazer parte da Empresa Interest Engenharia, depositando em mim confiança e me iniciando como uma profissional em engenharia.

Meu agradecimento também, aos amigos engenheiros Roberto Arruda, Ana Patrícia, João Sérgio, Roberto Sarmiento e Edmundo que sempre me ajudaram e estiveram disponíveis para tirar minhas dúvidas e passarem seus conhecimentos. Aos grandes técnicos Jorge Almeida e Willans Wanderley. Aos demais estagiários Jonh's Gutemberg, Rodrigo Siqueira Campos, Marcelo Camilo, Felipe Duca e Victor Kirschner. E Por fim, aos funcionários Ana Cláudia, Aldecira, Anna Beatriz, Iedo, Robson e Jônatas. Todos esses proporcionam a Interest Engenharia um ótimo ambiente de trabalho.

Enfim, obrigada a todos que ajudaram na minha formação como profissional e ser humano.

RESUMO

Ao longo do projeto e construção de usinas voltadas para a geração de energia é verificada a constante preocupação com a garantia de um bom funcionamento diante de situações adversas. Para tanto, são de extrema importância os sistemas de proteção associados e sua adequada atuação.

A fim de ampliar o atendimento de energia elétrica ao complexo industrial e à região portuária de SUAPE no Estado de Pernambuco, foi necessária a elaboração do projeto das subestações (SEs) SUAPE II (500/230 kV) e SUAPE III (230/69kV). Além disso, a construção das SEs agregou mais confiabilidade no fornecimento de energia elétrica referida à tal região.

Este trabalho é referente ao estágio realizado junto à empresa Interest Engenharia o qual teve como principal atividade a elaboração do projeto da SE SUAPE II, atividade esta que foi dividida em várias etapas cada uma com sua devida importância. Portanto, serão apresentadas as etapas do projeto, evidenciando o cuidado dos projetistas em relação à tomada de decisões referentes ao sistema de proteção em análise. Uma das preocupações dos elaboradores do projeto foi manter um padrão único entre todas as etapas, para que não haja grandes distinções entre as diversas partes integrantes do projeto final, partes estas que em geral, são postas sob responsabilidade de diferentes projetistas.

SUMÁRIO

CAPÍTULO I – Introdução	9
1.1 A Empresa	9
1.2 Sujeito de Estágio	10
1.3 Plano de Atividades	10
CAPÍTULO II – Projetos Realizados	12
2.1 Sistema Digital de Medição, Proteção, Comando, Controle e Supervisão (SDMPCCSR).....	12
2.2 Descrição do Sistema	13
2.2.1 Finalidade	13
2.2.2 Descrição da Subestação	13
2.2.3 Configuração Prevista	13
2.2.4 Serviços Auxiliares	13
2.2.5 Arquitetura	14
2.2.6 Localização e Composição Básica do SD (Nível 1)	14
CAPÍTULO III – Requisitos Funcionais	15
3.1 Aquisição de Dados	15
3.1.1 Medições Analógicas	15
3.1.2 Medições Digitais	15
3.1.3 Entradas Digitais	16
3.2 Medição Operacional	16
3.2.1 Geral	16
3.2.2 Grandezas Medidas	16
3.3 Seqüência de Eventos	17
3.4 Comandos	17
3.4.1 Bloqueio de Comandos	18
3.5 Intertravamentos	18
3.6 Automatismos	18

3.6.1	Transferência da Proteção	18
3.6.1.1	Vão Normal	19
3.6.1.2	Vão Transferido	19
3.6.2	Religamento Automático	19
3.6.3	Auxílio à Recomposição da Instalação	21
3.7	Registrador de Perturbações (RDP)	21
3.8	Proteção	22
3.8.1	Proteções Previstas para SE SUAPE II	22
3.8.1.1	Proteção de Linha 230 kV	22
3.8.1.1.1	Características Gerais	22
3.8.1.1.2	Proteção Principal (87L + 21+ 21N)	23
3.8.1.1.3	Proteção Alternada (87L + 21+ 21N)	25
3.8.1.1.4	Esquema de Religamento Automático (79)	25
3.8.1.1.5	Proteção de Sobretensão Temporizada e Instantânea (59)	25
3.8.1.1.6	Oscilação de Potência (68/78)	25
3.8.1.1.7	Localização de Defeitos	26
3.8.1.1.8	Relé de Bloqueio de Linha (86L)	26
3.8.1.2	Proteção de Falha de Disjuntor de 230 kV	27
3.8.1.3	Proteção de Barra 230 kV	27
3.9	Sincronização Geral para Fechamento de Disjuntor	28
CAPÍTULO IV – Desenvolvimento do Projeto		29
4.1	Projeto do Diagrama Funcional	31
4.1.1	Diagrama Unifilar	31
4.1.2	Diagrama Trifilar e Entradas Analógicas	31
4.1.3	Distribuição de Polaridade	32
4.1.4	Entradas Digitais	32
4.1.5	Comando do Disjuntor e Seccionadoras	33
4.1.6	Relé de Bloqueio	33
4.1.7	Transferência de Proteções	33
4.1.8	Relés Auxiliares	33
4.1.9	Distribuição de Potencial	33

4.1.10 Esquemas Internos	33
4.1.11 Diagramas Lógicos	33
4.1.12 Borneamento	35
4.2 Projeto do Diagrama de Interligação	35
4.3 Projeto do Diagrama de Fiação	35
CONCLUSÕES	36
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	37

CAPÍTULO I

INTRODUÇÃO

1.1 A Empresa

A INTEREST Engenharia Ltda., fundada em 1990, é uma empresa de projetos, consultoria, acompanhamento e fiscalização de obras, referentes a sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

O seu corpo técnico é formado por engenheiros e técnicos especialistas, com reconhecida experiência, que se destacaram durante a sua carreira profissional, nas áreas de estudos, projetos e implantação de sistemas elétricos de potência, envolvendo-se diretamente com vários empreendimentos de destaque da engenharia nacional.

As áreas de atuação podem ser divididas em duas: a primeira é na área Projetos e estudos de engenharia e segunda é a de engenharia de campo. Na primeira área, a Interest fornece diversos serviços referentes à:

- Subestações de alta e extra-alta tensão, tais como projeto básico e o projeto executivo; projetos de recapacitação para substituição de sistemas de proteção eletromecânicos ou estáticos por sistemas digitais; especificações de sistemas de medição, proteção, comando, controle e supervisão; assessoria no processo de aquisição de equipamentos e materiais, etc.
- Usinas Hidrelétricas e Termelétricas, tais como o projeto básico e o projeto executivo de medição, proteção, comando, controle e supervisão; projetos de recapacitação para substituição de sistemas de proteção eletromecânicos ou estáticos por sistemas digitais; estudos de coordenação e seletividade de proteções, etc.
- Sistemas Industriais e de Média e Baixa Tensão, tais como projetos de instalações elétricas industriais; projetos de estações de bombeamento e tratamento d'água para saneamento e irrigação; especificação de equipamentos, etc.

Já na área de Engenharia de Campo, oferece os seguintes serviços: gerenciamento e acompanhamento de obras; fiscalização de usinas e subestações em operação; fiscalização de montagem; recapacitação para substituição de sistemas de proteção

eletromecânicos ou estáticos por sistemas digitais; inspeção técnica de materiais e equipamentos elétricos; comissionamento de equipamentos.

A Interest Engenharia possui a seguinte política de qualidade: *“Comprometimento de toda a organização com a melhoria contínua dos Serviços de Engenharia e do Sistema de Gestão da Qualidade, visando à satisfação dos clientes e colaboradores”*.

1.2 Sujeito de 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, setembro de 2009, todo tempo foi dedicado a 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 da SE SUAPE II e III, onde cada projetista era encarregado por um vão, devido à complexidade do projeto. 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, cortes e diagrama topográfico de fiação).

1.3 Plano de Atividades

1- Estudo dos esquemas elétricos de equipamentos para subestações 230 e 69kV:

- Disjuntor a SF6;
- Seccionadora motorizada;
- Transformador de corrente;
- Transformador de potencial;
- Transformador de força 230/69kV;
- Transformador de aterramento 69kV.

2- Estudo dos esquemas elétricos e lógicos de dispositivos digitais de controle e proteção, de diversos fabricantes, para aplicação em subestações:

- Unidade de comando e controle;
- Unidade terminal remota;
- Unidade de proteção;
- Registrador de perturbações;
- Relés auxiliares multiplicadores de contato.

3- Estudo dos Diagramas Funcionais Padrões de MPCCSR da CHESF para subestações de 230 e 69kV.

4- Participação na elaboração do Projeto do Sistema Digital de Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação da subestação SUAPE II – 230kV, constando de:

- 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, cortes e diagrama topográfico de fiação).

CAPÍTULO II

Projetos Realizados

Durante o estágio foi possível participar da elaboração do projeto da subestação SUAPE II.

2.1 Sistema Digital de Medição, Proteção, Comando, Controle e Supervisão (SDMPCCSR)

O SDMPCCSR é composto dos seguintes níveis hierárquicos e componentes principais:

Nível 0 – É considerado o nível de campo, onde se encontram propriamente os equipamentos: chaves seccionadoras, disjuntores, reatores, transformadores e outros equipamentos da subestação.

Nível 1 – São os equipamentos que irão controlar e monitorar os equipamentos do Nível 0. Podem-se listar aí os relés de controle, proteção e supervisão, e os CLPs, que têm a função de receber os dados do Nível 0, enviar comandos ao Nível 0, encaminhar e receber informações do Nível 2, além de realizar intertravamentos.

Nível 2 – Nível relativo à operação da subestação. O Nível 2 é responsável pela monitoração e controle da subestação sem a necessidade de se deixar a sala de controle. Todas as informações necessárias aos centros remotos de operação são disponibilizadas a partir do Nível 2, bem como o encaminhamento dos comandos do centro remoto ao Nível 1.

Nível 3 – Nível de supervisão e controle remoto externo à subestação, como é o despacho Centro de Operação Regional (COR), Centro de Operação Superior (COS), Operador Nacional de Sistema Elétrico (ONS). 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.

2.2 Descrição do Sistema

2.2.1 Finalidade

A implantação da subestação SUAPE II 500/230 kV tem como principal finalidade ampliar o atendimento de energia elétrica à região do porto de SUAPE no Estado de Pernambuco, propiciando desta forma, uma melhor confiabilidade no fornecimento de energia elétrica a referida região.

2.2.2 Descrição da Subestação

A SE SUAPE II – 230 kV será seccionadora, com arranjo em barra dupla, esquema de manobra empregando disjuntor simples e quatro chaves por célula, com exceção da célula de interligação de barras que emprega disjuntor simples e duas chaves. A essas barras serão ligados quatro vãos de entrada de linha, um vão de interligação de barras e um vão de conexão com o banco de autotransformador.

2.2.3 Configuração Prevista

A SE SUAPE II terá a seguinte configuração:

- Vão A – Autotrafo ATR1 230 kV;
- Vão B – LT SUAPE III C1;
- Vão C – Transferência 230 kV;
- Vão D – LT SUAPE III C2;
- Vão F – LT Pirapama II C1;
- Vão H – LT Pirapama II C2.

2.2.4 Serviços Auxiliares

O sistema de corrente alternada da subestação será suprido através do terciário em 13,8 kV Δ do autotransformador, e um alimentador em 13,8 kV da concessionária local, com cabine de medição exclusiva. Haverá ainda dois transformadores: um com cubículo de disjuntor e outro com chave fusível, separados e independentes, de 13.800/380-220 V – 225 kVA, os quais alimentarão os quadros de distribuição para os serviços gerais da subestação em 380 fase/fase e 220 fase/neutro VAC.

No caso de perda das fontes de alimentação dos transformadores abaixadores de 13.800/380 - 220 VAC as cargas essenciais serão supridas através de um grupo motor-gerador (GMG) de 150 kVA.

Os Serviços Auxiliares de Corrente Contínua em 125Vcc da SE SUAPE II serão supridos por 2 conjuntos de carregadores/retificadores trifásicos de 380Vca/125Vcc e 2 conjuntos de baterias chumbo – ácido “seladas” de 125 Vcc.

2.2.5 Arquitetura

Fisicamente, a arquitetura do Subsistema de Interface com o Processo do SD de MPCCSR utilizará Unidades Autônomas (UA), distribuídas e instaladas na casa de comando, executando as funções de medição operacional, proteção, comando, controle (intertravamentos e automatismos), registro de perturbação, seqüência de eventos, supervisão, e comunicação com o Subsistema de Interface Homem-Máquina (IHM).

O SD ofertado deverá utilizar uma Rede Ethernet redundante em fibra óptica para interligação entre todos os Equipamentos Inteligentes Digitais (IED) integrantes do mesmo, e deverá se comunicar com o Nível 2 (Subsistema de IHM) através de switches com entradas, obrigatoriamente, em fibra óptica, utilizando o protocolo IEC 61850.

2.2.6 Localização e Composição Básica do SD (Nível 1).

Neste nível, junto ao processo, serão alocadas as UAs para os novos eventos fisicamente instalados em painéis independentes na casa de comando.

CAPÍTULO III

Requisitos Funcionais

3.1 Aquisição de Dados

A aquisição de dados do Sistema será realizada pelas UA que serão responsáveis pelo processamento e envio ao Subsistema IHM.

São previstos basicamente três tipos de dados para serem coletados pelas UA, como descritos nos itens a seguir.

3.1.1 Medições Analógicas

As UA deverão adquirir as grandezas de tensão e corrente diretamente dos secundários de Transformadores de Potencial (TP) e Transformadores de Corrente (TC), e a partir dessas grandezas, calcularem as demais grandezas necessárias, como: potência ativa, reativa, energias, etc.

As grandezas analógicas deverão estar disponíveis para leitura no display das Unidades de Controle (Nível 1), e na IHM (Nível 2).

O envio das informações das UA para o Subsistema IHM deverá se realizar das seguintes formas:

- Ciclicamente;
- Espontaneamente para variação fora de uma banda morta.

A configuração da forma de envio das grandezas analógicas, bem como a banda morta a ser utilizada, deverá ser independente para cada ponto.

3.1.2 Medições Digitais

As medições digitais compreendem todas as grandezas disponíveis na forma de uma palavra digital codificada ou entrada digital pulsante para contagem.

Estas medições deverão estar disponíveis para leitura no display das Unidades de Controle (Nível 1), e na IHM (Nível 2).

3.1.3 Entradas Digitais

As entradas digitais representam os estados de equipamentos de pátio, serviços auxiliares, condições de alarme ou ainda indicação de seleção realizada, e estarão disponíveis na forma de contatos livres de potencial.

Deverão ser disponibilizadas todas as indicações de estado dos principais equipamentos de pátio, para todos os níveis do processo.

As entradas digitais poderão ser simples ou duplas. As simples são as informações que não precisam ser relacionadas com nenhuma outra entrada para se ter uma informação do estado de determinado equipamento (p.e. tensão nula). As entradas digitais duplas recebem dados acerca de equipamentos que complementam a informação do estado do equipamento, quando observadas em conjunto (p.e seccionadora aberta e não fechada).

Para as entradas digitais duplas, o Sistema Digital deverá ser capaz de supervisionar o tempo de permanência em qualquer estado resultante da combinação das entradas e também a consistência de estado.

3.2 Medição Operacional

3.2.1 Geral

As medições de corrente, tensão, frequência, magnitude e sentido da potência, seqüência de fases, energia, deverão ser adquiridas nas UA e transmitidas ao Subsistema de IHM.

Todas as medições operacionais deverão apresentar erro inferior a \square 0,2% referente aos valores nominais das grandezas. Para as grandezas calculadas o erro deverá ser inferior a \square 0,5%.

As informações de corrente dos vãos, para medição operacional, serão oriundas de enrolamentos independentes dos transformadores de corrente.

As informações de tensão dos vãos para a medição operacional são oriundas de enrolamentos independentes de transformadores de potencial.

3.2.2 Grandezas Medidas

A seguir serão descritas as grandezas a serem medidas do Vão de Linha de 230 kV:

- Tensão (entre fases)
- Corrente (nas três fases)

- Potência ativa
- Potência reativa (com indicação do sentido)

3.3 Seqüência de Eventos

A função seqüência de eventos deverá estar integrada com a função registro de perturbações, de maneira a dotar a SE de um equipamento de supervisão que exiba características de correlação temporal de sinais analógicos de tensão e corrente com uma quantidade significativa de eventos associados à atuação do Sistema de proteção ou ao estado operativo dos disjuntores, de maneira a facilitar a análise pós-distúrbio.

A seqüência de eventos consistirá no registro, com resolução de 1 ms, para eventos dentro do mesmo vão, e de 2 ms, entre quaisquer eventos dentro da SE. Isto significa que o SD deverá ser capaz de discriminar e registrar na ordem correta de ocorrência quaisquer eventos, dentro do mesmo Vão, separados por um intervalo de 1 ms ou mais, ou 2 ms ou mais para eventos dentro da SE.

A precisão do registro do evento deverá ser igual a 1 ms.

3.4 Comandos

Os comandos são ações de envio de ordens de mudança de estado para equipamentos do processo.

Os comandos podem ser classificados em:

- Manuais;
- Automáticos.

Os comandos manuais deverão ser executados em dois passos, seleção e execução, com o objetivo de permitir, por parte do operador, a confirmação do equipamento a ser comandado antes da efetivação do comando.

Os comandos automáticos são resultados de programas de controle ou de automatismos, sendo executados na UA, na IHM ou no COR. Os comandos manuais, por sua vez, são ações tomadas pelo operador em um dos possíveis postos de operação. Abaixo são listados estes postos em ordem decrescente de prioridade:

- Unidade de Controle ao Nível do Processo (Nível 1)
- IHM (Nível 2)
- COR

3.4.1 Bloqueio de Comandos

O SDMPCCSR deverá possuir um bloqueio de comandos vindos dos postos de operação de menor prioridade, quando existir um operador num posto de maior prioridade. Neste caso, os níveis de menor prioridade deverão ser informados sobre a existência deste operador.

Este bloqueio deverá ser realizado automaticamente, sem necessidade de execução de comandos específicos pelo operador.

3.5 Intertravamentos

Os intertravamentos deverão ser implementados na UA, e consiste na verificação das condições para realização de determinado comando sobre um equipamento. Terão que ser facilmente configuráveis através de diagramas de blocos e deverão preferencialmente permitir alterações em tempo de operação sem necessidade de parada da UA ou qualquer parte do SDMPCCS.

As UA deverão ser capazes de se comunicar com outras UA de forma a obter informações necessárias aos intertravamentos. Caso a UA não consiga, após um período de tempo configurável, obter a informação necessária para verificar o intertravamento, esta informação deverá ser considerada como “NÃO ATENDIDA” pelo intertravamento.

O operador deverá ser informado sobre o motivo da não execução do comando através de uma mensagem de erro ou indicação na tela onde o comando foi solicitado.

3.6 Automatismos

Os seguintes automatismos estão previstos para a SE SUAPE II:

- Transferência das Proteções do Setor de 230kV
- Religamento Automático
- Auxílio à Recomposição da Instalação

3.6.1 Transferência da Proteção

O SD deverá transferir o disjuntor de linha pelo disjuntor de transferência e respectivas atuações das proteções para o vão de transferência, visando o isolamento de equipamentos para serviços de manutenção.

Caso a execução de algum passo do procedimento de transferência não seja confirmada, a seqüência deve ser interrompida e uma mensagem de alarme gerada.

O controle deverá ser feito através de saídas “digitais bi-estáveis” e permitir para os vãos da subestação a transferência direta e inversa, considerando as seqüências operacionais descritas nos subitens abaixo.

3.6.1.1 Vão Normal

Nesta condição operacional, o vão de linha encontra-se com o disjuntor e as respectivas chaves isoladoras fechadas e a chave de “*by-pass*” aberta. A proteção do vão atua diretamente no próprio disjuntor do vão.

3.6.1.2 Vão Transferido

Nesta condição operacional, o vão de linha encontra-se com o disjuntor e as respectivas chaves isoladoras abertas e a chave de “*by-pass*” fechada bem como o disjuntor e as chaves do vão de transferência fechadas. A proteção do vão de linha atua diretamente no disjuntor do vão de transferência.

O esquema deverá ainda bloquear a transferência de mais de um vão para o vão de transferência. Este bloqueio deverá ser informado ao operador.

3.6.2 Religamento Automático

Essa função deverá iniciar-se somente por ação das proteções de linha e após a confirmação da abertura efetiva do disjuntor, constituindo-se na ação do fechamento automático do disjuntor, depois de decorrido o tempo morto pré-ajustado, com ou sem verificação de sincronismo e sujeito a intertravamentos para efetivação do mesmo.

Deverá ser dotada de rotina operacional programável, tanto através dos Subsistemas de IHM Local, Central e remotamente (COR) em tempo de operação, para as seguintes condições:

- Religamento fora de serviço
- Religamento em serviço

Essa função deverá poder operar de quaisquer dos modos descritos abaixo:

- Somente um ciclo de religamento monopolar.

Caso o religamento esteja programado para ciclo monopolar e ocorra uma falta monofásica, a proteção deverá desligar a fase defeituosa e

iniciar o ciclo de religamento monopolar. No caso de defeito polifásico, a proteção desligará todos os pólos do disjuntor e bloqueará o religamento.

- Somente um ciclo de religamento tripolar.

Caso o religamento esteja programado para ciclo tripolar e ocorra uma falta monofásica, a proteção deverá desligar todos os pólos do disjuntor e iniciará o ciclo de religamento tripolar. No caso de defeito polifásico, a proteção desligará todos os pólos do disjuntor e bloqueará o religamento.

- Ciclo de religamento mono/tripolar.

Caso o religamento esteja programado para ciclo mono/tripolar e ocorra uma falta monofásica, a proteção deverá desligar somente um pólo do disjuntor e iniciar o ciclo de religamento monopolar. No caso de defeito polifásico, a proteção desligará todos os pólos do disjuntor e iniciará o ciclo de religamento tripolar.

A seleção dos modos acima descritos deverá poder ser feita a partir da IHM Local, Central e remotamente pelo COR em tempo de operação.

O religamento será executado uma única vez, com bloqueio do mesmo em caso de insucesso e um tempo ajustável de reinicialização em caso de sucesso. Durante o tempo que essas funções estiverem ativadas a proteção deverá enviar ordem de desligamento tripolar.

O tempo de bloqueio deverá possuir ajustes na faixa de 0 a 30s e o de reset de 5 a 60s em passos de 1s. As parametrizações desses tempos deverão poder ser feitas a partir da IHM Local, Central e remotamente pelo COR em tempo de operação.

Deverá ser possível executar o ciclo de religamento com faixa de ajuste do tempo morto de 0,01 s a 5 s.

O tempo morto de qualquer ciclo deverá ser independentemente ajustável, tanto para religamento monopolar quanto para tripolar.

Os valores dos tempos mortos poderão ser implementados através do Subsistema de IHM Local, Central ou remotamente em tempo de operação.

Caso o defeito monofásico evolua para as outras fases, durante o tempo morto do ciclo de religamento monopolar, o religamento deverá ser bloqueado.

Para cada linha são requeridas duas opções para efetivação do religamento, sendo uma “sem verificação de sincronismo” e outra “com verificação de sincronismo”.

Neste último caso considerando ainda as possíveis configurações “barra viva – linha morta” ou “barra viva – linha viva” ou “barra morta – linha viva”.

A opção “com verificação de sincronismo” deverá ser realizada atendendo os requisitos especificados no item 3.9 de sincronização geral, considerando, no entanto, um tempo máximo de operação de 300 ms.

O religamento deverá ser bloqueado sempre que houver defeito no disjuntor, como por exemplo, baixa pressão de óleo, falta SF₆, etc., como também na atuação de proteções que sejam impeditivas à reenergização da linha; como por exemplo, atuação da proteção de sobretensão ou falha do disjuntor.

O religamento deverá ser bloqueado quando do fechamento manual do disjuntor pelo operador, por tempo ajustável de 0 a 30s, nas energizações de linhas com ou sem defeito presente.

Na abertura manual do disjuntor o religamento também deverá estar bloqueado.

Um contador digital deverá ser previsto para o registro do número de religamentos efetuados, separadamente para religamentos monopolares e tripolares.

3.6.3 Auxílio à Recomposição da Instalação

O SD deverá prever a inclusão das normas de recomposição do sistema. Estas normas serão incluídas na forma de texto de ajuda que serão acessadas quando da ocorrência de um desligamento na instalação.

O operador deverá solicitar a função de auxílio à recomposição da instalação e o SD apresentará a configuração atual da instalação e a seqüência de manobras necessárias para recompor o sistema elétrico.

O operador terá então a possibilidade de proceder manualmente com a execução das manobras ou solicitar que o SD efetue a seqüência apresentada.

As seqüências de recomposição do sistema serão discutidas durante o detalhamento de projeto.

3.7 Registrador de Perturbações (RDP)

A função de registro e análise de perturbações tem como finalidade básica a aquisição de dados em tempo real relativos aos novos eventos em condição de perturbação ou ainda em regime permanente na SE SUAPE II 230 kV. Subseqüentemente, ocorre a análise das condições operativas antes, durante e após uma perturbação transitória (curto-circuito ou falta) ou indicativa da dinâmica e desempenho

do sistema (estado operativo da proteção, valores de corrente e tensão, análise espectral, etc.).

3.8 Proteção

As proteções deverão ser dimensionadas para suportar sobretensões, sobrecorrentes, sobretemperaturas, 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.

É necessário a disponibilização de todos os pontos de supervisão citados nos procedimentos de rede do ONS, submódulo 10.19 em sua última revisão.

Deverá ser capaz de prover proteção adequada para os eventos sob as seguintes condições:

➤ Setor de 230 kV

◆ Tensão Nominal	230 kV
◆ Tensão Máxima.	245 kV
◆ Freqüência	60 Hz
◆ Tipo de Conexão	Sistema Estrela e Solidamente Aterrado

3.8.1 Proteções Previstas para a SE SUAPE II

- Proteção de Linha 230 kV;
- Proteção de Barra 230 kV;
- Proteção de Falha de Disjuntor 230 kV.

3.8.1.1 Proteção de Linha 230 kV

3.8.1.1.1 Características Gerais

A entrada de linha de 230kV deverá ter uma proteção principal (PP) e uma proteção alternada (PA), composta basicamente da forma descrita nos subitens abaixo.

Adicionalmente, deverá ser fornecido um esquema de supervisão de tensão trifásico (27), para intertravamento com o circuito de fechamento da correspondente lâmina de terra, como também esquema de transferência de proteção do vão de linha para o vão de transferência.

O tempo de operação da proteção de distância de linha não deverá exceder 25ms, considerando a relação fonte/impedância da linha (Z_s/Z_l) pelo menos igual a 30.

O tempo de operação é definido como o tempo de partida do relé no exato instante da falta até a energização do relé da saída da proteção. O tempo total de eliminação da falta em qualquer condição não deverá ser superior a 100ms.

3.8.1.1.2 Proteção Principal (87L+21 +21N)

A Proteção diferencial de linha (87L) deverá apresentar as seguintes características técnicas básicas:

- Medição independente por fase;
- Adequado para proteção de linha de transmissão;
- O tempo de operação não deverá ser superior a 30 ms;
- Conexão a TC com variadas relações de transformação, dispensando o uso de TC auxiliares intermediários;
- Flexibilidade de seleção, integrado ao seu algoritmo;
- Indicação de partida e desligamento por fase;
- Restrição de segunda e terceira harmônicas;
- Estabilização durante correntes de inrush, quinto harmônico e saturação dos TCs;
- Possibilidade de medições e testes de rotina com a linha energizada;
- Interface de comunicação com fibra óptica;

A Proteção de distância de fase e terra (21 + 21N) deverá apresentar as seguintes características principais:

- Proteção de distância por zona para todos os tipos de defeitos trifásicos, bifásicos, bifásicos com terra e monofásicos na direção e zona protegida, com elementos direcional para cada zona; “loop” de medições independentes, ou seja, não será aceito relé com unidade de medição comutável ou chaveado;
- Esquema de proteção contra oscilação de potência “out of step” (68/78);
- Dispositivo de sobrecorrente direcional de terra (67N) para faltas com alta impedância, operando em conjunto com o esquema de teleproteção;
- Esquema de quatro zonas de proteção direcionais reversíveis, cada uma com tempo de atuação ajustável independentemente. O tempo de ajuste para a segunda, terceira e quarta zona deve ser de 0,05 a 3 s e o tempo de atuação para

faltas em primeira zona não deverá exceder 25 ms, considerando a relação impedância da fonte / impedância da linha (Z_s/Z_l) pelo menos igual a 30 (trinta). O ajuste para a relação X/R deverá atender a faixa de 0,25 a 2;

- Adequado para aplicação em linhas com compensação série no terminal local e na extremidade oposta da linha protegida;
- Curvas características do tipo poligonal ou circular para todas as zonas;
- Ajustes do alcance da primeira zona entre 80% a 90% da impedância da linha,
- para todas as relações nominais dos TC;
- Ajustes do alcance da segunda zona entre 120% a 150% da impedância da linha para todas as relações nominais dos TC;
- Ajustes do alcance da terceira zona entre 140% a 180% da impedância da linha para todas as relações nominais dos TC;
- Ajuste na faixa de 65° a 85° do ângulo da impedância da linha;
- A partida deverá ser por subimpedância, não será aceito partida por sobrecorrente;
- Ordem de desligamento próprio para abertura monopolar e/ou tripolar seletiva;
- Determinação da polarização através das fases sãs (“*cross-polarized*”) e memória de tensão ativa para falta trifásica;
- Atuação instantânea com abertura tripolar do disjuntor através da proteção durante a energização manual da linha morta sob defeito com bloqueio do religamento automático;
- Indicações de partida e desligamento por fase;
- Supervisão da alimentação AC através de esquema de falha de fusível para bloqueio e alarme de falta de tensão;
- Possibilidade de auto-adaptação ao sistema dentro do conceito de proteção adaptativa;
- Possibilidade de medições e testes de rotina com a linha energizada;
- O relé deverá ser dotado com oscilografia de curta duração;
- Interface com fibra óptica.
- O sistema deverá prover meios para evitar operação indevida da proteção de distância, quando da manobra do banco de capacitores série e/ou reator shunt da linha conectados ou não.

3.8.1.1.3 Proteção Alternada (87L+21+21N)

A proteção alternada deverá ser idêntica à proteção principal, valendo os mesmos requisitos de item 3.8.1.1.2.

3.8.1.1.4 Esquema de Religamento Automático (79)

Esquema de religamento automático, com as funções de verificação de sincronismo, de acordo com as características especificadas no item 3.6.2 desta seção.

Esta função deverá estar implementada no relé de proteção principal (87L+21+21N).

3.8.1.1.5 Proteção de Sobretensão Temporizada e Instantânea (59)

Deverá ser prevista função de proteção de sobretensão com saída temporizada e instantânea, alimentadas independentemente pelos secundários do TP da linha de 230kV, sendo próprio para medição de sobretensão entre fases, devendo ser utilizado conjuntos de relés monofásicos ou uma unidade trifásica. As unidades temporizadas e instantânea deverão atuar independentemente.

A atuação da proteção de sobretensão instantânea caracterizará uma sobretensão severa, ocorrendo em todas as três fases simultaneamente com nível acima do ajustado, devendo ser desligado as três fases do terminal local e envio de *transfer trip* para o terminal remoto. Para evitar operação indevida, deverá ser provida uma temporização ajustável na faixa de 15 a 150 ms.

A atuação da proteção de sobretensão temporizada, caracterizará uma sobretensão sustentada em qualquer uma das fases, que após contado o tempo deverá operar desligando as três fases do terminal local e enviar *transfer trip* para o terminal remoto.

São requeridas as seguintes características técnicas para os relés de sobretensão temporizado e instantâneo:

3.8.1.1.6 Oscilação de Potência (68/78)

Esta função deverá estar implementada no relé de proteção principal (87L+21+21N).

São requeridas as seguintes características de bloqueio e desligamento por oscilação de potência, como descrito abaixo:

- A saída de linha deverá incorporar a função de bloqueio da operação da proteção de distância por oscilação de potência, evitando efetivamente o desligamento dos disjuntores durante severas oscilações de potência trifásicas no sistema;
- O princípio de operação deverá ser baseado na determinação do tempo compreendido para a impedância aparente passar da característica da zona de oscilação de potência à característica de falta interna;
- Os tempos de restabelecimento (reset) deverão ser baixos visando garantir que a função de distância associada retome sua função normal tão logo possível.
- Deverá ser incorporado também esquema de proteção para desligamento por oscilação de potência. Este esquema deverá permitir selecionar o ponto de desligamento dentro ou fora da característica da proteção com tempo ajustável com faixa de ajuste a ser definida durante a fase de DP.

3.8.1.1.7 Localização de Defeitos

Esta função destina-se a determinar a distância entre a SE e o ponto de defeito na linha de transmissão, baseado nos valores medidos de tensão e corrente durante a falta. Esta estimação do ponto de defeito deve ser realizada tanto para faltas temporárias quanto para faltas permanentes.

Para a saída de linha de 230kV requer-se a função de localização de defeitos transitórios supervisionando permanentemente a linha, integrada como rotina da programação na proteção numérica (87L+21+21N), ou uma unidade independente desta, devendo ser iniciada pela proteção de distância.

A distância da falta será determinada e apresentada em quilômetros, percentual e Ohms, através de indicação digital com o mínimo de 03 dígitos para leitura local e remota (IHM Central e COS/COR), com possibilidade de reset.

A compensação dos efeitos de acoplamentos mútuo de linhas paralelas, fluxo de corrente de faltas entrando por ambos os terminais de linha, corrente de carga, resistência de falta e de arco, deverão ser considerados no algoritmo do localizador de defeitos. O localizador deverá garantir erro não superior a 3% do comprimento da linha protegida para qualquer tipo e localização da falta.

3.8.1.1.8 Relé de Bloqueio de Linha (86L)

Esquema de bloqueio do tipo bi-estável, com rearme local e remoto para intertravamento com os circuitos de fechamento dos disjuntores, sendo acionados pela

proteção de sobretensão, barra, oscilação de potência, proteção de falha de abertura dos disjuntores e proteção de reatores “*shunt*” e banco de capacitores série da saída de linha.

3.8.1.2 Proteção de Falha de Disjuntor de 230kV

São requeridas as seguintes características para os relés de proteção que executarão as funções de falha de disjuntor 230kV (50/62BF):

- Deve ser seletiva, identificando em qual barramento ou trecho de barra está conectado o disjuntor sob falha, bem como todos os demais disjuntores ligados a essa barra, os quais deverão ser desligados para eliminação do defeito;
- No caso de barramentos com configurações variáveis por manobras de seccionadoras, a proteção para falha de disjuntor deve ser seletiva para todas as configurações, de modo a desconectar apenas a seção defeituosa.
- Deve ter a partida pela atuação de todas as proteções que atuam sobre o disjuntor protegido;
- A proteção deverá possuir sensores de sobrecorrente de fase e terra, ajustáveis de alta relação operação/não - operação e temporizadores ajustáveis;
- A proteção deverá ter partidas independentes para defeitos com corrente e para defeitos sem corrente;
- A proteção deverá ter entradas para partida monofásica e trifásica;
- Deverá atender a faixa de ajuste do elemento de sobrecorrente: de 0,5 a 2 A
- Deverá atender a faixa de ajuste do temporizador de 25 a 1.600 ms
- Deverá prover um novo comando de abertura no disjuntor protegido (*retrip*), antes do *trip* geral pela atuação da proteção;
- O tempo total de eliminação de faltas, incluindo a proteção 50+62BF, relés auxiliares (caso necessários) e disjuntores, não deverá exceder a 250 ms;
- Deve possibilitar as medições e testes com os vãos energizados;
- Deve possuir Interface de comunicação com fibra óptica.

3.8.1.3 Proteção de Barra 230kV

A proteção diferencial de barra (87B) deverá apresentar as seguintes características técnicas básicas:

- Medição independente por fase;
- Adequado para proteção de barras;

- O tempo de operação não deverá ser superior a 30 ms;
- Conexão a TC com variadas relações de transformação, dispensando o uso de TC auxiliares intermediários;
- Flexibilidade de seleção, integrado ao seu algoritmo;
- Indicação de partida e desligamento por fase;
- Restrição de segunda e terceira harmônicas;
- Estabilização durante correntes de *inrush*, quinto harmônico e saturação dos TC;
- As faixas de ajustes serão definidas durante detalhamento de projeto;
- Possibilidade de medições e testes de rotina com a barra energizada;
- Interface de comunicação com fibra óptica.

3.9 Sincronização Geral para Fechamento de Disjuntor

A sincronização deverá ser realizada em cada UA, comparando as tensões, ângulos de fase e frequência das fontes, com as seguintes faixas de ajustes:

- Ângulo máximo de fechamento: de 5° a 80°, em passos de 5°;
- Diferença máxima de frequência: 0,05 Hz a 0,35 Hz em passos de 0,05 Hz;
- Diferença máxima de tensão: 0 a 20%;
- Tempo de medição menor que 0,1 segundos para qualquer combinação de ajustes.

Estes valores deverão ser verificados para as fases de referência, só devendo ser emitido comando para o disjuntor se as condições de ângulo, frequência e tensões tiverem sido atendidas, conforme as características pré-estabelecidas.

O tempo para execução da sincronização deverá ser configurável na faixa de 0 a 3 minutos.

CAPÍTULO IV

Desenvolvimento do projeto

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.

Nesta fase, tomando-se por base os Procedimento 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.

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).

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

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 “cadistas”, que os desenhavam usando o software AUTOCAD. 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 “cadista” atualizar a versão digital. Esse procedimento é repetido quantas vezes for necessário, ou seja, até que a folha digitalizada se encontre totalmente correta.

4.1 Projeto do Diagrama Funcional

O diagrama funcional inclui todas as funções existentes e mostra as ligações dos equipamentos, mas não significa que a ligação física esteja dessa mesma forma. É esse caderno que representa como funciona a SE. Ele contém os diagramas lógicos usados para programar os equipamentos digitais que participam das funções de controle e proteção da SE.

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

4.1.1 Diagrama unifilar

Nesta folha são mostrados os quatro vãos de entrada de linha, o vão de conexão com o banco de autotransformadores e um vão de Transferência. Este vão que encontra-se rachurado na Figura 2, significando que o diagrama funcional trata daquele vão específico.

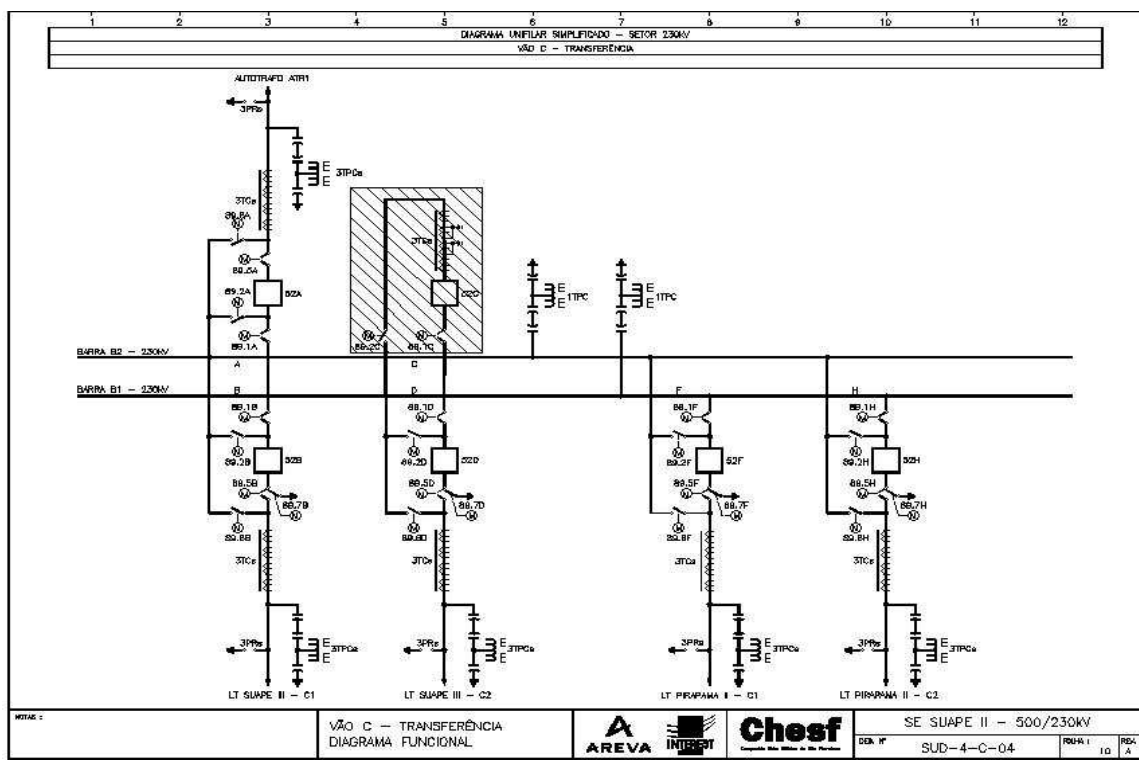


Figura 2 – Diagrama unifilar do vão C – Transferência. [Diagrama Funcional, SUD – 4 – C – 04]

4.1.2 Diagrama trifilar e entradas analógicas

Mostram como os TCs e TPs são ligados nas três fases às entradas analógicas das unidades (cf. Figura 3). Essas entradas são responsáveis pela aquisição de dados, captando as informações dos TCs e TPs, para medição e proteção, a fim de tomar as

medidas necessárias em caso de falta. Há mais detalhes que no diagrama unifilar, já que são mostrados os bornes de régua no painel, onde há a ligação do sinal vindo do equipamento de pátio com o elemento que está dentro do painel.

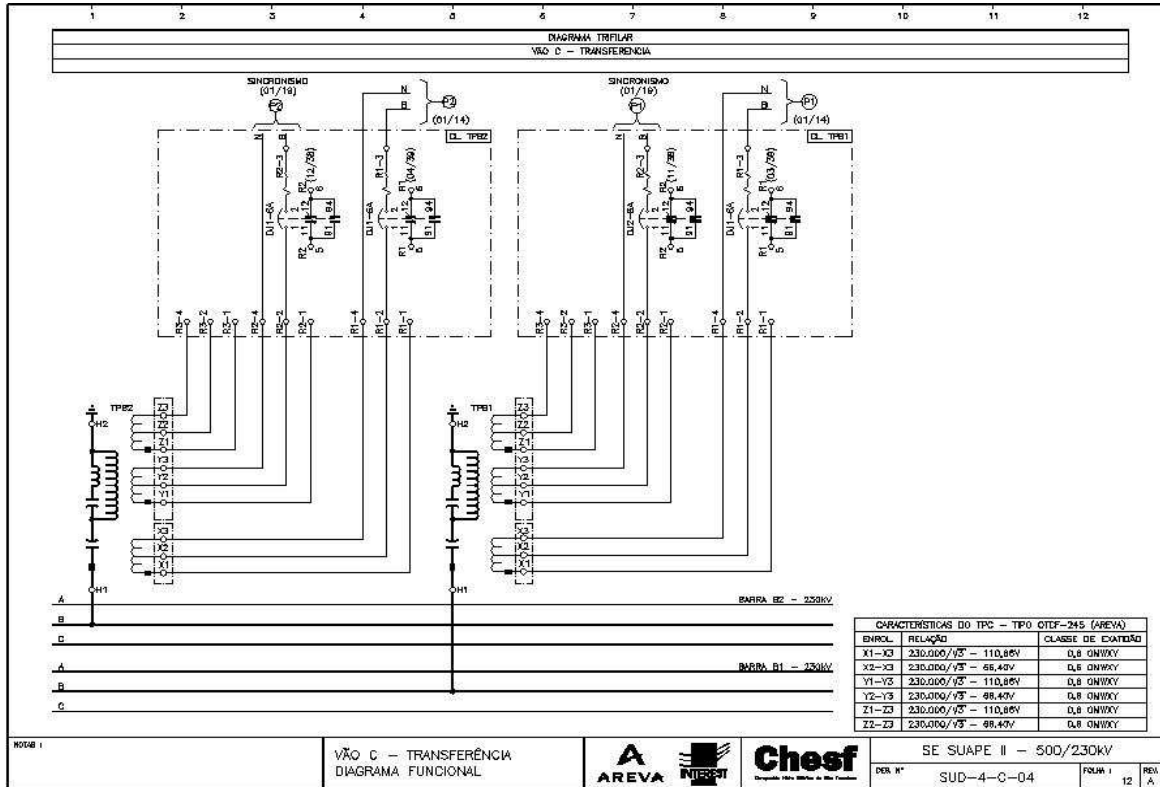


Figura 3 – Diagrama Trifilar do vão C – Transferência. [Diagrama Funcional, SUD – 4 – C – 04]

4.1.3 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 de falta de tensão, que indicam se há uma falta de tensão no barramento CC.

4.1.4 Entradas 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.

4.1.5 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.

4.1.6 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 ligado ao circuito do disjuntor, para que ele não feche em caso de alguma falha na linha ou no próprio disjuntor.

4.1.7 Transferência de Proteções

Os relés 43N e 43T, que indicam que se o vão está na posição normal ou transferida, respectivamente, e se devem realizar alguma ação de transferência. Eles são acionados pela UC quando é necessário transferir as proteções para o disjuntor do vão de transferência (vão C), quando o disjuntor do vão não está operando, ou para voltar à posição normal, que é quando as proteções atuam no disjuntor do próprio vão.

4.1.8 Relés auxiliares

São usados relés eletromecânicos para auxiliar em algumas funções, tais como enviar comandos para algum equipamento no pátio, para evitar ligar 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.

4.1.9 Distribuição de potencial

As ligações no 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 toda a costura de um dado potencial, ou seja, todas as ligações que estão no mesmo potencial, realiza-se um esquema no funcional de como percorre todo o potencial.

4.1.10 Esquemas internos

As ligações internas dos disjuntores e seccionadoras, 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 funcional.

4.1.11 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 implementarem-se 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 4, 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.

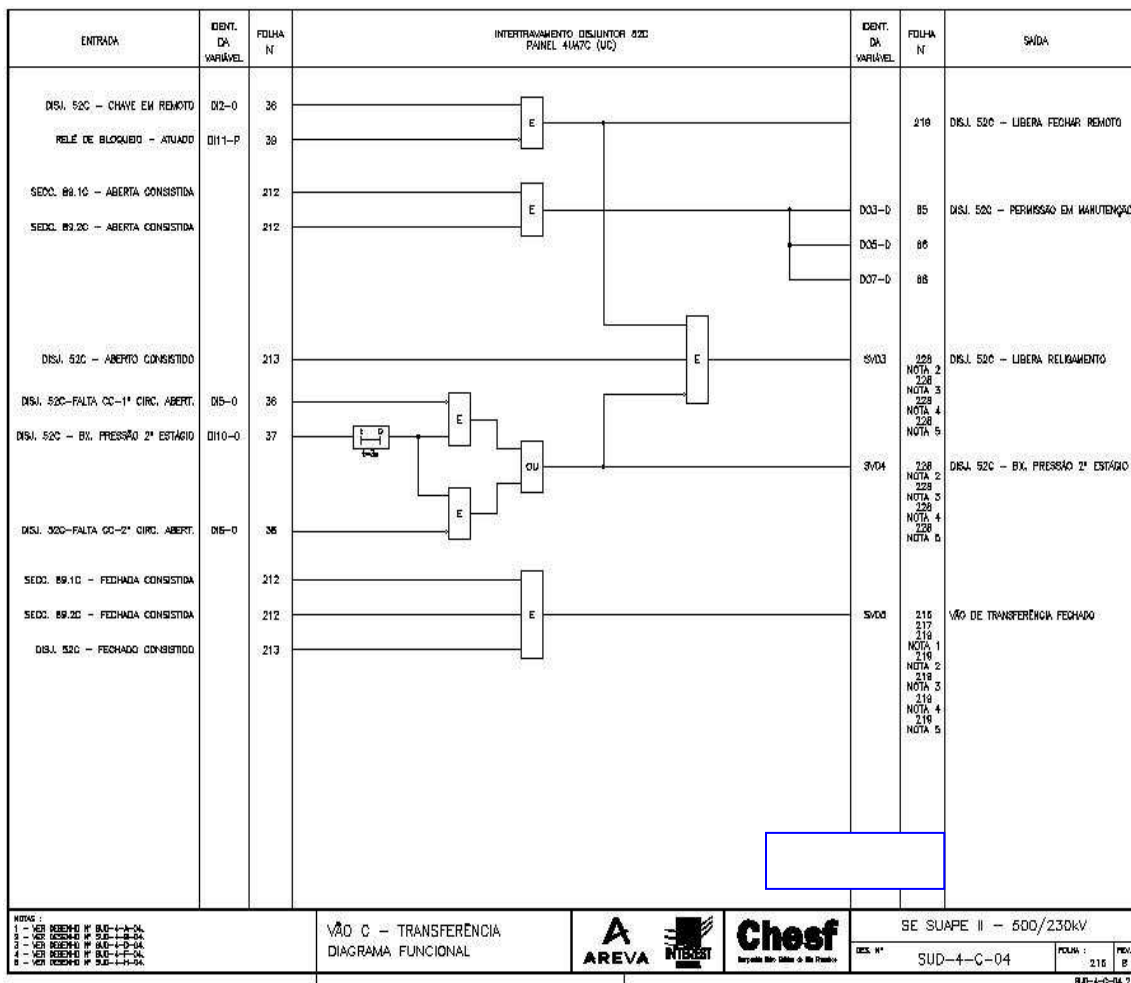


Figura 4 – Diagrama Lógico do Vão C – Transferência [Diagrama Funcional, SUD – 4 – C – 04]

4.1.12 Borneamento

Arranjadas todas as ligações, parte-se agora para o borneamento. Para se interligar os diversos dispositivos dentro do painel com o que estão de 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.

4.2 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.

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 dos outros vãos também estejam prontos, já que existe interligação entre eles. Tal diagrama pode ser conferido no ANEXO 1 encontrado no final do presente trabalho.

4.3 Projeto do Diagrama de Fiação

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.

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. O referido projeto pode ser verificado ao final deste trabalho no ANEXO 2.

CONCLUSÕES

Conforme mencionado ao longo do presente relatório de estágio, a fim de ampliar o atendimento de energia elétrica ao complexo industrial e à região portuária de SUAPE no Estado de Pernambuco, foi necessário a elaboração do projeto da SE SUAPE II (500/230 kV) e SUAPE III (230/69kV) para que houvesse uma melhor confiabilidade no fornecimento de energia elétrica a referida região.

Desta forma, conclui-se que o estágio realizado no período de elaboração do projeto da SE SUAPE II foi de extrema importância para o aperfeiçoamento e incremento dos conhecimentos na parte de proteção e controle de subestações, até então, em grande parte teóricos. 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.

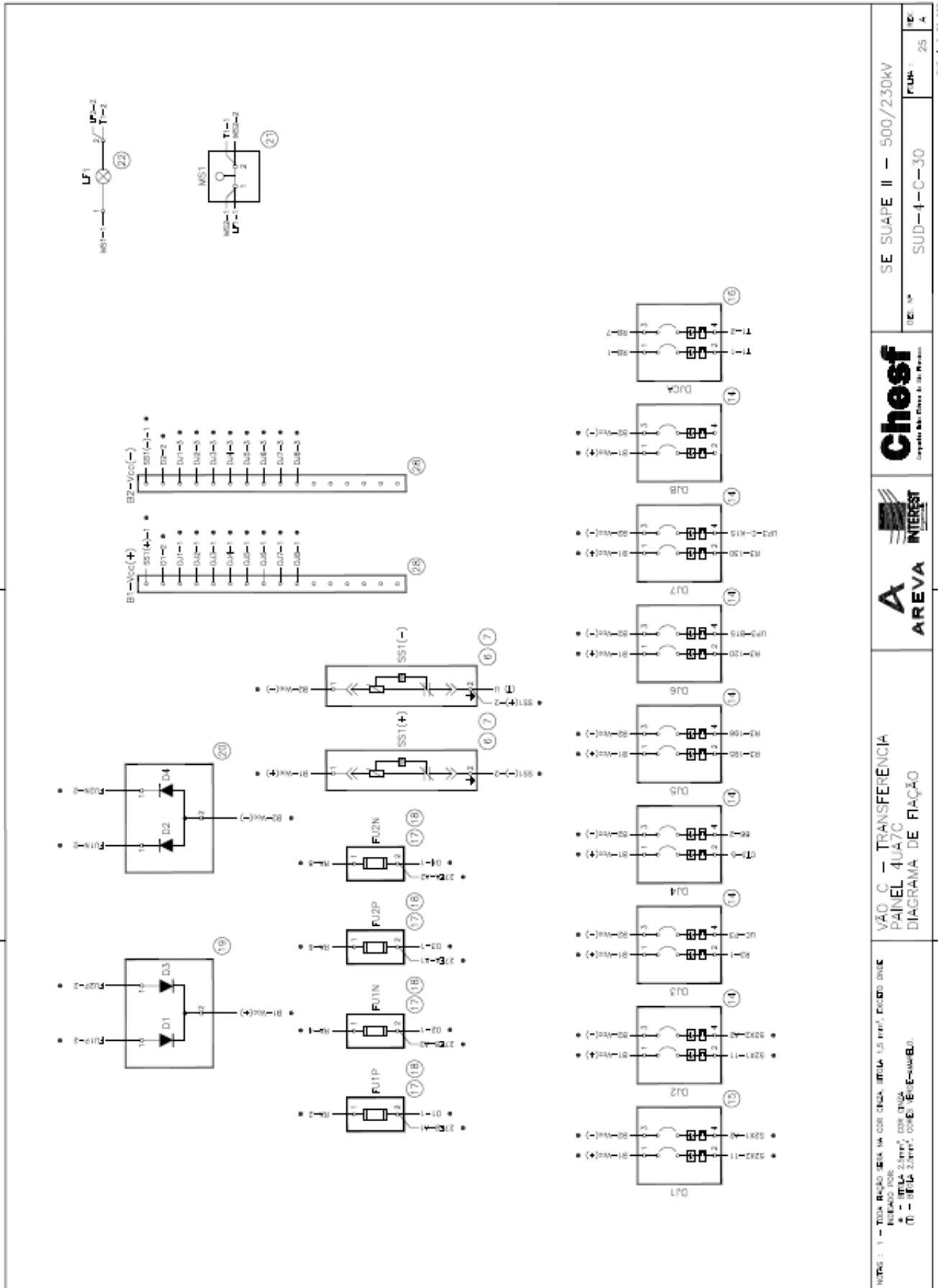
Em relação ao projeto da SE SUAPE II, pode-se afirmar que se tratar de várias etapas cada uma com sua importância, mas todas com o propósito final de tornar o projeto o mais confiável possível. É necessário que os projetistas tomem sempre decisões em equipe para que todos os projetos possuam um único padrão no final da elaboração, a fim de que não haja grandes distinções sobre quem projetou.

O aprendizado ao longo do estágio não se resumiu em detectar problemas, mas também em solucioná-los.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) **KINDERMANN, G.** *Proteção de Sistemas Elétricos de Potência, Volume I*, Ed. Lablan, 2005.
- (2) **MCDONALD, Jonh D.** *Electric Power Substations Engineering, Second Edition*, Ed. CRC Press, 2006.
- (3) **LIGHT**, *Proteção de Sistemas Elétricos, Segunda Edição*, Ed. Interciência, 2005.
- **Workstatment** da SE SUAPE II.

ANEXO 2 - Representação do diagrama de fiação.



SE SUAPE II - 500/230kV

Chesf
Companhia S.A. de Energia

AREVA
INTEREST

VÃO C - TRANSFERENCIA
PAINEL 4UA7C
DIAGRAMA DE FIAÇÃO

DE: Nº SUD-I-C-30

FLUX: 25

DE: 4