



Universidade Federal de Campina Grande - UFCG

Centro de Engenharia Elétrica e Informática - CEEI

Departamento de Engenharia Elétrica - DEE

Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica – CGEE

Coordenadoria de Estágios - Engenharia Elétrica

Relatório de Estágio Integrado:

Projetos de Automação em Subestação de Potência- SE

Gerônimo Barbosa Alexandre

Orientação:

D. Sc. Edson Guedes Costa

Campina Grande – Paraíba - Brasil

2013

Gerônimo Barbosa Alexandre

Projetos de Automação em Subestação de Potência- SE

Relatório de Estágio submetido ao corpo docente do curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande, como parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientador:

Prof. D. Sc. Edson Guedes Costa

Campina Grande- PB

2013

Gerônimo Barbosa Alexandre

Projetos de Automação em Subestação de Potência- SE

Relatório de Estágio submetido à banca examinadora designada pela Coordenação de Graduação em Engenharia Elétrica (CGEE) da Universidade Federal de Campina Grande, como parte dos requisitos necessários para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovado em 18 de outubro de 2013.

Por:

Edson Guedes Costa, D. Sc.
Prof. DEE/UFCG- Orientador
Presidente da banca examinadora

Tarso Vilela Ferreira, D. Sc.
Prof. DEE/UFCG- Avaliador

Agradecimentos

O autor agradece ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Engenharia Elétrica e Informática da Universidade Federal de Campina Grande. Ao Grupo de Sistemas Elétricos, GSE-UFCG, em especial ao orientador pela paciência e dedicação no desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço a DEUS por estar comigo todas as horas. A minha família e a todos os colegas que acompanham minha trajetória.

Resumo

O presente trabalho apresenta uma descrição das atividades do estágio realizado por Gerônimo Barbosa Alexandre. Este estágio é integralizado como requisito para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, na Universidade Federal de Campina Grande. Foi cumprido, no período de cinco meses, nas instalações da empresa MDL Tecnologia Ltda. – MDLTEC, sediada no estado do Pernambuco. As atividades foram desempenhadas na área de engenharia de projetos de Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação (MPCCSR) de subestações de energia, possuindo caráter de análise de serviços elétricos e comissionamento de painéis e chassis de proteção. Além de critérios e normas relativos à preparação de documentação técnica, foram aplicados conceitos de dimensionamentos, especificações, relés digitais, de protocolos de comunicações e de redes de computadores. Em complementação, o aluno acompanhou testes de fábrica (TAF - Testes de Aceitação de Fábrica) dos painéis a serem instalados.

Palavras-chaves: Automação de SE, Projetos, Telecomando, Controle, Proteção, Telesupervisão e Telemedição.

Sumário

Capítulo 1	01
1. Introdução.....	01
1.1 Considerações iniciais.....	01
1.2 Objetivos.....	01
1.2.1 Objetivos gerais.....	01
1.2.2 Objetivos específicos.....	02
1.3 A empresa concedente.....	03
1.4 Organização do trabalho.....	03
Capítulo 2	05
2. Fundamentação Teórica.....	05
2.1 Introdução.....	05
2.2 Proteção de sistemas elétricos.....	07
2.2.1 Proteção primária.....	08
2.2.2 Proteção secundária ou retaguarda.....	09
2.2.3 Proteção de transformadores.....	09
2.2.4 Proteção de barramento.....	10
2.2.5 Proteção de linhas.....	10
2.3 Configurações de sistemas de MPCCSR usados no Sistema CHESF.....	11
Capítulo 3	16
3. Projetos de Automação de Subestações de Energia Elétrica.....	16
3.1 Projeto executivo de Teleassistência de SE.....	16
3.1.1 Apresentação geral do escopo dos serviços.....	16
3.1.2 Detalhamento de projeto.....	17
3.1.2.1 Fase I.....	17
3.1.2.2 Fase II.....	18
3.1.2.3 Fase III.....	18
3.1.2.4 Fase IV.....	19
3.1.2.5 Fase V.....	19
3.1.3 Atividades desenvolvidas pelo estagiário.....	19
3.2 Projeto executivo de <i>Retrofit</i> da cadeia de Proteção.....	23
3.2.1 Comissionamento da SE Milagres 230 kV/69 kV da CHESF.....	24
3.2.1.1 Testes dos painéis em fábrica.....	24
3.2.1.2 Testes dos painéis em campo.....	25
3.2.1.3 Etapas do comissionamento.....	25
3.2.2 Atendimento ao submódulo 2.7 do ONS.....	26
3.2.3 Atividades desenvolvidas pelo estagiário.....	26
Capítulo 4	28
4. Considerações Finais.....	28
Referências Bibliográficas.....	29
Apêndices.....	30

Lista de Figuras

Figura 2.1 Painel de comando e controle.....	11
Figura 2.1 Chassi de proteção.....	12
Figura 2.1 Multimetro da Kron.....	15

Lista de abreviaturas

ATR – Auto Transformador
BA - Estado da Bahia
BI - Business Intelligence
CA – Corrente Alternada
CAD – Computer Aided Design
CC – Corrente Continua
Celpe - Companhia Elétrica do Estado do Pernambuco
CH - Chassi de Proteção
CHESF - Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CLP - Controlador Lógico Programável
COS - Centro de Operação do Sistema
Compesa - Companhia Pernambucana de Saneamento
Eletronorte - Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A.
GGE – Grupo Gerador Diesel de Emergência
LT - Linha de Transmissão
KD - Proteção de distância do tipo KD, da Westinghouse
MPCCSR - Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação
ONS - Operador Nacional de Sistema Elétrico
PC - Painel de Comando e controle
PE – Estado do Pernambuco
RS485 – Comunicação Serial
SAGE - Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SART - Sistema Automático de Regulação de Tensão
SCS – Sistema de Controle e Supervisão
SE - Subestação de Energia elétrica
TAC – Teste de Aceitação de Campo
TAF – Teste de Aceitação de Fábrica
TC - Transformador de Corrente
TP - Transformador de Potencial
TPC – Transformador de Potencial Capacitivo
UAD - Unidade de Aquisição de Dados
UA – Unidade Autônoma
UTR – Unidade Terminal Remota

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações Iniciais

O programa de estágios na modalidade Estágio Integrado tem como um de seus objetivos gerais, integrar o aluno com a problemática tecnológica, econômica, política e humanística, existentes nos setores da indústria e de serviços, permitindo uma visão realista do funcionamento das empresas [1].

Em conformidade com o exposto, foi realizado o Estágio Integrado, constante da grade curricular do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal de Campina Grande, durante o período de 10 de junho de 2013 a 10 de outubro de 2013, totalizando 753 horas integralizadas. O referido estágio foi exercido em sua totalidade pelo aluno Gerônimo Barbosa Alexandre (doravante chamado Estagiário), regularmente matriculado no Curso de Graduação em Engenharia Elétrica desta universidade. Suas atividades foram desenvolvidas na empresa MDL Tecnologia Ltda. (MDLTEC), localizada na cidade de Recife – PE. Ao longo deste relatório, será apresentada a evolução das atividades propostas como complementares à formação técnica e profissional do aluno, de forma que, o exposto venha a comprovar sua integração com o ambiente organizacional e as práticas inerentes à sua formação.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos Gerais

Neste Relatório de Estágio tem-se como objetivo geral apresentar de maneira clara as atividades realizadas pelo estagiário na MDL Tecnologia Ltda. no setor projetos de Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação (MPCCSR) em Subestações de Potência de 230 kV/69 kV.

Apresentar a tecnologia que está sendo utilizada nas subestações elétricas na área de MPCCSR. Ao término do estágio, o aluno estará capacitado a analisar projetos de MPCCSR de Subestações; elaborar projetos de fiação de painéis e interligação entre painéis e equipamentos de pátio; analisar e desenvolver projetos de diagramas lógicos e parametrizar equipamentos para automação através do *software* MiCOM Agile S1 da

Alstom; conhecimento nos protocolos de comunicação para equipamento RS485 e rede Modbus, da Schneider Electric.

1.2.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos destacam-se:

Participação e acompanhamento em projetos de automação de subestações de energia: Fase inicial e paralela, onde são observados os fundamentos básicos de automação de subestações com a percepção e definição dos elementos básicos do sistema elétrico e equipamentos de alta tensão, observando os aspectos do projeto funcional durante sua elaboração.

Participação e acompanhamento nos Projetos Funcionais, de Fiação e Interligação de MPCCSR (Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação) da Subestação de Juazeiro II 230/69 kV, da CHESF: A elaboração de um projeto funcional compreende a parte mais refinada de MPCCSR sendo indispensável para a implementação dos projetos de Fiação, que mostra a lista de equipamentos (relés auxiliares, unidades de controle e proteção, etc.) e a ligação dos componentes do painel e o projeto de interligação, que mostra a ligação dos equipamentos de pátio com os painéis e/ou ligações entre painéis sempre feita por meio de réguas terminais ou réguas de borne.

Estudo de equipamentos para automação: Leitura de manuais para conhecimento do equipamento: Suas funções, aplicações gerais e específicas programação e parametrização.

Participação no projeto de MPCCSR da SE Juazeiro II: Compreende a fase desde a elaboração do projeto, teste de aceitação de fábrica e comissionamento da subestação (esta etapa o aluno não participou por completa).

Participação e acompanhamento do Retrofit das SE's associadas a SE Milagres: LT Milagres-Banabuiú (duas cabeças da linha): Compreende a troca da cadeia de proteção da KD (Westinghouse) por MiCOM P442 (Areva) (Proteção Principal) + MiCOM P442 (Proteção alternada).

Conhecimentos dos documentos de MCCSR: Caderno funcional, de fiação e de interligação por evento e por setor. Bem como das funcionalidades dos circuitos internos.

Uso do software AutoCad da AutoDesk: Utilização do AutoCad como ferramenta de apoio no projeto de MCCR.

Elaboração de planilhas de pontos ou variáveis de entrada para o supervisor, SAGE (Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia-Chesf): Identificar todos os pontos de aferição de variáveis a serem enviados para SAGE visando atender o submódulo 2.7 do ONS, Padrão de Rede - ONS, padronizar em formato de Tabela Excel disponibilizado pela CHESF.

1.3 A Empresa Concedente

A MDL Tecnologia Ltda. é uma empresa sediada em Recife que desenvolve Projetos, Consultoria e Instalações elétricas especificamente na área de MPCCSR (Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação) em Subestações de Potência. Fundada pelo atual Diretor Técnico, Ariberto Moraes Alves, após retornar da sede da Areva do Brasil, onde desenvolveu atividades de engenharia. Atua no mercado nacional há 10 anos e possui responsabilidade e comprometimento com a tecnologia e inovação nos seguintes serviços: Projetos e Instalações Elétricos e Eletromecânicos e de Automação de Subestações; Projetos e Instalações de Sistemas de Iluminação; Projetos e Instalações de Malhas de Terra; Projetos e Instalações de Sistemas Elétricos Industriais e Prediais; Projetos e Instalações de Sistemas de Proteção contra Descargas Atmosféricas; Projetos e Instalações de Cabeamentos Estruturados.

Hoje em dia a MDL Tecnologia possui um corpo técnico especializado em projetos de MPCCSR, Relés de Proteção e Controladores Lógicos Programáveis além do conhecimento sobre os processos na sua área de atuação, com trabalhos realizados no Norte e Nordeste Brasileiro, tendo como principais parceiros: CHESF, Celpe, Eletronorte e a Companhia Pernambucana de Saneamento (Compesa).

1.4 Organização do Trabalho

Este trabalho encontra-se dividido em cinco capítulos, organizado da seguinte forma:

Capítulo 1 – Neste capítulo encontram-se a caracterização geral do cenário da automação em subestações, os objetivos e a estrutura do trabalho.

Capítulo 2 – Será dada atenção teórica nos principais conceitos envolvidos na filosofia da proteção de subestações.

Capítulo 3 – Será apresentado às etapas envolvidas na execução de um projeto executivo de Teleassistência de uma SE, com enfoque as atividades desenvolvidas pelo estagiário na Teleassistência da SE de Juazeiro II na Bahia.

Capítulo 4 – São expostas as características gerais de um projeto de *Retrofit* da proteção, com ênfase as atividades realizadas pelo estagiário, com respeito ao *Retrofit* da cabeça de linha de Milagres e da cabeça de linha de Banabuiú.

Capítulo 5 – São expostas as considerações finais e as contribuições do estágio curricular para o aluno.

Por fim apresentam-se as referências bibliográficas utilizadas.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

2.1 Introdução

A energia elétrica é considerada atualmente, como um dos fatores preponderantes para o desenvolvimento do país e para qualidade de vida das pessoas. A busca por melhores níveis de fornecimento de energia pelas empresas de energia elétrica, uma vez que a qualidade dos serviços impacta na tarifa, pela qual é remunerada a empresa, resulta da adoção de estratégias que envolvem, principalmente, a automação. Automação é uma área da tecnologia utilizada para a melhoria de um determinado processo de produção. Quando se usa o termo “melhoria no processo” significa que a atividade deve ser realizada com melhor qualidade, maior segurança, no menor tempo, com menor variabilidade e com menor custo.

O termo Automação Elétrica tem sido usado para designar os sistemas digitais que são utilizados para supervisão, comando, controle e proteção dos vários componentes do sistema elétrico. Estes sistemas podem ser classificados quanto ao processo a que estão relacionados em: sistemas de supervisão e controle do sistema de potência, sistema de automação de subestações, sistema de automação de usinas ou sistema de automação da distribuição.

Estes sistemas trocam informações entre si, de forma a executar suas funções, sem duplicação na coleta de dados e nas ações, estando ligados entre si através de uma rede de comunicação de dados. Os sistemas digitais para todos os tipos de automação elétrica são compostos por vários níveis hierárquicos de ação, e visam prover os meios para operação e manutenção do sistema elétrico. Os níveis de automação industrial podem ser identificados por:

- ✓ *Nível 0*: Constituído pelos equipamentos de campo a controlar;
- ✓ *Nível 1*: Sistema de aquisição de dados e controle. É composto pelas Unidades de Aquisição de Dados e Controle (UAC), constituindo a interface com o processo. Existem dois tipos de equipamentos que podem ser utilizados para UAC: as denominadas UTR – Unidades Terminais Remotas e os CLP - Controladores Lógicos Programáveis;

- ✓ *Nível 2*: Representado pelos computadores que fazem a supervisão das máquinas e equipamentos, constituindo o sistema de controle central da instalação;
- ✓ *Nível 3*: É onde ocorre a operação e o atendimento das subestações e usinas à distância, geralmente denominado de Centro de Operação do Sistema (COS).
- ✓ *Nível 4*: O quarto nível é responsável pela parte de programação e também do planejamento da produção. Auxilia tanto no controle quanto também na logística de suprimentos. Podemos encontrar o termo Gerenciamento da Unidade para este nível.
- ✓ *Nível 5*: O quinto e último nível da pirâmide da automação industrial se encarrega da administração dos recursos da empresa. Neste nível encontram-se *softwares* para gestão de venda, gestão financeira e BI (*Business Intelligence*) para ajudar na tomada de decisões que afetam a empresa como um todo.

O esquema de dividir a automação em níveis hierárquicos tenta organizar os diferentes níveis de controle existentes através da divisão em cinco níveis hierárquicos. Os níveis mais baixos estão diretamente relacionados com os equipamentos utilizados em campo, enquanto os níveis superiores tratam do gerenciamento dos processos, da unidade e da empresa.

Neste cenário de automatização de processos o sistema CHESF (Companhia Hidro Elétrica do São Francisco), vem investindo no setor de MPCCSR (Medição, Proteção, Comando, Controle e Supervisão), fazendo uso de editais de licitações e pregões para prestação de serviços por parte de empresas especializadas neste setor. Os principais serviços prestados neste setor são: Projeto executivo de Teleassistências de subestações de energia elétrica e *Retrofitting* de Cadeias de proteção.

O termo *Retrofit* refere-se ao processo de modernização de algum equipamento já considerado ultrapassado ou fora de norma, no caso de *Retrofit* da Cadeia de proteção refere-se à troca da cadeia de proteção existente, no caso analógica, com vários relés analógicos por uma cadeia nova digital com um único relé multifuncional, como por exemplo o MiCOM P442 da Areva, o qual possui 25 funções de proteção em um único equipamento. Neste caso diz que houve uma troca da cadeia de proteção de distância KD (Westinghouse) por MiCOM P442 (Areva) (Proteção Principal) + MiCOM P442 (Proteção alternada), outro exemplo seria substituição da proteção 7LS32 (Siemens) por MiCOM P442 (Areva) (Proteção Principal) + MiCOM P442 (Proteção alternada).

O estagiário participou ativamente dos dois projetos desenvolvidos pela MDL Tecnologia Ltda., *Retrofitting* da cadeia de proteção da L.T. Milagres-Banabuiú 230 kV e da Teleassistência da SE Juazeiro II CHESF- Bahia. As atividades integralizadas serão descritas ao longo deste documento.

Para o correto entendimento do universo dos projetos de MPCCSR se faz necessário conhecer um pouco da literatura na área de proteção de sistemas e as tecnologias usadas para automação de SE. Neste capítulo será dada atenção aos conceitos básicos e fundamentais que servem de base para consecução e execução de projetos de automação de subestações de energia elétrica, em especial as tecnologias empregadas para tais fins. Os conceitos aqui apresentados estão de acordo com Caminha, 1997, CHESF, 2004 e Guerra, 2010.

2.2 Proteção de Sistemas Elétricos

A Proteção de Sistemas Elétricos é exercida por um conjunto de equipamentos, sendo o principal o relé, que tem por finalidade proteger o sistema de falhas internas ou externas, evitando ou minimizando danos a este. A proteção deve considerar os seguintes aspectos:

- ✓ Operação normal:
 - Inexistência de falhas do equipamento;
 - Inexistência de erros do pessoal de operação;
 - Inexistência de incidentes (tempestades, raios, terremoto, furacão, entre outros);
- ✓ Proteção contra falhas elétricas:
 - Isolamento adequado;
 - Coordenação do isolamento;
 - Uso de cabos para-raios;
 - Instruções de operação e manutenção;
- ✓ A limitação dos defeitos devidos às falhas:
 - Limitação da corrente de curto-circuito;
 - Projeto capaz de suportar efeitos mecânicos e térmicos da corrente de defeito;
 - Existência de circuitos múltiplos e geradores de emergência;
 - Aumento do fluxo de carga e reajuste de relés;

➤ Mudança na operação.

O uso da proteção minimiza o custo de reparação de estragos, a probabilidade de o defeito propagar-se, o tempo que o equipamento fica inativo e a perda de renda. Os equipamentos da proteção devem obedecer a dois princípios gerais, que são o de não atuar se o defeito não existe e o de atuar de acordo com o defeito, considerando-se a forma, a intensidade e a localização deste.

O relé de proteção é um dispositivo destinado a detectar anormalidades no sistema elétrico, atuando diretamente sobre um equipamento ou um sistema, retirando de operação os equipamentos ou componentes envolvidos com a anormalidade e/ou acionando circuitos de alarme, quando necessário. Por outro lado, também pode ser o elemento que, satisfeitas certas condições de normalidade, irá dar a permissão para a energização de um equipamento ou de um sistema. As funções do relé de proteção são a de medir grandezas do sistema, comparar os valores medidos com os valores dos ajustes aplicados, operar (ou não) em função do resultado dessa comparação, acionar a operação de disjuntores ou de relés auxiliares e de sinalizar sua atuação via indicador de operação visual e/ou sonoro.

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

2.2.1 Proteção Primária ou Principal

Constitui a primeira linha de defesa contra os defeitos no sistema elétrico, atuando em primeira instância. Na maioria dos casos, os relés primários operam dentro de alguns ciclos para iniciar a atuação do disjuntor e resultam em tempos da ordem de três a sete ciclos (60 Hz). A fim de cobrir todos os equipamentos de um sistema com relés seletivos (somente o equipamento defeituoso é removido) de alta velocidade, tiram-se vantagens dos relés citados anteriormente. Trata-se de relés que distinguem a direção da corrente, sentem 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 por suas respectivas zonas de atuação [5].

2.2.2 Proteção Secundária ou Retaguarda

A proteção de retaguarda tem como objetivo proteger o sistema no caso de falha na proteção primária. Naturalmente a alimentação dos relés de retaguarda deve ser independente da alimentação dos relés de proteção primária, ou seja, os TC's e TP's dos dois tipos de proteção são distintos. A proteção retaguarda pode local ou remota. A proteção de retaguarda local consiste na duplicação dos relés de proteção primária, ou seja, teremos dois relés com a mesma função, TC's e TP's independentes para cada relé, outro suprimento de potencial, outras fontes de controle e duplicação das bobinas de disparo do disjuntor. Esse sistema de proteção de retaguarda é extremamente confiável e a seletividade é obedecida a rigor, contudo é na maioria dos casos não é economicamente justificável, fato remediável pela utilização de alguns cortes como, a utilização de uma única bobina de disparo e uma única fonte de controle ou disparo. A proteção remota consiste na atuação da proteção temporizada de segunda ou terceira zona, ou seja, consiste na atuação de relés associados a disjuntores mais distantes do distúrbio. Esse tipo de proteção de retaguarda é economicamente viável e largamente utilizado, contudo a seletividade é comprometida em caso de sua atuação, pois partes não afetadas do sistema serão desligadas. A coordenação entre relés de proteção primária e de retaguarda é feita por temporização.

2.2.3 Proteção de Transformadores

Os índices de falha em transformadores são relativamente baixos. Porém, quando elas ocorrem, há riscos de transtornos e prejuízos elevados, em face do elevado custo do equipamento e de sua importância no funcionamento do resto do sistema, havendo interrupções de serviço demoradas, assim como ônus causados por mobilização de equipes de manutenção. As principais anormalidades que afetam o desempenho dos transformadores de potência são as seguintes: Sobretensões (atmosféricas, manobra, sustentadas); sobrecorrentes (sobrecargas, curtos-circuitos, correntes de *inrush*); sobrefluxos ou sobre-excitações e defeitos incipientes [4].

Na proteção de transformadores encontramos relés diferenciais para problemas de sobretensão e sobrefluxos e relés direcionais de sobrecorrente ou relés de sobrecorrente

no caso da ocorrência de uma sobrecorrente. No que diz respeito ao sobreaquecimento, usualmente, os sistemas de proteção contra aquecimentos são calibrados para que ocorram as seguintes ações, em ordem crescente de temperatura: Acionamento de ventiladores e bomba de circulação de óleo; acionamento de alarme e desligamento de cargas não prioritárias. As temperaturas para as quais ocorrem as citadas medidas variam de acordo com critérios de fabricantes e de empresas concessionárias. Para o caso de aquecimento dos enrolamentos consiste na utilização de relés de imagem térmica (função 49). A proteção de pressão opera exclusivamente para defeitos no interior do tanque do transformador, os quais são causados principalmente por: Defeitos incipientes provocados por descargas parciais e conexões mal feitas; curtos-circuitos entre espiras de mesma fase ou de fases diferentes; curtos-circuitos entre espiras e núcleo; Curtos-circuitos entre espiras e tanque. A proteção em relação a essas anormalidades é exercida pelo relé de gás ou relé *Buchholz* (63), que consiste em um dispositivo instalado entre o tanque do transformador e o tanque de expansão. Vale ressaltar a proteção contra baixo nível de óleo e contra sobretensões transitórias.

2.2.4 Proteção de barramentos

A atuação de uma proteção de barras que seja rápida é de grande importância para o sistema elétrico, pois associadas às barras existe uma concentração elevada de potência que poderia danificar equipamentos e provocar distúrbios na rede [4]. O cuidado com que a proteção de barramento é escolhida dependerá da importância do barramento para o sistema. Então em um barramento podemos utilizar diversos tipos de relés como: relé de sobrecorrente conectados diferencialmente, relés diferenciais de tensão, entre outros.

2.2.5 Proteção de Linhas

Nas LT utilizamos relés de distância, pois ele realmente mede a distância entre o local do relé e o ponto de falta na linha. Juntamente podemos utilizar um esquema de proteção chamado de Teleproteção cuja função é abrir instantaneamente os dois disjuntores das extremidades da linha, isolando a falta. Outro relé utilizado em uma linha é o rele de sobrecorrente instantâneo e temporizado.

2.3 Configurações de Sistemas de MPCCSR usados no Sistema CHESF

A configuração do sistema de MPCCSR depende do evento envolvido e do tipo proteção usada, de maneira geral existe pelo menos um painel de comando (PC) e um chassi de proteção (CH), podendo ser painéis separados ou em painéis duplex (configuração atual, parte frontal a proteção e a parte traseira, comando e controle). Para cada evento (evento de linha, evento de Transformador de potência, evento de Transformador de terra ou evento de *By* de Transferência) existem três cadernos que compõem o projeto de MPCCSR, o caderno de funcionalidades (funcional), o caderno de fiação, que informa como os componentes estão ligados dentro do painel e o caderno de interligação que informa como os painéis estão interligados entre si e com os equipamentos de campo. Na Figura 2.1 é ilustrado um painel de comando e na Figura 2.2 é ilustrado um chassi de proteção.



Figura 2.1. Painel de Comando e Controle.

Fonte: MDL Tecnologia Ltda.

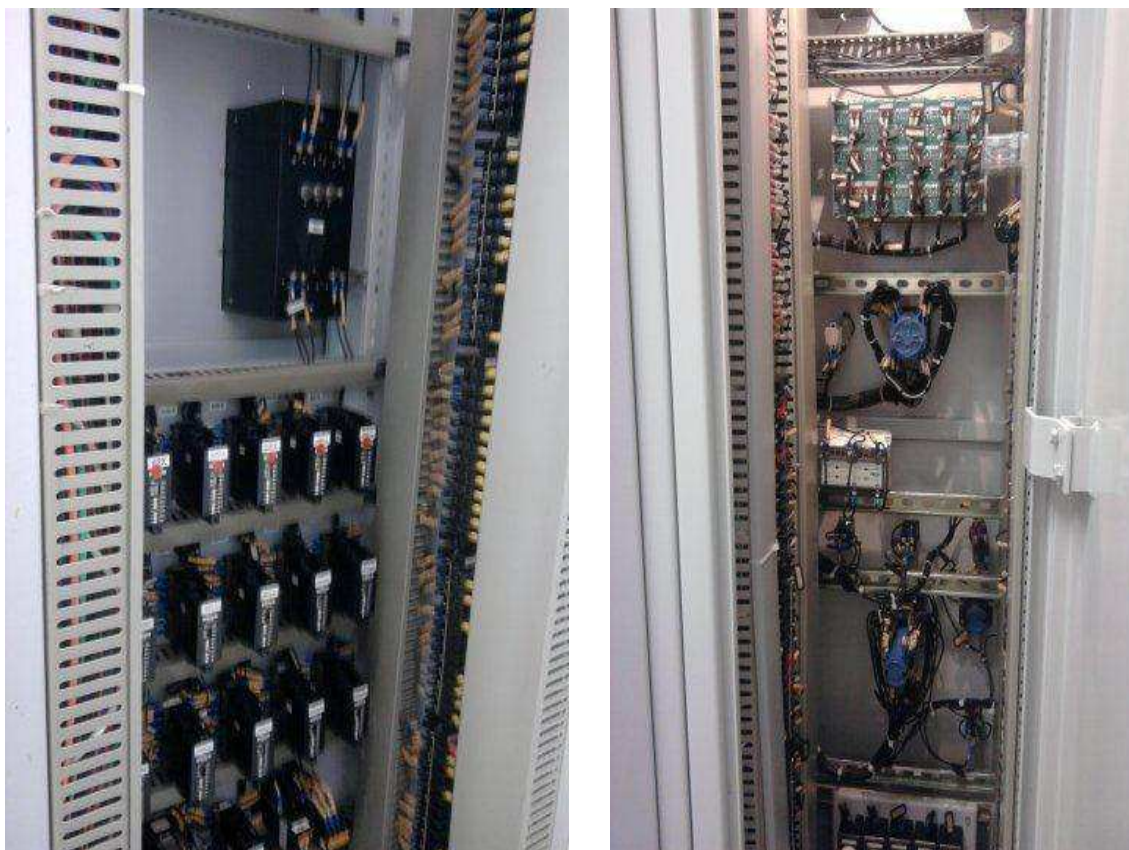


Figura 2.2. Chassi de Proteção.

Fonte: MDL Tecnologia Ltda.

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

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 funções: diagrama unifilar de medição proteção; distribuição de polaridades; entradas e saídas digitais; relé de bloqueio; relés auxiliares; circuito de abertura e fechamento de disjuntor, supervisão e controle e diagramas lógicos.

Diagrama fiação

Depois de feito o Diagrama Funcional, é elaborada 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 evento associa-se pelo menos um painel, que é um tipo de rack onde ficam guardados e fixados alguns dos elementos de controle e proteção. Também é 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. Para se fazer a fiação, é necessária a visualização dos equipamentos por de diagrama de cortes do painel, pois dessa forma, tenta-se fiar os equipamentos que estão interligados de forma a percorrer um menor caminho entre eles.

Diagrama 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 páteo (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. Para completar os diagramas de certo evento, é necessário que os dos outros eventos também estejam prontos, já que existe interligação entre eles.

Diagrama de arquitetura do sistema

O Diagrama de Arquitetura do Sistema é um conjunto de desenhos apresentados em caderno contendo capa, índice, legenda, arquitetura simplificada, arquitetura detalhada mostrando os detalhes de todas as ligações em fibra ótica, cabeamento estruturado, cabos seriais, etc. entre todos os dispositivos que compõem a rede de comunicação de

dados do Sistema Digital e do SCS. Também compõe este diagrama a lista dos cabos ópticos e de rede, ordenados em sequência crescente, com identificação de origem e destino e comprimento aproximado de cada lance. Os cabos reserva deverão também ser indicados.

Listas de pontos de supervisão

A Lista de Pontos de Supervisão é uma planilha eletrônica, elaborada conforme modelo apresentado pela CHESF e em atendimento aos padrões de Supervisão interna da CHESF e aos padrões de Supervisão dos Procedimentos de Rede do ONS e apresentada em caderno contendo capa, identificadores e lista de pontos.

Planilha de desconexão e conexão de fiação e cablagem

A Planilha de Desconexão e Conexão de Fiação e Cablagem é uma planilha eletrônica apresentada por subestação em caderno contendo capa, conexões e desconexões de fiação e cablagem mostradas em colunas “De – Para” em ordem sequencial de execução por *bay*. Esta planilha deverá detalhar os pontos a serem conectados e desconectados para permitir a energização do novo evento (no caso de integração com os eventos energizados), devendo ser destacadas as conexões e as desconexões que poderão ser executadas antes e durante o desligamento do evento.

Principais tecnologias usadas na automação de subestações

Como tecnologia atual utilizada na automação de SE vivenciado pelo aluno, destaca-se os multimedidores da Kron, o relé multifuncional da Areva, o P442; o uso de painéis UA (Unidades Autônomas), rede física e virtual de multimedidores ou rede física e virtual de relé multifuncionais conversando entre si e como o SAGE, por meio de protocolos de comunicações em especial, o protocolo industrial Modbus; maleta de testes e *software* Agile S1 da Alstom para os testes de aceitação dos novos painéis.

O Multimedidor é um instrumento digital microprocessado, para instalação em porta de painel, que permite a medição de até 44 parâmetros elétricos em sistema de corrente alternada (CA). As leituras dos parâmetros podem ser feitas local ou remotamente. Pode ser equipado com uma memória de massa, que permite o armazenamento do histórico de até dez grandezas elétricas com intervalo mínimo de 1 minuto. Existe também a opção de fornecimento com transformadores de corrente externos especiais (*Split core*). Por meio dos sinais de tensão e corrente do sistema a ser medido (monofásico, bifásico ou trifásico), o Multimedidor calcula os parâmetros

elétricos, utilizando um conversor A/D interno de alta resolução e com 64 amostras por ciclo. Na Figura 2.3 é ilustrado o Multimetro da Kron, o Mult-K Plus.



Figura 2.3. Multimetro da Kron.

Fonte: Catálogo do fabricante

O relé MiCOM P442 Alstom é um relé de distância que fornece proteção flexível, rápida e confiável de linhas de transmissão e linhas de sub-transmissão. Normalmente é utilizado como proteção principal e como proteção retaguarda (um relé digital para cada proteção). O relé digital, além de solucionar os problemas existentes nos padrões de proteção anteriores possui as seguintes funções: Distância, com característica quadrilateral; Bloqueio por Oscilação de Potência; Sobrecorrente Direcional de Terra; Sobretensão e Subtensão; Identificação de condutor aberto; Falha de Disjuntor; *Line-Check*; Religamento e Sincronismo; Esquemas de Teleproteção Diversos e Sobrecorrente Direcional de Fase.

O relé digital, além de solucionar os problemas encontrados nos dispositivos substituídos, disponibiliza: localização de falta com mais precisão; funções diversas de proteção; oscilografia aberta aos programas de análise; sequencial de evento; larga faixa de ajuste; funcionalidade agregada; lógica flexível; *auto diagnose* e possibilidade de comunicação remota.

Capítulo 3

Projetos de automação de subestações de energia elétrica

3.1 Projeto executivo de Teleassistência de subestações de SE

O termo Teleassistência diz respeito ao processo de controle e supervisão remota de Subestações, comando, telesupervisão e telemedição à distância, como a menor interferência do operador. O objetivo de uma Teleassistência é aumentar a confiabilidade operacional da SE, atender aos requisitos de rede do ONS, reduzir custo com mão de obra, dispensando turnos de trabalho em localidades isoladas ou até mesmo dispensando a operação local da SE, sendo assistida pela central na regional.

3.1.1 Apresentação geral do escopo dos serviços

Os serviços, objeto do projeto de Teleassistência desenvolvido pela MDL Tecnologia, estão divididos em etapas de trabalho, que formarão o bojo para atendimento aos requisitos da Teleassistência da Operação de SE e dos Procedimentos de Rede, Submódulo 2.7, do ONS. As fases do serviço estão assim relacionadas, de forma geral, por:

FASE I: Levantamento de campo nas instalações envolvidas e Serviços Regionais, compreendendo a análise da documentação técnica dos esquemas e filosofias de MPCCSR, SCS e Sistemas Digitais existentes e a elaboração do relatório de detalhamento de Projeto de Medição, Proteção, Comando, Controle e Supervisão (MPCCSR), que definirão a filosofia de projeto e implantação a ser adotada, para o pleno atendimento aos requisitos da Teleassistência da Operação de SE e dos Procedimentos de Rede, Submódulo 2.7, do ONS, para os eventos associados.

FASE II: Fornecimento do Projeto Executivo de Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação (MPCCSR), com a emissão de toda a documentação necessária para atender aos requisitos de Teleassistência da Operação de SE e dos Procedimentos de Rede, Submódulo 2.7, do ONS, para os eventos associados e entrega dos desenhos como comissionado.

FASE III: Fornecimento de componentes necessários para a implantação da Teleassistência e atendimento dos Procedimentos de Rede, Submódulo 2.7, para as

instalações da CHESF. Não estão incluídos no fornecimento: servidores do SAGE, UTR's, Multimetro, Painéis do SART e cabos de controle, de potência, de rede e de fibras óticas.

FASE IV: Montagem, compreendendo lançamento e retirada de cabos de controle e de potência, instalação de componentes elétricos, instalação de fibras óticas, testes de campo e comissionamento (continuidade, *Megger*, potencial) e apoio a integração das adequações e dos novos recursos operacionais do Projeto Executivo de Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação (MPCCSR) para a implantação da Teleassistência da Operação de SE e dos Procedimentos de Rede, Submódulo 2.7, para as instalações da CHESF. Faz parte dos serviços nesta fase, o fornecimento dos materiais necessários para sua execução, tais como: etiquetas, anilhas, cabinhos, régua terminais, conectores, trilhos e fixadores.

FASE V: Retirada de pendências de comissionamento e integração.

Todas estas etapas integram o projeto executivo de Teleassistência e são discutidas na Seção 3.2.

3.1.2 Detalhamento de projeto

O projeto executivo de Teleassistência consiste em telemedir, telecomandar e telesupervisionar a SE a distância (remotamente), composto por cinco etapas, ao término de cada etapa a contratada é remunerada por seus serviços prestados.

3.1.2.1 Fase I

A remuneração dos serviços para esta fase será efetuada após a entrega e aprovação de todos os documentos de uma subestação. A Fase I será faturada após aprovação pela CHESF dos documentos:

- Relatório de Levantamento de Campo;
- Relatório de Detalhamento de Projeto;
- Lista Preliminar de Pontos;
- Lista de novos Painéis, Servidores e ampliações em UTR, se for necessário;
- Lista Preliminar, qualitativa e quantitativa, de cabos.

Nesta fase deve ser previsto a realização de cópias coloridas em scanner (.jpg) e impressão de todos os desenhos de cada *bay* que será alterado.

3.1.2.2 Fase II

Etapa de apresentação dos documentos. Todos os desenhos novos ou revisados que se fizerem necessários deverão ser elaborados com recursos de computação gráfica do tipo CAD, versão 2000 ou superior, arquivos em .dwg, de acordo com os padrões de desenho da CHESF.

Para um determinado *bay* da SE envolvida, os desenhos que não sofrerão revisão deverão ser digitalizados com recursos de scanner, arquivos .jpg, nas cores do desenho original, ou seja, coloridos.

Todos os desenhos que forem ser digitalizados em CAD deverão ter formato A3, tanto para desenhos novos, quanto para revisões existentes, independente de seus formatos originais ou do volume de alterações do desenho original.

Os desenhos da lógica interna dos relés, quando necessário, devem fazer parte do caderno de desenhos funcionais e deverão ser elaborados no padrão do fabricante, diferentemente do padrão adotado para os desenhos funcionais.

3.1.2.3 Fase III

Esta etapa compreende ao fornecimento dos componentes, para atender a Teleassistência da Operação de SE e aos Procedimentos de Rede, Submódulo 2.7 para os eventos associados nas instalações da CHESF. Em edital específico são apresentadas as especificações técnicas e requisitos mínimos dos dispositivos a serem fornecidos pela contratada; além dos componentes elétricos, o fornecimento inclui as bases dos relés e o que for necessário para o acondicionamento dos mesmos nos painéis e chassis, conforme projeto.

A Contratada deverá inicialmente apresentar à CHESF os desenhos e catálogos dos componentes que serão adquiridos para utilização no projeto. Após aprovação das especificações técnicas dos componentes pela CHESF, a Contratada estará liberada para adquirir os componentes de acordo com as quantidades definidas no projeto. O preço unitário a ser pago pela CHESF será o definido na proposta da Contratada. Os componentes deverão ser disponibilizados para guarda pela CHESF na sede da regional correspondente.

3.1.2.4 Fase IV

Esta etapa corresponde à implantação, montagem, testes de campo, comissionamento (continuidade, *Megger*, potencial) e apoio aos testes de integração do Projeto Executivo de MPCCSR para atender a Teleassistência da Operação de SE e aos Procedimentos de Rede, Submódulo 2.7, do ONS para os eventos associados nas instalações da CHESF.

3.1.2.5 Fase V

Nesta etapa é dedicada para retirada de pendências de comissionamento e de integração, a equipe de obra fica a disposição por duas semanas para intervenção corretiva ou mesmo a retirada das pendências de comissionamento/integração.

De modo geral os projetos de Teleassistência consistem basicamente das adequações e melhorias listadas na Tabela A.1 em anexo para *bays* cujo controle não seja digital.

O atendimento ao submódulo 2.7 dos Procedimentos de Rede do NOS, consiste em disponibilizar todas as telemedidas, sinalizações de estado e do sequencial de eventos descritos nos itens 7 e 8 do referido submódulo, que encontra-se disponível no site do NOS (www.ons.org.br).

A atividade consiste em comparar as definições do submódulo, com a lista de pontos de cada subestação e instalar todas as telemedidas, sinalizações de estado e SOE que estão em falta, desde que disponíveis de alguma forma na subestação.

As grandezas em que seja necessária a instalação de equipamentos de porte, tais como: TPC ou TC, deverão ser caracterizadas como não disponíveis na instalação. Os relés digitais que não estejam em rede, nem atendendo todos os requisitos do submódulo 2.7, estejam com suas saídas digitais (binárias) todas ocupadas e não permitam uma adequação do controle para disponibilização de novas binárias, deverão ser conectados a redes locais para aquisição das informações diretamente para o SAGE.

3.1.3 Atividades desenvolvidas pelo estagiário

Antes do início do projeto, foi feito um estudo dos diagramas funcionais padrão CHESF de SE de 230 kV. Primeiramente, foi feito um estudo das SE, de acordo com o padrão convencional, onde são empregados equipamentos digitais. Foram feitas várias

análises nos vãos (também referidos por *bays*) para fixar os conceitos e entender como o sistema funciona e está interligado, a fim de haver a familiarização com a nomenclatura e simbologia concernentes ao projeto.

Para a elaboração do projeto de MPCCSR, foi feita a divisão deste por vão, isto é, cada componente da equipe participou da elaboração dos diagramas funcionais, de interligação e de fiação de todos os vãos da SE de Juazeiro II – Bahia. 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 Procedimento de Rede do NOS e das definições de projeto, elabora-se a lista de pontos de Nível 1. Estes pontos são uma relação contendo todos os alarmes a serem monitorados pela unidade de controle e de proteção e são necessários para o controle e supervisão das SE.

No caderno do diagrama funcional, são mostrados todos os equipamentos e suas ligações e toda a lógica necessária para o funcionamento da subestação. Todavia, 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 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.

É importante frisar que o estabelecimento de uma metodologia leva certo tempo para que se definam as arrumações, desenhos, relés, entre outros. À medida que o projeto ia sendo desenvolvido, melhorias eram propostas, e as metodologias eram

modificadas. No entanto, as mudanças de metodologia não podem ser muito frequentes ou profundas, já que 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 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 profissionais especializados em plantas digitais (cadistas), que digitalizam as plantas redesenhando-as em um *software* especialista (Autodesk 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 para servir como modelo e evitar muitos desenhos manuais. Estes modelos são oriundos de projetos anteriores similares, caso já tenha havido; caso contrário, os desenhos eram feitos a partir de uma folha em branco. Usa-se a caneta vermelha para acrescentar novas ligações e verde para removê-las.

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 desenho novo com as canetas verde ou vermelho e a folha é repassada para o cadista.

Como mencionado anteriormente o estagiário participou ativamente do projeto de Teleassistência da SE Juazeiro II-CHESF, além das atividades descritas anteriormente, de maneira resumida foram desenvolvidas pelo aluno as seguintes atividades:

1. Conhecimentos dos documentos de MPCCSR (Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação) funcional, fiações e de interligações;
2. Conhecimentos preliminares da funcionalidade dos eventos dos diversos setores da subestação de energia elétrica. Por exemplo, setor de 230 kV.
3. Conhecimento dos equipamentos envolvidos no sistema de MPCCSR por evento e por setor, bem como da funcionalidade dos circuitos internos;
4. Conhecimento específico para o projeto da Teleassistência da subestação por setor e por evento;
5. Efetuação do conforme construído (*As Built*) dos desenhos levantados em campo, efetuando a consistência dos mesmos;
6. Efetuação das marcações para Teleassistência nos diagramas funcionais;

7. Efetuação das alterações nos painéis e chassis quanto componentes e fiações e elaboração de planilhas de execução;
8. Efetuação das alterações nos diagramas de interligações e elaboração de planilhas de execução;
9. Efetuação de listas de cabos e planilhas de execução;
10. Efetuação de listas de materiais de uso geral e de uso específico para o projeto de Teleassistência da SE Juazeiro II- CHESF, BA.

Todas estas atividades integram o projeto propriamente dito da Teleassistência de SE de Juazeiro II- CHESF-Bahia, associadas à Tabela 3.1, e estão alocadas na Fase II do Projeto de Teleassistência. A Fase I, levantamento de campo o aluno não participou, a Fase III de fornecimento de componentes a aluno participou de indiretamente. As etapas IV e V de Projeto Executivo da SE Juazeiro II o aluno irá participar, mas não como estagiário e sim como engenheiro, visto que não é possível o trabalho do estagiário dentro de instalações de subestação de energia elétrica. Além do projeto executivo de Teleassistência da SE de Juazeiro II a MDLTEC está responsável pela Teleassistência das SE de Bom Jesus da Lapa-BA, Jaguarari e Irecê.

Vale ressaltar que a SE Juazeiro possui sete eventos de linhas (vãos de linhas,), três eventos de Transformador de potência, um evento de Transformador de Aterramento e um evento de *By* de Transferência, todos estes eventos estão associados ao setor de 69 kV. No lado de 230 kV, há três eventos de Transformador de Potência, um evento de *By* de Transferência (evento associado ao disjuntor) e três eventos de linhas de transmissão. O diagrama unifilar da SE Juazeiro II – CHESF-BA pode ser observado nos anexos deste documento. Para cada evento existe três cadernos projetados, o funcional, o de fiação e o de interligação.

3.2 Projeto executivo de *Retrofit* da cadeia de proteção

O Novo Modelo para o Sistema Elétrico Brasileiro tem exigido das Empresas de energia elétrica uma resposta mais adequada às condições de continuidade do fornecimento sem que haja perda de qualidade. Relés que atuem com o máximo de rapidez e sensíveis para cobrir todos os tipos de falta no alcance desejado, localização de falta com erro mínimo e religamento automático da linha com sucesso são necessidades que devem ser atendidas pelos sistemas de proteção. Para atender estes objetivos de qualidade da proteção faz-se necessário modernizar as antigas subestações

com novos projetos de construção. Como não há possibilidade disto acontecer no menor tempo possível fazer o *Retrofit* das proteções obsoletas e que não atendem mais os requisitos atuais de confiabilidade é a saída mais adequada [9].

O *Retrofit* da cadeia de proteção faz referência a troca da cadeia proteção existente desatualizada em geral os padrões Westinghouse, Reyrolle e o Siemens, por um padrão atual moderno como é o caso do padrão da Areva o MiCOM P442.

O padrão da Westinghouse é um padrão composto de relés eletromecânicos de distância com característica circular tipo KD para faltas entre fases e para faltas monofásicas um relé com característica de reatância tipo KDXG, combinado com outro relé tipo KRT que tem a finalidade de direcionar o relé de distância de terra, discriminar as zonas de atuação e seus temporizadores. Como função de retaguarda existe a proteção de sobrecorrente direcional de terra eletromecânico, tipo IRD8. O esquema de Teleproteção usado é o de aceleração de zona com possibilidade de disparo direto caso haja dois canais de portadora disponíveis. A dificuldade maior para o relé de distância é a não operação para faltas monofásicas com alta resistência de arco limitada pelo discriminador de corrente de valor mínimo de 1,0 A, da proteção KDXG. Devido aos baixos valores de partida e maior alcance resistivo da proteção digital é esperada uma descoordenação funcional com as proteções de distância e de sobrecorrente direcional.

O Padrão Reyrolle é uma proteção de distância estática com característica circular, tipo THR, relés de sobrecorrente tipo TJM10 e unidade direcional de terra tipo RB21, eletromecânicos. O sistema de Teleproteção é o de aceleração de zona com possibilidade de disparo direto caso haja dois canais de portadora disponíveis. A dificuldade maior para o relé é a recusa de operação para faltas monofásicas com alta resistência de arco limitada pela própria característica. Proteção considerada perigosa com várias atuações por desligamento da tensão auxiliar V_{cc} . Devido aos baixos valores de partida e maior alcance resistivo da proteção digital é esperada uma descoordenação funcional com as proteções de distância e de sobrecorrente direcional [9].

O Padrão Siemens é uma proteção estática de distância com característica quadrilateral, tipo 7SL32 e relé de sobrecorrente estático, tipo 7SK88 e unidade direcional de terra, estático, tipo 7SP88. O Sistema de Teleproteção é completo e com a possibilidade de disparo direto caso haja dois canais de portadora disponíveis. A dificuldade que existe é o ajuste da quarta zona depender do ajuste do alcance direto dificultando a sua utilização com esquema de Teleproteção tipo POTT, e sua partida ser

liberada pela corrente de supervisão de neutro com um valor mínimo de 1,0 A. Por não ter supervisão própria em vários casos é constatadas recusas de atuação devido à queima de fonte auxiliar do relé [9].

3.2.1 Comissionamento da SE Milagres 230 kV/69kV da CHESF

A subestação de Milagres, localizada no município de Milagres no Ceará, é uma subestação seccionadora, pois secciona as linhas que saem para Banabuiú, Coremas e Russas, e também abaixadora do nível de tensão 230 kV para 69 kV onde partem 4 linhas destinadas ao sistema de distribuição da concessionária local. Está sendo realizado o *retrofit* de cinco cabeças de linhas, 04M3 (cabeça de Milagres e a cabeça de Banabuiú), 04M6 (cabeça de Milagres e a cabeça de Coremas) e a 04M7 (cabeça de Milagres a outra cabeça de linha já se encontra retrofitada), todos estes cinco *retrofits* estão sob a tutela da MDLTEC.

Para o projeto de *retrofit* de LT se faz necessário uma etapa preliminar, chamada de etapa curinga, na qual a linha é desligada no domingo para inserção do painel curinga deixando a linha em funcionamento com o mínimo de proteção enquanto a equipe de campo prepara as instalações para entrada dos painéis definitivos. Esta etapa demanda projeto próprio, caderno de funcional, fiação e de interligação.

3.2.1.1 Testes dos painéis em fábrica

Concluído o projeto dos cadernos funcional, de fiação e de interligação é enviado para fabrica tais cadernos, em especial o de fiação e o de funcional para construção do painel. Depois de construído realiza-se uma bateria de testes nos mesmos antes de serem enviados para o cliente.

O teste de fábrica (TAF- Teste de Aceitação de Fábrica) da LT Milagres-Banabuiú (duas cabeças de linha) foi realizado na JPW Engenharia Elétrica, sediada em Recife-PE, empresa especializada na construção e nos testes de fabrica de painéis e chassis de proteção. Na qual havia estrutura devidamente montada para tal objetivo fazendo uso de maleta de testes própria e da plataforma do *software* Agile S1 da Alstom do relé P442 usado na proteção primária e na proteção retaguarda. A finalidade dos testes de fábrica é verificar a qualidade do painel construído bem como a funcionalidade do relé e testar possíveis defeitos de fabrica do relé. Esses testes consistem em checar se toda a fiação foi executada corretamente, ou seja, checar se o painel foi construído de acordo com o

desenho de fiação. A funcionalidade é testada logo em seguida com o objetivo de testar se o projeto está atendendo às especificações de controle e comando, verificando como os sinais são tratados desde sua aquisição até a distribuição para o local de atuação. Logo em seguida realizam-se os testes de proteção visando testar as funções de proteção para a qual o relé foi parametrizado, e de uma maneira geral, esses testes visam também testar se o relé apresenta defeito de fábrica. Após a realização de todos os testes, os painéis são devidamente embalados e transportados até seu cliente.

3.2.1.2 Testes dos painéis em campo

Os testes de campo (TAC – Teste de Aceitação de Campo) dos painéis são os mesmos testes realizados na fábrica, agora na subestação antes de serem instalados definitivamente. O objetivo é minimizar a ocorrência de erros e danos para o Sistema Elétrico. Esta etapa o aluno acompanhará em campo como engenheiro.

3.2.1.3 Etapas de comissionamento

A etapa de comissionamento consiste em testes finais para a retirada de possíveis erros que não foram eliminados na fase de projeto. Tudo tem que estar integrado e funcionando de maneira correta e atendendo todos os requisitos exigidos pelo cliente.

Quando os painéis estão com toda cabeção pronta, ou seja, estão interligados com toda subestação, eles são liberados para o comissionamento de MPCCSR. Primeiramente os painéis são ligados e suas alimentações são conferidas para ter a certeza que não há ocorrência de curto e que o cabo foi lançado corretamente. Feita essa checagem, é iniciada a fase de teste de potencial, que nada mais é a verificação dos potenciais positivos e negativos dos diversos circuitos de alimentação internos do painel e também os que vão para os equipamentos de pátio.

A etapa na sequência diz respeito à realização dos testes de funcionalidade. Estes garantem que o que foi projetado no diagrama funcional está sendo atendido em campo. As lógicas de proteção, comando e controle também são testadas e tudo é confirmado para observar se não há nenhuma atuação indevida.

A próxima etapa são os testes de proteção e injeção de carga. Os testes de proteção visam observar se a proteção está sensibilizada de forma correta em relação às diversas faltas do sistema elétrico e se as funções que são disponibilizadas pelo fabricante e as parametrizadas pelos projetistas estão funcionando adequadamente. E a injeção de carga

é o teste que visa confirmar se as correntes e tensões nas fases estão sendo recebidas de forma correta no relé. Depois de terminados todos os testes, a última etapa do processo de comissionamento é a energização, que é a integração da SE com o resto do sistema elétrico.

3.2.2 Atendimento ao submódulo 2.7 do NOS

O atendimento ao submódulo 2.7 dos Procedimentos de Rede do NOS, consiste em disponibilizar todas as sinalizações de estado e do sequencial de eventos descritos nos itens 7 e 8 do referido submódulo, que encontra-se disponível no site do ONS (www.ons.org.br).

A atividade consiste em comparar as definições do submódulo, com a lista de pontos de cada subestação e instalar todas as telemedidas, sinalizações de estado e SOE que estão em falta, desde que disponíveis de alguma forma na subestação. Nesta etapa é confeccionada uma planilha eletrônica em formato disponibilizado pelo cliente. Para cada equipamento da rede de operação, as seguintes informações de grandezas analógicas e de sinalizações de estado devem ser transferidas para o sistema de supervisão e controle do(s) centro(s) de operação designado pelo NOS para coordenar a operação desse centro.

3.2.3 Atividades desenvolvidas pelo estagiário

As atividades executadas pelo estagiário no projeto executivo da troca de cadeia de proteção padrão Westinghouse por uma proteção padrão Alstom (P442) da LT Milagres – Banabuiú foram

1. Conhecimentos dos documentos de MPCCSR (Medição, Proteção, Comando, Controle, Supervisão e Regulação) funcional, fiações e de interligações.
2. Conhecimentos preliminares da funcionalidade dos eventos dos diversos setores da subestação de energia elétrica. Por exemplo, setor de 230 kV.
3. Conhecimento dos equipamentos envolvidos no sistema de MPCCSR por evento e por setor, bem como da funcionalidade dos circuitos internos.
4. Conhecimento específico para o projeto da Teleassistência da subestação por setor e por evento.
5. Efetuar o conforme construído (*As Built*) dos desenhos levantados em campo, efetuando a consistência dos mesmos.

6. Lista de pontos de supervisão da cabeça de Milagres e da cabeça de linha de Banabuiú.
7. Planilhas de execução, do tipo “De – Para”, a ser enviado para aprovação do cliente. Tal planilha serve para orientar os eletricitas na obra, visto que os mesmos não sabem interpretar os cadernos projetados.
8. Atuou como cadista dando apoio na execução dos desenhos junto à equipe projetista.

Neste Projeto executivo o aluno acompanhou os testes de fábrica, bem como participou de um curso ensinando a usar a maleta de teste (gerador de sinal moderno), e familiarização do uso do *software* de parametrização do relé multifuncional o P442 da Areva, o Agile S1 da Alstom.

Capítulo 4

Considerações Finais

As atividades delegadas ao estagiário evoluíram no âmbito técnico, em acordo com a formação do aluno, sendo respeitados o negócio, as políticas de gestão, as perspectivas organizacionais e o mapa estratégico da empresa.

Este período proporcionou o enriquecimento profissional do estagiário, dando-lhe oportunidades de vivenciar as práticas inerentes ao cotidiano de um profissional da sua área de formação.

Acerca de projetos de automação de subestações foram consolidados os conceitos relativos à sua avaliação e viabilidade, sendo consideradas características construtivas, materiais e funcionais, proporcionando a aplicação de critérios e normas técnicas referentes ao projeto de MPCCSR.

Visando sempre a integração do estagiário com os trabalhos executados na empresa, os profissionais que formam a MDL Tecnologia Ltda. Se mostraram presentes e prestativos sempre que era necessário e possível. A oportunidade de trabalhar diretamente com engenheiros que possuem conhecimento aliado a experiência é ímpar.

Acompanhar o Projeto da Teleassistência da SE Juazeiro II e o *Retrofit* da linha de transmissão Milagres-Banabuiú, forneceu ao estagiário uma aprendizagem tanto teórica quanto prática. A partir do momento que foi dada a oportunidade de participar do comissionamento de uma subestação, o estagiário sente que foi depositado confiança na sua capacidade de resolver problemas e passa a assumir a responsabilidade de tarefas delegadas pelo supervisor e outros engenheiros. Isso é de grande importância na formação do futuro profissional.

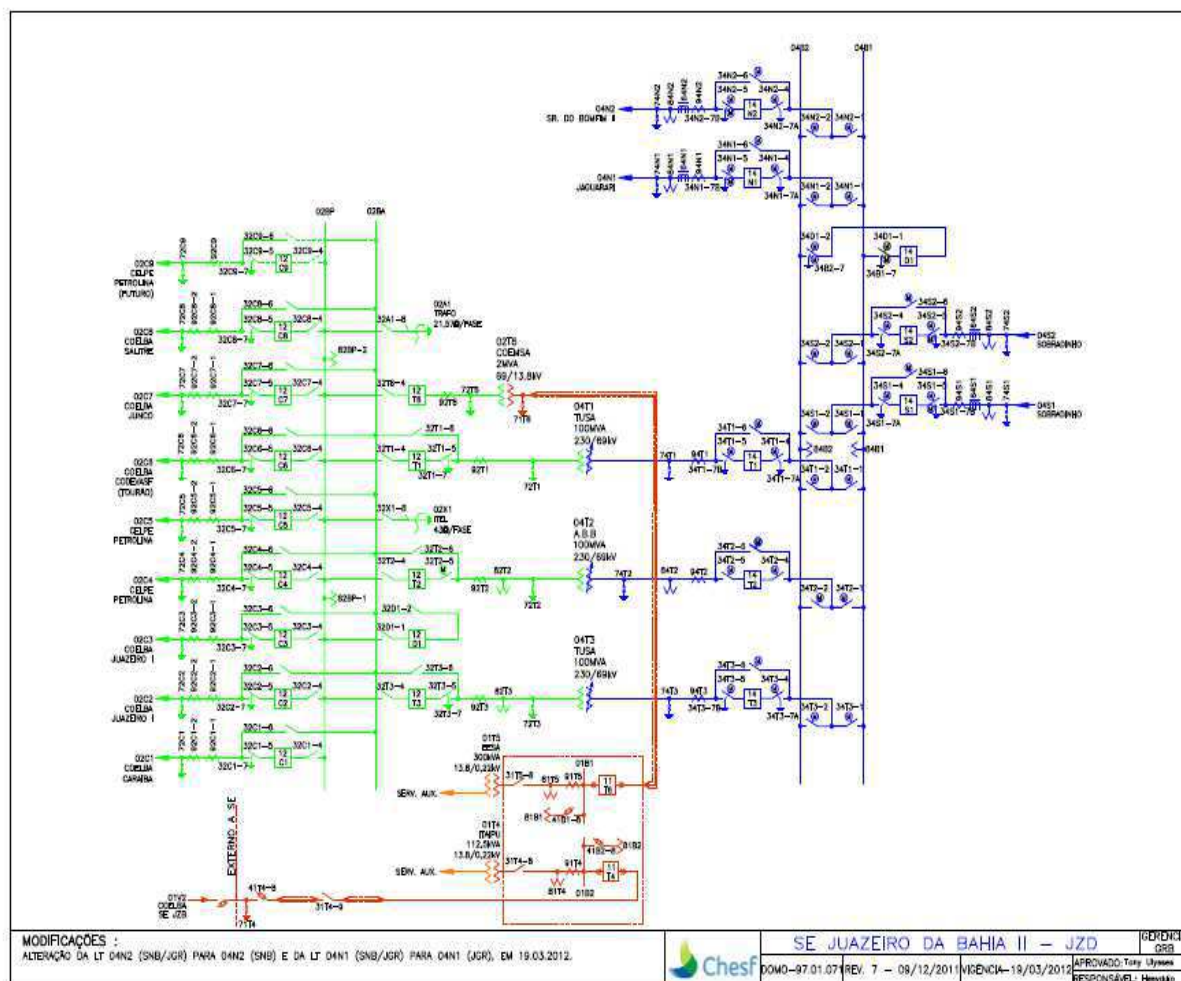
Dentre as disciplinas estudadas durante a Graduação as que mais me apoiaram no estágio foram: Proteção de Sistemas Elétricos; Equipamentos Elétricos e Redes de Computadores. O que senti que faltou de base teórica na Universidade que tive de estudar por conta própria foram assuntos ligados a acionamentos industriais, inversores de frequência, *soft start*, AutoCad e controladores lógicos programáveis e sistemas supervisórios.

Referências bibliográficas

- [1] Universidade Federal de Campina Grande. **Resolução nº 01/2000**. Campina Grande, Paraíba – Brasil, 2000;
- [2] Caminha, A. C. **Introdução à Proteção dos Sistemas Elétricos**; Edgard Blücher, São Paulo – SP – Brasil, 1977.
- [3] CHESF. Apostila de Treinamento: **Filosofia da Proteção**. Recife 2004.
- [4] Guerra, F. C. F. **Proteção de Transformadores**; Notas de Aula, DEE/UFCG, Campina Grande – PB – Brasil, 2010.
- [5] Guerra, F. C. F. **Coordenação da Proteção**; Notas de Aula, DEE/UFCG, Campina Grande – PB – Brasil, 2010.
- [6] AREVA T&D, **MiCOM Differential Busbar Protection Relay** – Technical Manual P74x/EN M/J74, 2009.
- [7] NOS – Procedimentos de Rede – **Submódulo 2.7**, 2000.
- [9] Silva, E. C. **Retrofit: Quando o velho e o novo não se entendem**. VII Seminário Técnico de Proteção e Controle – STPC, Rio de Janeiro, julho de 2005.
- [10] Kron medidores. **Multimedidor Mult-K Plus – Manual do Fabricante**. Disponível em: www.kronweb.com.br

Apêndices

A.1 Diagrama unifilar da SE Juazeiro II-CHESF-BA



A.2 Especificações técnicas para projeto executivo de Teleassistência de SE.

Tabela A.1. Atividades alocadas no projeto de Teleassistência de subestações.

Função Operacional	Atividades
Terminal de linha de transmissão	<ul style="list-style-type: none"> • Instalar telecomando para ativação e desativação do religamento automático. • Instalar telesupervisão de estado do religamento automático. • Instalar telecomando para rearme do relé de bloqueio da LT, onde houver. • Instalar 30 telesupervisão do relé de bloqueio, onde não houver.

	<ul style="list-style-type: none"> •Instalar, onde não houver e for indicado, multimedidores digitais, que devem ser interligados por rede Modbus ao SAGE. •Instalar, onde não houver telecomando de todas as chaves seccionadoras e de aterramento motorizadas do <i>bay</i>. •Instalar, onde não houver telesupervisão de estado de todas as chaves seccionadoras e de aterramento do <i>bay</i>. Caso a chave não disponha de contatos auxiliares, deve ser preparada a cabeção e instalados os relés correspondentes. •Instalar telesupervisão das sinalizações do quadro anunciador do <i>bay</i> que ainda não estejam sendo recebidas pelo SCS (SAGE), desde que essa sinalização esteja contida no Padrão Planilha de Supervisão.
Transformadores de Potência	<ul style="list-style-type: none"> •Revisar a atuação do <i>trip</i>/bloqueio sobre os disjuntores associados ao transformador para que só proteções que impeçam a reenergização do transformador atuem bloqueando os disjuntores e que as proteções que não impeçam a reenergização apenas deem <i>trip</i> sem bloqueio. As proteções que impedem a reenergização são: Diferencial (87); Carcaça (64); Rele de gás 2º Grau do Trafo ou comutador (63 e 63C); Sobrecorrente de neutro do lado delta (50/51N) no lado de 69 kV e Sobrecorrente de fase do lado delta (50/51) nos ATRs 500 kV. •Instalar no primário e no secundário, onde não houver e for indicado, multimedidores digitais, que devem ser interligados por rede Modbus ao SAGE. •Instalar, onde indicado, telecomando para ativação e desativação da chave 43I de ativação e desativação do <i>trip</i> de sobretemperatura. •Instalar, onde indicado, telesupervisão de estado da chave 43I. •Instalar, onde não houver telecomando de todas as chaves seccionadoras motorizadas do <i>bay</i>. •Instalar, onde não houver telesupervisão de estado de todas as chaves seccionadoras do <i>bay</i>. Caso a chave não disponha de contatos auxiliares, deve ser preparada a cabeção e instalados

	<p>os relés correspondentes.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Instalar telesupervisão das sinalizações do quadro anunciador do <i>bay</i> que ainda não estejam sendo aquisitadas pelo SCS (SAGE), desde que essa sinalização esteja contida no Padrão Planilha de Supervisão. • Se não houver um sistema de regulação automática adequado, deverá ser feita a preparação para instalação da Regulação Automática de Tensão (SART) através de lançamento de cabos e instalação de dispositivos. • Implantar, onde não houver telemedição de temperatura de óleo e enrolamento.
Reator	<ul style="list-style-type: none"> • Instalar, onde não houver e for indicado, multimedidores digitais, que devem ser interligados por rede Modbus ao SAGE. • Instalar, onde indicado, telecomando para ativação e desativação da chave 43I de ativação e desativação do trip de sobretemperatura. • Instalar, onde indicado, telesupervisão de estado da chave 43I. • Instalar, onde não houver telecomando de todas as chaves seccionadoras motorizadas do <i>bay</i>. • Instalar, onde não houver telesupervisão de estado de todas as chaves seccionadoras do <i>bay</i>. Caso a chave não disponha de contatos auxiliares, deve ser preparada a cabeção e instalados os relés correspondentes. • Instalar telesupervisão das sinalizações do quadro anunciador do <i>bay</i> que ainda não estejam sendo recebidas pelo SCS (SAGE), desde que essa sinalização esteja contida no Padrão Planilha de Supervisão. • Implantar, onde não houver e for indicado, telemedição de temperatura de óleo e enrolamento.
Transformador de Aterramento	<ul style="list-style-type: none"> • Revisar a atuação do <i>trip</i>/bloqueio sobre os disjuntores associados ao transformador para que só proteções que impeçam a reenergização do transformador atuem bloqueando os

	<p>disjuntores e que as proteções que não impeçam a reenergização apenas deem <i>trip</i> sem bloqueio. As proteções que impedem a reenergização são: Diferencial (87); Carcaça (64); Rele de gás 2º Grau (63) e Sobrecorrente de fase (50/51).</p> <ul style="list-style-type: none"> • Instalar, onde não houver telecomando da chave seccionadora se esta for motorizada. • Instalar, onde não houver telesupervisão de estado da chave seccionadora. Caso a chave não disponha de contatos auxiliares, deve ser preparada a cabeção e instalados os relés correspondentes. • Instalar telesupervisão das sinalizações do quadro anunciador do <i>bay</i> que ainda não estejam sendo aquisitadas pelo SCS (SAGE), desde que essa sinalização esteja contida no Padrão Planilha de Supervisão.
Serviços Auxiliares	<ul style="list-style-type: none"> • Instalar telecomandos para alterar a situação dos serviços auxiliares CA e CC de Automático para Manual. • Instalar telecomando para manobras nos principais disjuntores dos serviços auxiliares CA e CC. • Instalar telesupervisão de estado para chave Automático/Manual dos serviços auxiliares CA e CC. • Instalar telesupervisão de estado para os disjuntores principais dos serviços auxiliares CA e CC. • Instalar, onde não houver e for indicado, multimedidores digitais, que devem ser interligados por rede Modbus ao SAGE para medição das grandezas elétricas nas barras e em todas as fontes dos serviços auxiliares CA e CC. • Instalar telecomando de partida e parada do GGE. • Instalar telesupervisão das sinalizações dos quadros anunciadores dos serviços auxiliares CA e CC que ainda não estejam sendo recebidas pelo SCS (SAGE), desde que essa sinalização esteja contida no Padrão Planilha de Supervisão.
Sistemas especiais	<ul style="list-style-type: none"> • Instalar telecomando para ativação e desativação do esquema.

de controle (Alívio de Carga e outros)	<ul style="list-style-type: none"> •Instalar telesupervisão de estado do esquema.
Esquemas de Sobretensão	<ul style="list-style-type: none"> •Retirar o bloqueio dos disjuntores para atuação dos esquemas de sobretensão.
Banco de Capacitores	<ul style="list-style-type: none"> •Instalar, onde não houver e for indicado, multimedidores digitais, que devem ser interligados por rede Modbus ao SAGE. •Instalar, onde não houver telecomando de todas as chaves seccionadoras motorizadas do <i>bay</i>. Caso a chave não disponha de motor, deve ser preparada a cabeção e instalados os relés correspondentes. •Instalar, onde não houver telesupervisão de estado de todas as chaves seccionadoras do <i>bay</i>. Caso a chave não disponha de contatos auxiliares, deve ser preparada a cabeção e instalados os relés correspondentes. •Instalar telesupervisão das sinalizações do quadro anunciador do <i>bay</i> que ainda não estejam sendo recebidas pelo SCS (SAGE), desde que essa sinalização esteja contida no Padrão Planilha de Supervisão.
Compensador Síncrono	Tratar caso a caso
Compensador Estático	Tratar caso a caso
Banco de Capacitor Série	Tratar caso a caso
Terminais e Equipamentos Digitalizados	<ul style="list-style-type: none"> •A princípio, não deverá ter nenhuma atividade vinculada. Isso não se aplica a terminais onde ocorreu apenas o <i>retrofit</i> das proteções.
Anunciadores	<ul style="list-style-type: none"> •Instalar chave liga-desliga para desativação dos alarmes sonoros de todos os anunciadores da SE.