



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

TÚLIO VIDAL DE NEGREIROS ARRUDA

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO:
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO**

**CAMPINA GRANDE, PB
ABRIL 2012 – OUTUBRO 2012**

TÚLIO VIDAL DE NEGREIROS ARRUDA

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO:
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO**

Relatório de Estágio Supervisionado submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Orientador: Professor Dr. Benemar Alencar de Souza

**CAMPINA GRANDE, PB
ABRIL 2012 – OUTUBRO 2012**

TÚLIO VIDAL DE NEGREIROS ARRUDA

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO:
COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO**

Relatório de Estágio Supervisionado submetido à Unidade Acadêmica de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Dr. Benemar Alencar de Souza
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

AGRADECIMENTOS

A Deus, sempre em primeiro lugar, por minha existência, por ser minha fortaleza perante as batalhas da vida e inspiração para seguir o caminho que trilho.

A minha família, em especial a minha mãe Tanuska, a quem eu devo minha formação pessoal e profissional, pela educação dada e pelo apoio em todas as etapas de minha vida.

A minha irmã Thaís, que está ao meu lado desde antes do meu nascimento, com todo seu carinho e atenção.

A meu pai Eduardo, por tudo que me ensinou sobre a vida.

A minha namorada Larrycya, pelo carinho e incentivo de sempre.

A todos os colegas da CHESF, pela paciência e boa vontade em transmitir seus conhecimentos e pelos bons momentos proporcionados durante o estágio. Minha gratidão em especial a Goretti e a Vladimir, pelo imenso apoio prestado e pela confiança que depositaram em mim.

Ao Professor Benemar, pela orientação desse estágio e pela disposição em me ajudar durante esse período.

A todos os meus amigos, pelos momentos de alegria compartilhados durante o curso.

“O homem que vai mais longe é quase sempre aquele que tem coragem de arriscar.”

Dale Carnegie

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	01
2. A EMPRESA.....	02
2.1. Histórico.....	02
2.2. Perfil da empresa.....	05
2.3. Estrutura organizacional.....	06
2.3.1. Divisão Regional de Operação e Manutenção de Campina Grande (DRCL).....	07
2.3.1.1. Serviço de Manutenção de Campina Grande (SLMG).....	09
2.3.1.2. Serviço de Operação de Instalações de Campina Grande (SLOG).....	09
3. ATIVIDADES DESENVOLVIDAS.....	10
3.1. Familiarização com equipamentos e configurações de subestações.....	10
3.1.1. Equipamentos elétricos de subestações.....	10
3.1.2. Esquemas de configuração de subestações.....	11
3.1.2.1. Barra simples.....	11
3.1.2.2. Barra principal e transferência.....	12
3.1.2.3. Barra dupla com um disjuntor.....	13
3.1.2.4. Barra dupla com dois disjuntores.....	14
3.1.2.5. Barra dupla com disjuntor e meio.....	15
3.2. Estudo de instruções normativas e normas de operação.....	16
3.2.1. IN-OP.01.004 – Codificação operacional de instalações e equipamentos e representação em diagrama unifilar.....	16
3.2.2. NO-OP.01.04 – Comunicação verbal na operação.....	23
3.2.3. IN-OP.01.002 – Intervenção em equipamentos e linhas de transmissão.....	24
3.3. Participação no curso sobre intervenções em barramento energizado.....	26
3.4. Intervenção em disjuntor na SE CTM.....	28
3.5. Balanceamento de banco de capacitores.....	29
3.6. Arriamento de cabo para-raio oxidado.....	31

3.7. Seminário sobre falhas de equipamentos.....	33
3.8. Elaboração e aplicação de treinamento para operadores e equipe de manutenção.....	33
3.9. Elaboração da IOE do disjuntor ABB LTB 145 D13.....	37
3.10. Pré-operacional de SRD.....	37
3.11. Termovisão após energização de SRD.....	39
3.12. Pré-operacional de NTT.....	41
3.13. Desligamento em CGU.....	43
3.14. Deslocamento do transformador 02T1A de CGU.....	47
3.15. Atualização da IOP de CGD.....	49
4. CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	50
REFERÊNCIAS.....	51
ANEXOS.....	54
Anexo A – Exemplo de PEX.....	54
Anexo B – Exemplo de APR.....	57
Anexo C – Planilha de Cálculo para Balanceamento de BC de MRD.....	58
LISTA DE FIGURAS.....	viii
LISTA DE TABELAS.....	x
LISTA DE SIGLAS.....	xi

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Foto da construção de PA1 (1951)	2
Figura 2: Usinas hidrelétricas PA1, PA2 e PA3.....	3
Figura 3: Usina hidrelétrica de Xingó	4
Figura 4: Organograma da CHESF	6
Figura 5: Área de atuação da GRL.....	7
Figura 6: Esquema de barramento simples.....	12
Figura 7: Esquema de barramento principal e transferência	13
Figura 8: Esquema de barramento duplo (sem a chave By-Pass)	14
Figura 9: Esquema de barramento duplo com dois disjuntores	15
Figura 10: Esquema de barramento duplo com disjuntor e meio	16
Figura 11: Exemplo de um diagrama unifilar (SE CGD – Setor de 230/138kV)	21
Figura 12: Plaquetas utilizadas para identificação de campo das fases nos equipamentos.....	22
Figura 13: Eletricista ao potencial utilizando um andaime.....	27
Figura 14: Eletricista ao potencial utilizando a <i>skyladder</i>	27
Figura 15: Eletricista ao potencial utilizando a <i>skyladder</i> e um eletricista de apoio na estrutura	28
Figura 16: Configuração do banco 02H1 de SE MRD.....	30
Figura 17: Ligação das latas por fase.....	30
Figura 18: Constituição interna de uma.....	30
Figura 19: Vão entre estruturas 14/1 e 14/2.....	32
Figura 20: Arriamento de cabo para-raio (parte de solo).....	32
Figura 21: Arriamento de cabo para-raio (parte de altura na estrutura 14/1)	33
Figura 22: Foto do disjuntor ABB LTB 145 em SRD	34
Figura 23: Sistema de autocompressão do disjuntor ABB LTB 145.....	35
Figura 24: Mecanismo operacional do disjuntor ABB LTB 145	35
Figura 25: Conexão das latas com os condutores dos bancos de SRD.....	38

Figura 26: Imagem termográfica do radiador do transformador 04T1 de SRD lado 230kV.....	40
Figura 27: Imagem termográfica do radiador do balão de expansão do transformador terra 02A1 de SRD	40
Figura 28: Imagem termográfica das buchas do lado 230kV do transformador 04T1 de SRD.....	40
Figura 29: Subestação de Natal III	42
Figura 30: Condições para operação da chave 34V4-2 de NTT	43
Figura 31: Aterramento dos alimentadores em CGU	44
Figura 32: Permuta do transformador de serviços auxiliares de CGU	45
Figura 33: Troca de cantoneiras depreciadas em CGU	45
Figura 34: Desconexão do transformador 02T1-A de CGU	46
Figura 35: Imagem termográfica e retirada de um dos pontos quentes em CGU	46
Figura 36: Bucha de neutro do 02T1-E em CGU	47
Figura 37: Utilização de roletes para deslocamento de transformador em CGU.....	48
Figura 38: Deslocamento do transformador 02T1-A em CGU.....	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Subestações da DRCL	8
Tabela 2: Definição do 1º dígito na codificação de equipamentos	18
Tabela 3: Definição do 2º dígito na codificação de equipamentos	18
Tabela 4: Definição dos 3º e 4º dígitos na codificação de equipamentos	19
Tabela 5: Definição do 5º dígito na codificação de equipamentos	20
Tabela 6: Esquema de cores nos diagramas unifilares	22
Tabela 7: Codificação dos numerais	23
Tabela 8: Codificação das letras	24
Tabela 9: Dados técnicos do disjuntor ABB LTB 145	36

LISTA DE SIGLAS

APP – Avaliação Preliminar de Perigo

APR – Avaliação Preliminar de Risco

BVT – Subestação Bela Vista

CORE – Centro de Reparo de Equipamentos de Subestações

CROL – Centro Regional de Operação do Sistema Leste

CGD – Subestação Campina Grande II

CGU – Subestação Campina Grande I

CTM – Subestação Coteminas

DML – Departamento de Manutenção de Linhas de Transmissão

DOMA – Divisão de Manutenção de Equipamentos de Transformação e Serviços Auxiliares

DOMM – Divisão de Manutenção de Equipamentos de Manobra

DRCL - Divisão Regional de Operação e Manutenção de Campina Grande

IOA – Instrução de Operação de Serviços Auxiliares

IOE – Instrução de Operação de Equipamento

IOP – Instrução de Operação da Proteção

IN – Instrução Normativa

LT – Linha de Transmissão

MRD – Subestação Mussuré II

NCT – Não Conformidade Térmica

NO – Norma de Operação

NTD – Subestação Natal II

NTT – Subestação Natal III

OS – Ordem de Serviço

PA1 – Usina Paulo Afonso I

PA2 – Usina Paulo Afonso II

PA3 – Usina Paulo Afonso III

PA4 – Usina Paulo Afonso IV

PEX – Programa Executivo

SESMT - Serviço Especializado em Engenharia de Segurança e em Medicina do Trabalho

SI – Solicitação de Intervenção

SIGA – Sistema Integrado de Gestão de Ativos

SLMG – Serviço de Manutenção de Campina Grande

SLOG – Serviço de Operação de Instalações de Campina Grande

SNLF – Serviço de Manutenção de Linhas de Transmissão de Fortaleza

SRD – Subestação Santa Rita II

SS – Solicitação de Serviço

1. INTRODUÇÃO

O estágio é um componente curricular imprescindível para a formação de um engenheiro, realizando a interseção do que foi aprendido em sala de aula com as necessidades de uma empresa, proporcionando ao aluno base de conhecimentos e vivências que o ajudarão nos desafios de sua carreira.

Este relatório de estágio supervisionado tem como objetivo descrever as atividades desenvolvidas, bem como as experiências e os aprendizados adquiridos durante o período de estágio na Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF), realizado nas subestações CGD (Campina Grande II), BVT (Bela Vista), CGU (Campina Grande I) e CTM (Coteminas) em Campina Grande – PB, SRD (Santa Rita II) em Santa Rita – PB, MRD (Mussuré II) em João Pessoa – PB, NTD (Natal II) e NTT (Natal III) em Natal – RN e LT's (Linhas de Transmissão) associadas. O estágio foi realizado sob orientação e supervisão dos engenheiros Vladimir Cesarino de Souza, Evandro Soares Macedo e Ednaldo Sobreira Barbosa, no período de 16 de abril de 2012 a 15 de outubro de 2012.

Durante todo o período de estágio foram vivenciadas atividades envolvendo manutenção de equipamentos de subestação, manutenção de linhas de transmissão, operação e proteção de sistemas elétricos.

2. A EMPRESA

2.1. Histórico

A CHESF (Companhia Hidro Elétrica de São Francisco) foi criada durante o Estado Novo, pelo presidente Getúlio Vargas, através do Decreto-Lei nº 8.031 de 03 de outubro de 1945. A companhia foi idealizada pelo engenheiro agrônomo Apolonio Sales, então Ministro de Agricultura no governo de Getúlio. Três anos depois, seria realizada a primeira Assembléia de Acionistas, formalizando o início das atividades da empresa. Também neste ano, foi iniciada a construção da primeira grande usina hidrelétrica da CHESF erguida no rio São Francisco: Paulo Afonso I. A usina só iria ser concluída em 1954, entrando em operação com 180MW de potência instalada.



Figura 1: Foto da construção de PA1 (1951)

Devido à reformulação da estrutura elétrica do país na década de 60, em 1961 foi criada a Eletrobrás, encarregada de coordenar o setor elétrico brasileiro. Desde então, a Chesf tornou-se empresa subsidiária da Eletrobrás, que possui atualmente 12 subsidiárias, sendo 6 no setor de geração e transmissão de energia elétrica no Brasil:

Eletronorte, Eletrosul, CGTEE, Eletronuclear, Furnas e Chesf. No mesmo ano, entrou em operação a hidrelétrica PAIIa, com potência de 215MW. Seis anos depois, 1967, entraria a hidrelétrica PAIIb, acrescentando 228MW de potência elétrica instalada no Nordeste, dando fim à construção da usina PAII. Em 1971, entra em funcionamento a usina PAIII, com 794MW.



Figura 2: Usinas hidrelétricas PA1, PA2 e PA3

A Chesf detinha sua sede na cidade do Rio de Janeiro, até que em 1975 foi transferida para Recife, capital do estado de Pernambuco, onde se localiza até hoje, com suas diretorias e principais departamentos.

Em 1977, entrou em operação a hidrelétrica de Moxotó, posteriormente batizada de Apolonio Sales, em homenagem ao idealizador da Chesf, uma usina com 400MW. Dois anos depois, em 1979, a Chesf daria um grande salto na sua capacidade de produção de energia. Entrava em operação a Usina Hidrelétrica de Sobradinho, com 1.050MW, gerando energia através do aproveitamento da água do lago artificial de Sobradinho, um dos maiores do mundo, com uma área de 4 mil km², com capacidade de acumular até 34 bilhões de m³ de água, tendo como função principal a regularização plurianual da vazão do rio. No mesmo ano, iniciou-se o funcionamento da usina PA4, com uma potência de 2.462MW completando assim o Complexo Hidrelétrico do São Francisco, totalizando uma capacidade de produção de 4.279MW de energia, atingindo neste momento, a segunda maior capacidade instalada dentre as usinas no Brasil

atualmente. O Complexo Hidrelétrico do São Francisco perde apenas para Tucuruí (8.000MW) e a binacional Itaipu (12.600MW).

Em 1981 ocorreu a interligação dos sistemas elétricos do Norte e Nordeste, através da interligação das linhas de transmissão de 500kV da rede Boa Esperança-Imperatriz.

A usina hidrelétrica Luiz Gonzaga (Itaparica) entrou em funcionamento em 1988 com capacidade de 1.480MW. Em 1994, foi iniciada a geração de energia por parte da maior e mais moderna usina da Chesf até o presente momento, a hidrelétrica de Xingó, com 3.162MW de potência elétrica, correspondendo a 30% de toda capacidade de produção da Chesf. A partir daí, a CHESF passou a ser a maior geradora do sistema Eletrobrás.



Figura 3: Usina hidrelétrica de Xingó

Ao longo dos anos, a Chesf investiu em sistemas de transmissão, com investimentos fortes no início do século XXI como o programa Maior Nordeste. A companhia aumentou sua presença em licitações para concessões de energia, investiu em fontes alternativas com a construção da Termelétrica de Camaçari em 2005, além de investimentos na parte cultural e artística no Norte-Nordeste. Atualmente, mais precisamente em 2011, a história da Chesf ganhou um novo marco com a vitória no leilão para construção da Usina de Belo Monte, no Pará, que será a terceira maior

hidrelétrica do mundo em termos de capacidade instalada, ficando atrás apenas da usina chinesa Três Gargantas e de Itaipu.

2.2. Perfil da empresa

A Chesf, que conta hoje com 5,7 mil funcionários, atua na geração, transmissão, bem como na comercialização de energia elétrica com a seguinte distribuição: Nordeste (30,89%), Sudeste e Centro-Oeste (46,95%), Sul (16,33%) e Norte (5,83%). Possui uma capacidade de geração de 10,6GW, correspondendo à aproximadamente 11% da capacidade brasileira, produzindo 4,86TWh de energia elétrica sendo transmitida através de mais de 18 mil quilômetros de linhas de transmissão de 500, 230, 138, 69 kV aliados a uma capacidade de transformação de quase 30GVA em suas 98 subestações.

No que diz respeito ao sistema de telecomunicações, a Chesf possui aproximadamente 5.800km de cabos ópticos OPGW em operação, 1.930km de rotas via rádio digital, 34 salas de videoconferência, 87 centrais digitais com 6.000 ramais de acesso à rede de comutação privada. Permite acesso às redes de longa distância (WAN), através de pontos de acesso às redes locais (LAN's) em subestações e instalações de interesse operacional e/ou administrativo, para que seus funcionários possam acesso a aplicações e recursos on-line indispensáveis para desempenho de suas atividades, como por exemplo, o gerenciamento de ativos da empresa.

Desde a década de 80, a Chesf vem buscando investir em fontes alternativas de energia, como no caso da energia eólica, realizando ações como a instalação de aerogeradores no litoral do Ceará e de uma usina eólica em Mucuripe-CE, além de investimentos em Biomassa, na utilização do Hidrogênio em células a combustíveis e em energia solar, esta última através de projetos como a instalação de 2.190 de sistemas fotovoltaicos no Nordeste e de 102 sistemas de iluminação fotovoltaicos na sede da Chesf em Recife para realização de testes.

2.3. Estrutura organizacional

A empresa é administrada por um Conselho Administrativo e uma Diretoria Executiva, fiscalizados por um Conselho Fiscal. O Conselho Administrativo é formado por um presidente e mais cinco Conselheiros, enquanto que a Diretoria Executiva é formada por um Diretor-Presidente e até cinco outros Diretores. O Conselho Fiscal é permanente, constituído por três Conselheiros efetivos e três suplentes, sendo um Conselheiro e seu respectivo suplente representantes do Tesouro Nacional. Na figura 4 observa-se um organograma simplificado.



Figura 4: Organograma da CHESF

A Diretoria de Operações (DO) da Chesf é responsável por dirigir as ações de planejamento e execução das atividades relacionadas ao sistema eletroenergético da Chesf, compreendendo a geração e transmissão de energia, bem como a operação do sistema de telecomunicação. Para tanto, esta Diretoria coordena as atividades de seis gerências regionais de operação:

- Gerência Regional Norte (GRN)
- Gerência Regional Oeste (GRO)

- Gerência Regional de Sobradinho (GRB)
- Gerência Regional Leste (GRL)
- Gerência Regional Sul (GRS)
- Gerência Regional de Paulo Afonso (GRP)

A Gerência de interesse deste relatório é a GRL, responsável por gerenciar, coordenar e controlar as atividades operacionais referentes aos estados do Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco e Alagoas, como mostra a figura 5.

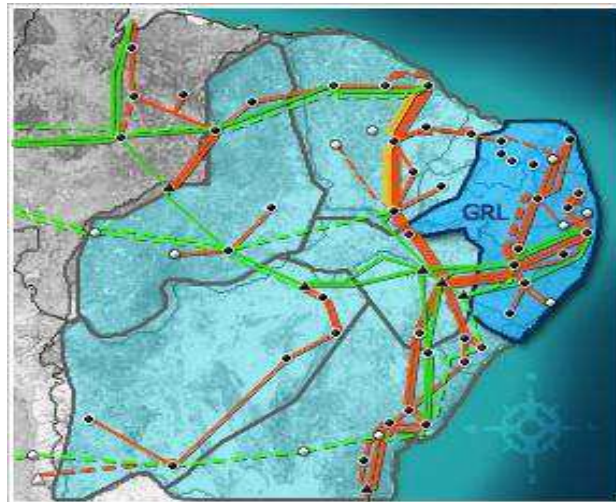


Figura 5: Área de atuação da GRL

2.3.1. Divisão Regional de Operação e Manutenção de Campina Grande (DRCL)

A Gerência Regional Leste, por sua vez, é subdividida em quatro divisões. A divisão onde foi realizado o estágio corresponde à Divisão Regional de Operação e Manutenção de Campina Grande (DRCL), que atua nos estados da Paraíba e Rio Grande do Norte, mantendo o controle das subestações apresentadas na tabela 1. Cada divisão é constituída de serviços, ficando sob responsabilidade das divisões coordenarem, e darem o apoio administrativo e operacional necessários para o cumprimento das funções de seus respectivos serviços. A DRCL controla três serviços:

- Serviço de Manutenção de Campina Grande (SLMG)

- Serviço de Manutenção de Natal (SLMN)
- Serviço de Operação de Instalações de Campina Grande (SLOG)

Os três primeiros meses do estágio foram realizados no SLMG, sob orientação do Eng^o Vladimir Cesarino de Sousa, enquanto que os outros três meses foram no SLOG, sob orientações dos engenheiros Ednaldo Sobreira Barbosa e Evandro Soares Macedo.

Subestação	Sigla	Tensão	Localização
<i>Rio Grande do Norte</i>			
Açu II	ACD	230kV	Açu – RN
Currais Novos II	CRD	138kV	Currais Novos - RN
Natal II	NTD	230kV	Natal – RN
Natal III	NTT	230kV	Natal – RN
Paraíso	PRS	230kV	Santa Cruz - RN
Santa Cruz II	STD	138kV	Santa Cruz - RN
Santana do Matos II	SMD	138kV	Santana do Matos - RN
<i>Paraíba</i>			
Bela Vista	BVT	69kV	Campina Grande – PB
Campina Grande I	CGU	69kV	Campina Grande – PB
Campina Grande II	CGD	230kV	Campina Grande – PB
Coteminas	CTM	230kV	Campina Grande – PB
Mussuré II	MRD	230kV	João Pessoa - PB
Santa Rita II	SRD	230kV	Santa Rita - PB

Tabela 1: Subestações da DRCL

2.3.1.1. Serviço de Manutenção de Campina Grande (SLMG)

O SLMG é o serviço responsável, no âmbito da gestão e execução, pela manutenção, ensaios e reparos de equipamentos e barramentos de subestações, de linhas de transmissão e de serviços auxiliares, esta última correspondendo à parte da instalação em baixa tensão AC e DC. Possui a responsabilidade também de realizar a integração de novas obras, além de inspeções diversas, como por exemplo, termovisões e inspeções aéreas de linhas de transmissão.

2.3.1.2. Serviço de Operação de Instalações de Campina Grande (SLOG)

O SLOG é o serviço responsável pela operação das subestações. Para tanto, o serviço tem a função de elaborar e executar programas de manobras de equipamentos e dispositivos de proteção e controle, implantar instrumentos normativos e operacionais relativos ao sistema e às subestações, elaborar e executar programas de pré-operacional, dentre outras atividades, além de executar também tarefas de coletas de amostras de dados.

3. ATIVIDADES DESENVOLVIDAS

Durante a permanência do estágio foram realizadas diversas atividades como participação em cursos e treinamentos, em intervenções diversas, atividades de Pré-Operacional de novas instalações, acompanhamento de rotinas operacionais, estudos de normativos, montagem de treinamentos e de documentos operacionais, entre outras. Em seguida, serão apresentadas algumas destas atividades que tiveram importância massiva para o aprendizado no âmbito de interesse do curso de Engenharia Elétrica.

3.1. Familiarização com equipamentos e configurações de subestações

3.1.1. Equipamentos elétricos de subestações

As subestações podem ser classificadas de acordo com as duas funções básicas que executam no sistema: SE's Transformadoras e SE's de Manobras. A primeira permite que a energia seja transmitida em tensões mais altas, por longas linhas de transmissão sem que haja demasiadas perdas. Algumas convertem a tensão para níveis mais altos, e geralmente se encontram perto das unidades geradoras, são as SE's transformadoras elevadoras. Enquanto que as abaixadoras convertem a tensão para níveis mais baixos para que sejam interligados com os centros de carga, ou seja, para que a energia seja entregue aos consumidores em níveis de tensões apropriados. As SE's de manobra são destinadas ao seccionamento e interconexão de circuitos com o mesmo nível de tensão, para que seja possível a multiplicação e estabelecimento de diversas rotas para a transmissão de energia.

As subestações em geral possuem diversos equipamentos dedicados a contribuir para o cumprimento das funções apresentadas acima. Tais equipamentos podem ser distribuídos em seis categorias: Equipamentos de transformação, de manobra, de proteção, de medição, de compensação de reativos e equipamentos auxiliares. Nas diversas subestações visitadas durante a fase inicial do estágio, bem como ao longo de todo o período, houve a familiarização com os equipamentos e a

observância das características físicas, mecânicas e elétricas dos mesmos. Alguns destes equipamentos são descritos a seguir:

- Equipamentos de transformação: transformador de força, transformador de aterramento, transformador de potencial, transformadores de instrumentos (transformador de corrente e transformador de potencial);
- Equipamentos de manobra: disjuntores, chaves seccionadoras;
- Equipamentos de compensação de reativos: banco de capacitores, compensador síncrono, compensador estático, reatores;
- Equipamentos de proteção e medição: painéis, relés, fusíveis, para-raios;
- Equipamentos auxiliares: Grupo Gerador de Emergência (GGE), sistemas de baterias, retificador.

3.1.2. Esquemas de configuração de subestações

Os diferentes arranjos que os equipamentos de uma subestação se conectam entre si determinam os variados esquemas de configuração de subestações. O esquema escolhido no projeto de uma subestação deve levar em conta, dentre outros fatores, a área do local disponível para a instalação, os custos da construção e manutenção, e a confiabilidade esperada pela instalação, determinada pelas cargas que a subestação irá alimentar.

3.1.2.1. Barra simples

Neste tipo de configuração, todos os elementos da subestação são interligados através de uma única barra, que por sua vez, na ocorrência de uma falta, desligará todos os circuitos conectados a ela. Por ser o esquema mais simples e menos oneroso, é utilizado em subestações de pequeno porte e onde a disponibilidade constante de energia não é algo imprescindível. Os vãos que conectam as cargas em tais subestações, bem como nos esquemas seguintes, podem ser equipados com chaves *By-Pass*, permitindo manutenção no disjuntor do vão sem que haja indisponibilidade de

suprimento de energia elétrica para as cargas. A figura 6 ilustra o esquema da barra simples.

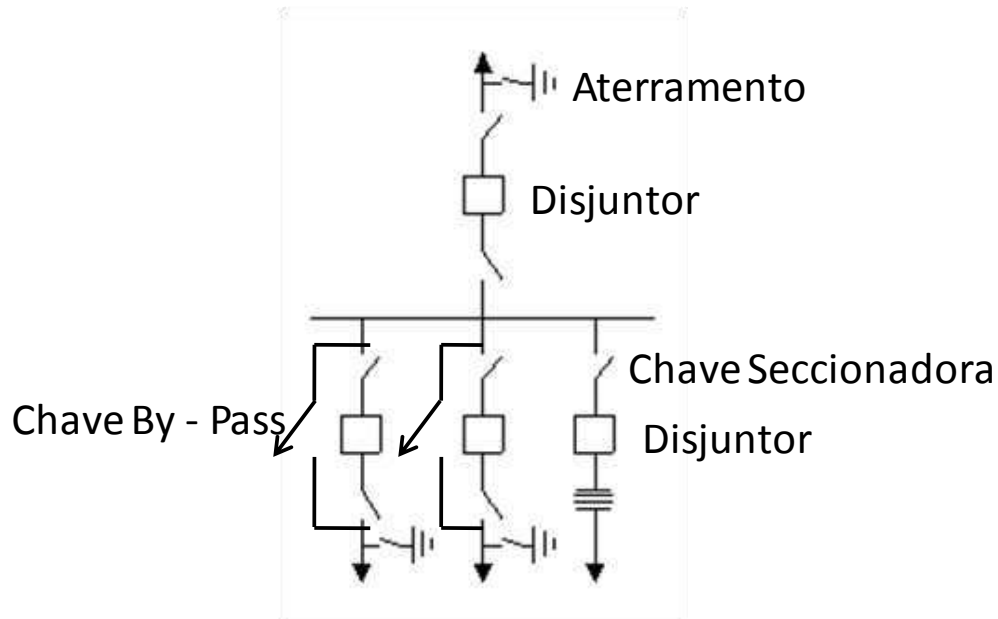


Figura 6: Esquema de barramento simples

3.1.2.2. Barra principal e transferência

Uma subestação com barramento principal e transferência tem uma maior robustez e confiabilidade comparada ao barramento simples. Os alimentadores são conectados ao barramento principal. Na necessidade de realizar manutenção, as cargas podem ser alimentadas através do barramento de transferência, transferindo a responsabilidade da proteção do sistema para o disjuntor de transferência. Para tal operação, o disjuntor de transferência é fechado, deixando as duas barras com o mesmo potencial. Em seguida é fechada a chave de By-Pass que conecta o vão ao barramento auxiliar, podendo assim abrir o disjuntor ligado à barra principal. Esta configuração é largamente utilizada nos projetos de subestações da CHESF. A figura 7 ilustra este esquema.

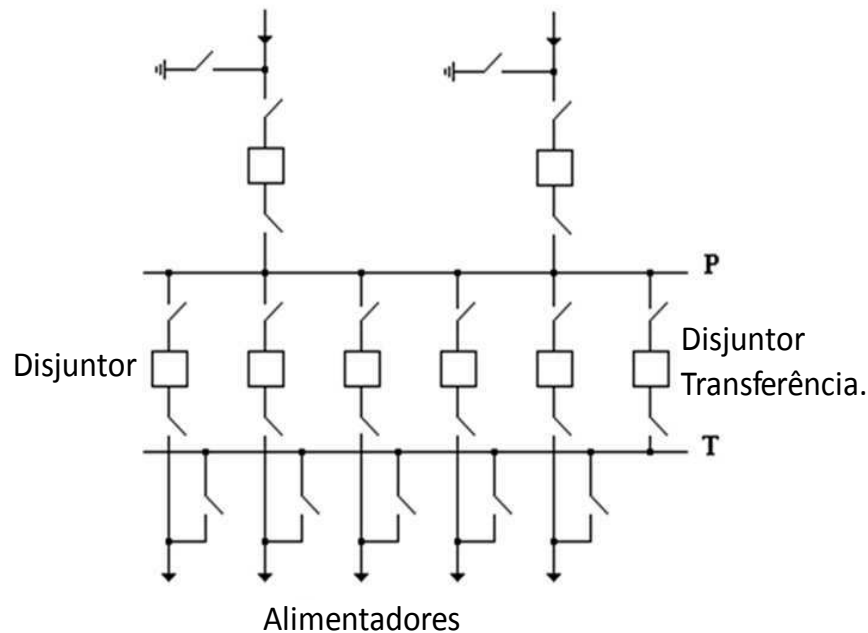


Figura 7: Esquema de barramento principal e transferência

3.1.2.3. Barra dupla com um disjuntor

O esquema de barra dupla é uma evolução do esquema anterior, podendo os alimentadores serem conectados tanto pelo barramento 1 quanto pelo barramento 2, fazendo com que a falha de algum dos disjuntores, ou um dos barramentos, não resulte na indisponibilidade de suprimento de energia, permitindo maior confiabilidade. Ou a carga é alimentada pelo barramento 1 fechando a chave referente a este barramento, ou pelo barramento 2, procedendo da mesma maneira sendo que para o barramento 2, tendo as duas barras mesmo potencial devido ao disjuntor de interligação das mesmas. Na necessidade de alguma manutenção do barramento 1 ou 2, as cargas podem ser alimentadas apenas por uma barra para que seja liberada a outra. Os disjuntores de cada vão podem também ser liberados para manutenção com o auxílio da chave *bypass*. São bastante utilizadas nos sistemas de transmissão da CHESF, em linhas de 230kV, como acontece na subestação de CTM e parte da subestação de CGD, ambas em Campina Grande – PB.

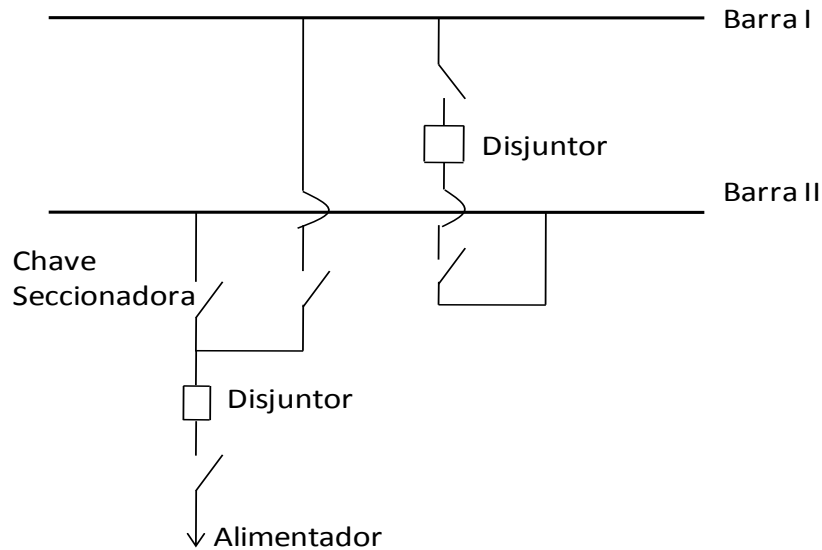


Figura 8: Esquema de barramento duplo (sem a chave By-Pass)

3.1.2.4. Barra dupla com dois disjuntores

Este esquema apresenta confiabilidade maior do que o anterior, porém é uma configuração muito cara, pois se tem um disjuntor para cada conexão do vão com cada um dos barramentos. Cada disjuntor pode ser desconectado do sistema sem haver prejuízos para este. Cada carga pode ser alimentada pelos dois barramentos ou por um só, fechando os disjuntores referentes a cada barramento. Na necessidade de manutenção, abrem-se os disjuntores correspondentes ao barramento que se deseja realizar a intervenção, permanecendo a carga temporariamente alimentada pelo outro barramento, sem danos para sua proteção, já que para cada carga, há um disjuntor para cada interligação com os barramentos. A figura 9 ilustra o proposto.

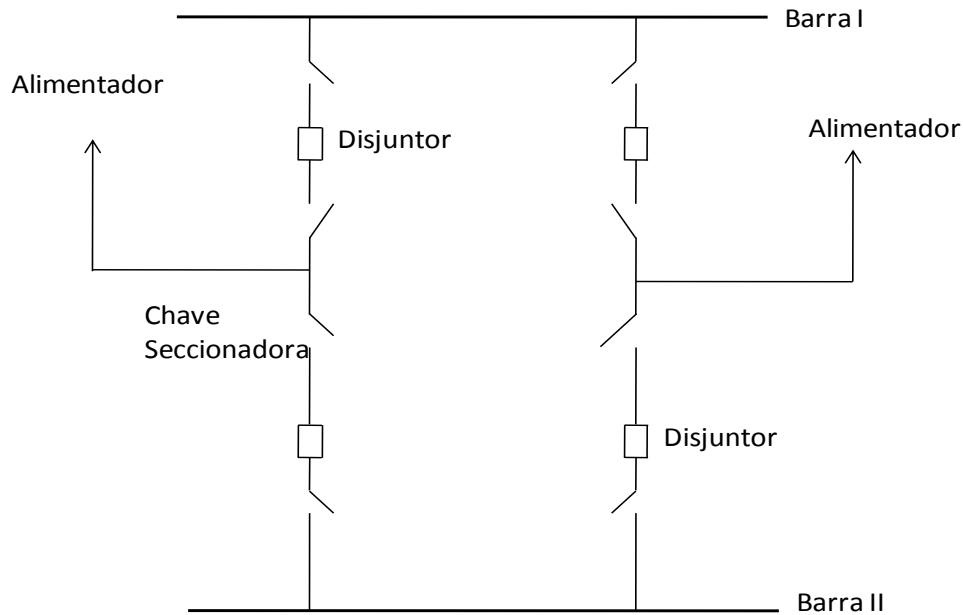


Figura 9: Esquema de barramento duplo com dois disjuntores

3.1.2.5. Barra dupla com disjuntor e meio

Devido ao custo excessivo para construção de subestações com o esquema anterior, criou-se esta alternativa que permite a conexão de outro alimentar utilizando apenas um disjuntor a mais, comparado com o esquema anterior. Sua denominação é originada pelo fato de haver três disjuntores para a conexão de dois vãos, sendo assim, um disjuntor e meio para cada vão. Bem como o esquema anterior, cada barra pode ser retirada de operação na necessidade de manutenção. O disjuntor do meio (entre as cargas) compartilha a atuação da proteção das duas cargas, sendo o projeto da proteção para esta configuração algo que deve ser estudado com cuidado. Para alimentar as duas cargas através de apenas um dos barramentos são fechados os dois disjuntores seguidos referente ao barramento, ficando apenas o terceiro aberto. Esta configuração é utilizada nas subestações de 500kV da CHESF. A figura 10 mostra o esquema.

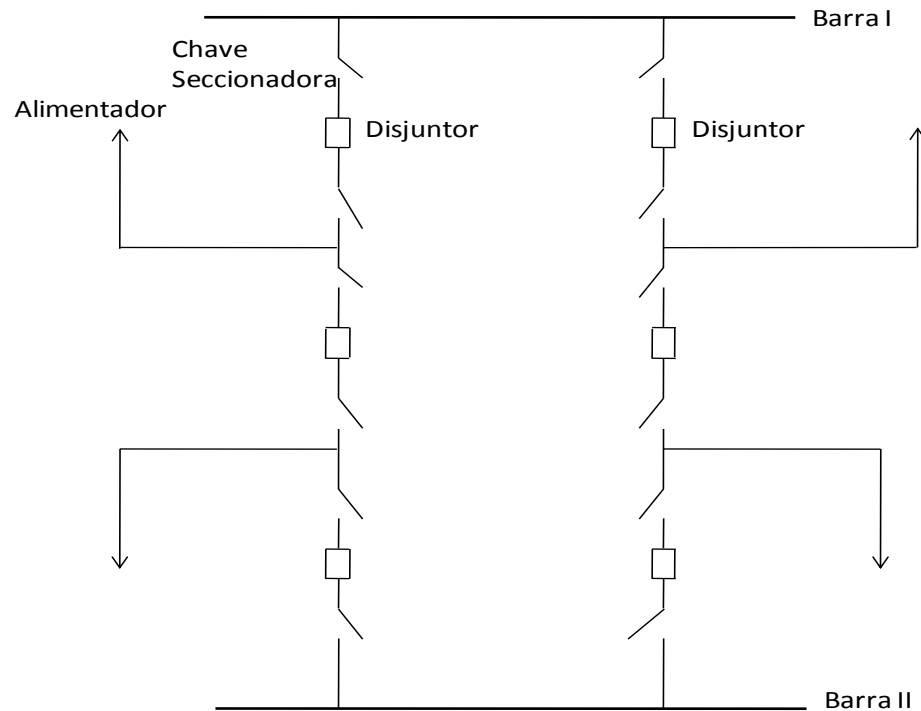


Figura 10: Esquema de barramento duplo com disjuntor e meio

3.2. Estudo de instruções normativas (IN) e normas de operação (NO)

A CHESF possui inúmeras IN e NO que regem diversos procedimentos operacionais da empresa. Todo acervo fica disponibilizado aos funcionários através de uma rede local intranet, a *chesfnet*. Ao decorrer do estágio, foi realizado o estudo de alguns destes documentos, merecendo o destaque de três descritos a seguir:

3.2.1. IN-OP.01.004 – Codificação operacional de instalações e equipamentos e representação em diagrama unifilar

Este documento tem como objetivo definir diretrizes para codificação das instalações da CHESF, estabelecer critérios para a codificação de linhas de

transmissão e equipamentos contidos nas instalações, bem como apresentar um método para representar tais equipamentos e linhas em diagramas unifilares.

A codificação operacional das instalações é constituída de 3 letras, podendo haver repetição no setor Norte/Nordeste desde que não seja da mesma empresa nem que haja ligações entre elas.

Os equipamentos e linhas de transmissão são codificados de acordo com a seguinte estrutura:

1º	2º	3º	4º	-	5º	6º
-----------	-----------	-----------	-----------	----------	-----------	-----------

Onde:

- O 1º dígito indica o tipo de equipamento, de acordo com a tabela 2;
- O 2º indica o nível de tensão, de acordo com a tabela 3;
- O 3º e 4º dígitos definem a função e a sequência do equipamento ou linha, de acordo com a tabela 4;
- O 5º dígito define a posição do equipamento, de acordo com a tabela 5;
- O 6º dígito é utilizado apenas em casos excepcionais de dois ou mais equipamentos instalados na mesma posição e vinculados ao mesmo equipamento principal.

Tipo do Equipamento	Dígito
Gerador, transformador, linha de transmissão, regulador série, compensador estático, compensador síncrono, banco capacitor, reator e barramento	0
Disjuntor	1
Religador	2
Chave Seccionadora / Chave de aterramento rápido	3
Chave fusível	4
Chave de abertura em carga e VCR	5
Bobina de bloqueio	6
Para-raios	7
Transformador de Potencial	8
Transformador de Corrente	9

Tabela 2: Definição do 1º dígito na codificação de equipamentos

Nível de Tensão	Dígito
1 a 9,9 kV	6
10 a 25 kV	1
26 a 50 kV	9
51 a 75 kV	2
76 a 150 kV	3
151 a 250 kV	4
251 a 550 kV	5

Tabela 3: Definição do 2º dígito na codificação de equipamentos

Função e Sequência	Dígito
Gerador	G1, G2G9
Transformador de aterramento	A1, A2 A9
Barramento principal	BP
Barramento auxiliar	BA
Barramento (outros)	B1, B2 B9
Disjuntor de transferência/meio	D1, D2 D9
Disjuntor comum a dois transformadores	W1, W2W9
Reator	E1, E2 E9
Banco de capacitor	H1, H2 H9
Compensador síncrono	K1, K2 K9
Compensador estático	Q1, Q2 Q9
Regulador série	R1, R2 R9
Transformador	T1, T2 T9
Linha de transmissão	C1, C2 C9
	F1, F2 F9
	J1, J2 J9
	L1, L2 L9
	M1, M2 M9
	N1, N2 N9
	P1, P2 P9
	S1, S2 S9
	V1, V2 V9
	Y1, Y2 Y9
Z1, Z2 Z9	

Tabela 4: Definição dos 3º e 4º dígitos na codificação de equipamentos

Posição	Dígito
Barramento seccionável, Transformador de potencial, Transformador de corrente, Para-raios e Seccionadora de disjuntor de Transferência	1, 2, 3, 4
Seccionadora de barramento	1, 2, 3
Seccionadora de disjuntor, lado do barramento	4
Seccionadora de disjuntor, lado contrário do barramento	5
Seccionadora de "by pass"	6
Seccionadora de aterramento	7
Seccionadora de gerador	1, 2
Seccionadora com outras funções	8, 9
Transformador de mesma classe de tensão rigidamente paralelado a outro(s) e Disjuntor de auto-transformador	A, B, C
Reator de neutro	N
Reator limitador	L

Tabela 5: Definição do 5º dígito na codificação de equipamentos

A representação gráfica dos equipamentos e linhas de transmissão é realizada conforme as normas que são comumente utilizadas, por isso os símbolos são bem conhecidos, porém, merece ser salientado o esquema de cores usado pela CHESF para visualizar os equipamentos no diagrama unifilar de acordo com seus níveis de tensão (ver tabela 6). Na figura 11, é apresentado o diagrama unifilar da SE CGD – Setor 138/230kV para ser tomado como exemplo.

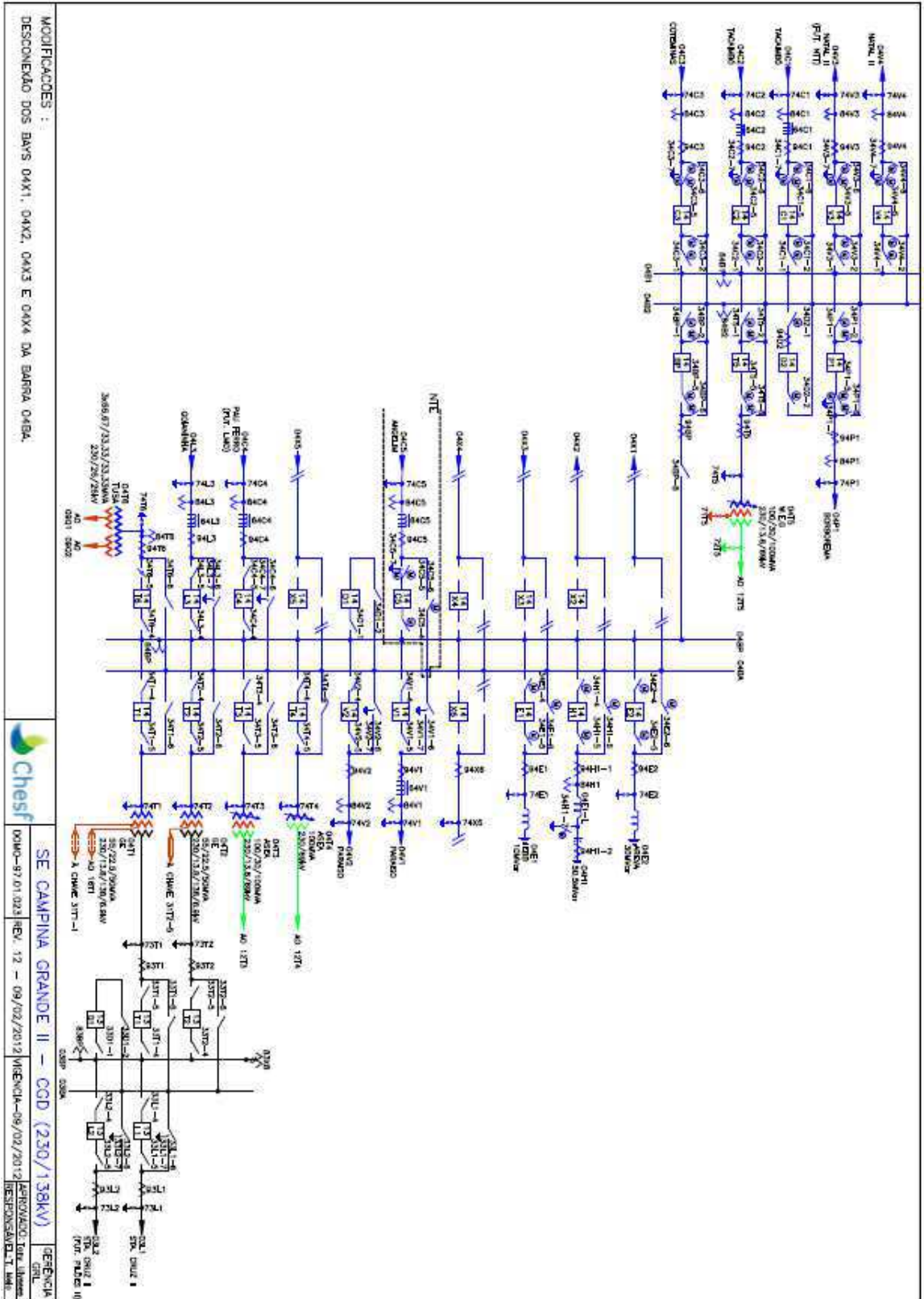


Figura 11: Exemplo de um diagrama unifilar (SE CGD – Setor de 230/138kV)

MODIFICAÇÕES :
 DESCONEXÃO DOS BAYS OAK1, OAK2, OAK3 E OAK4 DA BARRA OAK6.

SE CAMPINA GRANDE II – CCD (230/138kV)

CHESF

DESENHADOR: [Nome]

REVISOR: [Nome]

DATA: [Data]

PROJETO: [Projeto]

REVISÃO: [Revisão]

ESCALA: [Escala]

LEGENDA: [Legenda]

Cor	Nível de Tensão
Vermelho	500 kV
Azul	230 kV
Preto	138 kV
Verde	69 kV
Marrom	13.8 kV
Laranja	abaixo de 13.8 kV

Tabela 6: Esquema de cores nos diagramas unifilares

A identificação das fases nos equipamentos é também realizada com o auxílio de cores. A Fase A é identificada com uma plaqueta de cor azul, a fase B de cor branca e a da fase C tem cor vermelha. Na figura 12 é mostrada uma foto de três para-raios que possuem a identificação de suas respectivas fases feitas através destas plaquetas.

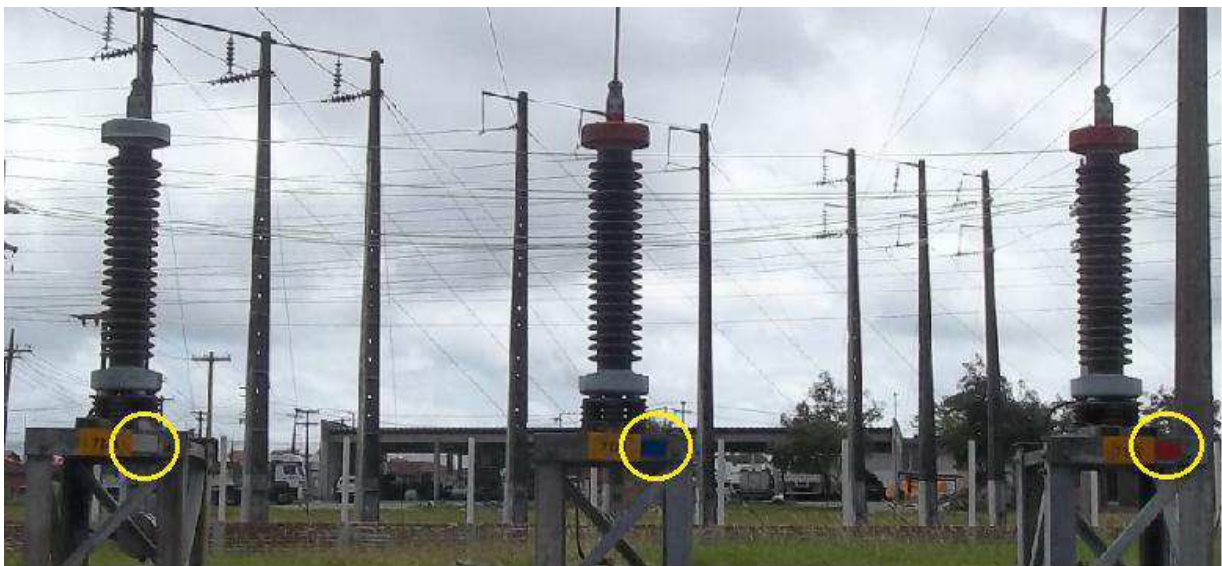


Figura 12: Plaquetas utilizadas para identificação de campo das fases nos equipamentos

3.2.2. NO-OP-01.04 – Comunicação verbal na operação

Uma comunicação verbal clara e eficaz é imprescindível para a troca de informações, tanto em regime normal quanto em situações de contingência. Com o intuito de reduzir o tempo e aumentar a confiança da transmissão e recepção da informação, reduzindo assim as falhas e equívocos operacionais, foi criada na CHESF uma padronização da comunicação verbal na operação.

Esta padronização é baseada em uma codificação alfa-numérica dos numerais e do alfabeto, o alfabeto fonético da OTAN. Portanto, os numerais deverão ser pronunciados de acordo com os códigos da Tabela 7 e as letras do alfabeto, por sua vez, de acordo com a Tabela 8.

Algarismo	Pronúncia	Algarismo	Pronúncia
0	<u>Z</u> e-ro	5	<u>C</u> in-co
1	<u>U</u> no	6	<u>M</u> eia
2	<u>D</u> ois	7	<u>S</u> e-te
3	<u>T</u> rês	8	<u>Q</u> i-to
4	<u>Q</u> ua-tro	9	<u>N</u> o-ve

Tabela 7: Codificação dos numerais

Letra	Pronúncia	Letra	Pronúncia
A	Alfa	N	November
B	Bravo	O	Oscar
C	Charlie	P	Papa
D	Delta	Q	Quebec
E	Echo	R	Romeu
F	Foxtrot	S	Sierra
G	Golf	T	Tanto
H	Hotel	U	Uniform
I	India	V	Victor
J	Juliet	W	Whisky
K	Kilo	X	Extra
L	Lima	Y	Yankee
M	Mike	Z	Zulu

Tabela 8: Codificação das letras

3.2.3. IN-OP.01.002 – Intervenção em equipamentos e linhas de transmissão

Este texto teve fundamental contribuição para se entender todo o processo que envolve uma intervenção. O objetivo desta instrução é estabelecer os conceitos e procedimentos para se realizar qualquer intervenção em equipamentos e linhas de transmissão, envolvendo também as diretrizes para preservar o meio ambiente, segurança do pessoal envolvido e a preservação dos equipamentos e linhas.

Intervenção é toda qualquer atuação no sistema eletroenergético com a finalidade de realizar manutenção em instalações, linhas e equipamentos energizados, bem como realizar testes, ensaios, reparos e manutenção no sistema de transmissão, ou que coloque em operação novos serviços e/ou instalações. As intervenções são classificadas por tipos, podendo ser de Tipo 1, 2, 3, 4, 5, 6 ou 7. Intervenções de Tipo 1 são intervenções que necessitam de desligamentos de equipamentos pertencentes à

rede básica, sendo cabível desconto de parcela variável na receita da empresa, enquanto que intervenções do Tipo 7 são intervenções que envolvem serviços gerais sem risco e sem manobras. Portanto, as intervenções são classificadas nesta escala de 1 à 7 de acordo com fatores como risco de desligamentos, rede a qual os equipamentos envolvidos pertencem, indisponibilidade de equipamentos e linhas de transmissão, entre outros.

A SI (Solicitação de Intervenção), documento formal para solicitação de qualquer intervenção no sistema elétrico aos órgãos de operação, é efetuada unicamente através de um sistema integrado de gestão da empresa, o SIGA. Em casos excepcionais, como intervenções de urgência/emergência onde não se possa utilizar o SIGA, a Solicitação da Intervenção poderá ser realizada verbalmente. As SI são normalmente emitidas pelos engenheiros ou coordenadores responsáveis pelo planejamento da manutenção da instalação ou linhas de transmissão onde a intervenção irá ocorrer, para atendimento à manutenção corretiva ou preventiva, cujas necessidades são registradas no SIGA através de SS (Solicitação de Serviço) e OS (Ordem de Serviço). As SS são referentes às manutenções corretivas e melhorias, enquanto que a OS é gerada pelo sistema para atender ao cronograma de manutenções preventivas. Feita a SI, esta passa pela avaliação e aprovação do Serviço de Operação e da ONS.

Toda e qualquer intervenção é acompanhada por um PEX (Programa Executivo) e uma APP (Análise Preliminar de Perigo) ou APR (Análise Preliminar de Risco), conforme exige a própria NR10. O PEX é o documento que descreve o trabalho a ser realizado, informando os recursos materiais e humanos para efetuar a intervenção, bem como a descrição das atividades de cada integrante envolvido na intervenção. Por fim, todos assinam atestando estarem cientes de suas responsabilidades e de suas funções. A APR (ou APP) é o documento destinado à avaliação preliminar dos perigos e riscos presentes na intervenção, os quais são discutidos com toda a equipe na fase de planejamento, para que todos estejam conscientes sobre gravidade, probabilidade, consequências e medidas preventivas para bloquear ou minimizar tais riscos. Nos Anexos A e B são apresentados exemplos de PEX e APR, respectivamente.

3.3. Participação no curso sobre intervenções em barramento energizado

Este curso foi realizado em Campina Grande, na DRCL, no período de 16 a 27 de abril de 2012. O curso teve uma carga horária de 80 horas, e teve a finalidade de treinar engenheiros de manutenção em linhas de transmissão da CHESF para a execução de intervenções onde há a possibilidade de se realizar com o barramento estando energizado. O treinamento foi ministrado pelo experiente engenheiro Gustavo Xavier do Departamento de Manutenção de Linhas de Transmissão. Como o curso coincidiu com o início do estágio, não foi possível acompanhá-lo integralmente, pois havia também uma programação de palestras e videoconferências para integração dos estagiários.

O curso foi baseado nos normativos, guias operacionais e instruções de manutenção que pudessem envolver esse tipo de atividade. Foram comentados aspectos sobre segurança, como medição de corrente de fuga, materiais utilizados, como por exemplo, as vestimentas condutivas, andaimes e escadas isolantes, procedimentos de trabalho em altura, técnicas de acesso ao potencial, projeto de linhas de transmissão e elaboração de PEX e APR.

Para consolidação das informações passadas, o curso teve sua parte prática, sendo uma delas a intervenção para a retirada de um ponto quente (NCT) de uma chave pertencente a um vão do barramento de 69kV de CGD. Um dia antes da intervenção, os participantes do curso foram divididos em grupos para elaborarem PEX e APR e discutirem com o restante da turma. A intervenção foi realizada com o intuito de retirar a chave de 69kV energizada, utilizando três maneiras distintas (uma para cada pólo da chave) de trabalho ao potencial:

- Utilizando andaime (ver figura 13);
- Utilizando a *skyladder* (ver figura 14);
- Utilizando a *skyladder* e um eletricista de apoio (ver figura 15).



Figura 13: Eletricista ao potencial utilizando um andaime



Figura 14: Eletricista ao potencial utilizando a *skyladder*



Figura 15: Eletricista ao potencial utilizando a *skyladder* e um eletricista de apoio na estrutura

3.4. Intervenção em disjuntor na SE CTM

Um disjuntor da SE CTM estava com problema na sinalização de “disjuntor aberto”. Foi realizada uma intervenção com a finalidade de executar uma manutenção corretiva no disjuntor.

A imensa quantidade de material sobre equipamentos contidos no acervo técnico foi de extrema importância para realização desta atividade. O diagrama elétrico do referido disjuntor foi acessado pela equipe e todo o circuito de sinalização foi inspecionado da mesma forma como é estudado na disciplina de Laboratório de Instalações Elétricas. O circuito estava em conformidade com o diagrama, o que fez constatar que o problema estava no próprio bocal da lâmpada de sinalização.

3.5. Balanceamento de banco de capacitores

O banco de capacitor é um equipamento de suma importância para a compensação de reativos de uma subestação, contribuindo, a partir da correção do fator de potência, para o aumento da tensão nos terminais das cargas e melhorando a regulação de tensão.

O banco 02H1 da SE MRD, em João Pessoa – PB, possui uma configuração de dupla estrela com os neutros flutuantes, e interligados por um TC para supervisão de desequilíbrio do banco (ver figura 16).

Em cada fase de cada estrela, as unidades capacitivas são dispostas como representado na figura 17. Por sua vez, cada unidade capacitiva (lata) possui a configuração mostrado na figura 18, em que n (o nº de elementos em paralelo) e s (nº de grupos em série) são 10 e 4, respectivamente. Cada elemento capacitivo possui um elo fusível conectado em série. A capacitância da lata decresce com a quantidade de elementos capacitivos defeituosos.

A proteção do banco estava sinalizando desequilíbrio em segundo grau, impedindo que o banco entrasse em operação quando requisitado pelo sistema. A intervenção teve duração de dois dias. No primeiro dia, a capacitância das latas foram todas medidas com auxílio do capacímetro CB10 de fabricação ABB, e inseridas em uma planilha de cálculo para que os erros entre as fases de cada estrela pudessem ser mensurados. A partir daí, foram simuladas trocas de latas na planilha, para que o equilíbrio pudesse se restabelecer. No dia seguinte, as latas foram trocadas. A planilha de cálculo está apresentada no Anexo C deste documento, possuindo, as latas trocadas, cores de preenchimento idênticas. A planilha calcula o erro relativo das capacitâncias resultantes de cada fase em cada estrela, com as demais fases. As capacitâncias resultantes são calculadas a partir do arranjo formado pelas latas (unidades capacitivas) de acordo com a figura 17. Portanto, as latas foram trocadas a fim destes erros serem os mínimos possíveis, para que o equilíbrio do banco pudesse ser restaurado.

CONFIGURAÇÃO DE UM BANCO DE CAPACITORES DE 69KV EM DUPLA ESTRELA COM NEUTRO FLUTUANTE

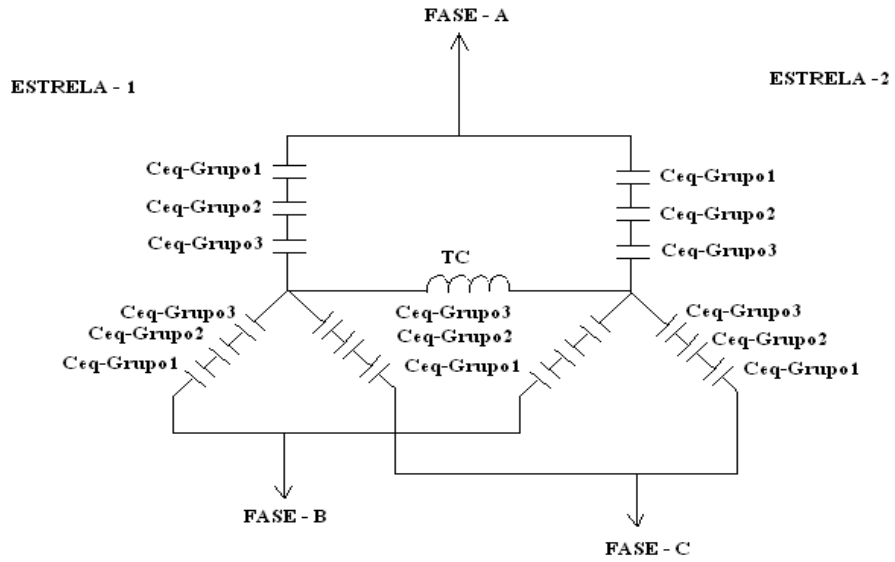


Figura 16: Configuração do banco 02H1 de SE MRD

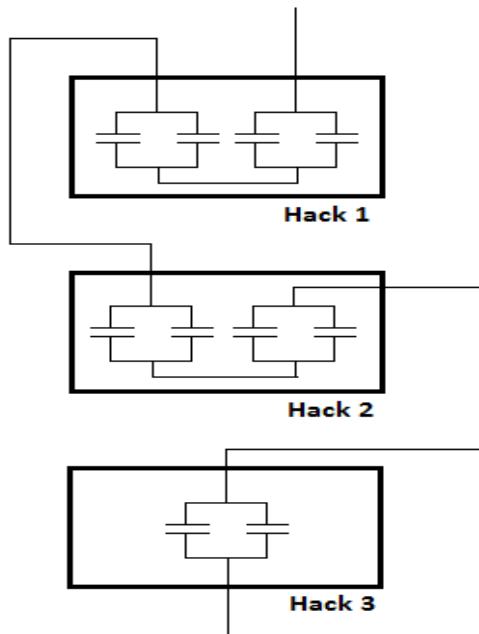


Figura 17: Ligação das latas por fase em cada estrela

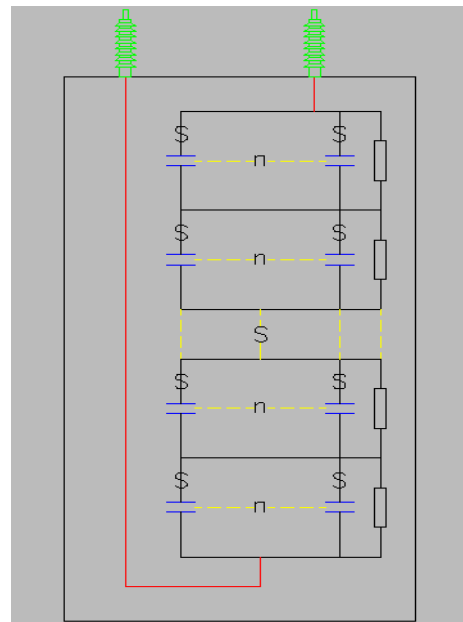


Figura 18: Constituição interna de uma unidade capacitiva (lata)

3.6. Arriamento de cabo para-raio oxidado

O cabo para-raio EHS de 3/8 no vão entre as estruturas 14/1 e 14/2 da LT 04V3 apresentava demasiada oxidação e precisava ser retirado para evitar risco de desligamento intempestivo da LT. Contudo, não foi uma tarefa simples, como costuma ser para a equipe do SLMG-LT, pelo fato de haver nesse vão um cruzamento de linhas, como ilustra a figura 19. Então, para a segurança das linhas e de todos na intervenção, todas as linhas que passam por baixo do referido vão foram desenergizadas, permanecendo apenas a 04V4 energizada com seu esquema de religamento automático desativado.

O cabo foi arriado com a utilização de roldanas instaladas em ambas as estruturas, permitindo, com o auxílio de cordas, que o cabo fosse puxado no solo com a ajuda da tração de uma camionete no ponto da estrutura 14/1, à medida que fosse sendo liberado na estrutura 14/2 (ver figuras 20 e 21). Por haver tantos circuitos desenergizados, a intervenção teve que ocorrer no domingo pela manhã devido a pouca demanda de energia neste horário. Foi a maior intervenção da DRCL ocorrida durante o estágio, com apoio do SLNF, DML e também do SESMT.

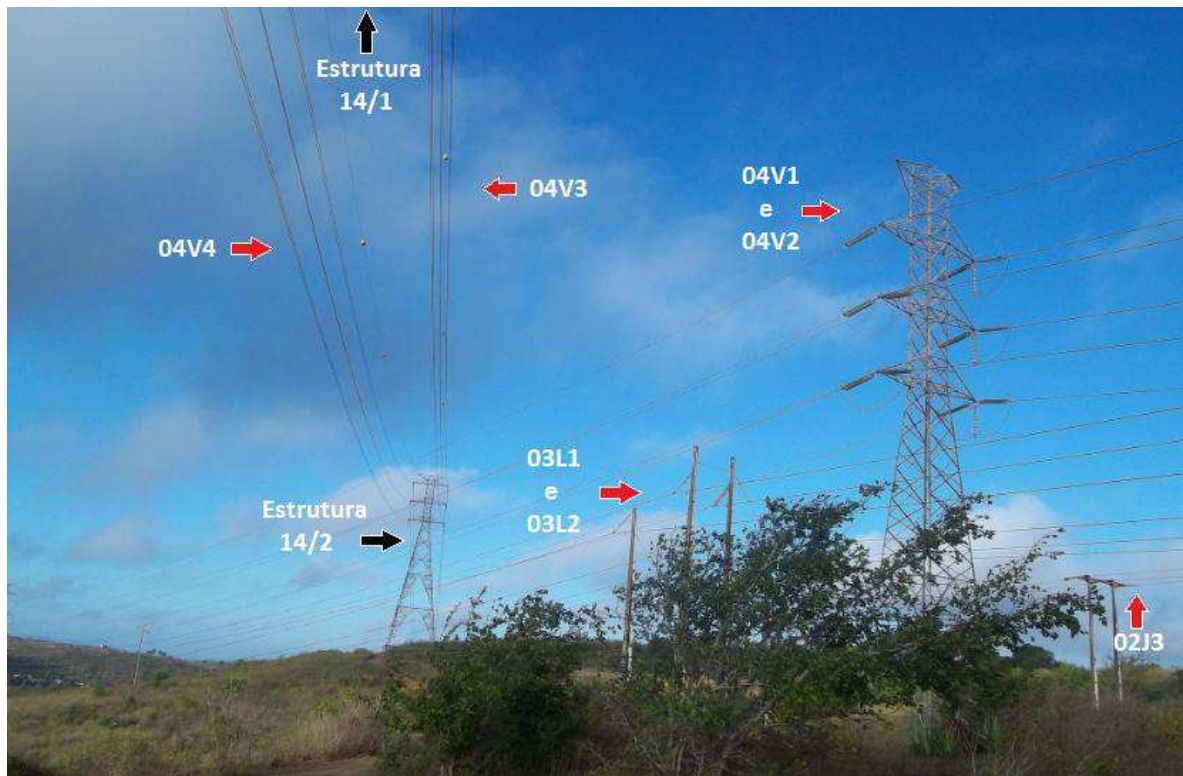


Figura 19: Vão entre estruturas 14/1 e 14/2



Figura 20: Arriamento de cabo para-raio (parte de solo)

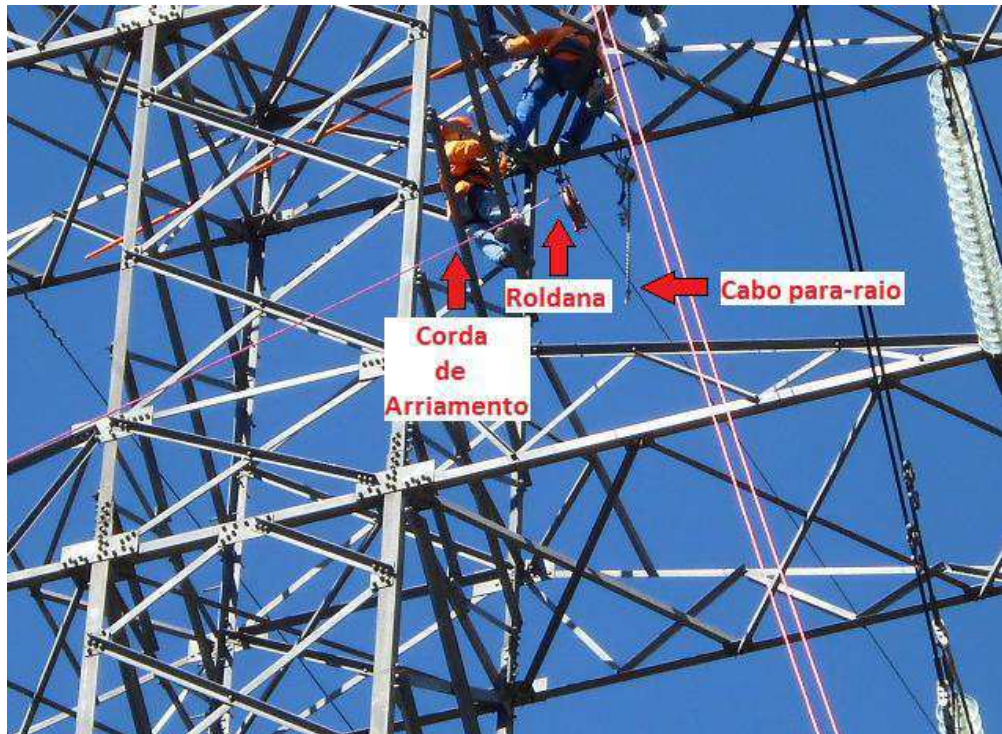


Figura 21: Arriamento de cabo para-raio (parte de altura na estrutura 14/1)

3.7. Seminário sobre falhas de equipamentos

Ocorreu no período de 26 a 27 de abril de 2012, nas dependências da DRCL em Campina Grande, um seminário abordando falhas de equipamentos apresentado pelo engenheiro da DOMA Vespucio Nunes de Alencar Barros Filho.

O seminário abordou temas como termovisão, políticas de prevenção, análise cromatográfica, tipos de falhas que comumente ocorrem em equipamentos, proteções próprias dos equipamentos, dentre outros assuntos.

3.8. Elaboração e aplicação de treinamento para operadores e equipe de manutenção

A subestação de SRD em Santa Rita estava em fase de Pré-Operacional. No vão associado aos bancos de capacitores de 69kV, foram instalados disjuntores tripolares

de fabricação ABB tipo LTB 145 D13, antes desconhecidos pela equipe de operação e manutenção (ver figura 22).

Os disjuntores são os equipamentos da subestação destinados à condução, interrupção e restabelecimento da corrente elétrica em determinado ponto do circuito. Eles podem ser classificados de acordo com o meio de extinção do arco elétrico, bem como seu mecanismo operacional. O disjuntor em pauta possui como meio de extinção o SF6, extinguindo o arco através de um sistema de autocompressão (Auto-puffer), constituído de uma câmara de extinção contendo um volume do gás que, a partir do deslocamento do contato móvel, faz pressurizar ainda mais o gás fazendo com que este seja soprado na região dos contatos de arco (ver figura 23).



Figura 22: Foto do disjuntor ABB LTB 145 em SRD

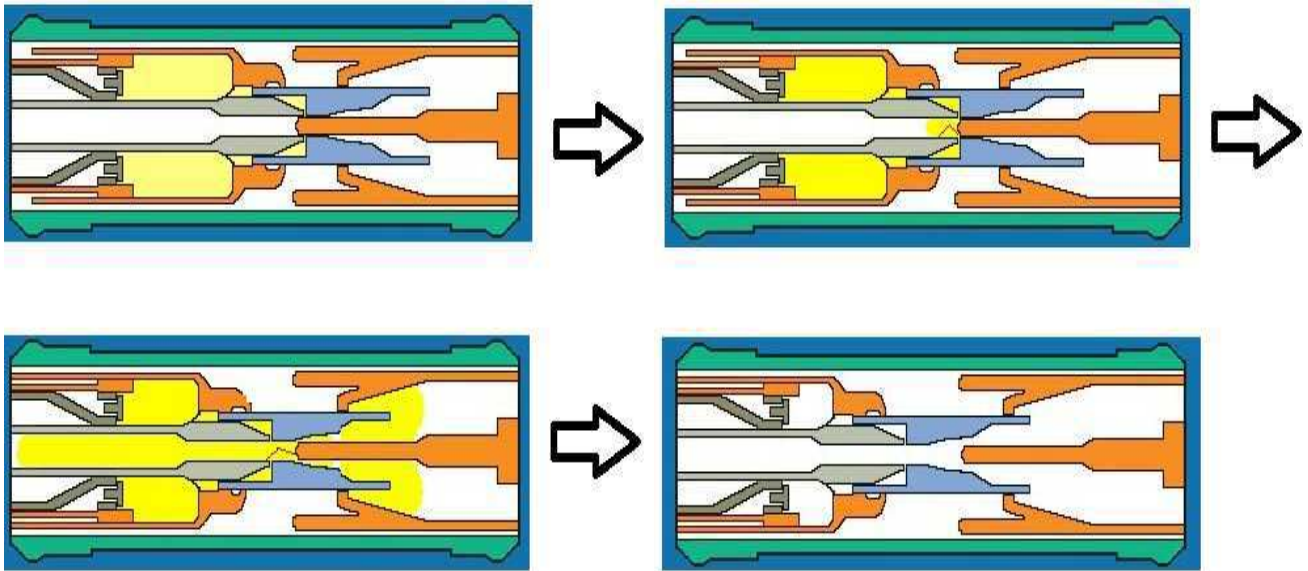


Figura 23: Sistema de autocompressão do disjuntor ABB LTB 145

O mecanismo operacional do disjuntor é o BLK 222 (ver figura 24), baseado no acionamento por molas, sendo uma mola de fechamento pré-carregada por motor ou por manivela, e uma mola de abertura carregada simultaneamente ao processo de fechamento do disjuntor.



Figura 24: Mecanismo operacional do disjuntor ABB LTB 145

O treinamento preparado conteve duas partes. Na primeira, uma apresentação contendo conceitos sobre disjuntores em geral, abordando a definição, objetivos, meios extintores de arco elétrico e os sistemas de acionamento. Na 2ª parte, foram apresentados os dados específicos do disjuntor em questão, informando os dados técnicos (ver Tabela 9) e as partes constituintes do disjuntor, apresentando o sistema de autocompressão e o mecanismo de molas BLK 222. Foi também abordado o carregamento elétrico da mola de fechamento, bem como o procedimento para se realizar o carregamento mecânico da mesma, diretrizes para a operação do disjuntor, o plano de manutenção somente para a equipe de manutenção, e por fim, o diagrama elétrico dos circuitos constituintes do disjuntor.

Inicialmente, o treinamento foi ministrado para a equipe de manutenção na subestação de SRD. Pela manhã, houve o treinamento prático para a equipe, e pela tarde, o treinamento teórico foi apresentado nas dependências da subestação MRD em João Pessoa. O mesmo treinamento foi ministrado novamente uma semana depois, para a equipe de operadores responsáveis pela operação da subestação SRD.

Fabricação / Tipo	ABB LTB 145 D13
Tensão Nominal	145kV
Corrente Nominal	3150A
Corrente de Interrupção	40kA
Pressão Nominal SF6	0,7MPa
Pressão de Alarme SF6	0,62MPa
Pressão de Bloqueio	0,6MPa
Tempo de Fechamento	40ms
Tempo de Abertura	19-24ms
Tempo de Interrupção	40ms
Seqüência Nominal de Operação	A-0,3s-FA-3min-FA

Tabela 9: Dados técnicos do disjuntor ABB LTB 145

3.9. Elaboração da IOE do disjuntor ABB LTB 145 D13

Depois de finalizado o treinamento do disjuntor ABB, foi iniciada a elaboração da Instrução de Operação de Equipamento (IOE). Cada equipamento, em determinada subestação, deve ter sua IOE correspondente, contendo informações técnicas, mecanismo operacional, instruções para operar o equipamento e as sinalizações. Esta última deve informar as interpretações e providências a serem tomadas no caso de algum alarme ou anormalidade que venha a surgir.

A CHESF possui um banco de dados, contendo IOE vigentes em todas as instalações da empresa, que podem ser utilizadas como referência em outras subestações que possuírem o mesmo tipo de equipamento e modelo. Por se tratar de um disjuntor novo para a CHESF, o LTB 145 não possuía IOE vigente. Por esse motivo, uma nova IOE foi elaborada tomando como modelo IOE já existentes, e coletando as informações relacionadas ao disjuntor a partir do treinamento ministrado anteriormente.

3.10. Pré-operacional de SRD

A subestação de SRD, localizada em Santa Rita – PB, estava em fase de pré-operacional. O projeto da subestação foi concebido em processo de *Turn Key*, ou seja, ficou a cargo da empresa fabricante que ganhou a licitação, entregar a subestação em pleno funcionamento. Fica a cargo da CHESF, nestes processos licitatórios, a fiscalização da obra. Em visitas à subestação, foram detectadas algumas não conformidades que foram repassadas para o fabricante, porém, nenhuma delas sendo um fator impeditivo para a energização, tais como:

- Caixas de proteção mal seladas;
- Adesivos de fábrica não retirados em TC's;
- Portas de armários de comando de disjuntores empenadas;
- Ferrugem nos ventiladores do transformador;
- Chave de aterramento de 69kV saindo do ajuste devido à má fixação.

Nos dias que antecederam a energização, o estágio foi realizado, em quase sua totalidade, nesta subestação. Foram avaliados ensaios realizados pelo fabricante, e efetuadas inspeções gerais nos equipamentos, com a ajuda da DOMM e DOMA.

Um dos ensaios avaliados foi o ensaio de Isolamento AC de um dos transformadores da subestação. Os engenheiros da DOMA acharam confusos os resultados do relatório expedido pelo fabricante e refizeram o ensaio com equipamento e roteiro da CHESF. Outro resultado não aceito pela CHESF foi o de resistência de contato de algumas chaves seccionadoras na subestação. Os engenheiros da DOMM identificaram que alguns dos resultados estavam com valores acima de $90\mu\Omega$, estando estes não conforme com o padrão. O fabricante refez os testes, após limpar os contatos das chaves, e os resultados obtidos foram satisfatórios. Outra não conformidade identificada foi a montagem equivocada dos bancos de capacitores 02H1 e 02H2. O arranjo de montagem do conjunto responsável pela conexão entre as latas e os condutores, o torque de aperto da porca e os pontos de equalização do potencial com os *hacks*, não estavam em acordo com o especificado no manual. Com o auxílio da equipe de SLMG-LT, todos estes erros foram corrigidos. A figura 25, retirada dos anexos do manual do referido banco, ilustra a maneira correta da montagem do arranjo (porca, arruelas e chapa) e o torque de aperto apropriado.

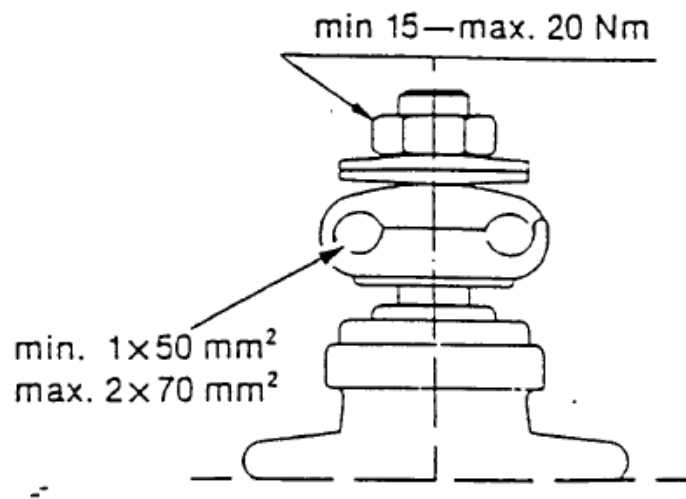


Figura 25: Conexão das latas com os condutores dos bancos de SRD

3.11. Termovisão após energização de SRD

A termovisão é um eficiente mecanismo para se identificar não conformidades térmicas nos equipamentos das instalações. O princípio da termografia se baseia na captura e análise de emissões de radiações infravermelhas para se determinar a temperatura de equipamentos à distância, possibilitando uma avaliação comparativa e quantitativa da inspeção para detectar desgastes, fadigas e contatos elétricos anormais, devido à presença de anomalias térmicas.

Todas as considerações para se realizar uma inspeção de termovisão na CHESF estão contidas na Norma de Manutenção NM-MN-SE-S.001, onde pode-se encontrar as condições para se realizar a termovisão, como por exemplo, umidade e velocidade do vento favoráveis, além de abordar as atividades de planejamento, execução e avaliação das inspeções, dentre outros assuntos relacionados à termografia.

Quando se procede com a energização de novas instalações, há a necessidade, logo em seguida, de uma inspeção de termovisão para se ter a seguridade de que não há nenhuma NCT. A termovisão acompanhada foi executada pelo inspetor Josué Beltrão, constatando que não houve qualquer anomalia térmica na instalação após a energização. As figuras 26, 27 e 28 são algumas das imagens termográficas de equipamentos de SRD retiradas na termovisão mencionada.

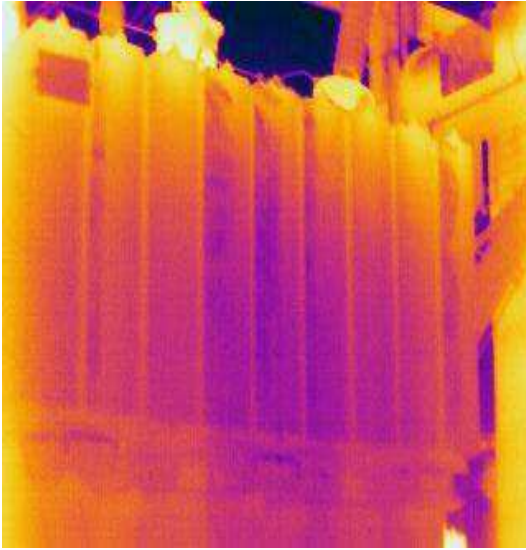


Figura 26: Imagem termográfica do radiador do transformador 04T1 de SRD lado 230kV

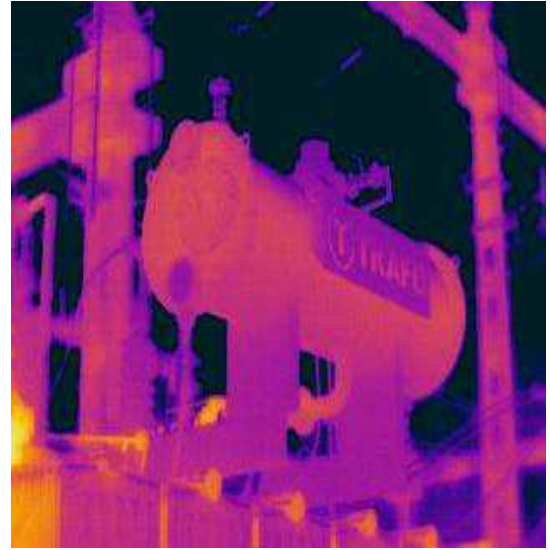


Figura 27: Imagem termográfica do balão de expansão do transformador terra 02A1 de SRD

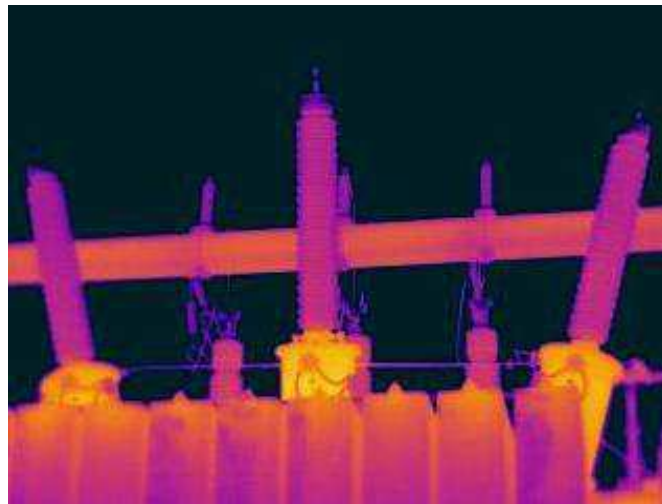


Figura 28: Imagem termográfica das buchas do lado 230kV do transformador 04T1 de SRD

3.12. Pré-operacional de NTT

Outra subestação que estava em fase de pré-operacional durante o período de estágio foi a subestação de Natal III, em Natal – RN (ver figura 29). Durante uma semana, foi acompanhado o processo de pré-operacional desta instalação, porém, desta vez, conhecendo as atividades relativas ao Serviço de Operação, no caso de Natal III, o SLOG.

Qualquer subestação da CHESF deve possuir documentos operacionais que forneçam dados técnicos e operacionais capazes de guiar os operadores em suas atividades na instalação. Entre eles, pode-se mencionar a IOE, capaz de instruir acerca da operação dos equipamentos contidos na instalação, a IOA, que trata da operação dos serviços auxiliares da subestação e a IOP, que por sua vez, trata da proteção do sistema elétrico da subestação. Uma das atividades de pré-operacional sob responsabilidade do serviço da operação é de confeccionar estes documentos.

Em geral, os equipamentos de uma instalação podem ser comandados a partir de três níveis: 0, 1, 2 ou 3. Cada nível é descrito como segue:

- Nível 0: Representa o nível de comando realizado junto aos equipamentos no pátio;
- Nível 1: Representa o nível de comando junto às unidades autônomas de controle (UA's), na sala de relés da subestação;
- Nível 2: Representa o nível de comando representado pelo sistema computacional do fabricante, instalado na sala de comando;
- Nível 3: Representa o nível de comando composto pelo Centro Regional de Operação. No caso de NTT, o CROL.

Ficou a cargo do estagiário, elaborar o documento operacional que trata sobre as condições para realizar comando elétrico das chaves motorizadas da subestação. O documento consiste de diagramas de blocos, contendo as condições necessárias para a realização do comando em nível 0, 1, 2 ou 3 de todas as chaves motorizadas de cada vão da subestação. A figura 30 ilustra as condições da chave 34V4-2 de NTT. Também

foi realizado, junto ao supervisor, um levantamento sobre pendências na instalação, tais como passarelas, placas de sinalização, cadeados, entre outras, além de auxiliar na confecção de IOE de um dos disjuntores da subestação.



Figura 29: Subestação de Natal III

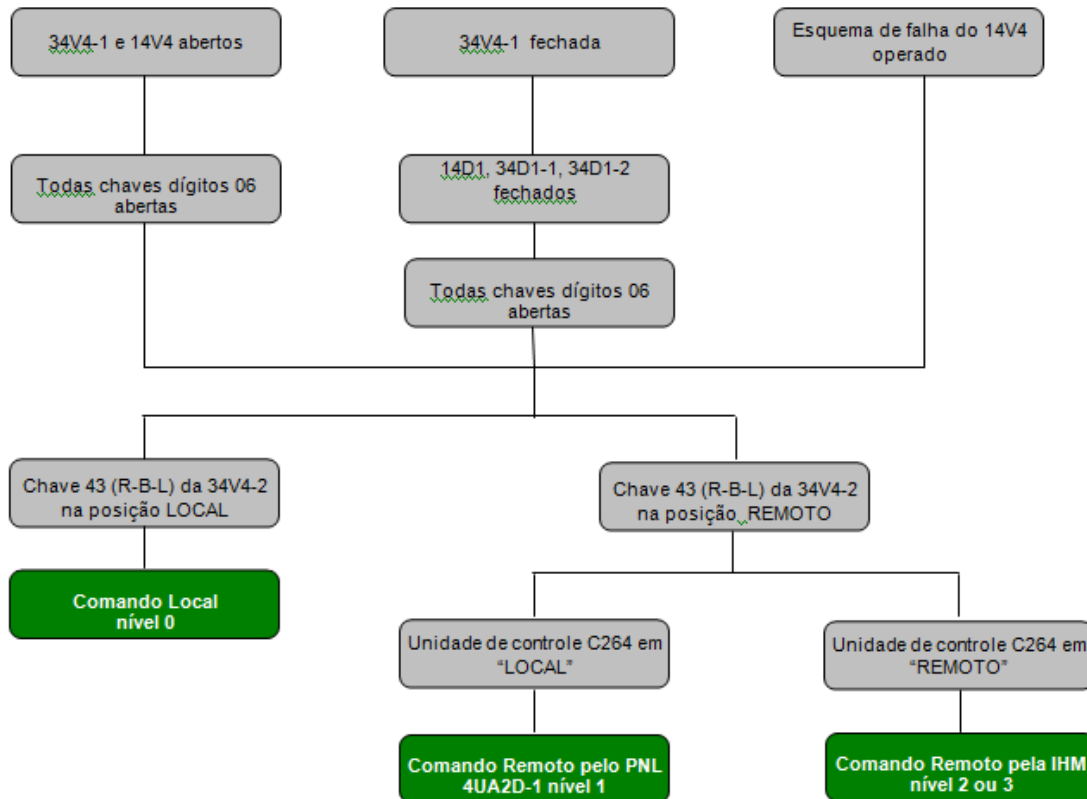


Figura 30: Condições para operação da chave 34V4-2 de NTT

3.13. Desligamento em CGU

A subestação de CGU precisava receber uma gama de atividades de manutenção corretiva. Por esta razão, todos os seus alimentadores do lado de baixa tensão, e inclusive os transformadores, foram desenergizados. A subestação possui quatro linhas de 69kV (02J1, 02J2, 02J3 e 02J6), sendo a 02J2 atualmente desativada, cinco alimentadores de 13.8kV (01L1, 01L2, 01L3, 01L4, 01L5), todos com cargas da Energisa, e cinco transformadores para realizar a transformação 69kV/13.8kV, além dos equipamentos auxiliares e de compensação de reativos.

O desligamento iniciou-se em um domingo pela manhã, com a liberação dos alimentadores de 13.8kV por parte da Energisa, e uma inspeção visual das chaves fusíveis destas linhas, externas à subestação, para se certificar do desligamento das

mesmas. Após a liberação das linhas, procedeu-se com o desligamento da SE, e com o aterramento dos alimentadores (ver figura 31).



Figura 31: Aterramento dos alimentadores em CGU

Com a SE pronta para a intervenção, várias frentes de trabalho começaram suas atividades. A equipe de manutenção de equipamentos realizou a permuta do transformador 01T1, que realiza a transformação 13.8kV/220V, para utilização nos serviços auxiliares da SE, já que o antigo estava apresentando vazamento de óleo (ver figura 32). A equipe de manutenção de linhas trocou cantoneiras antigas por novas na estrutura da SE (ver figura 33), desconectou o transformador 02T1-A para posterior retirada do transformador pela equipe de carga pesada (ver figura 34), além da retirada de NCT (ver figura 35). A equipe do CORE, também presente na intervenção, realizou a troca da bucha de neutro do 02T1-E, que apresentava rachadura e vazamento de óleo (ver figura 36).

A intervenção foi concluída no final da tarde, com a energização do barramento, e em seguida, a entrega dos alimentadores à concessionária.



Figura 32: Permuta do transformador de serviços auxiliares de CGU



Figura 33: Troca de cantoneiras depreciadas em CGU



Figura 34: Desconexão do transformador 02T1-A de CGU

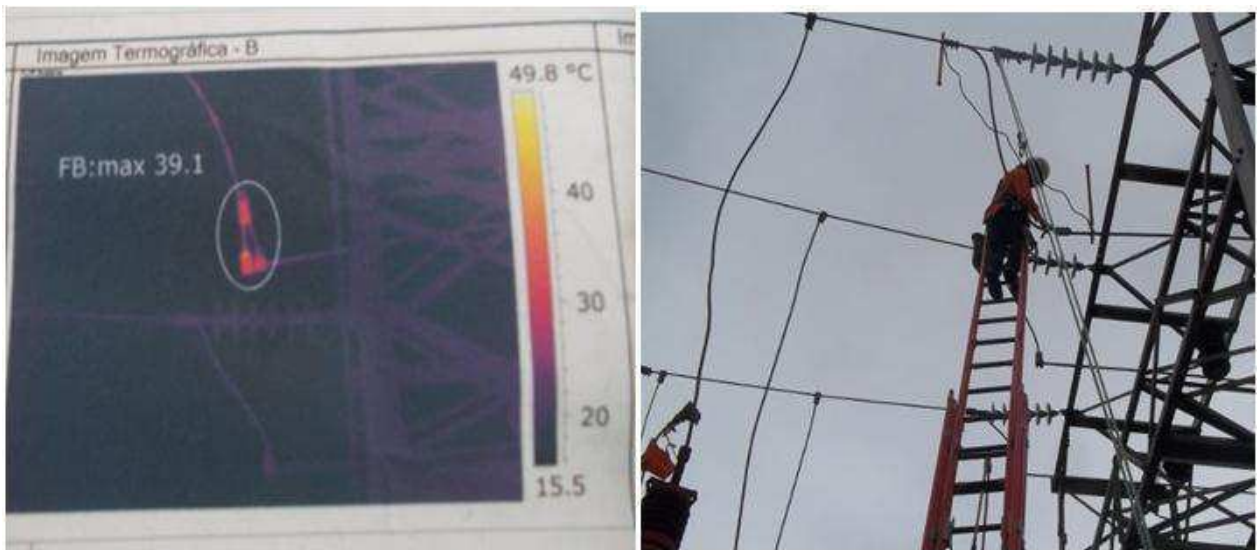


Figura 35: Imagem termográfica e retirada de um dos pontos quentes em CGU



Figura 36: Buchta de neutro do 02T1-E em CGU

3.14. Deslocamento do transformador 02T1-A de CGU

O transformador 02T1-A de CGU havia sido desconectado na intervenção do desligamento de CGU pela equipe de manutenção de linhas. Precisava então ser deslocado para fora do pátio para substituição da vedação da tampa superior do transformador, que apresentava vazamento de óleo. Para tanto, foi requerida a presença da Equipe de Carga Pesada, que realizou o serviço de deslocar o transformador, retirando-o da área energizada, permitindo o uso de munck para a desmontagem.

O trabalho consistiu de colocar guias de madeira, além de roletes e chapas de metal (ver figura 37) para puxar o transformador, suspenso sobre estas chapas, com o auxílio de um Tifor (ver figura 38). Um trabalho muito interessante de ser visto, executado de forma simples, porém bastante eficiente.



Figura 37: Utilização de roletes para deslocamento de transformador em CGU



Figura 38: Deslocamento do transformador 02T1-A em CGU

3.15. Atualização da IOP de CGD

A proteção do sistema elétrico é de extrema importância para garantir a integridade do mesmo. Seja na ocorrência de uma falta, ou na alteração expressiva de tensão e/ou frequência, a proteção garante a estabilidade e confiabilidade do sistema, atuando de forma veloz e seletiva. A proteção tem a função de enviar sinais para os equipamentos de manobras para isolar uma falha que por ventura vier acontecer, ou em prol de manter o sistema com suas grandezas em valores nominais.

A fim de fornecer os dados técnicos da proteção de uma instalação para os operadores, a CHESF possui um documento operacional contido em cada subestação denominado de IOP. Na IOP, é encontrada documentação sobre os painéis e chassis utilizados na proteção, as proteções contidas em cada vão, informações sobre cada tipo de proteção e como operá-la, dentre outras informações. Devido ao porte de uma subestação como CGD, a IOP frequentemente entra em desatualização, devido às alterações realizadas na proteção de cada *bay* ou devido à inserção de novas linhas e equipamentos. Por esta razão, a última atividade do estágio teve o objetivo de atualizar a IOP de CGD. Foi realizado um levantamento do material já existente, catalogando os *bays* que já possuíam IOP. Após este levantamento, procedeu-se com a conferência e atualização dos *bays* já contemplados pela IOP, e a criação da instrução para os *bays* que ainda não eram contemplados. Contudo, o trabalho não foi totalmente concluído devido ao fim da vigência do contrato de estágio.

4. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A oportunidade de estágio em uma empresa de grande porte e importância para o sistema elétrico brasileiro como a CHESF é uma experiência bastante rica em termos de conhecimento técnico, além de incorporar conhecimentos pessoais, com o aprendizado de regras e diretrizes de convivência interpessoal com o objetivo da harmonia em um ambiente de trabalho.

O contato com profissionais capacitados, experientes, tanto da parte técnica quanto no setor de engenharia, foi de expressiva magnitude para o enriquecimento de experiências que só podem ser adquiridas em uma empresa multidisciplinar como a CHESF. No estágio, pôde-se ter o contato com várias áreas de possível atuação na vida profissional de um engenheiro eletricista, incorporando o máximo de vivência e aprendizado possível nestes seis meses, provando o valor da importância de existir o estágio como componente curricular para a formação do engenheiro eletricista da UFCG.

REFERÊNCIAS

ABB. *Manual de Instruções: Capacitores de Alta Tensão* (1JBR440095-002).

ABB. *Manual do Produto: LTB72.5-170D1/B*.

BOZZI, F. A.; SILVA, R. F. *Trabalho de Subestações*. Rio de Janeiro, UFRJ, 2011. Disponível em: <http://www.coe.ufrj.br/~fabriciomtb/Trabalho_Subestaoes_fim.docx>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

Centro Federal de Educação Tecnológica Celso Suckow da Fonseca. *Subestações: Tipos, Equipamentos e Proteção*. Nov 1999. Disponível em: <<http://www.uff.br/lev/downloads/apostilas/SE.pdf>>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

CHESF. Ministério de Minas e Energia. *Nossa história*. Disponível em: <http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/institucional/institucional_nossa_historia/container_nossa_historia?p_name=8A2EEABD3B92D002E0430A803301D002>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Missão, Visão e Valores*. Disponível em: <http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/institucional/institucional_missao/container_missao>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Descrição do Aproveitamento de Paulo Afonso II*. Disponível em: <http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/sistema_chesf/sistema_chesf_geracao/container_geracao?p_name=8A2EEABD3C00D002E0430A803301D002>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Perfil da CHESF*. Disponível em: <http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/institucional/institucional_perfil/container_perfil>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Sistemas de Transmissão*. Disponível em: <http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/sistema_chesf/sistema_chesf_sistema_transmissao/container_sistema_transmissao?p_name=8A2EEABD3BED002E0430A803301D002>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Telecomunicações*. Disponível em: <http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/sistema_chesf/sistema_chesf_tel_automacao/conteiner_tel_automacao>. Acesso em 28 de outubro de 2012.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Fontes renováveis*. Disponível em: <http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/sistema_chesf/sistema_chesf_fontes_renovaveis/conteiner_fontes_renovaveis?p_name=8A2EEABD3BE5D002E0430A803301D002>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Estrutura organizacional*. Disponível em: <http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/paginas/institucional/institucional_nossa_estrutura/conteiner_nossa_estrutura>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

_____. Ministério de Minas e Energia. *Organograma*. Disponível em: <http://www.chesf.gov.br/portal/page/portal/chesf_portal/conteudos_portal/docs/Organograma_Chesf_3.jpg>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

_____. Instrução de Manutenção – IM-MN-LT-M.018 – *Elaboração de Programa Executivo e Análise Preliminar de Risco*.

_____. Instrução Normativa IN-OP.01.002 – *Intervenções em Equipamentos e Linhas de Transmissão*.

_____. Instrução Normativa IN-OP.01.004 – *Codificação Operacional de Instalações e Equipamentos e Representação em Diagrama Unifilar*.

_____. Norma de Operação NO-OP.01.04 – *Comunicação Verbal da Operação*.

_____. Norma de Manutenção NM-MN-SE-S.001 – *Inspeção Termográfica*.

D'AJUZ, A. et al. *Equipamentos Elétricos: especificação e aplicação em subestações de alta tensão*. Rio de Janeiro: FURNAS, 1985.

Eletrobrás. *Nossas empresas*. Disponível em: <<http://www.eletrobras.com/elb/data/Pages/LUMISBF7839BFPTBRIE.htm>>. Acesso em: 28 de outubro de 2012.

FILHO, J. M. *Manual de Equipamentos Elétricos*. 2^a ed. vol 1. Rio de Janeiro: LTC, 1994.

GALINDO, T. *Curso Termovisão Nível 1 – DO/SMN/DMS/COES* (elaborado por).

ANEXOS

Anexo A – Exemplo de PEX

	TÍTULO DO INSTRUMENTO:	MANUAL	Nº
	INSTRUÇÃO DE MANUTENÇÃO	MLT	IM-MN-LT-M.018

	PROGRAMA EXECUTIVO	ÓRGÃO Nº
	ANEXO I DA IM-MN-LT-M-018 – 6ª Edição	SLML 1675 /05

1 - DESCRIÇÃO DO TRABALHO:

- 1.1. TIPO DA MANUTENÇÃO: Manutenção com linha Energizada, utilizando método ao potencial.
- 1.2. OBJETIVO: Desconexão/Reconexão do Link que interliga a 34S1-4 e a 34S1-2, para liberação da Chave conforme a SI SLOL 1675/05.
- 1.3. LOCAL / DATA: SE AGL, dia 14/10/2005, das 08h05 às 15h00.

2 - RECURSOS HUMANOS:

222372 - Adamekson Oliveira	- Engº SLML
114456 - Ildo Guedes	- Enc. LT
217948 - Humberto Gomes	- Elet. LT
217751 - Alisson Salvador	- Elet. LT
220876 - Adenilson José	- Elet. LT
215600 - Wellington Félix	- Elet. LT
225398 - Sebastião Francisco	- Elet. LT

2.1 - ASSINATURA: (de acordo)

Ildo Guedes da Silva
Adenilson José dos Santos
Wellington Félix da Fonseca
Sebastião Francisco de Araújo

3 - RECURSOS MATERIAIS:

Termômetro de contato;	Kits p/ trabalho em altura;	03-Conectores "T" 636MCM;
Termohigrometro digital;	Botas;	Fita Isolante;
Lona p/ Ferramentas;	Óculos;	Escova de aço;
02- Cavaletes p/ bastões;	Capacetes;	Sacola de Lona;
02-Vestimentas Condutivas;	Binóculo;	03-Isoladores Poliméricos;
Torquímetro de estalo;	01-Bastão Garra;	Flanela de algodão;
Caixa de ferramentas;	Cordas;	Álcool isopropílico;
Grampo GX (pulo de continuidade);	Pasta penetrox;	Skyladder;
03- Manilhas	01 - Bastão de Operação 500kV c/ Multiangular;	
01- Bastão de Operação 500kV c/ garfo;		

4 - TRANSPORTE / COMUNICAÇÃO:

01 – L200;
 01 – Toyota Equipada com Skyladder;
 01 – Caminhão Baú TLE;
 04 – Rádios VHF.

EDIÇÃO 6ª	APROVAÇÃO  DENIS AURÉLIO DE SOUZA MACIEL ENGº CHEFE DA DOWL	DATA DE EMISSÃO 01/01/11	FOLHA 12/16
--------------	---	-----------------------------	----------------



TÍTULO DO INSTRUMENTO:

INSTRUÇÃO DE MANUTENÇÃO

MANUAL

MLTN^o**IM-MN-LT-
M.018**

5 - PROVIDÊNCIAS PRELIMINARES:	
DESCRIÇÃO	RESPONSÁVEL
5.1 - 06/10/05 - Visita ao local com todos participantes visando escolher técnica utilizada. 5.2 - 07/10/05 - Elaboração do Programa Executivo. 5.3 - 11/10/05 - Preparação dos materiais / equipamentos necessários à intervenção.	Todos Adamekson Ildo Guedes
6 - DESCRIÇÃO DA TÉCNICA:	
DESCRIÇÃO DAS ETAPAS	RESPONSÁVEL
<u>DESCONEXÃO</u>	
6.1. Receber da Operação o cartão referente à intervenção e conferir as configurações exigidas na SI SLOL 1675/05 juntamente com a Equipe.	Adamekson
6.2. No local da intervenção, limpar a área, estender a lona das ferramentas e dispô-las de maneira adequada sobre ela.	Todos
6.3. Proceder a limpeza de todo ferramental isolante (inclusive Skyladder) com álcool isopropílico e dispô-los no cavalete de suporte.	Todos
6.4. Realizar a medição do ponto de orvalho e só iniciar a intervenção se a temperatura do bastão testemunha estiver 3°C acima. Utilizar as tabelas 10, 11 e 12 da NM.MN.LT.L.002.	Ildo
6.5. Encarregado após receber autorização do engenheiro responsável, posiciona a Skyladder próximo a fase "C" da 34S1-4, de forma que ao se estender os módulos da mesma, o electricista do potencial tenha um acesso fácil e seguro ao conector "T" inferior do link que interliga a 34S1-4 com a 34S1-2. Obedecer às distâncias de segurança conforme a tabela 2 da NM.MN.LT.L.002. (D > 1,55 m)	Ildo / Wellington
6.6. Com a Skyladder devidamente posicionada e estaiada, instalar o micro-tester e realizar a medição da corrente de fuga por no mínimo 3 minutos conforme a GO-MN-LT-M-008. (If < 80µA)	Ildo
6.7. Antes da escalada do electricista do potencial, inspecionar o conector "T" superior para verificar a existência de escorregamento do condutor e ou danos no próprio conector (trincas, parafusos folgados ou faltando). Obs.: Caso o condutor venha escorregar e cair, na configuração solicitada na SI, não existe risco para o sistema, pois o mesmo cairá desenergizado.	Adenilson
6.8. Encarregado autoriza electricista do potencial, devidamente vestido com a roupa condutiva (previamente testada), a acessar o potencial pelo processo ativo através da skyladder utilizando as técnicas de trabalho em altura descritas na IM.MN.LT.M.080, levando consigo o isolador polimérico preso ao cinto através da manilha e mosquetão.	Alisson
6.9. Dois electricistas de apoio se preparam para auxiliar o electricista do potencial: Um escala o pórtico da chave 34S1-4 e aguarda com bastão de operação c/ multiangular, enquanto o outro escala o pórtico lateral (34S1-2) levando a outra extremidade do polimérico presa através de uma corda, todos utilizando as técnicas de trabalho em altura descritas na IM.MN.LT.M.080.	Humberto/Wellington
6.10. Dois electricistas de apoio no solo auxiliam o electricista do potencial com o bastão de operação c/ o garfo, aliviando o peso do isolador polimérico.	Adenilson/Sebastião
6.11. Após equalizar-se, electricista do potencial instala o pulo de continuidade (grampo GX), o isolador polimérico, auxilia electricista de apoio a instalar o multiangular e procede a retirada do conector "T" na reta.	Alisson
6.12. Os electricistas de apoio, devidamente posicionado no pórtico (34S1-4 e 34S1-2), preparam-se para afastar o pulo.	Wellington/Humberto
6.13. Com o "ok" do electricista de apoio, o electricista do potencial retira o grampo GX e sai do potencial pelo processo ativo.	Alisson
6.14. Após a saída do electricista do potencial, o electricista de apoio c/ o multiangular afasta o pulo lateralmente até a extinção do arco (D > 1,55 m), enquanto o segundo electricista de apoio amarra a extremidade do polimérico ao pórtico.	Wellington/Humberto

EDIÇÃO
6a

APROVAÇÃO

DENIS ALTOBELLI DE SOUZA MACIEL
ENGR. CHEFE DA DQML

DATA DE EMISSÃO

01/01/11

FOLHA

16/16



TÍTULO DO INSTRUMENTO:

INSTRUÇÃO DE MANUTENÇÃO

MANUAL

MLT

Nº

IM-MN-LT-
M.018

<p>6.15. Para desconectar as fases "A" e "B", proceder de maneira similar (itens, 6.5 ao 6.14), obedecendo as distâncias de segurança. (D > 1,55 m) Obs.: Fixar o pulo da fase "A" no pórtico entre as fases "C" e "A" da 34S1-1, e o pulo da fase "B" no pórtico da 34S1-2, todos através de polimérico.</p>	Ildo / Adamekson		
<p>6.16. Após a desconexão das três fases, realizar uma inspeção visual antes de devolver o equipamento a operação.</p> <p style="text-align: center;"><u>RECONEXÃO</u></p>	Ildo / Adamekson		
<p>6.17. Receber da Operação o cartão referente à intervenção e conferir as configurações exigidas na SI SLOL 1675/05 juntamente com a Equipe. Obs.: Realizar uma inspeção afim de detectar a existência de aterramentos, ferramentas, materiais, etc...</p>	Adamekson		
<p>6.18. Para reconectar utilizar a seqüência inversa das fases. (B, A e C)</p>			
<p>6.19. Repetir os passos dos itens 6.5, 6.6 e 6.7.</p>	Ildo / Adamekson		
<p>6.20. Os eletricitas de apoio escalam o pórtico utilizando as técnicas de trabalho em altura descritas na IM-MN-LT-M.080, um na 34S1-2 e outro na 34S1-4. Desfazem a amarração do polimérico e levam o pulo até o ponto de reconexão através do bastão de operação com multiangular equalizando a chave.</p>	Ildo / Adamekson Ildo / Adamekson Wellington/Humberto		
<p>6.21. Com o pulo no lugar, encarregado autoriza o eletricitista do potencial devidamente vestido com a roupa condutiva (previamente testada) a acessar o potencial pelo processo ativo através da skyladder.</p>	Alisson		
<p>6.22. Devidamente equalizado, eletricitista do potencial instala o grampo GX, procede o tratamento (limpeza) e a reconexão do conector "T", aplicando o torque compatível com a bitola, conforme recomenda a tabela de torque da IM.MN.LT.M.052. (T = 48 N.m)</p>	Alisson		
<p>6.23. Após a reconexão, o eletricitista do potencial retira o grampo GX, o isolador polimérico e sai do potencial pelo processo ativo.</p>	Alisson		
<p>6.24. Os eletricitas de apoio no solo auxiliam o eletricitista do potencial aliviando o peso do isolador polimérico através do bastão de operação com garfo.</p>	Wellington/Humberto		
<p>6.25. Proceder de maneira similar para as outras fases. (A e C). Obedecendo as distâncias de segurança. (D > 1,55 m)</p>	Ildo / Adamekson		
<p>6.26. Com o todas a três fases reconectadas, proceder a desmontagem da skyladder, e realizar uma inspeção visual no equipamento antes de devolvê-lo à operação.</p>	Ildo / Adamekson		
<p>7 - OBSERVAÇÕES:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Os trabalhos só poderão ser iniciados após liberação pelo Encarregado. O fator atmosférico é determinante para o início ou continuidade dos trabalhos. - Na execução dos trabalhos, observar e cumprir as normas de operação e segurança, bem como a utilização dos equipamentos e dos EPI e ou EPC. - Caso a SEGURANÇA venha a ser comprometida, os trabalhos devem ser suspensos, reavaliados e com retorno somente após a retirada de todas as dúvidas. Caso não se contorne as dúvidas os trabalhos deverão ser cancelados. - Não é permitido mudanças neste programa executivo sem a concordância de todos os participantes do trabalho. 			
<p><u>Angelim</u> LOCAL</p>	<p><u>14 / OUT / 2005</u> DATA</p>	<p><u>Adamekson A. Oliveira</u> ELABORADO POR</p>	<p><u>222.372</u> MATRICULA</p>

EDIÇÃO
6a

APROVAÇÃO

DENIS AUGUSTO DE SOUZA MACIEL
ENGR. CHEFE DA DOML

DATA DE EMISSÃO

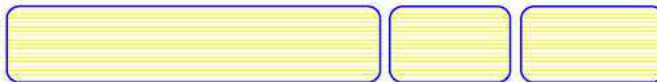
01/01/11

FOLHA

16/16

Anexo B – Exemplo de APR

Atividade: Desconectar/Reconectar 03 pulos entre a 34S1-2 e a 34S1-4				Responsável: 10. Eng. Adamekson A. Oliveira		
Instalação: 11. SE-AGL 230kV		Órgãos Envolvidos: SLML			Data: 14/10/2005	
Ação (na atividade de...)	Risco (pode ocorrer...)	Consequência (trazendo como efeito...)	Medidas Preventivas (como bloquear ou minimizar o risco)	Gradação dos Riscos (Após adoção das medidas preventivas)		
				S	P	R
6.1 - Recebimento dos equipamentos solicitados à Operação.	<ul style="list-style-type: none"> Intervenção em equipamento sem o planejamento adequado. 	<ul style="list-style-type: none"> Manobras indevidas pela operação. Desligamento da instalação 	<ul style="list-style-type: none"> Acompanhar manobras de liberação. Conferir se configuração liberada corresponde à solicitada. 	II	A	Desprezível
6.5 – Montagem da escada isolante.	<ul style="list-style-type: none"> Fixação inadequada da escada. 	<ul style="list-style-type: none"> Queda do electricista. Quebra da escada. Danificação na instalação. 	<ul style="list-style-type: none"> Montar / Instalar bastão garra como estai. Ação da supervisão. 	II	B	Admissível
6.6 - Início de trabalhos com ferramentas e materiais isolantes	<ul style="list-style-type: none"> Descarga elétrica através do material isolante 	<ul style="list-style-type: none"> Queimaduras no Electricista; Desligamento da SE-AGL. 	<ul style="list-style-type: none"> Efetuar medição do ponto de orvalho e só iniciar a intervenção se a temperatura do bastão testemunha estiver 3°C acima do ponto de orvalho; Realizar limpeza no material isolante. Obedecer as distâncias de segurança (D > 1,55 m). 	III	A	Admissível
6.9 - Deslocamento do electricista na Escada/pórtico.	<ul style="list-style-type: none"> Queda do electricista. 	<ul style="list-style-type: none"> Lesões no electricista. 	<ul style="list-style-type: none"> Usar adequadamente as técnicas de trabalhos em altura descritas na IM.MN.LT.M.080; Ação da supervisão. 	II	B	Admissível



Ação (na atividade de...)	Risco (pode ocorrer...)	Consequência (trazendo como efeito...)	Medidas Preventivas (como bloquear ou minimizar o risco)	Gradação dos Riscos (Após adoção das medidas preventivas)		
				S	P	R
6.11 - Retirada / instalação dos pulos energizados.	<ul style="list-style-type: none"> Quebra do conector durante desmontagem / montagem. 	<ul style="list-style-type: none"> Queimaduras no electricista. 	<ul style="list-style-type: none"> Sempre utilizar o Grampo GX ao desconectar ou conectar pulos. 	III	A	Admissível
6.11 – Manuseio de materiais e ferramentas nas alturas.	<ul style="list-style-type: none"> Queda de material / ferramental. 	<ul style="list-style-type: none"> Lesões a pessoas no solo. Danos a equipamentos / instalação 	<ul style="list-style-type: none"> Amarrar as ferramentas. Usar sacola compatível com o ferramental. Não ficar sob peças suspensas. Ação da supervisão. 	II	B	Admissível

SEVERIDADE \ PROBABILIDADE		SEVERIDADE		
		I (MÍNIMA)	II (MODERADA)	III (CRÍTICA)
A	(RARA)	DESPREZÍVEL	DESPREZÍVEL	ADMÍSSÍVEL
B	(MÉDIA)	DESPREZÍVEL	ADMÍSSÍVEL	CRÍTICO
C	(ALTA)	ADMÍSSÍVEL	CRÍTICO	CRÍTICO

EDIÇÃO
6a

APROVAÇÃO

DENIS ANTÔNIO DE SOUZA MACIEL
ENGR. CHEFE DA DOML

DATA DE EMISSÃO
01/01/11

FOLHA
16/16

Anexo C – Planilha de Cálculo para Balanceamento de BC de MRD

BALANCEAMENTO BC 02H1 SE MRD

DATA : 18/05/12

INSTRUMENTO: CB-10

RESPONSÁVEL: Roberto

CAPACITOR		Nº SERIE	C placa	C medido	Erro C	Calc. Cp	Calc. Cm	Ceq p	Ceq m	ERRO n	ERRO m		
FASE A		1	15,16	15,61	-2,96834					A/B	A/B		
		2	15,47	15,88	-2,65029	30,63	31,49						
		3	15,16	15,33	-1,12137								
		4	15,82	16,23	-2,59166	30,98	31,56						
		5	15,44	15,82	-2,46114								
		6	15,3	15,73	-2,81046	30,74	31,55			6,150708	6,282197		
		7	15,44	15,33	0,712435								
		8	15,29	15,75	-3,0085	30,73	31,08						
		9	15,35	15,7	-2,28013								
		10	15,34	15,68	-2,21643	30,69	31,38					0,024692	-0,23181
FASE B		1	15,46	15,9	-2,84605								
		2	15,23	15,66	-2,82337	30,69	31,56					B/C	B/C
		3	15,26	15,64	-2,49017								
		4	15,45	15,74	-1,87702	30,71	31,38						
		5	15,3	15,65	-2,28758								
		6	15,45	15,81	-2,3301	30,75	31,46			6,149189	6,29676		
		7	15,32	15,72	-2,61097								
		8	15,46	15,87	-2,65201	30,78	31,59						
		9	15,35	15,51	-1,04235								
		10	15,45	15,92	-3,04207	30,8	31,43					-0,07024	0,184799
FASE C		1	15,34	15,2	0,912647								
		2	15,66	16,06	-2,55428	31	31,26					C/A	C/A
		3	15,45	15,83	-2,45955								
		4	15,26	15,68	-2,75229	30,71	31,51						
		5	15,44	15,69	-1,61917								
		6	15,3	15,64	-2,22222	30,74	31,33			6,153508	6,285124		
		7	15,47	15,88	-2,65029								
		8	15,19	15,63	-2,89664	30,66	31,51						
		9	15,35	15,7	-2,28013								
		10	15,38	15,82	-2,86086	30,73	31,52					0,045509	0,046565

BALANCEAMENTO BC 02H1 SE MRD

ESTRELA 2											ERRO n	ERRO m
CAPACITOR	Nº SERIE	C placa	C medido	Erro C	Calc. Cp	Calc. Cm	Ceq p	Ceq m	ERRO n	ERRO m		
FASE A	11	79053	15,62	16,1	-3,07298							
	12	79040	15,53	15,58	-0,32196	31,15	31,68		A/B	A/B		
	13	79061	15,36	15,79	-2,79948							
	14	79055	15,56	15,98	-2,69923	30,92	31,77					
	15	79071	15,42	15,92	-3,24254			6,339074				
	16	79068	15,41	15,81	-2,59572	30,83	31,73	6,189927				
	17	79088	15,43	15,92	-3,17563							
	18	79074	15,48	15,94	-2,97158	30,91	31,86					
	19	79050	15,5	15,92	-2,70968							
	20	79047	15,44	15,52	-0,51813	30,94	31,44			-0,12901		
	FASE B	11	79056	15,59	16,05	-2,95061						
		12	79052	15,38	15,88	-3,25098	30,97	31,93			B/C	
		13	79045	15,56	15,72	-1,02828						
		14	79036	15,37	15,82	-2,92778	30,93	31,54				
		15	79087	15,48	15,94	-2,97158			6,342653			
		16	79079	15,42	15,86	-2,85344	30,9	31,8	6,197912			
		17	79086	15,5	15,65	-0,96774						
		18	79060	15,72	16,11	-2,48092	31,22	31,76				
	FASE C	19	79072	15,5	15,64	-0,90323						
		20	79083	15,43	15,9	-3,04601	30,93	31,54			0,122024	
11		79057	15,53	15,94	-2,64005							
12		79067	15,37	15,8	-2,79766	30,9	31,74			C/A		
13		79051	15,53	15,96	-2,76883							
14		79038	15,38	15,88	-3,25098	30,91	31,84					
15		79034	15,4	15,83	-2,79221			6,341841				
16		79048	15,51	15,95	-2,83688	30,91	31,78					
17	79054	15,6	15,68	-0,51282								
18	79032	15,53	15,72	-1,22344	31,13	31,4						
19	79084	15,48	15,93	-2,90698								
20	79043	15,43	15,86	-2,78678	30,91	31,79			0,006823			