



UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE
CENTRO DE CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA



RELATÓRIO DE ESTÁGIO

CHESF

Companhia Hidroelétrica do São Francisco

ALUNO: SÉRGIO EDOARDO CORREA DIAS

MAT.: 29721168

ORIENTADOR: GENOILTON ALMEIDA



Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

Sumé - PB

ESTÁGIO

Aluno:

Sérgio Edoardo Corrêa Dias

Supervisão - Empresa

José Vitorino
Engenheiro - DRCL

Evandro Soares de Macêdo
Engenheiro - SLOG

Max Norat
Engenheiro - SLMG

Orientador:

Genoilton Almeida
Departamento de Engenharia Elétrica - UFCG

INSTITUIÇÃO DE ENSINO

Universidade Federal de Campina Grande
Centro de Ciências e Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica
Rua Aprígio Veloso, S/N. Bodocongó

Chefe do Departamento de Engenharia Elétrica
Prof.: Antônio Marcus Nogueira de Lima

Coordenador do Curso de Engenharia Elétrica
Prof.: Mário de Sousa Araújo Filho

Coordenador de Estágios:
Prof.: Talvanes de Menezes

Orientador:
Prof.: Genoilton Almeida

EMPRESA

Sede:

Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF
Av. Delmiro Gouveia.
Bongi
Recife - PE

Local do Estágio:

Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF
Sítio Velame, S/N. Bairro Três Irmãs.
Campina Grande - PB.

Chefe DRCL

Eng. José Vitorino

Chefe SLOG

Eng. Madson Roberto Batista Pereira

Chefe SLMG

Eng. Max Norat

SUMÁRIO

SUMÁRIO	5
APRESENTAÇÃO	6
<i>Introdução</i>	6
<i>Objetivos</i>	7
<i>O Relatório</i>	7
A CHESF	8
<i>Histórico</i>	8
<i>Parque Gerador</i>	9
<i>Transmissão</i>	13
<i>Telecomunicações</i>	14
<i>Organização da Empresa</i>	15
ATIVIDADES DESENVOLVIDAS	19
<i>Estudo de Normativos, Instruções e Diagramas</i>	19
<i>Familiarização com Diagramas Unifilares das Subestações</i>	22
<i>Organização de Arquivos Técnicos e Elaboração de Instruções</i>	29
<i>Treinamentos aos Funcionários</i>	29
<i>Elaboração de Programas Executivos e Análises Preliminares de Risco</i>	30
<i>Visitas Técnicas</i>	30
<i>Inspeções em Linhas de Transmissão</i>	30
<i>Intervenções em Equipamentos e Linhas</i>	31
CONCLUSÕES	37
BIBLIOGRAFIA	38
ANEXOS	39
ANEXO 1 – INFORMAÇÕES TÉCNICAS SOBRE AS SUBESTAÇÕES DA DRCL	39
ANEXO 2 – INFORMAÇÕES TÉCNICAS SOBRE AS LINHAS DE TRANSMISSÃO DA DRCL	41
ANEXO 3– EXEMPLO DE PROGRAMA EXECUTIVO (PEX)	46
ANEXO 4 - DIAGRAMAS UNIFILARES DAS SUBESTAÇÕES DA DRCL	48

APRESENTAÇÃO

Introdução

O curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande tem por objetivo formar engenheiros eletricitas nas mais diversas áreas de atuação — Eletrônica, Eletrotécnica, Telecomunicações, Controle e Automação. No decorrer desta formação acadêmica, com duração média de 5 anos, o aluno passa por diversas etapas, desde as disciplinas de caráter básico até as disciplinas de caráter profissional, as quais abraçam três aspectos principais; teoria, prática em laboratório e estágio profissionalizante.

O estágio profissionalizante destaca-se como uma das etapas mais importantes no decorrer do curso de graduação. É através deste estágio, que o aluno se colocará diante das atividades, dificuldades e decisões que em breve farão parte de sua vida profissional. Dessa forma, a realização de um estágio deste tipo deve ser encarada como o primeiro passo na vida profissional do futuro engenheiro, sendo de fundamental importância a escolha de uma empresa que tenha real preocupação com a formação dos futuros profissionais em sua área de atuação, assim como um acompanhamento constante da instituição de ensino, de certa forma, responsável pelos conhecimentos até então adquiridos pelo seu futuro graduando.

Por outro lado, se torna de responsabilidade principal do aluno, escolher uma empresa cuja área de atuação corresponda aos seus anseios profissionais, assim como promover o intercâmbio entre a empresa e o seu orientador responsável na instituição de ensino. Assim sendo, espera-se que o desempenho do aluno em seu estágio corresponda às suas expectativas, servindo como um estímulo maior para a sua futura carreira.

A UFCG mantém convênio com diversas empresas cuja área principal de atuação é engenharia elétrica, nas suas mais diversas especialidades. Dentre estas empresas, encontra-se a Companhia Hidroelétrica do São Francisco, empresa de geração e transmissão de energia atuando em todo o Nordeste. Desta parceria entre a UFCG e a Chesf surgiram oportunidades de estágio atendendo aos anseios dos alunos com formação voltada para eletrotécnica, assim como, trazendo para a empresa a possibilidade de familiarização com novos futuros engenheiros.

Objetivos

Este relatório tem por objetivo descrever as atividades desenvolvidas durante o estágio supervisionado realizado na Chesf no período de 25 de junho a 20 de dezembro de 2002.

O Relatório

Este relatório consiste em três partes principais:

- Apresentação — Fornecendo informações iniciais sobre o estágio, tais como motivação, objetivos, empresa;
- Desenvolvimento — Com informações sobre o histórico, estrutura, área de atuação da empresa e atividades realizadas durante o estágio;
- Conclusões — Aproveitamento do aluno durante o período de estágio e críticas ao mesmo.

A CHESF

Histórico

A companhia Hidroelétrica do São Francisco — Chesf, foi criada por um decreto lei em 1945, sendo realizada em 1948 a primeira assembléia geral de acionistas da empresa. Desde o início, a missão da empresa era suprir as necessidades de energia elétrica da região Nordeste e impulsionar o desenvolvimento sócio-econômico e tecnológico da região.

Antes da criação da empresa, o abastecimento de energia elétrica para a região era precário, sendo feito através de centrais térmicas, dificultando o desenvolvimento da região. Com a sua criação, foi possível utilizar as águas do Rio São Francisco para o aproveitamento hidrelétrico, com a geração, transmissão e comercialização de energia elétrica para oito Estados da região Nordeste.

A primeira usina hidrelétrica da empresa — Paulo Afonso I — foi concluída em 1955, com uma capacidade de geração de 180MW, o que para muitos era um gasto desnecessário, pois se acreditava que o Nordeste não teria capacidade de absorver toda essa energia produzida. O potencial de desenvolvimento da região veio mostrar que, ao contrário do que se imaginava, a energia gerada por Paulo Afonso I era insuficiente, e hoje a Chesf se tornou a empresa do setor elétrico com maior parque de geração do país, produzindo cerca de 10,7 milhões de quilowatts, gerados em 14 usinas hidrelétricas e duas termelétricas e sendo transmitidos através de mais de 18 mil quilômetros de transmissão seccionadas em 83 subestações.

A área de concessão da Chesf engloba todo o Nordeste, com exceção do Maranhão. Cerca de 80% da energia é vendida a 10 empresas concessionárias (COELBA, CELPE, COELCE, COSERN, SAELPA, CEAL, CELB, CEPISA, ENERGIPE E SULGIPE), e os 20% restantes são destinados a 14 complexos industriais da região.

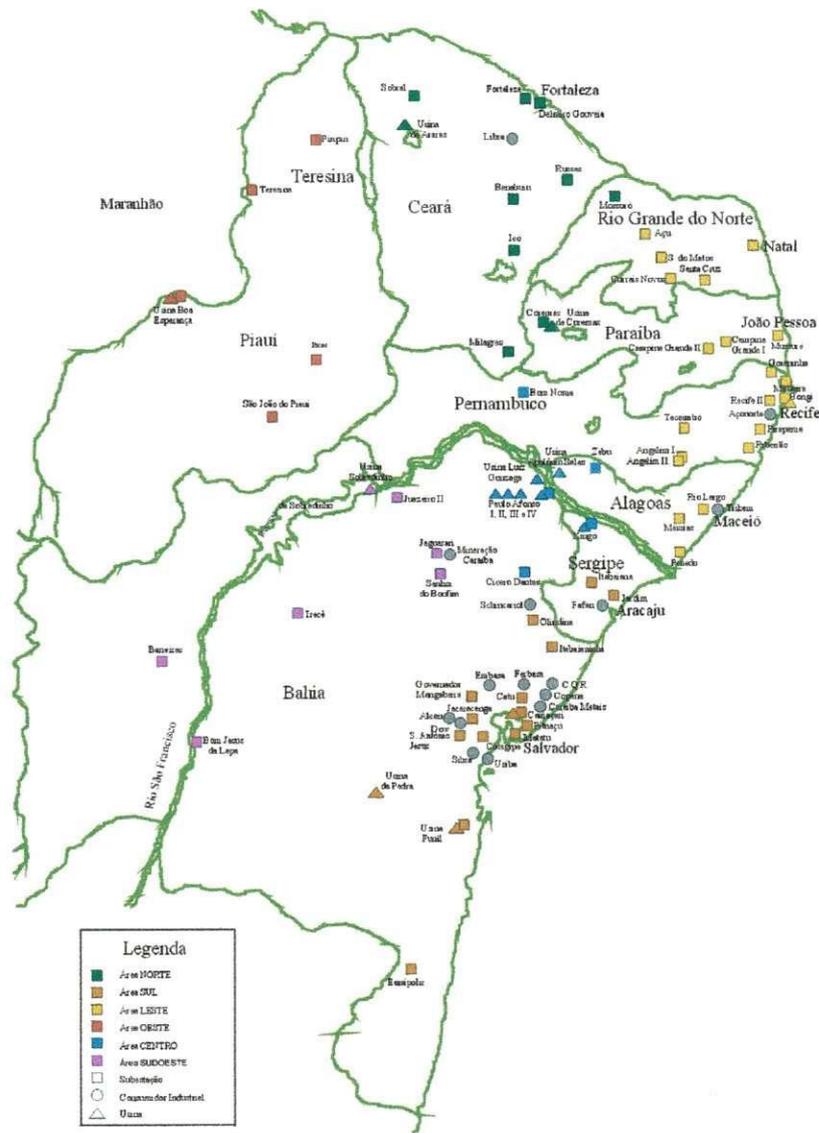


Figura 1 - Área de abrangência do sistema Chesf.

Além de explorar o rio São Francisco, a Chesf hoje utiliza também o potencial hidrelétrico do Rio das Contas, na Bahia, Rio Paranaíba, entre Maranhão Piauí, Açude de Coremas na Paraíba e Araras no Ceará.

Parque Gerador

O sistema de geração da Chesf é composto por 14 usinas hidrelétricas e duas termelétricas, totalizando uma potência de 10,7 milhões de quilowatts. As usinas hidrelétricas correspondem a cerca de 96% da potência total instalada e a maior parte delas se encontra no Rio São Francisco.

A maioria das usinas do sistema Chesf utiliza o desnível natural do rio, com a utilização de barragens que ajudam a elevar este desnível e criar um reservatório que permita a regularização das águas assegurando o seu aproveitamento hidrelétrico mesmo em épocas de estiagem, quando o nível das águas diminui. Utilizam ainda turbinas em sua maioria do tipo Francis (indicadas para aproveitamentos com grande altura de queda) alimentadas por dutos de condução forçados, por onde a água é conduzida sob alta pressão.

Usinas da Chesf em atividade:

Paulo Afonso I – PA1

Com a operação iniciada em 1949, Paulo Afonso I possui 3 unidades geradoras acionadas por turbinas do tipo Francis, cada uma com potência de 60MW, totalizando 180MW de geração.

Paulo Afonso II – PA2

Dois anos depois da construção de Paulo Afonso I, o Nordeste necessitava de mais energia, iniciando-se, então, a construção de Paulo Afonso II. Aproveitando a mesma barragem de PA1, PA2 começou a operar em 1962, com seis geradores acionados por turbinas Francis, sendo 3 de 75MW e 3 de 85MW, num total de 480MW de potência instalada.

Paulo Afonso III – PA3

Terceira usina construída pela Chesf, aproveitando ainda a barragem já utilizada por PA1 e PA2. Começou a operar em 1971, com 4 unidades geradoras de 216MW, acionadas por turbinas Francis, totalizando 864MW de potência instalada.

As três usinas do complexo Paulo Afonso estão instaladas em cavernas independentes, porém interligadas e aproveitam cerca de 80m do desnível natural criado no local pela cachoeira de Paulo Afonso. Foram responsáveis por 3 décadas de fornecimento de energia ao Nordeste, constituindo o maior conjunto energético do país. A energia nestas usinas é gerada a 13,8kV e elevada a 230kV para a transmissão.

Apolônio Sales (Moxotó)

A usina Apolônio Sales, antiga Moxotó, inaugurada em 1977, conta com potência total de 440MW, produzidos por 4 geradores acionados por turbinas do tipo Kaplan. Seu reservatório acumula 1 bilhão de metros cúbicos de água e tem por principal finalidade a regularização plurissemanal do fluxo do Rio São Francisco.

Dois anos após sua inauguração, a usina Apolônio Sales ganhou mais uma função. Um canal lateral, aberto na margem direita do reservatório, passou a alimentar a usina Paulo Afonso IV, proporcionando à esta uma queda útil para geração de energia elétrica.

Paulo Afonso IV – PA4

Inaugurada em 1979 e construída à margem do cânion do Rio São Francisco, PA4 completa o complexo Paulo Afonso, com uma capacidade instalada de 2460MW, em seis

unidades geradoras de 410MW, duplicando a potência instalada do complexo antes formada pelas usinas PA1, PA2 e PA3.

Seus requisitos hidráulicos são supridos por um canal de derivação vindo do reservatório de Apolônio Sales, de modo que seu reservatório é operado em paralelo com o daquela usina. Suas vazões turbinadas, juntamente com as do restante do complexo de Paulo Afonso, são lançadas diretamente no reservatório de Xingo.

Sua casa de máquinas foi instalada em uma caverna com 210m de extensão, 24m de largura e 55m de altura, sendo uma das obras mais extraordinárias da engenharia hidrelétrica, na categoria de usinas subterrâneas.

Sobradinho

A construção de Sobradinho surgiu com a necessidade de um reservatório de regularização plurianual do Rio São Francisco, de modo a aumentar suas vazões mínimas nos períodos de estiagem. Dessa forma, seria viável a construção da Usina Paulo Afonso IV e seria proporcionada uma regularização das vazões do conjunto de usinas hidrelétricas da empresa. A construção do reservatório foi iniciada em 1973, mas apenas no ano seguinte decidiu-se que ali seria construída não só uma barragem, mas também uma hidrelétrica.

Em 1979 a usina começou a operar, com a formação do maior lago artificial do Brasil. Sobradinho conta com 6 unidades geradoras acionadas por turbinas do tipo Kaplan, com uma potência total instalada de 1140MW. O reservatório da usina conta com uma área de 4 mil km² e 34,1 bilhões de metros cúbicos de água acumulada. Sua inundação cobriu a área de 4 cidades e 30 povoados rurais, num total de 40000 pessoas que abandonaram suas cidades e passaram a morar em lotes rurais em volta do lago de Sobradinho ou nas novas sedes municipais.

A construção de Sobradinho, além da regularização do rio, proporcionou a construção da tomada d'água que serve ao projeto Nilo Coelho; Facilitou a navegação do São Francisco com a construção de uma eclusa de navegação de 120m de comprimento e 17m de largura, permitindo às embarcações vencerem o desnível de 32,5m criado pela barragem garantindo a continuidade da navegação entre Pirapora (MG) e Petrolina (PE)/Juazeiro (BA); permitiu o amortecimento das enchentes, retendo parte da água e diminuindo o seu impacto sobre as cidades e criou novas áreas de lazer.

Luiz Gonzaga (Itaparica)

Construída 50km a montante do Complexo Paulo Afonso, a Usina Luiz Gonzaga, antiga Itaparica, começou a operar em 1988. A usina conta com 6 geradores de 250MW, num total de 1500MW, e com uma previsão de instalação de mais 4 geradores, o que elevaria a potência instalada na usina para 2500 MW. A usina de Luiz Gonzaga contribui também para o controle da regularização das vazões do rio, permitindo uma melhor operação das usinas do Complexo Paulo Afonso.

A área inundada com o represamento do rio inundou um área de 834km, com a acumulação de 10,8 milhões de metros cúbicos de água. Dessa forma, cerca de 50 mil pessoas que moravam na área inundada tiveram que ser reassentadas em novas cidades e projetos de irrigação implementados pela Chesf.

Boa Esperança

A usina de Boa Esperança explora o potencial hidráulico do Rio Paranaíba, fornecendo energia elétrica para o Piauí e parte do Ceará. Foi construída pela Cohebe –

Companhia Hidroelétrica de Boa Esperança (órgão criado com a finalidade de construir e operar a usina) e incorporada à Chesf em 1974, sendo a maior usina da empresa fora do Rio São Francisco.

A usina tem uma capacidade instalada de 234MW, divididos entre 4 unidades geradoras, acionadas por turbinas do tipo Francis. Na usina está implantada uma subestação de 500kV, principal ponto de interligação do sistema de transmissão que atende ao Piauí, oeste do Ceará e à interligação Norte/Nordeste.

Xingó

A Usina Hidrelétrica de Xingo entrou em operação em 1994, sendo o último grande aproveitamento energético do São Francisco, o maior empreendimento realizado pela Chesf em 50 anos e a maior obra no setor elétrico brasileiro nos anos 90.

Xingo produz mais de 25% da energia consumida pelo Nordeste, chegando a uma capacidade total de 3000MW divididas entre 6 unidades geradoras de 500MW. Seu projeto prevê ainda a instalação de mais 4 máquinas, aumentando a potência da instalação para 5000MW.

Sua construção contou com condições topográficas e geológicas extremamente favoráveis, beneficiando-se com a formação de um reservatório totalmente encaixado no cânion, com um mínimo de impacto ambiental e reassentamento de apenas 17 famílias.

A usina é totalmente automatizada, sendo a mais moderna usina hidrelétrica do país. Possui um sistema digital de última geração para controle, comando e supervisão de suas unidades geradoras, comportas do vertedouro e equipamentos da subestação de 500kV associada.

Outras Hidrelétricas

Araras – Localizada no Ceará, a usina começou a operar em 1967, construída aproveitando a barragem feita pelo DNOCS no açude público Paulo Sareste, alimentado pelo rio Acaraú. Conta com duas unidades geradoras por turbinas do tipo Kaplan, gerando um total de 4MW.

Curemas – Localizada na Paraíba, a usina é suprida pelos açudes Estevam Marinho e Mãe D'água no rio Piancó. Possui duas unidades geradoras acionadas por turbinas Kaplan gerando um total de 3,76MW.

Funil – Localizada na Bahia, a usina foi construída pela CERC (Centrais Elétricas do Rio de Contas), sendo transferida para a Coelba (Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia), em 1968, e para a Chesf, em 1974. Está instalada no rio de Contas e possui 3 unidades geradoras, com capacidade total de 30MW.

Pedra – Localizada na Bahia, começou a operar em 1978, também instalada no rio de Contas. Sua capacidade instalada é de 23MW. Sua barragem serve também para abastecimento de água, irrigação agrícola e regularização do rio, com conseqüente controle das enchentes.

Piloto – Construída na cidade de Paulo Afonso, está instalada no rio Gangorra, com uma unidade geradora com capacidade de 2MW. Foi construída com a finalidade de fornecer energia para as obras da usina de Paulo Afonso I.

Termelétricas

Bongi – Localizada na cidade do Recife, a usina foi construída entre 1974 e 1977, com uma capacidade instalada de 142,5MW, divididos entre 5 unidades geradoras. A termelétrica do Bongi supre as necessidades de complementação energética da Grande Recife em horários de ponta. Atualmente encontra-se fora de operação por problemas de natureza técnica.

Camaçari – Localizada no distrito industrial de Camaçari, próximo a Salvador, a termelétrica foi construída em 1977 para suprir as necessidades de complementação energética da região em horários de ponta. Sua capacidade instalada é de 290MW.

Tanto a termelétrica de Camaçari como a de Bongi estão aptas a operar como compensadores síncronos. Para isso, existe um dispositivo de desacoplamento entre a turbina e o gerador. A principal finalidade das duas termelétricas é complementar o suprimento dos dois maiores centros consumidores de energia do Nordeste.



Figura 2 – Localização das usinas da Chesf

Transmissão

A Chesf é a empresa do setor elétrico no país com o maior sistema de transmissão em alta tensão. São cerca de 17 mil quilômetros em linhas instaladas de 500kV, 230kV, 138kV e 69kV. As 83 subestações, com capacidade total de transformação de 28812MVA, são responsáveis por a energia produzida às concessionárias e aos grandes complexos industriais da região.

Desde 1995, a Chesf está implantando o maior programa de expansão do sistema de transmissão da sua história, prevendo investimentos da ordem de R\$ 2,1bilhões até o ano 2002. O programa contempla a construção de mais de 5400km de linhas e instalação de

8000MVA de transformação. Juntas, as novas linhas e subestações viabilizarão o escoamento da energia gerada até os centros consumidores, atendendo com maior qualidade a demanda do Nordeste.

Novos empreendimentos estão sendo desenvolvidos com equipamentos de alta e extra alta tensão e sistemas digitais. A instalação de bancos de capacitores operando em 230kV utilizando fusíveis internos e disjuntores síncronos manteve a tensão constante e melhorou a qualidade da energia. Estão sendo implantadas também as Unidades Autônomas (UA), que são sistemas digitais distribuídos e instalados que executarão as funções de medição operacional e faturamento, proteção, comando, controle e supervisão das subestações. As UA's serão responsáveis, ainda, pelo registro de sinais e perturbação no sistema, localização dos defeitos e seqüência de eventos, além da possibilidade de operação local ou remota.



Figura 3 – Malha de transmissão da Chesf.

Telecomunicações

O sistema de telecomunicações da Chesf atende às necessidades de comunicação corporativa, para gestão e operação do sistema eletroenergético. Um sistema integrado por estações de telecomunicações em todas as localidades operacionais permite o controle e gerenciamento das instalações e contribui para o processo de produção de energia através do intercâmbio de informações, de voz, transmissão de dados, videoconferência, correio eletrônico, supervisão remota e envio de telecomandos.

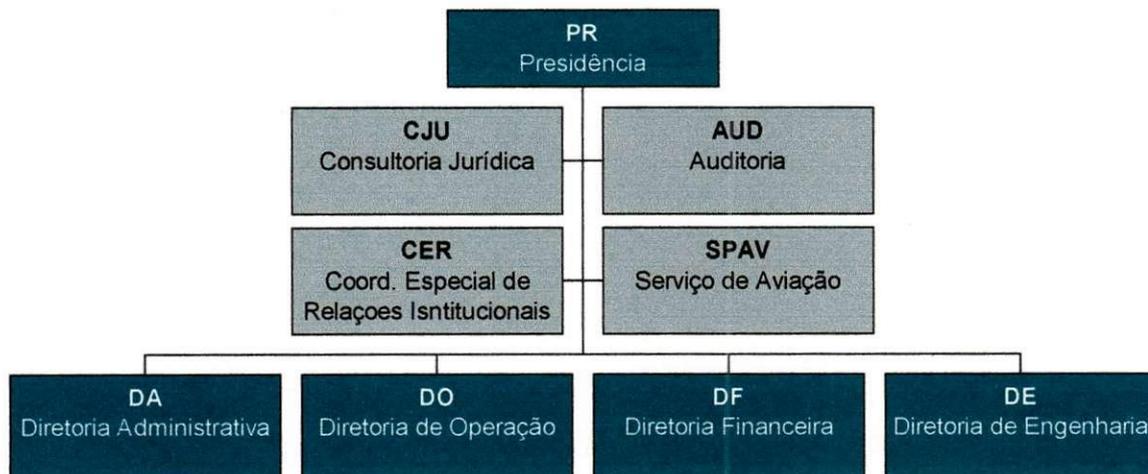
Um dos maiores investimentos feitos nesta área pela empresa é a implantação de um sistema de fibras ópticas, utilizando os cabos pára-raios das linhas de transmissão e implementando a Rota Digital. Esta rota digital proporcionará maior rapidez e segurança na comunicação entre as unidades operacionais da empresa.

Organização da Empresa

A Chesf tem sua sede localizada na cidade do Recife, onde se concentra a alta administração da empresa. No entanto, devido a sua grande área de abrangência, todo o setor elétrico sob responsabilidade da empresa é dividido em áreas menores: as regionais. Cada regional é responsável por uma determinada área de abrangência da Chesf, em um total de 5 gerências:

- Gerência Regional Leste – GRL;
- Gerência Regional Oeste – GRO;
- Gerência Regional Norte – GRN;
- Gerência Regional Sul – GRS;
- Gerência Regional de Paulo Afonso – GRP.

Organograma Simplificado - Chesf



RELATÓRIO DE ESTÁGIO
Sérgio Edoardo Correa Dias

Órgão diretamente ligado a Diretoria de Operações, a Gerência Regional Leste, com sede em Recife, engloba a parte leste do Nordeste que inclui parte dos Estados de Pernambuco, Paraíba, Rio Grande do Norte e Alagoas. Subdivide-se, ainda em divisões regionais, entre elas a Divisão Regional Leste de Campina — DRCL, sediada na cidade de Campina Grande. Seu objetivo é operar e manter o sistema de Transmissão de energia na sua área de atuação.

Suas funções básicas são:

- Representar a empresa junto às entidades públicas e privadas no âmbito de sua jurisdição;
- Gerenciar, coordenar e controlar as atividades executivas regionais de pré-operacional, operação e manutenção de dispositivos, equipamentos e instalações de transmissão, telecomunicações e controle de processos que compõem o sistema de transmissão da empresa, em sua área de atuação;
- Coordenar e controlar as atividades de recursos humanos, econômico-financeira, suprimento, transporte, serviços gerais, segurança física, segurança e medicina do trabalho e bem-estar social na sua área de atuação;
- Gerenciar, coordenar e supervisionar a execução dos planos setoriais de organização e informação;
- Gerenciar e controlar as atividades de prevenção e conservação do meio ambiente desenvolvidas no âmbito de sua área de atuação.

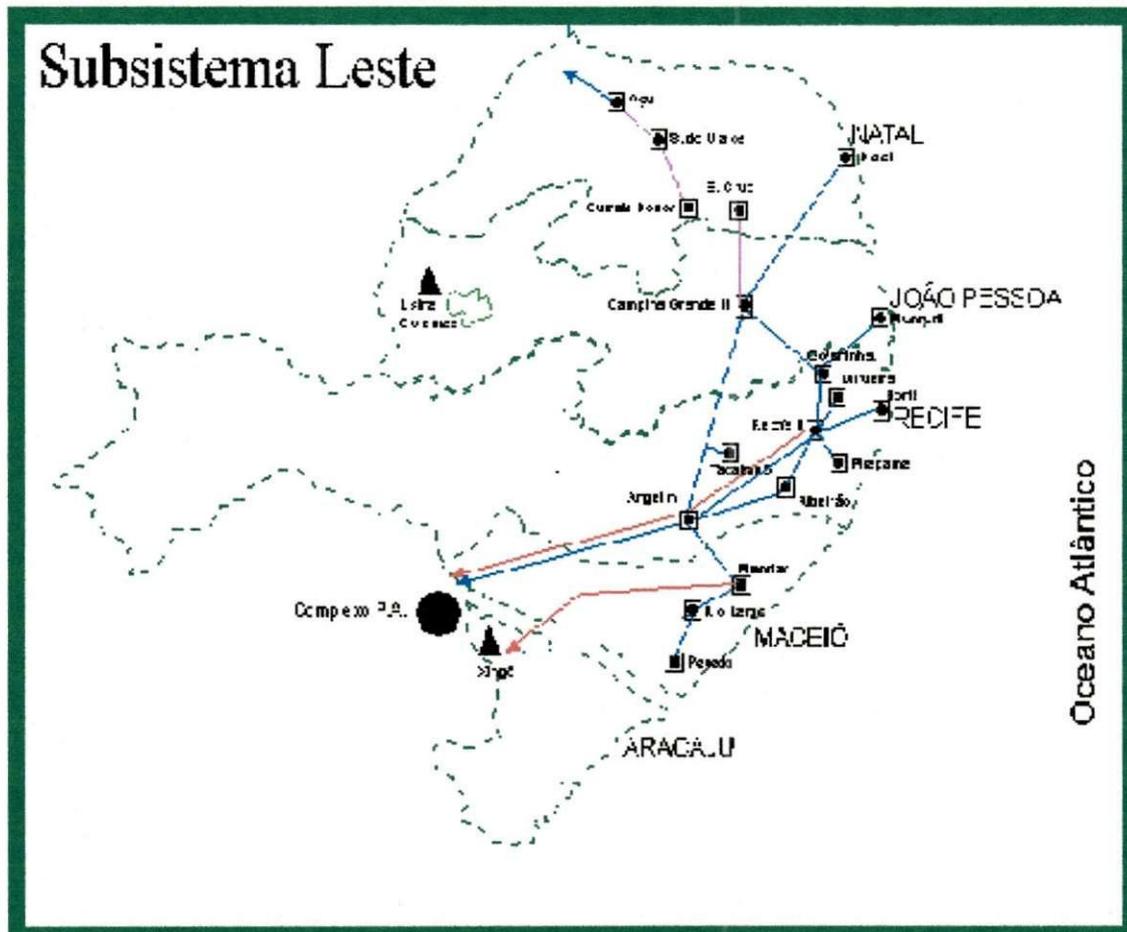


Figura 2 – Área de atuação da GRL.

A DRCL é responsável pelas seguintes subestações pelo gerenciamento, operação e manutenção de 9 subestações e 1680km de linhas de transmissão na Paraíba e Rio Grande do Norte. Para isso, conta com seus órgão de operação e manutenção.

A DRCL é responsável pelas seguintes subestações:

- Campina Grande I (CGU) – Campina Grande, PB;
- Campina Grande II (CGD) – Campina Grande, PB;
- Bela Vista (BVT) – Campina Grande, PB;
- Mussuré II (MRD) – João Pessoa, PB;
- Natal II (NTD) – Natal, RN;
- Santa Cruz II (STD); - Santa Cruz, RN;
- Currais Novos II (CRD) – Currais Novos, RN;
- Santana dos Matos II (SMD) – Santana dos Matos, RN;
- Açu II (ACD) – Açu, RN.

RELATÓRIO DE ESTÁGIO
Sérgio Edoardo Correa Dias

Equivale a dizer que a GRL é responsável por todos os seus equipamentos e linhas de transmissão, para isto conta com os serviços de operação e manutenção — SLOG e SLMG. Os diagramas unifilares de cada uma destas subestações podem ser vistos em anexo.

O SLOG — Serviço Leste de Operação de Campina Grande, é responsável pela preparação dos operadores de instalação e pela coordenação técnica e administrativa das subestações. O SLMG — Serviço Leste de Manutenção de Campina Grande é responsável pela manutenção dos equipamentos de alta tensão, dos equipamentos de serviços auxiliares e instalações prediais das seguintes instalações da DRCL. É também responsável pela manutenção corretiva e preventiva das seguintes linhas de transmissão:

- LT Tacaimbó/Campina Grande II, a partir da divisa PE/PB (230kV);
- LT Campina Grande II/Natal II (230kV);
- LT Goianinha/Campina Grande II (230kV);
- LT Campina Grande II/Santa Cruz II (138kV);
- LT Santa Cruz II/Currais Novos II (138kV);
- LT Currais Novos II/Santana dos Matos II (138kV);
- LT Santana dos Matos II/Açu II (138kV)
- LT Campina Grande II/Campina Grande I/Bela Vista (69kV);
- LT Santa Cruz II/Natal II (69kV).

ATIVIDADES DESENVOLVIDAS

Durante o estágio, foram desenvolvidas diversas atividades, nas diferentes áreas de atuação da DRCL. Serão descritas abaixo as atividades relevantes quando da realização do estágio.

Estudo de Normativos, Instruções e Diagramas

As primeiras atividades realizadas durante o período de estágio tinham a finalidade de familiarizar o estagiário com normas, diagramas e instruções técnicas fundamentais para a compreensão do funcionamento da empresa, bem como promover a integração com técnicos e engenheiros durante a realização de seus trabalhos. Dessa forma, é necessário estudar as normas de operação, manutenção e diagramas das subestações.

As normas de operação são um conjunto de instruções, definições e normativos referentes à operação das subestações e seus equipamentos. Dentre estas normas pode-se encontrar, por exemplo, instruções sobre reenergização das subestações, entrega de equipamentos para a manutenção, transferência de cargas, nomenclatura de padronização na identificação dos equipamentos entre outras.

Durante o estágio foi necessário estudar vários destes normativos, dos quais os principais são os normativos de codificação de equipamentos.

Os normativos sobre codificação de equipamentos são de fundamental importância para se compreender muitas das atividades realizadas nas subestações, pois constituem um linguajar técnico e uma sinalização visual amplamente utilizados.

Esta nomenclatura, ou codificação operacional refere-se a instalações e equipamentos. A codificação de instalação é simples, sendo feita com uma sigla de 3 letras, como PA3 (Paulo Afonso 3), CGU (Campina Grande 1), MRD (Mussurú 2). Tal sigla deve ser aprovada por um comitê específico.

Já os equipamentos possuem uma codificação um pouco mais complexa, feita com 6 dígitos:

1º Dígito – Tipo de equipamento:

EQUIPAMENTO	CÓDIGO
Elemento não interruptível como gerador, LT's e etc.	0
Disjuntor	1
Religador	2
Chave seccionadora	3
Chave fusível	4
Chave de abertura em carga	5
Chave de aterramento rápido	6
Pára-raios	7
Transformador de corrente TC	8
Transformador de potencial TP	9

RELATÓRIO DE ESTÁGIO
Sérgio Edoardo Correa Dias

2º Dígito – Tensão de operação do equipamento:

TENSÃO (KV)	CÓDIGO
13.8	1
69	2
138	3
230	4
500	5

3º e 4º Dígitos – Definem a função e a seqüência do equipamento ou linha:

EQUIPAMENTO	CÓDIGO
Gerador	G1, G2 ... G9
Transformador de aterramento	A1, A2 ... A9
Barramento principal	BP
Barramento auxiliar	BA
Outros barramentos	B1, B2 ... B9
Equipamentos de transferência/central	D1, D2 ... D9
Reator paralelo	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	

5º Dígito – Posição do equipamento. É usado separado do quarto dígito por um traço:

EQUIPAMENTO	CÓDIGO
Barramento seccionável, TP, TC, pára-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 paralelo a outro(s) e disjuntor de auto trafo	A, B, C

6º Dígito – Utilizado quando há necessidade de diferenciar dois ou mais equipamentos de mesma posição. Adota-se o uso de letras em ordem alfabética.

As bobinas de bloqueio, reatores limitadores de corrente, muflas e cabos subterrâneos não são codificados.

Para serviços auxiliares de usinas e subestações, utiliza-se uma codificação semelhante, com algumas pequenas alterações.

Outra identificação importante é a dos níveis de tensão através de cores. Esta identificação é amplamente utilizada em diagramas e painéis de comando e controle. Basicamente, o que se utiliza são as seguintes cores:

COR	NÍVEL DE TENSÃO
AZUL	230 kV
PRETO	138 kV
VERDE	69 kV
LARANJA	13,8 kV

Durante o estágio identificamos que alguns dos normativos mais importantes são aqueles referentes aos equipamentos de proteção da subestação, em particular, os seus relés. Estes normativos devem ser analisados em conjunto com o DUMP – Diagrama Unifilar de Medição e Proteção, que esquematiza todos os relés existentes na SE e suas atuações, assim como os equipamentos de proteção e medição relacionados. Talvez os transformadores de corrente (TC) e transformadores de potencial (TP) sejam os equipamentos mais frequentes em um DUMP, pois eles são responsáveis pela redução dos níveis de tensão e corrente para que eles possam ser utilizados pelos equipamentos de medição e proteção.

Ao realizarmos as leituras das normas de manutenção aprendemos que estas referem-se às diversas atuações das equipes de manutenções sobre equipamentos e linhas de transmissão. Vimos também que estas normas contêm instruções e normativos que descrevem detalhadamente os variados procedimentos que devem ser tomados durante intervenções como troca de isoladores, inspeções em linhas de transmissão, correção de pontos quentes, entre outras.

Familiarização com Diagramas Unifilares das Subestações

Os diagramas unifilares representam, em pequena escala toda a subestação, seus equipamentos e barramentos. A familiarização com tais diagramas torna-se importante a medida que, durante intervenções ou programações de intervenções, é possível ter uma idéia inicial e fazer um esboço das atividades a serem realizadas e que equipamentos serão afetados. Os diagramas unifilares são importantes também para servir de orientação quando se está no pátio da subestação, uma vez que ele é um pequeno mapa. Observando-se o diagrama unifilar da SE Campina Grande II (CGD) — a mais complexa da DRCL —, que está em anexo, é possível notar como pode ser complexo visualizar os equipamentos na quantidade que existe em uma SE desse porte.

Durante esta fase do estágio, identificamos e estudamos os equipamentos mais freqüentes nos diagramas unifilares.

Nestes diagramas os equipamentos mais encontrados são:

PÁRA-RAIOS:

Os pára-raios tem por função suprimir descargas na linha que possam vir a danificar os equipamentos subseqüentes, sejam descargas atmosféricas ou sobretensões internas, causadas por manobras ou defeitos na linha.



Figura 3 – Pára-raios de 230 kV.

De maneira geral esses pára-raios são formados por um coluna de pastilhas de óxido de zinco, que são semi-condutoras. Quando uma tensão de valor superior a sua tensão nominal que é prejudicial ao sistema atinge este ponto da linha, o pára-raios conduz eletricidade para a terra, evitando que uma corrente excessiva circule pelos demais equipamentos. Pára-raios também são usados para fazer a proteção de equipamentos de grande porte sensíveis a variação de tensão, como transformadores.

TRANSFORMADORES DE CORRENTE E POTENCIAL (TC'S E TP'S):

Os TC's e TP's são elementos que reduzem os níveis de corrente e tensão. Em geral um TC reduz sua corrente de entrada para 5A, e um TP, reduz a tensão de entrada para 110V. Assim as tensões e correntes podem ser utilizadas por equipamentos de medição e proteção como relés, voltímetros, amperímetros, wattímetros, registradores gráficos, qualímetros e

outros. A maioria destes equipamentos estão localizados na sala de comando, sem os inconvenientes e riscos de se trabalhar diretamente com alta tensão.



Figura 4 – TC – 230kV.



Figura 5 – TP – 230kV.

BOBINAS DE BLOQUEIO:

As bobinas de bloqueio têm sido responsáveis pela transmissão de dados e de voz no sistema de comunicação da Chesf. Estas bobinas inserem ou captam sinais de alta frequência na linha, bem superior ao valor de 60Hz utilizado na transmissão de energia, de modo que a comunicação entre as subestações e órgãos da empresa é feita sem que haja interferência com a transmissão de energia. Esta comunicação engloba tanto telefonia quanto comandos de proteção enviados por relés conectados a linha. No entanto com o advento da fibra óptica que é utilizada pela Chesf em cabos tipo OPGW, a utilidade das bobinas de bloqueio deve se limitar à telefonia, pois toda parte de comando de proteção deve ser feita através de fibra óptica e centrais de telecomando que possibilitarão a centralização dos comandos de proteção na sede em Recife. Vale salientar que no futuro próximo, as subestações não mais necessitarão da presença da figura do operador em tempo integral como é feito hoje.



Figura 6 – Bobinas de bloqueio.

DISJUNTOR:

O disjuntor é um dos principais equipamentos de uma SE, sendo o seu mais importante equipamento de proteção. Estão ligados a relés de proteção alimentados pelos TC's e TP's. Quando estes relés verificam anormalidades na linha, tais como sobrecorrente de curto-circuito, enviam sinais para o disjuntor (TRIP), que podem acionar a sua abertura e bloqueio, de modo que o defeito em questão fique isolado e possa ser rapidamente reparado. Em uma subestação podem ser vistos vários disjuntores de diferentes fabricantes principalmente nas entradas e saídas de linha, e antes de equipamentos de transformadores. Os relés que acionam cada um destes disjuntores agem de acordo com a proximidade e o tipo de defeito, criando diferentes zonas de proteção, de acordo com o seu tipo de temporização. Existem relés de sobrecorrente, sobretensão, temperatura, de subfrequência, entre outros. Os diferentes tipos de atuação de cada um deles existem para que apenas a zona diretamente atingida pelo defeito seja desenergizada, sem interferir no funcionamento dos demais circuitos da subestação.



Figura 7 – Disjuntor SIEMENS 230kV.

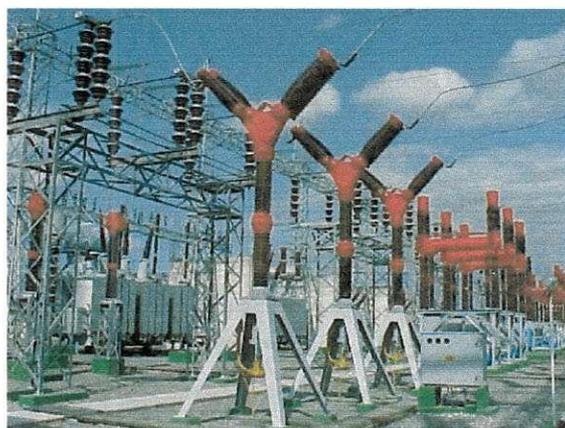


Figura 8 – Disj. MERLIN GERIN 230kV.

Disjuntores e pára-raios são equipamentos que se encontram geralmente nas entradas de linhas da SE e junto aos transformadores. Estes fazendo a proteção geral da SE e aqueles fazendo a proteção dos equipamentos de custo mais elevado da subestação.

CHAVES SECCIONADORAS:

As chaves seccionadoras têm a função de fazer a abertura do circuito quando há a necessidade de isolar algum tipo de equipamento, porém é importante observar que elas não funcionam como elementos de proteção e equipamentos. Estas chaves — como pode ser visto em anexo no diagrama de CGD — são geralmente posicionadas nos terminais dos disjuntores.

Há ainda as chaves seccionadoras de transferência ou chaves de “by-pass”. Sua função é transferir a proteção da linha ou do transformador de seu disjuntor principal para um disjuntor com a finalidade de desviar o fluxo e potência, conhecido como disjuntor de transferência, sem que haja a necessidade de desligamento da linha. Tal procedimento é conhecido pelos operadores como manobra, e é muito utilizado. Uma manobra é um desvio intencional do fluxo de potência, através de uma chave de “by-pass” para um barramento auxiliar até o disjuntor de transferência e então segue o seu caminho normal. Este

procedimento serve para liberar um transformador ou algum dos equipamentos que fazem parte do BAY da linha, que é o conjunto pára-raios, bobina de bloqueio, TP's, TC's, disjuntores e chaves de aterramento.

CHAVES DE ATERRAMENTO:

As chaves de aterramento têm a finalidade de manter os barramentos auxiliares aterrados, quando não estão sendo utilizados.

BARRAMENTO PRINCIPAL E BARRAMENTO AUXILIAR:

Os barramentos percorrem todo o setor da subestação ao qual pertencem facilitando a interligação de equipamentos sob o mesmo nível de tensão e que estejam em um mesmo ponto da conexão.

Há um barramento principal e um auxiliar para cada nível de tensão.

TRANSFORMADOR:

É o principal equipamento da subestação, sendo responsável pela transformação (redução ou elevação) da tensão. A SE CGD possui transformadores redutores de 230kV para 138kV, 69kV, 26kV e 13,8kV, além dos transformadores dos serviços auxiliares que reduzem a tensão para 220 e 110V.



Figura 9 – Transformador trifásico 230/138/69kV.

BANCO DE CAPACITORES:

Os bancos de capacitores podem ser chaveados para entrarem no sistema e elevarem o nível de tensão na linha quando a carga está muito elevada, evitando que a tensão que chega ao consumidor esteja muito abaixo do seu nível ideal (valor nominal).



Figura 10 – Banco de Capacitores.

REATORES:

Basicamente os reatores funcionam de maneira oposta aos capacitores, ou seja, diminuindo o nível de tensão que chega ao consumidor quando está muito acima de seu valor nominal.

TRANSFORMADOR DE ATERRAMENTO:

A função do transformador de aterramento é fornecer um referencial de terra para o lado de 69kV dos transformadores das SE. Existe essa necessidade uma vez que o lado de 69kV dos transformadores possui uma configuração em delta, ou seja, sem ponto de aterramento. Este artifício é útil para que as proteções possam atuar corretamente.

COMPENSADOR SÍNCRONO:

Por definição máquinas síncronas têm a capacidade de solicitar corrente adiantada, quando estão na condição de sobre-excitação, ou atrasada quando estão subexcitadas. Esta capacidade pode ser utilizada para melhorar o fator de potência em instalações elétricas que fazem grande uso de equipamentos que solicitam potência com fator de potência atrasado.

O compensador síncrono da SE/CGD se constitui de uma máquina que gira em vazio, inserindo energia reativa indutiva ou capacitiva ao sistema, melhorando seu nível de tensão. Este compensador tem capacidade de fornecer de -12 a $+12$ MVAr ao sistema, entretanto, até hoje não há registro de caso que tenha sido necessário o fornecimento de energia reativa ao sistema. Algumas desvantagens desta máquina são o tempo de partida, a demanda de corrente na sua partida e a velocidade de compensação que é mais baixa.

COMPENSADOR ESTÁTICO (CE):

Trata-se de um conjunto de equipamentos cuja função, assim como o compensador síncrono, é fornecer energia reativa ao sistema, no entanto, o compensador estático fornece apenas energia reativa capacitiva na faixa de 0 a 200MVAr.



Figura 11 – Módulo de tiristores.



Figura 12 – Reatores do CE.

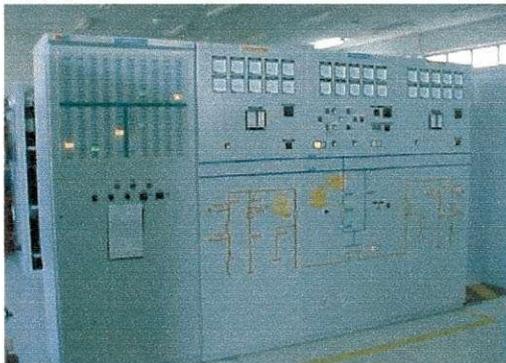


Figura 13 – Painéis de comando e supervisão do CE.



Figura 14 – Sistema de resfriamento e tratamento de água do CE.

Os principais equipamentos do CE são os transformadores, bancos de capacitores, bancos de reatores, tiristores e sistema de resfriamento e tratamento de água.

O CE é formado por dois bancos de capacitores de 100MVar, sendo um em Δ e outro em Y. Estes bancos possuem estas duas configurações independentes com a finalidade de se compensar os harmônicos indesejáveis no sistema. O banco de capacitores é de 200MVar. A este banco estão ligados os tiristores que fazem seu chaveamento.

O CE utiliza um sistema de refrigeração fechado para dissipar as perdas por efeito joule nos tiristores, utilizando água desionizada. Assim, evita-se corrosão e formação de depósitos de sais minerais — que prejudicam a transferência do calor a ser dissipado — água condutiva e a obstrução dos condutos por onde ela circula. A desionização é feita por tratamento químico, através de uma solução preparada com ácido clorídrico (HCL). A resina mutadora de íons cede sódio que não tornam dura (mineralizada) a água, captando íons de cálcio e magnésio, principais responsáveis pela dureza da água.

A unidade de resfriamento compreende um circuito fechado de água desionizada com resfriadores de ar. Está também equipado com equipamentos de tratamento de água, assim como um sistema automático de reposição. A água do circuito é circulada através de um desionizador que a mantém com característica isolante. A condutividade deve ser mantida na faixa de 0,2 a 0,5 μ S/cm a 25°C.

O sistema está equipado com 4 trocadores de calor, cada um com 33,33% de capacidade para que se possa remover um deles para manutenção sem que seja preciso paralisar o sistema. O sistema de bombeamento no circuito possui 100% de redundância, sendo composto por duas bombas centrífugas (uma reserva) fornecendo a diferença de

pressão necessária para a circulação de água desionizada e 2 bombas centrífugas (uma reserva) para o sistema de reposição de água do circuito.

O sistema de purificação compreende basicamente 2 vasos desionizadores instalados em paralelo (um em operação e outro na reserva). Os vasos, conectados ao circuito principal da sucção e descarga das bombas, são montados verticalmente, com entrada de água pelo topo e saída pelo fundo, a fim de se evitar estratificação de resinas aniônicas e catiônicas. Em série com esses vasos há um vaso de expansão pressurizado por um cilindro de nitrogênio com a finalidade de acomodar as expansões/contrações de água em circulação de acordo com as variações de temperatura.

O sistema de água de reposição é projetado para que o circuito de resfriamento contenha sempre a quantidade necessária de água. A reposição é realizada de tal forma que a água no circuito não fique contaminada.

Quando o CE é colocado em operação, os dois bancos de capacitores e o banco de reatores entram no sistema ao mesmo tempo, fornecendo 0MVar. A partir daí o compensador está pronto para atender as necessidades de reativos. Os bancos de capacitores ficam com seu valor sempre constantes (+200MVar), enquanto que o banco de reatores pode ser chaveado pelos tiristores fornecendo de 0 a -200MVar. Assim, a medida em que for necessário, o chaveamento dos reatores fornece um balanço positivo de energia reativa capacitiva ao sistema. A resposta do CE é praticamente imediata, de modo que em aproximadamente 0,25ms o sistema já está normalizado.

A vantagem do CE sobre o compensador síncrono é a rapidez com que ele atende as variações de reativos do sistema e sua precisão. O CE pode fornecer ao sistema qualquer valor de potência reativa entre 0 e 200MVar. A desvantagem é que ele apenas fornece potência reativa capacitiva.

SALA DE COMANDO:

A sala de comando das subestações é o lugar onde se controla e comanda o funcionamento do sistema. É o principal ambiente de trabalho dos operadores do sistema que contam com um amplo serviço de comunicação e uma boa visão do pátio da SE.

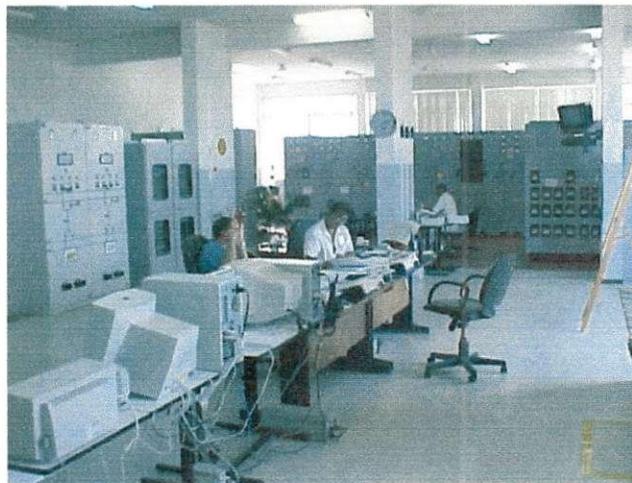


Figura 15 – Sala de comando da SE/CGD.

A sala de comando possui painéis com sinalização, comandos relés dos equipamentos da SE. Através destes painéis é possível acionar equipamentos, abrir disjuntor, ligar compensador, acionar a ventilação forçada de um transformador, alterar proteções e verificar

anormalidades no sistema através de alarmes e leds indicadores. Estes painéis reproduzem de forma resumida o diagrama da SE com seus principais elementos e mecanismos relacionados. Possuem também equipamentos de medição (voltímetros, amperímetros, wattímetros) e registradores gráficos.

Organização de Arquivos Técnicos da Subestação e Elaboração de Instruções

A inspeção da subestação é uma atividade necessária e é realizada periodicamente. Na última inspeção constatou-se, entre outras anormalidades, a desorganização e desatualização dos arquivos técnicos. Foi feito um levantamento destes arquivos, ou seja, normas e instruções de operação.

Todas as subestações do sistema Chesf possuem diversas instruções de operação de equipamentos, serviços auxiliares e proteção. Estas instruções são a IOE (Instrução de Operação de Equipamento), IOA (Instrução de Operação de Serviços Auxiliares) e IOP (Instrução de Operação de Proteção) e contém a descrição do funcionamento de cada um destes equipamentos e serviços, com esboços, diagramas, localização e atuação. Estas IO's são de fundamental para os operadores do sistema, pois as consultando é possível solucionar pequenos problemas que possam surgir, assim como operar o equipamento da maneira correta.

Atualizar todos os arquivos da subestação é uma tarefa que requer uma mão de obra excessiva, e tomaria muito tempo do estagiário em uma única atividade. Portanto durante o estágio foi reformulada a IOE do compensador síncrono e organização dos arquivos técnicos, assim como o levantamento das IO's. A intenção é ter todas as instruções digitalizadas em CD-ROM, o que implica em inúmeras vantagens sobre o armazenamento convencional em papel.

Treinamentos aos Funcionários

Estão suspensos temporariamente os treinamentos específicos aos estagiários da Chesf, no entanto é possível acompanhar os treinamentos que são ministrados para engenheiros, operadores e demais funcionários da empresa, participando ativamente de todos, uma vez que todos (funcionários e estagiários) fazem parte de uma mesma "família". Deste modo foi possível acompanhar diversos cursos e treinamentos de natureza técnica ou não.

Pode-se destacar destes eventos a nossa participação no treinamento sobre o SISGI – Sistema de Gerenciamento de Intervenções, que é um novo software que auxilia os programadores de intervenções nas SE's. Este programa automatiza a tarefa de programar intervenções através de uma interface amigável. Esta atividade antes era realizada simplesmente elaborando as intervenções em um editor de texto e enviando-o anexado ao e-mail interno da Chesf o Lotus Notes. Este procedimento era lento e ineficaz. O novo sistema está interligado a todo o sistema Chesf em tempo real, de modo que o programador pode fazer a programação e enviar a todos os envolvidos. Dependendo da função do receptor ele poderá alterar ou não a programação. Esta alteração é vista pelo programador original em sua tela. Este software tem muitas outras funcionalidades, mas está em fase de adaptação ainda e valeria um capítulo inteiro apenas para explicar o seu funcionamento, mas isto foge do âmbito de estágio.

Um outro curso deveras proveitoso que participamos foi o Curso para Novos Membros da CIPA (Comissão Interna de Prevenção de Acidentes), onde foram ensinados os conceitos básicos de segurança do trabalho, com elaboração de mapa de risco do ambiente de trabalho.

Elaboração de Programas Executivos e Análises Preliminares de Risco

Qualquer intervenção realizada em equipamento ou linha de transmissão requer elaboração de um Programa Executivo (PEX) e uma Análise Preliminar de Risco (APR), por parte do engenheiro responsável pela intervenção.

Um PEX é um resumo do planejamento das atividades a serem realizadas. Alguns itens são obrigatoriamente exigidos no PEX, são eles:

- Descrição detalhada do trabalho;
- Recursos humanos necessários para a realização da intervenção;
- Recursos materiais, incluindo todas as ferramentas e instrumentos que serão utilizados;
- Transporte e meios de comunicação, definindo veículos que serão utilizados, exigindo que um veículo esteja sempre pronto a prestar socorro no caso de acidentes e os canais de comunicação que serão utilizados durante a manutenção.

Para a elaboração de um PEX, algumas providências preliminares devem ser tomadas. A primeira delas é realizar um estudo minucioso do local onde será executado o trabalho. Tal estudo deve ser feito no próprio local de trabalho e com auxílio e com auxílio de diagramas e esboços.

Outras atividades preliminares importantes são a revisão das normas e instruções técnicas que dizem respeito a natureza do trabalho que será realizado. Inspeção de ferramentas, equipamentos de proteção, análise dos componentes elétricos e mecânicos envolvidos, elaboração de diagramas coloridos para facilitar a compreensão (vermelho para partes energizadas, verde para partes desenergizadas e preto para partes desenergizadas e liberadas para intervenção). Além disso, é de fundamental importância que haja uma discussão com a equipe de trabalho, colhendo-se sugestões e eliminando-se todas as possíveis dúvidas em relação ao tipo de trabalho que será feito.

A Análise Preliminar de Risco é o estudo e reflexão, durante a fase de preparação do PEX, dos riscos que estarão ou poderão estar presentes na execução dos trabalhos. Estes riscos são da seguinte natureza:

- Riscos pessoais: poderão acidentar pessoas;
- Riscos operacionais: poderão desligar as instalações;
- Riscos estruturais: poderão danificar a parte física das instalações;
- Riscos do objeto de ação: poderão diminuir a qualidade intrínseca do trabalho.

Participamos durante o estágio da elaboração do PEX da interligação da chave 32T6-4 com o barramento 02BP na subestação de Açú-RN. Este PEX encontra-se em anexo.

Visitas Técnicas

Várias visitas técnicas foram promovidas de forma a integrar o aluno com a empresa. Visitamos durante o estágio o principal complexo de geração de energia da Chesf (PA1, PA2, PA3, PA4 e Xingó), bem como todas as subestações da DRCL, de modo a conhecer todo o sistema sob responsabilidade deste órgão.

Inspeções em Linhas de Transmissão

A inspeção em linhas de transmissão é o marco inicial do ciclo da manutenção, e sua manutenção vem a ser de fundamental importância na determinação da confiabilidade e dos custos da manutenção do sistema elétrico. As ações de inspeção são todas padronizadas em normativos, desde sua fase de planejamento, passando pela execução até seu registro e acompanhamento posterior das anormalidades.

São cinco os principais tipos de inspeção:

- Inspeção minuciosa: Tem por objetivo aferir o estado dos componentes da estrutura, faixa de servidão, vegetação, estradas de acesso, cadeia de isoladores, cabos condutores e sistemas de proteção (cabos pára-raios, fios terra e contrapeso). É realizada escalando-se todas as torres e visa detectar defeitos que comprometam a vida útil da linha a médio e longo prazos.
- Inspeção expedita: Tem por objetivo identificar o estado geral da instalação no que tange principalmente a integridade das cadeias de isoladores, estabilidade das estruturas, situação dos estais, altura da vegetação, possibilidade de queimadas e invasão da faixa de servidão. É realizada sem a obrigatoriedade de escalar todas as torres e visa detectar defeitos que comprometam a confiabilidade da LT em curto prazo.
- Inspeção de patrulhamento: Tem por objetivo identificar interferências de terceiros, tais como vandalismos, invasões e plantios. É realizada em trechos da linha de transmissão, podendo ser realizada com o uso de helicóptero e não requer instrumentação especial de apoio.
- Inspeção analítica: Tem o propósito específico de analisar a presença de determinado tipo de defeito (oxidação de grelhas, estado de parafusos de sustentação de cadeias, danificação de condutores internos entre outros). Pode ser denominada de inspeção noturna quando visa observar o centelhamento em isolamentos.
- Inspeção aérea: É o tipo de inspeção que faz o uso de helicópteros para a detecção de defeitos tais como quebra de isoladores, invasão de faixa e rompimento de cabos.

Participamos de uma inspeção expedita na linha 03L1, onde foram encontradas diversas falhas na integridade das cadeias de isoladores.

Intervenções em Equipamentos e Linhas

Intervenções e equipamentos e linhas de transmissão são atividades que ocorrem com frequência na Chesf, sejam elas uma manutenção preventiva ou uma intervenção de emergência, como rompimento de um cabo de alta tensão, por exemplo. Tais intervenções ocorrem sempre sob a supervisão de um engenheiro ou de um auxiliar técnico, dependendo de seu grau de complexidade e riscos envolvidos. Algumas das intervenções das quais participamos durante o estágio são relatadas a seguir.

ENERGIZAÇÃO DO 04T6

A SE AÇU II fornece energia a empresa de distribuição do Rio Grande, COSERN, sendo desta forma em parte responsável pela qualidade da energia que chega em várias pequenas cidades de sua região. Para melhorar a distribuição de potência a Chesf está terminando de construir mais um linha de 230kV que deverá aliviar a carga e melhorar a confiabilidade do sistema. Na passagem por Açú, no entanto, se faz necessária, a redução do nível de tensão para 69kV antes de disponibilizar esta energia para a concessionária local. Esta redução é feita por um transformador de 33MVA que reduz a tensão de 230kV para 69kV e assim passa para a COSERN a responsabilidade de distribuição. A colocação deste novo trafo, também melhora a confiabilidade da subestação como um todo, pois ali havia apenas dois transformadores desse porte. Esta era uma situação desconfortável do ponto de vista da operação, pois, no caso de uma contingência em um deles, apenas um trafo ficaria disponível, aumentando o risco de um desligamento geral em toda a área de abrangência daquela SE.

Acompanhamos todo o processo de energização deste trafo e relatamos a seguir as principais ocorrências registradas.

Para a energização do 04T6 foram tomadas as providências de praxe, que vão desde o treinamento dos operadores até a codificação e identificação de seus elementos, com inclusão de novos painéis na sala de comando, passando pela conexão dos pulsos no barramento de 69kV, e ensaios dos disjuntores associados. O horário escolhido para a energização do trafo foi 16:00h de uma quinta-feira por determinação do ONS.

O SLMG, — além das atividades normais de conexão dos pulsos do trafo — deparou-se com dois incidentes que atrasaram em dois dias a energização do 04T6. O primeiro foi a conexão dos pulsos no barramento de 69kV. Este barramento praticamente não comportava mais nenhuma conexão de pulsos devido a uma provável falha de projeto que não previu a chegada desta nova linha. A tarefa de conexão destes pulsos tornou-se uma verdadeira obra, pois era preciso usar Técnicas de Linha Energizada (TLE), uma vez que o barramento não podia ser desligado. Os técnicos trabalharam nos limites das distâncias permitidas por norma. O risco de acidentes foi constante durante todo o processo. O segundo incidente foi a existência de vazamento de óleo em uma das buchas do lado de 230kV. Ainda durante o término da montagem do trafo observou-se um vazamento que demorou muito a ser identificado. O vazamento era na base da bucha. Depois o problema era como parar o vazamento. O fabricante conseguiu, identificar e conter o vazamento, mas a decisão final de energizar o trafo nessas condições é da DRCL. Finalmente contornado o problema, o trafo foi energizado com dois dias de atraso, o que causou prejuízos à empresa em forma de multa.



Figura 16 – Transformador 04T6 da SE/ACD.

CORREÇÕES DE PONTO QUENTE

Pontos quentes são pontos de elevada temperatura encontrados em conexões de cabos e equipamentos devido passagem de corrente. Estes pontos são geralmente provocados por conexões folgadas ou cabos gastos e causam o derretimento dos cabos ou chapas metálicas dos conectores provocando aumento na perda de potência do sistema, ou até rompimento total da conexão.

A detecção de pontos quentes é feita com inspeções noturnas uma vez por mês. É utilizado um aparelho chamado termovisor. Este aparelho detecta diferentes gradientes de temperatura através de emissão de ondas infravermelhas de modo que é possível tirar uma “foto térmica” das conexões, conforme se pode observar na foto abaixo. Na foto, as regiões de cores mais escuras indicam regiões mais frias e regiões de cores mais claras, locais mais quentes.

Acompanhei várias inspeções, destacando o que ocorreu nos contatos do TC com a chave seccionadora do disjuntor 12J6-5, da LT 02J6 no pátio de 69 kV da subestação de Campina Grande II.



Figura 17–Pontos quentes no contato do TC com chave do disjuntor 12J6-5.

A definição de um ponto quente é feita por métodos comparativos. Observando a figura acima, nota-se que a fase A está com uma temperatura muito elevada em relação às outras fases. A magnitude desta diferença de temperatura indicará a criticidade do ponto quente determinando a necessidade ou não de uma intervenção de urgência naquela conexão.



Figura 18– Correção de ponto quente no conector móvel.



Figura 19 – Correção de ponto quente no conector fixo.

A correção do ponto quente é feita dependendo do estado da peça. Se estiver muito desgastada, será preciso trocá-la, caso contrário os contatos são melhorados limpando-os e aplicando um produto que melhora a condutividade entre as peças e inibe corrosões: o Penetrox.

Participamos da correção do ponto quente na conexão da chave 31M5-5 com o barramento 01BP da SE Bela Vista nas figuras 18 e 19 acima

Além da oxidação comum e dos pontos quentes, existe um outro tipo de desgaste de peças que é muito freqüente nas subestações da Chesf: o desgaste por contato entre peças de cobre e alumínio. Este é um desgaste provocado pela diferença dos materiais, ou seja, o cobre possui uma valência diferente do alumínio e quando estão em contato tendem a se equilibrar do ponto de vista molecular. Nesse processo de equilíbrio um contato retira material do outro causando o efeito visto na figura 20 abaixo.

Acompanhamos a identificação e correção de um fenômeno deste tipo em um contato fixo de uma chave do barramento de 13.8kV na SE Bela Vista.

possui uma valência diferente do alumínio, que determina a diferença entre as condutividades dos materiais. Ao passar de um material para outro, a corrente elétrica sofre modificações por causa da diferença na condutividade. É neste ponto de diferença (contato) que ocorre o desgaste, em geral, em longo prazo, do material.

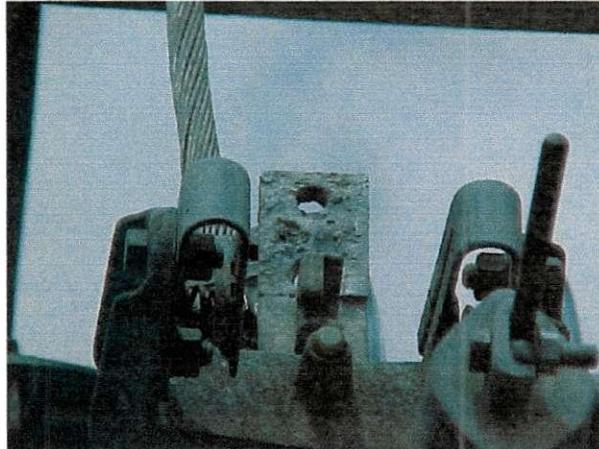


Figura 21 – Desgaste por contato entre peças de cobre e alumínio.

TROCA DE CADEIA DE ISOLADORES

Os isoladores de linhas de transmissão são a parte mais vulnerável da linha, pois são submetidos a oxidação, poluição e atos de vandalismo. Todos estes fatores podem causar a interrupção parcial ou total do fornecimento. Assim, há uma preocupação constante dos órgãos de manutenção em preservar a integridade das cadeias de isoladores.

Existem três tipos de isoladores em uso nas linhas de transmissão:

- Isoladores de vidro;
- Isoladores de porcelana;
- Isoladores poliméricos.



Figura 22 – Isoladores poliméricos.

Os defeitos mais comuns encontrados nas cadeias de vidro ou porcelana são discos quebrados, presença de musgo e resíduos industriais ou salinos, oxidação das partes metálicas, cadeias fora de prumo, ninhos de pássaros, faltando cupilha, entre outros. Nas cadeias poliméricas, os principais defeitos são danos na estrutura de borracha, oxidação das partes



Figura 22 – Oxidação em isolador de vidro.

Em qualquer caso de defeito, existem normas que definem o grau de segurança de uma cadeia de isoladores para a continuidade de operação das linhas de transmissão de acordo com o número de isoladores (ou planos de isoladores, no caso de cadeias múltiplas) inteiros ou quantidades de isoladores com alto grau de corrosão. Considerando que a intervenção com a linha energizada é limitada de acordo com esse grau de segurança, a manutenção deve ser acionada em caráter de urgência quando encontrado um número de isoladores quebrados igual ou maior aos definidos na tabela abaixo, que representa o limite para a intervenção com linha energizada:

Tensão (kV)	Isoladores Quebrados	
	Vidro	Porcelana
69	2	2
138	4	2
230	6	4
500	8	5



Figura 23 – Troca de isoladores na LT 03L1.

Acompanhei a troca de isoladores na LT 03L1 (fig. 23) que liga as SE's Campina Grande II e Santa Cruz II. Foram utilizadas técnicas de alta tensão, pois não era possível desligar a linha. A figura 23 mostra os eletricitas ao potencial utilizando os bastões isoladores para apoiar o cabo e efetuar a troca.

LAVAGEM DE ISOLADORES

Um dos processos mais interessantes acompanhados durante o estágio foi a lavagem de isoladores de vidro e porcelana com a linha energizada. Os isoladores acumulam sujeira em forma de poeira, musgo e resíduos industriais. Esta sujeira diminui a rigidez dielétrica dos isoladores resultando em corona que pode ser observada durante a noite. Todo ano são lavados os isoladores das SE's para contornar este problema. É utilizado um motor bomba que deve expelir um jato d'água numa faixa de pressão entre 600 e 800 libras para assegurar a eficiência da lavagem. Como todo processo de manutenção, a lavagem de isoladores requer revisão dos normativos relacionados. Um outro requisito é a condutividade da água que deve estar na faixa de 0,2 a 0,5 μ S/cm a 25°C. Isto se consegue desionizando a água em um processo semelhante ao encontrado no sistema de refrigeração do compensador estático.

No processo de lavagem, o eletricitista se aproxima do conjunto de isoladores a ser lavado o máximo possível e lança o jato d'água de diversas direções para assegurar a limpeza.



Figura 24 – Lavagem de isoladores em CGU.

Durante o estágio foi possível acompanhar várias lavagens com destaque para o processo de lavagem de todos os isoladores da SE Campina Grande I (CGU).

Na figura 24 podemos observar o eletricitista ao potencial lavando uma mufla que isola o cabo do barramento da estrutura metálica.

CONCLUSÕES

Por ser a empresa responsável pelo fornecimento de energia a oito Estados do Nordeste, a CHESF tem por missão garantir este fornecimento com qualidade e eficiência. Isto se deve ao fato de que o desenvolvimento de toda a região depende, e muito, da qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica. Desse modo, a empresa precisa funcionar sempre em busca de metas, e do melhoramento contínuo destes serviços. É a este ambiente que o aluno se integra ao estagiar na empresa. Muitas são as evidências de que a empresa cumpre o seu papel com desempenho notável. Podemos destacar a preocupação com o elemento humano, tanto no exercício da perigosa profissão de eletricitistas de alta tensão, quanto na melhoria do clima da organização e até a saúde da “família Chesf”. Neste sentido, o setor de recursos humanos, através da DA (Diretoria Administrativa), tem constantemente se preocupado com o bem-estar dos funcionários adotando a filosofia das empresas modernas de que o funcionário satisfeito e saudável produz mais e melhor.

Também merece destaque a estreita relação entre a Chesf e as universidades e centros de pesquisa num intercâmbio que é altamente benéfico para todos, uma vez que as instituições acadêmicas observam suas teorias postas em prática e a empresa se mantém sempre atualizada sobre novas tecnologias e informações técnicas que serão — mais cedo ou mais tarde — parte do seu dia-a-dia.

Foram observadas também falhas em alguns processos e rotinas que muitas vezes atrasam ou atrapalham os serviços nas horas de contingências graves ou não. Como exemplo pode-se citar a implantação do novo software de gerenciamento de intervenções. A chegada deste software representa uma revolução na programação de intervenções em linhas de transmissão e equipamentos de subestações, automatizando a tarefa que antes era demorada e ineficiente usando o serviço de e-mail interno da Chesf. No entanto o treinamento antes de sua utilização foi muito rápido e deixou muitas dúvidas quanto ao funcionamento do sistema no pessoal envolvido de todos os setores. Esta falha comprometeu a implementação rápida e eficaz do sistema, obrigando todos a se adaptarem da maneira que foi possível. A consequência disto é que talvez seja preciso um novo treinamento ao pessoal para que o sistema seja usado com eficácia, o que implica em mais gastos para a empresa e perda de um tempo precioso na transição de um processo que já poderia ter sido implementado há mais tempo.

Uma outra falha encontrada foi quando da tentativa de levantamento da documentação (IOA's, IOE's e IOP's) de cada subestação com intuito de digitalizá-la e fazer um CD-ROM com todas estas informações. Não houve colaboração por parte dos encarregados das SE's dificultando uma tarefa que tem o fim de beneficiar a todos, sendo necessária a cobrança por parte dos superiores para que alguns pudessem colaborar.

Porém, estas falhas são problemas inerentes a uma grande corporação que, como qualquer outra, precisa estar sempre em busca do melhoramento para justamente transpor dificuldades como estas. No entanto ficou claro durante o estágio que a Chesf é uma empresa que busca constantemente estas melhorias e tem tido sucesso firmando a imagem de uma empresa que é motivo de orgulho de seus funcionários.

Quanto ao aproveitamento do aluno, o estágio foi de grande importância no complemento da formação teórica, pois foi possível ver na prática toda teoria vista na universidade sobre alta tensão e ainda vivenciamos o dia-a-dia de uma empresa de grande porte e importância como é a Chesf. Deste modo concluímos que os objetivos do estágio foram alcançados e o aluno está pronto para ingressar no mercado de trabalho tendo conhecimento e relativa prática na vivência do ofício.

BIBLIOGRAFIA

- CD-ROM Chesf 50 anos;
- Instrução de Manutenção: **IM-NM-LT-M-018 – Elaboração de Programa Executivo e Análise Preliminar de Risco.** 3ª Edição;
- Instruções de Manutenção: **IM-NM-LT-M-034 – Intervenção em instalações Energizadas para Liberação de Equipamentos.** 4ª Edição;
- Instruções de Manutenção: **IM-NM-LT-M-055 – Inspeção de Linhas de Transmissão.** 1ª Edição;
- Instrução Normativa: **IN-OC.01.004 – Codificação Operacional de Instalações, Equipamentos e Linhas de Transmissão e Representação em Diagrama Unifilar.** 4ª Edição.
- Norma de Operação: **NO-OC.01.04 – Comunicação Verbal na Operação.** 2ª Edição;
- Rede Interna da Chesf (Intranet): ChesfNet;
- Sítio da Chesf: www.chesf.gov.br.

ANEXOS

ANEXO 1 – INFORMAÇÕES TÉCNICAS SOBRE AS SUBESTAÇÕES DA DRCL

Campina Grande II	
SIGLA	CGD
NOME DA INSTALAÇÃO	S/E Campina Grande II
POTÊNCIA INSTALADA	340MVA
TENSÃO	230/138/69/13.8kV
LOCALIZAÇÃO	Campina Grande – PB
QUADRO DE PESSOAL	13 Operadores
ÓRGÃO RESPONSÁVEL	SLOG
ENCARREGADO	Marcelo Ramos de Morais

Mussuré II	
SIGLA	MRD
NOME DA INSTALAÇÃO	S/E Mussuré II
POTÊNCIA INSTALADA	302MVA
TENSÃO	230/69/kV
LOCALIZAÇÃO	João Pessoa – PB
QUADRO DE PESSOAL	10 Operadores
ÓRGÃO RESPONSÁVEL	SLOG
ENCARREGADO	José Carlos Cavalcanti

Santa Cruz II	
SIGLA	STD
NOME DA INSTALAÇÃO	S/E Santa Cruz II
POTÊNCIA INSTALADA	50MVA
TENSÃO	138/69/13.8kV
LOCALIZAÇÃO	Santa Cruz – RN
QUADRO DE PESSOAL	06 Operadores
ÓRGÃO RESPONSÁVEL	SLOG
ENCARREGADO	Manuel Praxedes Ferreira

Currais Novos II	
SIGLA	CRD
NOME DA INSTALAÇÃO	S/E Currais Novos II
POTÊNCIA INSTALADA	53,6MVA
TENSÃO	138/69/13.8kV
LOCALIZAÇÃO	Currais Novos – RN
QUADRO DE PESSOAL	06 operadores
ÓRGÃO RESPONSÁVEL	SLOG
ENCARREGADO	Francisco Batista Barbosa Filho

RELATÓRIO DE ESTÁGIO
Sérgio Edoardo Correa Dias

Santana dos Matos II	
SIGLA	SMD
NOME DA INSTALAÇÃO	S/E Santana dos Matos II
POTÊNCIA INSTALADA	15MVA
TENSÃO	138/69/13.8kV
LOCALIZAÇÃO	Santana dos Matos II
QUADRO DE PESSOAL	05 operadores
ÓRGÃO RESPONSÁVEL	SLOG
ENCARREGADO	Francisco Gil de Souza

Açu II	
SIGLA	ACD
NOME DA INSTALAÇÃO	S/E Açu II
POTÊNCIA INSTALADA	133MVA
TENSÃO	230/138/69/13.8kV
LOCALIZAÇÃO	Assú - RN
QUADRO DE PESSOAL	07 operadores
ÓRGÃO RESPONSÁVEL	SLOG
ENCARREGADO	Eliede Santana de Macedo

Natal II	
SIGLA	NTD
NOME DA INSTALAÇÃO	S/E Campina Grande II
POTÊNCIA INSTALADA	440MVA
TENSÃO	230/69/13.8kV
LOCALIZAÇÃO	Natal - RN
QUADRO DE PESSOAL	08 operadores
ÓRGÃO RESPONSÁVEL	SLOG
ENCARREGADO	Warwick João Tavares

ANEXO 2 – INFORMAÇÕES TÉCNICAS SOBRE AS LINHAS DE TRANSMISSÃO DA
DRCL

LT 02J5	
Nome	Bela Vista - C. Grande I, 69 KV, C1
Código Operacional	02J5 - BVT/CGU
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	9,6
Configuração do Circuito	Simples Vertical
Condutor Utilizado	ASC 556,5 MCM 19/0
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	5
Estrutura Típica	Y – AR
Quantidade de estruturas	128 de concreto
Vão Básico (m)	80,00
Observações	Área Urbana

LT 03L1	
Nome	C. Grande II- S. Cruz II, 138 KV, C1
Código Operacional	03L1 - CGD/STD
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	117,5
Configuração do Circuito	Duplo Triangular
Condutor Utilizado	ACSR 397,5 MCM 26/7
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	9
Estrutura Típica	2H – AR
Quantidade de estruturas	492 (490 conc. E 2 de aço)
Vão Básico (m)	244,00
Observações	Área Vandalismo

LT 02J4	
Nome	C. Grande II - Bela Vista, 69 KV, C1
Código Operacional	02J4 - CGD/BVT
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	7,3
Configuração do Circuito	Simples Vertical
Condutor Utilizado	ASC 556,5 MCM 19/0
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	5
Estrutura Típica	YAR
Quantidade de estruturas	75 de concreto
Vão Básico (m)	80,00
Observações	Área Urbana

RELATÓRIO DE ESTÁGIO
Sérgio Edoardo Correa Dias

LT 02J1	
Nome	C. Grande II - C. Grande I, 69 KV, C1
Código Operacional	02J1- CGD/CGU
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	9,5
Configuração do Circuito	Simples Triangular
Condutor Utilizado	ACSR 397,5 MCM 26/7
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	5
Estrutura Típica	C – AR
Quantidade de estruturas	55 de concreto
Vão Básico (m)	195,90
Observações	Área Urbana

LT 04L3	
Nome	C. Grande II – Goianinha, 230 kV, C1
Código Operacional	04L3 - CGD/GNN
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	99,0
Configuração do Circuito	Simples Horizontal
Condutor Utilizado	Grosbeak (636 MCM)
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	16
Estrutura Típica	H-ARB
Quantidade de estruturas	330 (328 de concr. + 02 de aço)
Vão Básico (m)	305,00
Observações	Área com Canavial (10 km)/Áreas com invasão e vandalismo

LT 03L2	
Nome	C. Grande II - S. Cruz II, 138 KV, C2
Código Operacional	03L2 - CGD/STD
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	117,5
Configuração do Circuito	Duplo Triangular
Condutor Utilizado	ACSR 397,5 MCM 26/7
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	9
Estrutura Típica	2H – AR
Quantidade de estruturas	494 (491 conc. e 3 de aço)
Vão Básico (m)	244,00
Observações	Área Vandalismo

RELATÓRIO DE ESTÁGIO
Sérgio Edoardo Correa Dias

LT 04V1	
Nome	C. Grande II - S. Cruz II, 230 KV, C1
Código Operacional	04V1 - CGD/STD
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	112,5
Configuração do Circuito	Duplo Vertical
Condutor Utilizado	ACSR 636,0 MCM 26/7
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	16
Estrutura Típica	S21D
Quantidade de estruturas	283 (282 de aço + 01 de concreto)
Vão Básico (m)	400,00
Observações	

LT 04V2	
Nome	C. Grande II - S. Cruz II, 230 KV, C2
Código Operacional	04V2 - CGD/STD
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	112,5
Configuração do Circuito	Duplo Vertical
Condutor Utilizado	ACSR 636,0 MCM 26/7
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	16
Estrutura Típica	S21D
Quantidade de estruturas	283 (282 de aço + 01 de concreto)
Vão Básico (m)	400,00
Observações	

LT 03C1	
Nome	C. Novos II - S. dos Matos II, 138 KV, C1
Código Operacional	03C1 - CRD/SMD
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	38,5
Configuração do Circuito	Simple Horizontal
Condutor Utilizado	ACSR 397,5 MCM 26/7
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	9
Estrutura Típica	HB - AR
Quantidade de estruturas	149 de concreto
Vão Básico (m)	244,00
Observações	Área Vandalismo

RELATÓRIO DE ESTÁGIO
Sérgio Edoardo Correa Dias

LT 03C2	
Nome	C. Novos II - S. dos Matos II, 138 KV, C1
Código Operacional	03C2 - SMD/ACD
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	49,5
Configuração do Circuito	Simple Horizontal
Condutor Utilizado	ACSR 397,5 MCM 26/7
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	9
Estrutura Típica	HB -AR
Quantidade de estruturas	199 de concreto
Vão Básico (m)	244,00
Observações	Área Vandalismo

LT 04V2	
Nome	S. Cruz II - Natal II, 230 KV, C2
Código Operacional	04V2 - STD/NTD
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	102,5
Configuração do Circuito	Duplo Vertical
Condutor Utilizado	ACSR 636,0 MCM 26/7
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	16
Estrutura Típica	S21D
Quantidade de estruturas	260 de Aço
Vão Básico (m)	400,00
Observações	Área com invasão de faixa/Área com invasão de faixa Área próxima a NTD c/ vandalismo

LT 02M1	
Nome	S. Cruz II - Natal II, 69KV, C1
Código Operacional	02M1 - STD/NTD
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	91
Configuração do Circuito	Simple Horizontal
Condutor Utilizado	ACSR 397,5 MCM 26/7
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	9
Estrutura Típica	HB -AR
Quantidade de estruturas	430 de Concreto
Vão Básico (m)	244,00
Observações	Área com invasão de faixa/Área sujeita a vandalismo Em processo de recadastramento devido ao encabeçamento na S/E Macaíba / COSERN

RELATÓRIO DE ESTÁGIO
Sérgio Edoardo Correa Dias

LT 03M2	
Nome	S. Cruz II - C. Novos II, 138 KV, C1
Código Operacional	03M2 - STD/CRD
Mantenedor	SLMG
Extensão (km)	55,0
Configuração do Circuito	Simple Horizontal
Condutor Utilizado	ACSR 397,5 MCM 26/7
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	9
Estrutura Típica	HB - AR
Quantidade de estruturas	494 (491 conc. e 3 de aço)
Vão Básico (m)	244,00
Observações	Área Vandalismo

LT 04C1	
Nome	Tacaimbó - C. Grande II, 230 kV, C1
Código Operacional	04C1 - TAC/CGD
Mantenedor	SLML/SLMG
Extensão (km)	43,6 / 81,1
Configuração do Circuito	Simple Horizontal
Condutor Utilizado	Grosbeak (636 MCM)
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	16
Estrutura Típica	HARB
Quantidade de estruturas	144 (129 Concr. + 15 Aço) SLML / 252 (228 concr. + 24 aço) SLMG
Vão Básico (m)	381.35
Observações	Vandalismo em Isoladores

LT 04C2	
Nome	Tacaimbó - C. Grande II, 230 kV, C2
Código Operacional	04C2 - TAC/CGD
Mantenedor	SLML/SLMG
Extensão (km)	43,8 / 81
Configuração do Circuito	Simple horizontal
Condutor Utilizado	Grosbeak (636 MCM)
Número de condutores por fase	1
Número de isoladores de suspensão	17
Estrutura Típica	HARB
Quantidade de estruturas	146 (132 Concr. + 14 Aço) SLML / 257 (250 concr. + 7 aço) SLMG
Vão Básico (m)	377,95
Observações	Vandalismo em Isoladores

ANEXO 3- EXEMPLO DE PROGRAMA EXECUTIVO (PEX)



PROGRAMA EXECUTIVO

ANEXO I DA IM-MN-LT-M-018 – 3ª Edição

ÓRGÃO Nº

SLMG-L ___ /02

1 - DESCRIÇÃO DO TRABALHO:

- 1.1. TIPO DA MANUTENÇÃO: Intervenção em Instalação Energizada, usando a Técnica ao Potencial.
- 1.2. OBJETIVO: Interligar chave 32T6-4 com o 02BP
- 1.3. LOCAL / DATA: S/E ACD, dia 14/11/2002, das 07:30 às 11:30h.

2 - RECURSOS HUMANOS:

Max Norat Cavalcanti - Engº Resp. (9312-9002)	Neylson Costa - Eng. SLMG
Marcelo Barros Oliveira - Aux. Engª. Enc LT	Adelmo M. do Santos - Elet. LT II
Antonio Pereira - Elet. LT II	José Francisco - Aux. Elet. LT
José Firmino Filho - Aux. Elet. LT	Valter Cordeiro de Melo- Aux. Elet. LT

3 - RECURSOS MATERIAIS:

03 - Bastão garra	01 - Skyladder
02 - Conjunto de cela	01 - Caixa de ferramentas diversas
02 - Roupa condutiva completa	01 - Termômetro de contato
01 - Termo-higrômetro	01 - Micro amperímetro
01 - Andaime isolante completo 10m	01 - Torquímetro de estalo
01 - Grampo GX	

4 - TRANSPORTE / COMUNICAÇÃO:

01 - Caminhão Baú, com equipamentos de TLE

01 - Toyota CD, equipada com skyladder.

03 - Telefone celular 83-9312-9002 (Max) e 83-9312-0419 (Marcelo)

5 - PROVIDÊNCIAS PRELIMINARES:

DESCRIÇÃO	RESPONSÁVEL
5.1 - 13/11/02 - Confecção do Programa Executivo.	Max/Neylson/Marcel o Marcelo / Equipe Max / Equipe Equipe
5.2 - 13/11/02 - Preparação dos materiais / equipamentos necessários à intervenção.	
5.3 - 13/11/02 - Visita ao local da intervenção com todos participantes visando consolidar o Prog. Executivo.	
5.4 - 14/11/02 - Execução dos trabalhos	

6 - DESCRIÇÃO DA TÉCNICA:

DESCRIÇÃO DAS ETAPAS	RESPONSÁVEL
6.1. Efetuar ensaios de condutividade na roupa condutiva de acordo com os normativos vigentes.	Antônio
6.2. Posicionar o veículo com a escada skyladder, dentro do pátio de 69 kV, próximo à fase a ser trabalhada – Fase Azul da futura chave 32T6-4.	Marcelo
6.3. Instalar andaime isolante, com 3 metros, abaixo da fase azul do pulo da futura chave 32T6-4 com um ângulo de aproximadamente 30° à direita com relação ao alinhamento do pulo, em seguida colocar os pulos em cima do andaime e instalar bastões garra fixando os pulos ao andaime.	Equipe

RELATÓRIO DE ESTÁGIO
Sérgio Edoardo Correa Dias

6.4. Responsável deverá receber O2BP energizado e em operação normal. Confirma se a configuração liberada corresponde à prevista e confere todos os pontos energizados juntamente com a Equipe.	Max / Equipe
6.5. Efetuar as medidas de temperatura ambiente, umidade relativa e temperatura do bastão testemunha, visando determinação correta das condições meteorológicas para trabalhos com instalações energizadas. Lembrar que não devem ser executados trabalhos se a temperatura do bastão testemunha não estiver 3°C acima do ponto de orvalho.	Marcelo
6.6. Suspender os primeiro e segundo estágios da escada skyladder, com 80°, abaixo da fase azul, até que a mesma mantenha contato com o O2BP energizado ocasião em que se efetua a medição de corrente de fuga onde o valor medido não deve ser superior a 20 µA.	Marcelo / Equipe
6.7. Com todas as condições de segurança atendidas, o responsável autoriza a escalada do electricista do potencial na escada.	Max / Adelmo
6.8. Um electricista, devidamente vestido com a roupa condutiva, efetua a escalada na Skyladder, levando a bolsa com ferramentas diversas e o grampo GX, quando atingir a altura de 3 metros, recebe o pulo através do electricista de apoio no solo, instala a fita de equalização no pulo e o grampo GX.	Adelmo / Antônio
6.9. Com as condições acima atendidas, o electricista do potencial se desloca até poder instalar a outra extremidade do grampo GX no O2BP, nesta ocasião o pulo estará energizado juntamente com a fase A da chave 32T6-4 e o próprio electricista.	Adelmo
6.10. O electricista do potencial efetua a limpeza do condutor do O2BP e aplica o conector "T" instalando definitivamente o primeiro pulo, em seguida, o electricista de apoio repassa o segundo pulo (já energizado) ao electricista do potencial que repete os procedimentos de limpeza e aplicação do conector "T" e finalmente o aperto das conexões usando o torquímetro.	Adelmo / Antônio
6.11. Para a conexão dos pulos da fase Branca (central), a equipe deve montar o andaime de maneira similar ao item 6.3 acima, em seguida proceder de maneira idêntica aos itens 6.8, 6.9 e 6.10.	Equipe
6.12. Para a fase Vermelha, instalar um bastão garra no pórtico do TP, e efetivar o afastamento do pulo do TP visando liberar área de trabalho.	Antônio
6.13. Efetuar a montagem do andaime isolante, com 3 metros no sentido da barra O2BP, próximo a estrutura suporte dos pulos. Instalar os pulos de interligação da fase vermelha no barramento desenergizado e deixá-los sobre o andaime.	Equipe
6.14. Para a energização e conexão destes pulos, proceder de maneira similar ao descrito nos itens 6.8, 6.9 e 6.10.	Equipe
6.15. Concluída a instalação de todos os pulos, a equipe retira o bastão garra do pulo do TP do O2BP e efetua a desmontagem de todo o arranjo.	Max
6.16. O responsável devolve o O2BP energizado em operação normal juntamente com a chave 32T6-4 energizada e apta à operação.	

7 - OBSERVAÇÕES:

- 7.1 - Todos os componentes da equipe devem usar os EPI's adequados.
7.2 - Somente trabalharão os funcionários que participaram das discussões dos trabalhos.
7.3 - Só iniciar os trabalhos após autorização do Responsável.

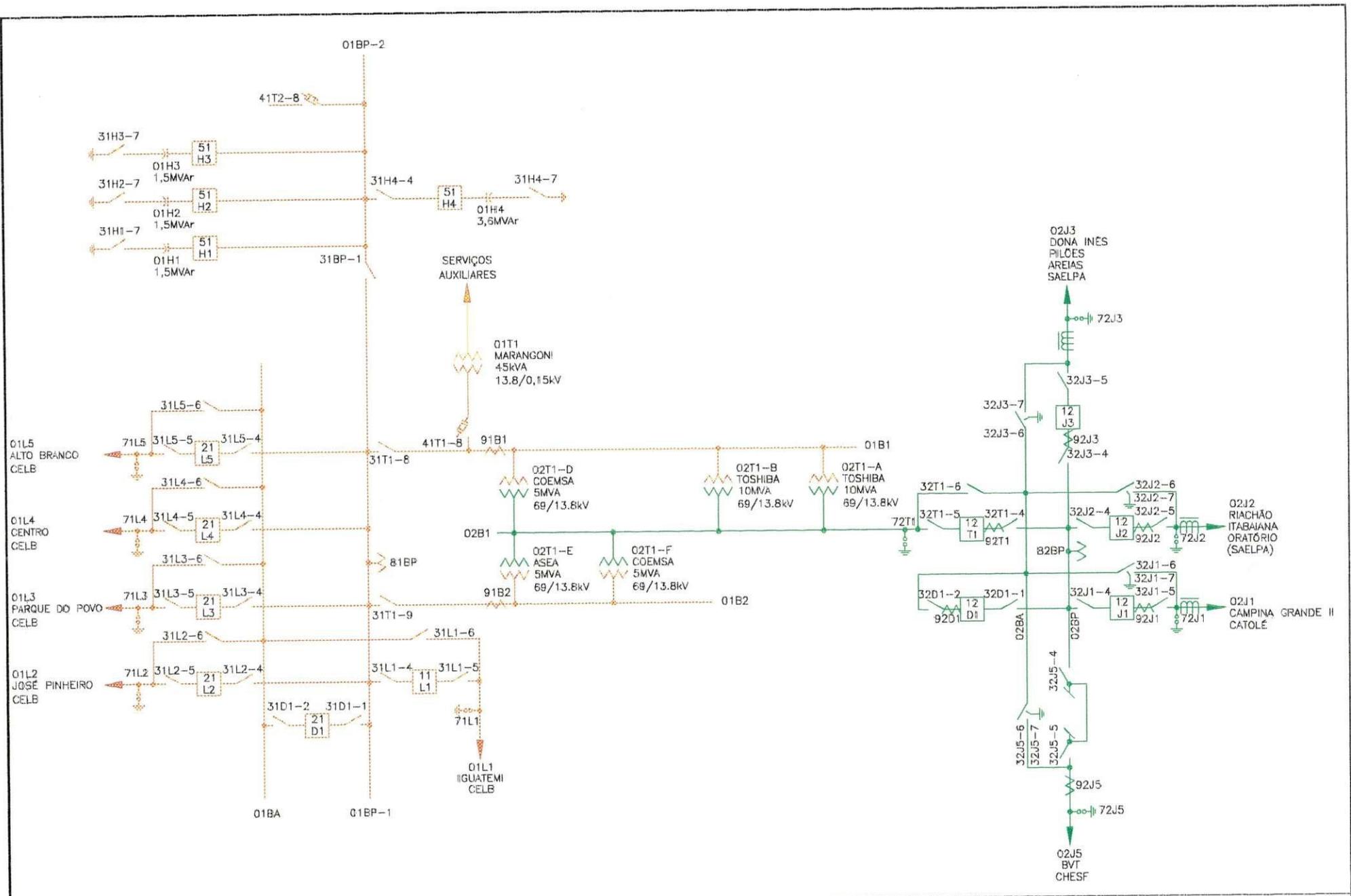
ASSU
LOCAL

13 / NOV. / 2002
DATA

Max Norat Cavalcanti
ELABORADO POR

160.440
MATRÍCULA

ANEXO 4 DIAGRAMAS UNIFILARES DAS SUBESTAÇÕES DA DRCL



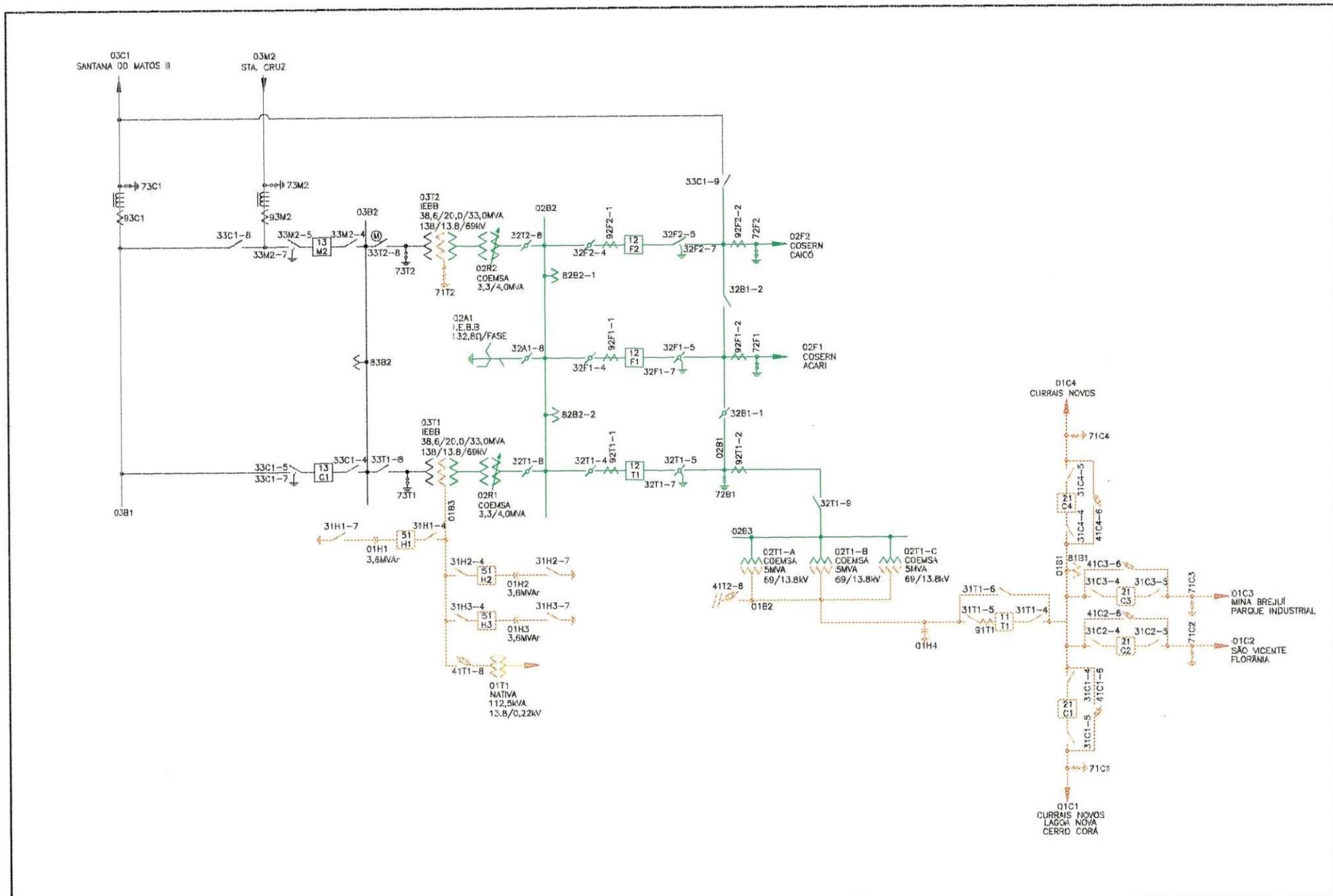
MODIFICAÇÕES :
 CORREÇÃO POSIÇÃO FÍSICA DOS TCs 91T1 E 91B2 E RECODIFICAÇÃO DO 91T1 PARA 91B1.

DOMO 06/06/2002
 DO-97.3.0109



COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
 SE CAMPINA GRANDE I (CGU)

GRL



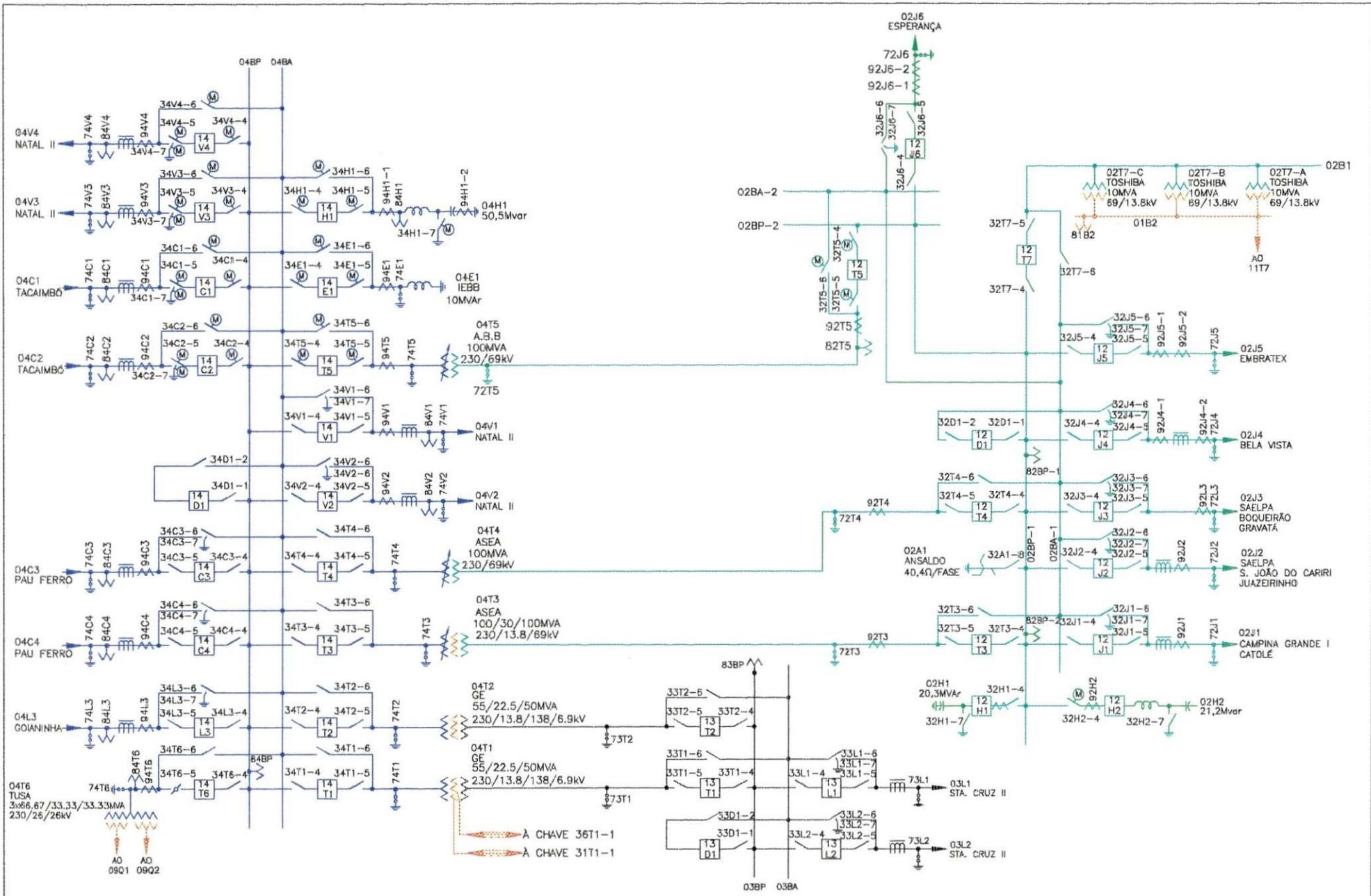
MODIFICAÇÕES :
 AJUSTE NA CODIFICAÇÃO DO PÁRA-RAIOS 71C3 PARA 71C1.

DOMO 30/10/2002
 DO-97.3.0006



COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
 SE CURRAIS NOVOS II (CRD)

GRL

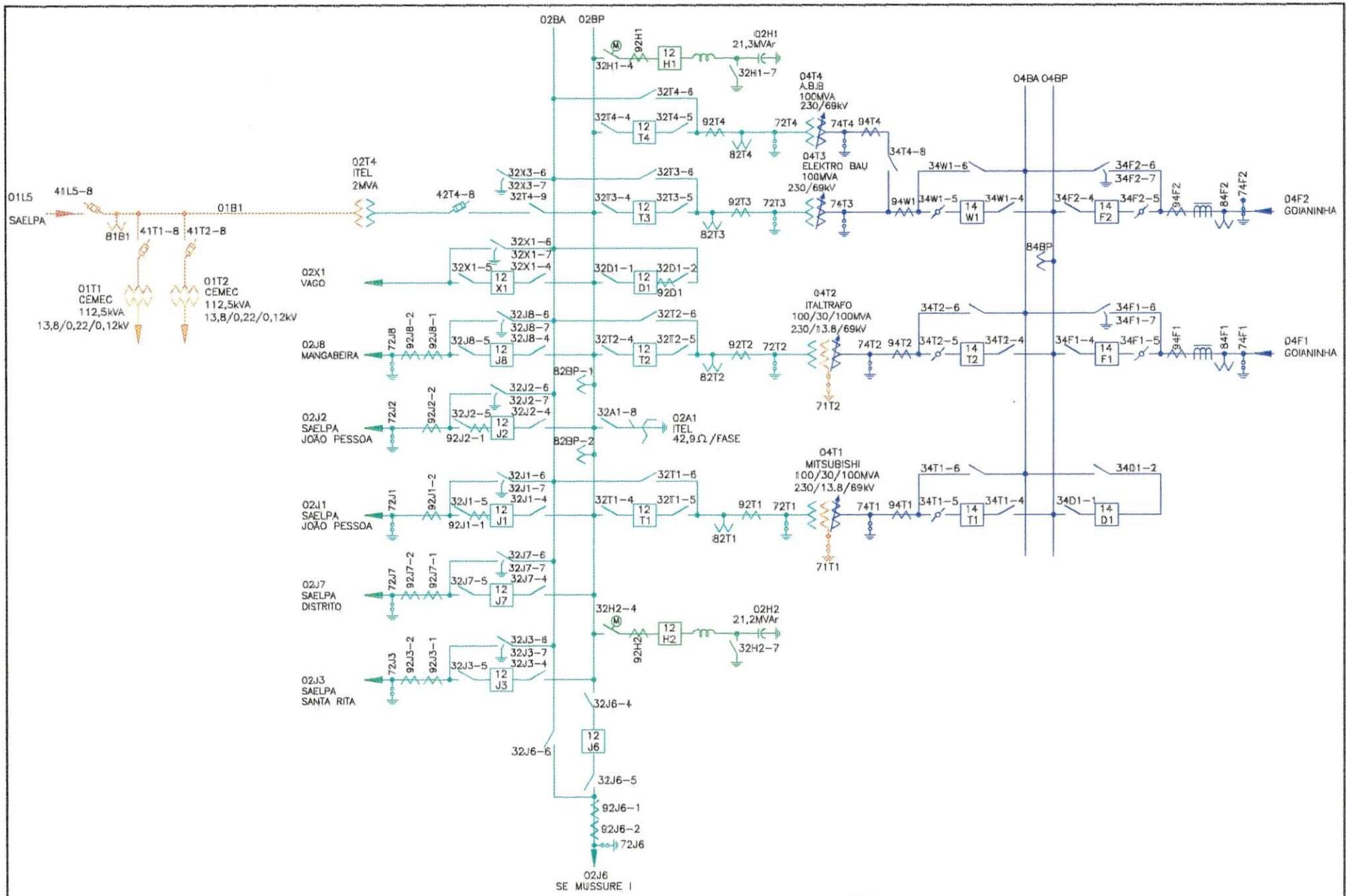


MODIFICAÇÕES :
ENERGIZAÇÃO DA LT 04C3 PFE/CGD (EM VAZIO) EM 18.10.2002.

DOMO 15/10/2002
DO-97.3.0023



COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
SE CAMPINA GRANDE II 230/138/69kV (CGD) GRL



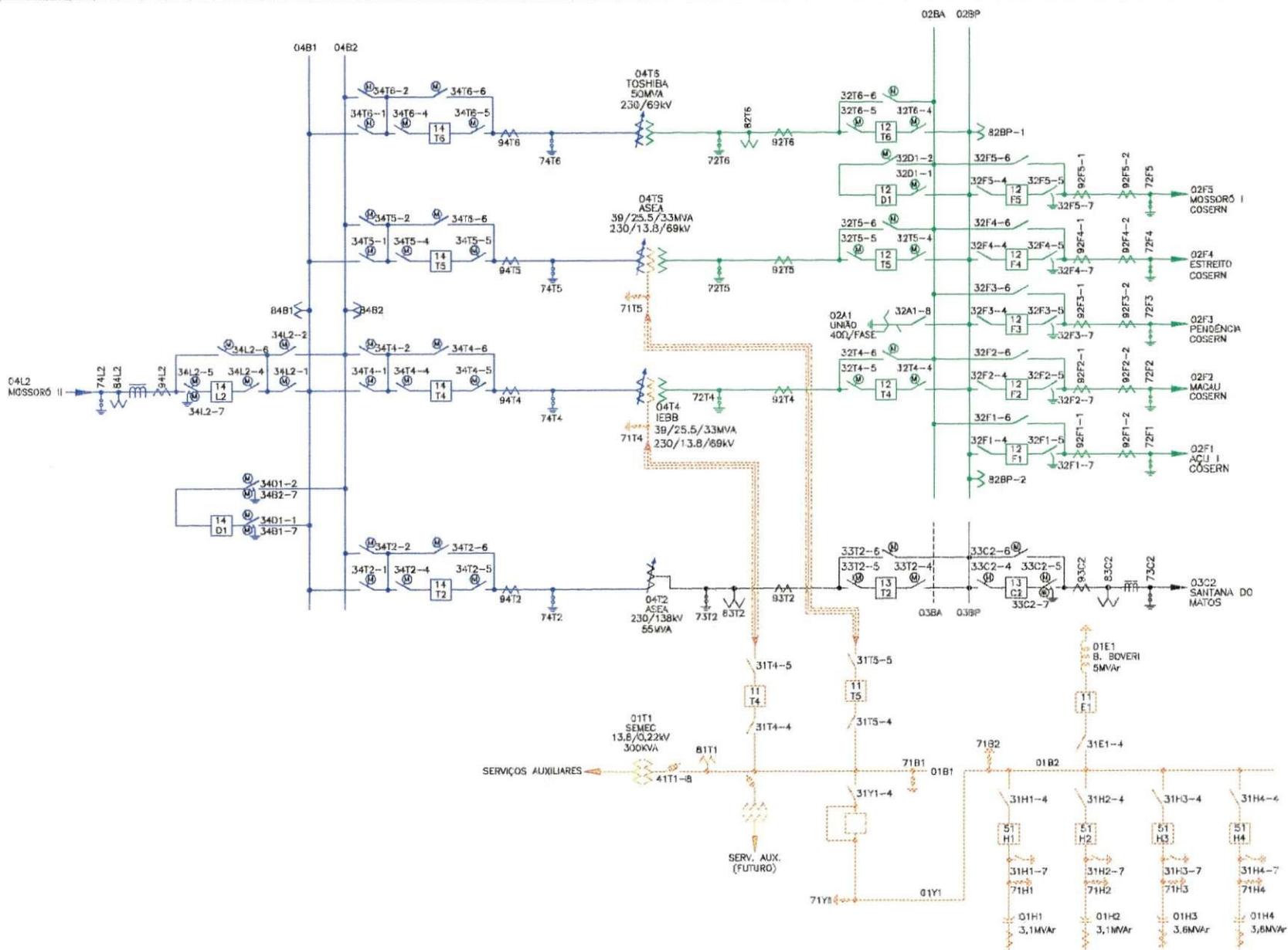
MODIFICAÇÕES :
 RETIRADO PARA-RAIOS E OS TC'S DO BAY 12X1.

DOMO 30/10/2002
 DO-97.3.0072



COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
 SE MUSSURÉ II (MRD)

GRL



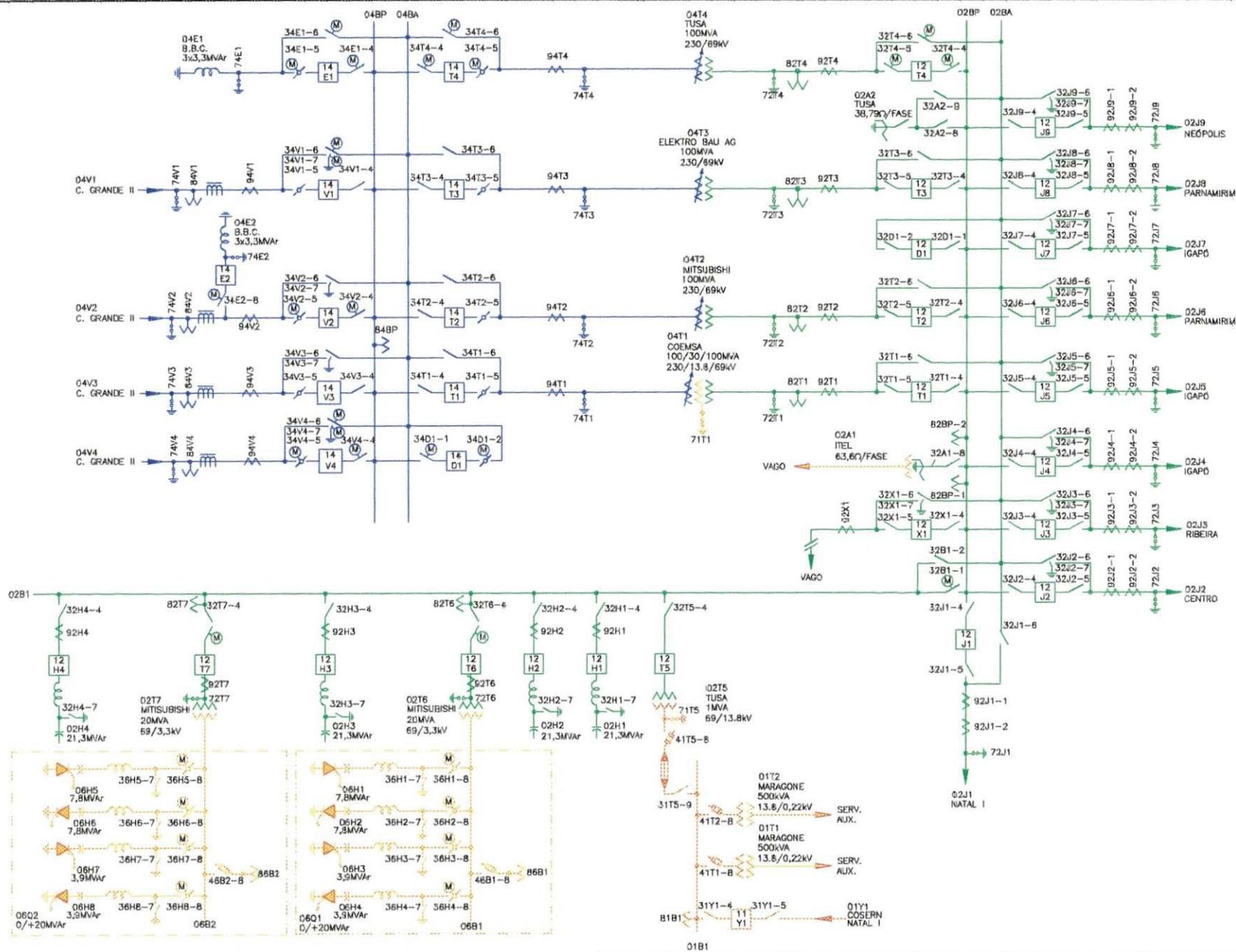
MODIFICAÇÕES :
 ENERGIZAÇÃO DO TRAFQ 04T6-50MVA-230/69kV EM 15.11.2002.

DOMO 09/10/2002
 DO-97.3.0152



COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
 SE AÇU II (ACD)

GRL



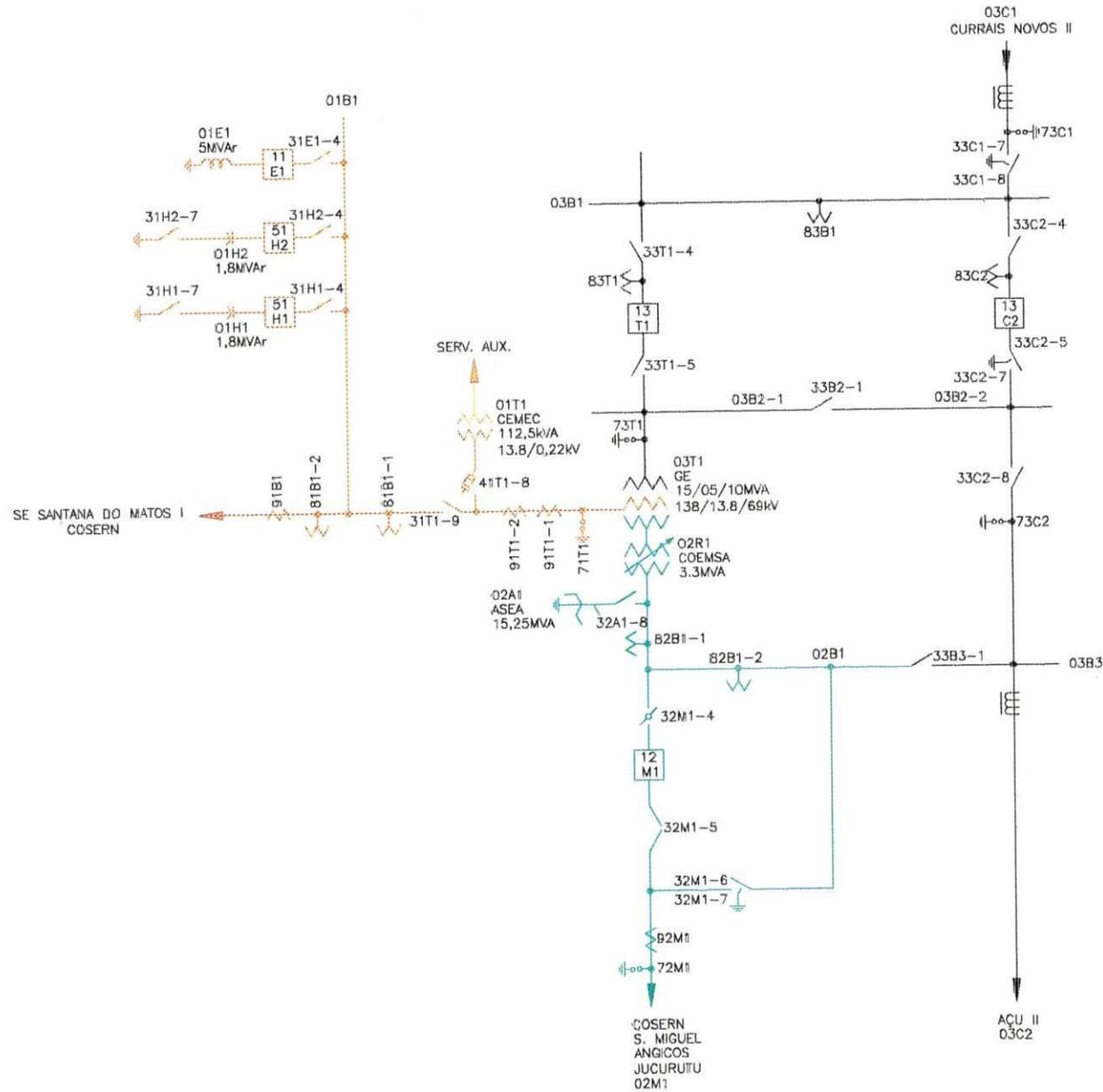
MODIFICAÇÕES :
 ENERGIIZAÇÃO DA LT 04V4-CGD/NTD EM (10.10.2002).

DOMO 02/10/2002
 DO-97.3.0007



COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
 SE NATAL II (NTD)

GRL



MODIFICAÇÕES :
EXCLUSÃO PÁTIO 13.8kV SMU/COSERN.

DOMO 30/10/2002

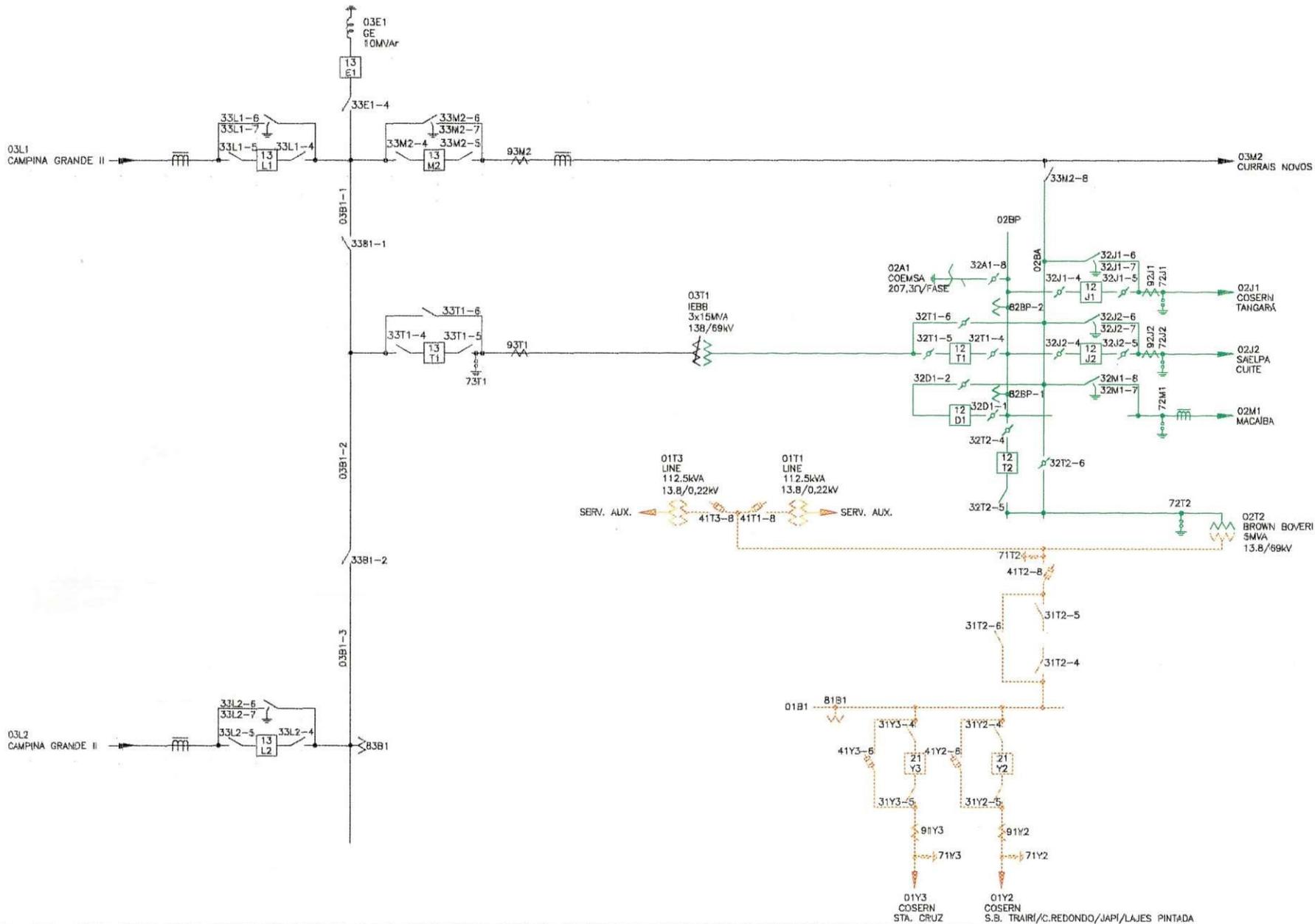
DO-97.3.0029



COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO

SE SANTANA DO MATOS II (SMD)

GRL



MODIFICAÇÕES :
EXCLUSÃO DO TP 83L1.

DOMO 30/10/2002
DO-97.3.0025



COMPANHIA HIDRO ELÉTRICA DO SÃO FRANCISCO
SE SANTA CRUZ II (STD)

GRL