

UNIVERSIDADE FEDERAL DE CAMPINA GRANDE  
CENTRO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E INFORMÁTICA  
UNIDADE ACADÊMICA DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**Edmilson Almeida de Assis Segundo**

**Matrícula: 20111223**

**Relatório de Estágio Supervisionado Realizado na Chesf**

**Período de 16/11/2004 a 15/11/2005**

Campina Grande - PB

Novembro de 2005

**EDMILSON ALMEIDA DE ASSIS SEGUNDO**

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO REALIZADO NA CHESF**

**Relatório apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica como cumprimento às exigências para a conclusão da disciplina “Estágio Supervisionado”.  
Área de concentração: Eletrotécnica.**

**Orientador – UFCG: Prof. Genoilton João Carvalho de Almeida**

**Supervisor – Chesf: Eng. Evando Soares de Macêdo**

**Supervisor – Chesf: Eng. Vladimir Cesarino de Souza**

Campina Grande – PB

Novembro de 2005



Biblioteca Setorial do CDSA. Fevereiro de 2021.

Sumé - PB

**EDMILSON ALMEIDA DE ASSIS SEGUNDO**

**RELATÓRIO DE ESTÁGIO SUPERVISIONADO REALIZADO NA CHESF**

**Relatório apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica como cumprimento às exigências para a conclusão da disciplina “Estágio Supervisionado”.  
Área de concentração: Eletrotécnica.**

---

**Prof. Genoilton João Carvalho de Almeida – UFCG**

---

**Eng. Evando Soares de Macêdo – Chesf**

---

**Eng. Vladimir Cesarino de Souza - Chesf**

Campina Grande – PB

Novembro de 2005

**Aos meus pais Edmilson Almeida de Assis e Lindomar de Farias Costa Almeida que desde os primeiros anos de escola me incentivaram para os estudos, e aos demais familiares que apóiam e dão força para as nossas conquistas.**

**“Quem para de aprender já é velho, pouco importa sua idade”**

***Harvey Ullman***

## SUMÁRIO

INTRODUÇÃO .....	1
OBJETIVOS .....	1
1. FAMILIARIZAÇÃO COM A EMPRESA .....	2
1.1. A Chesf .....	2
1.2. Estudo de Diagramas Unifilares e Normativos .....	5
1.3. Codificação de Equipamentos .....	6
2. TREINAMENTOS .....	9
2.1. Curso de Barramento Energizado .....	9
2.2. Curso de Instrumentos de Ensaios .....	21
3. ATIVIDADES DESENVOLVIDAS .....	30
3.1. Disjuntores .....	30
3.1.1. Elaboração de uma IOE para Disjuntor Hitachi de 230 kV .....	30
3.1.2. Correção de Fuga à Terra no 14C3 .....	40
3.1.3. Manutenção no 12H1 .....	45
3.1.4. Manutenção no 14T5 .....	49
3.2. Transformadores .....	52
3.2.1. Substituição do Transformador 04T5 .....	52
3.3. Compensador Síncrono .....	54
3.3.1. Elaboração de uma IOE para o Compensador Síncrono .....	54
3.4. Chaves Seccionadoras .....	61
3.5. Compensador Estático .....	61
3.6. Sala de Comando .....	62
3.7. Atividades com Linha Energizada .....	63
3.7.1. Correção de Ponto Quente em Chaves Seccionadoras .....	63
3.7.2. Lavagem de Isoladores .....	64
3.7.3. Conexão dos Pulos do 04E1 ao Barramento .....	66
3.7.4. Troca de Isoladores em 69 kV .....	67
3.7.5. Troca de Isoladores de 230 kV em Estrutura de Concreto .....	67
3.8. Termovisão .....	68
3.9. Visitas Técnicas .....	69
3.10. Confraternizações .....	70

CONCLUSÃO ..... 71

REFERÊNCIAS ..... 72

## **INTRODUÇÃO**

A formação de um engenheiro eletrícista na Universidade Federal de Campina Grande é composta por uma série de disciplinas que tem a função de dar ao estudante os conhecimentos teóricos necessários para o desenvolvimento profissional.

Uma disciplina fundamental para a formação do engenheiro eletrícista é o estágio, pois é no estágio que o estudante se depara com problemas e dificuldades que o cercarão em toda a sua vida profissional.

A Companhia Hidro Elétrica do São Francisco é uma empresa renomada na área de geração e transmissão de energia elétrica. A empresa tem condições de oferecer muitos conhecimentos para os estagiários, principalmente na área de eletrotécnica.

O estágio foi realizado na CHESF, especificamente nas áreas de operação de subestações e manutenção em equipamentos de subestações e linhas de transmissão.

## **OBJETIVOS**

O relatório tem por objetivo descrever as principais atividades realizadas no estágio supervisionado no período de 16 de novembro de 2004 a 15 de novembro de 2005.

# 1. FAMILIARIZAÇÃO COM A EMPRESA

## 1.1. A Chesf

A CHESF, Companhia Hidroelétrica do São Francisco, é uma empresa que tem por missão: “Produzir, transmitir e comercializar energia elétrica com qualidade e rentabilidade, contribuindo para o desenvolvimento do Nordeste e do Brasil.”

A companhia atende a uma área de mais de 1 milhão de quilômetros quadrados, cerca de 15% do território nacional. Na região atendida residem aproximadamente 50 milhões de pessoas.

A empresa encontra-se dividida em Gerências Regionais, e as Gerências, por sua vez em Divisões Regionais. O Estágio foi realizado na Gerencia Regional Leste, GRL, mais especificamente na Divisão Regional de Campina Grande, DRCL. A DRCL comporta dois serviços, um de operação, SLOG e outro de manutenção, SLMG.

A DRCL é responsável pela operação e manutenção de 10 subestações na Paraíba e Rio Grande do Norte, e ainda 1680 quilômetros de Linhas de Transmissão em 230, 138 e 69 kV.

### 1.1.1. Parque Gerador

A grande maioria do parque gerador da CHESF é constituído de hidrelétricas e quase todas as 14 hidrelétricas existentes encontram-se no Rio São Francisco. No Complexo de Paulo Afonso que fica no Rio São Francisco estão as Usinas: Paulo Afonso I, Paulo Afonso II, Paulo Afonso III, Paulo Afonso IV e Apolônio Sales, também conhecida por Moxotó. No Complexo de Paulo Afonso foram construídas as primeiras Usinas da CHESF.

Na Tabela 1.1 a seguir, encontram-se todas as usinas da CHESF juntamente com a capacidade de geração e quantidade de máquinas geradoras instaladas.

A CHESF também apresenta em seu parque gerador duas Usinas Termelétricas, a do Bongü situado em Recife-PE que encontra-se fora de operação, e a de Camaçari localizada na Bahia, que gera 350MW.

Tabela 1.1. Usinas, geradores e potências

Usina Hidrelétrica	Data de Operação	Quant. Geradores	Potência total (kW)
Paulo Afonso I	1954	03	180.000
Paulo Afonso II A	1961	03	215.000
Paulo Afonso II B	1967	03	228.000
Paulo Afonso III	1971	04	794.200
Apolonio Sales (Moxotó)	1977	04	400.000
Paulo Afonso IV	1979	06	2.462.400
Xingó	1994	06	3.162.000
Sobradinho	1979	06	1.050.000
Luiz Gonzaga (Itaparica)	1988	06	1.479.600
Boa Esperança	1970 (1ª Etapa)	02	110.000
	1990 (2ª Etapa)	02	127.300
Piloto	1949	01	2.000
Funil	1962	03	30.000
Pedra	1978	01	20.007
Araras	1967	02	4.000
Coremas	1957	02	3.520

Observa-se a seguir uma figura mostrando a localização física das Usinas Hidrelétricas e Térmicas da CHESF.

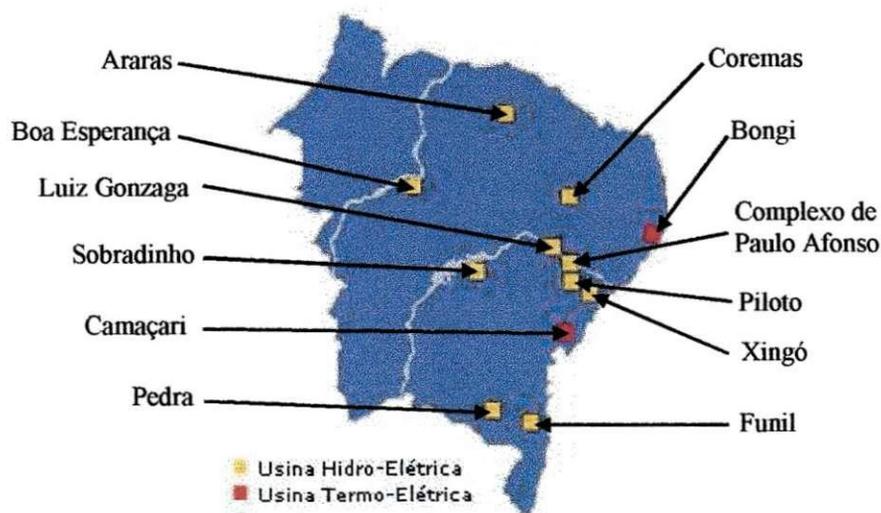


Figura 1.1. Distribuição geográfica do parque gerador

### 1.1.2. Linhas de Transmissão

A CHESF possui mais de 18 mil quilômetros de linhas de transmissão (dados de 2003), o sistema da CHESF é composto por linhas de 500, 230, 138 e 69KV, a Tabela 1.2 mostra alguns dados referentes a 2003 sobre as linhas de transmissão da CHESF.

Tabela 1.2. Características das linhas de transmissão

Nível de Tensão	Comprimento	Quant. de estruturas
69 kV	425,5Km	1984
138 kV	383,9Km	1697
230 kV	12463,9Km	32105
500 kV	5121,5Km	10791
Total	18394,8Km	46577

Pode-se observar na Figura 1.2 as principais linhas do sistema de transmissão da CHESF.

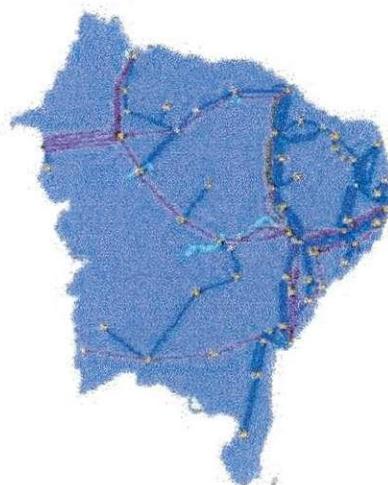


Figura 1.2. Principais linhas de transmissão e subestações

### 1.1.3. Subestações

A subestações da CHESF encontram-se distribuídas por todo o nordeste com exceção do Maranhão, estado que é atendido pela ELETRONORTE, na figura anterior, observa-se as principais como um ponto amarelo. Na Tabela 1.3 a seguir observa-se a quantidade de subestações de acordo com o nível de tensão.

Tabela 1.3. Tipo de subestação de acordo com o nível de tensão

	69 kV	138 kV	230 kV	500 kV	Total
Sistema de Transmissão	7	4	50	18	79
Elevadora de Usina	4	1	6	4	15
Total de subestações	11	5	56	22	94

## 1.2. Estudo de Diagramas Unifilares e Normativos

A primeira atividade realizada durante o estágio foi a leitura de partes do manual de operação e o estudo dos diagramas unifilares das subestações. Essas atividades são fundamentais para a compreensão das atividades realizadas pela empresa.

No estudo dos diagramas unifilares das subestações foi feita a identificação dos símbolos que representam os equipamentos, da configuração da subestação, linhas de transmissão, dos níveis de tensão, etc..

O manual de operação tem por finalidade reunir, de forma ordenada, os documentos normativos e técnico-operacionais relativos a execução da Operação das Usinas, Subestações e Sistemas. Os documentos que compõe o manual estão classificados como:

- Instruções Normativa (IN): é o instrumento que estabelece critérios, procedimentos e rotinas próprias à execução das atividades dos diversos sistemas da companhia, construindo-se em ato privativo dos diretores e superintendentes.
- Norma de Operação (NO): é o instrumento que estabelece critérios, procedimentos e responsabilidades internos à operação do Sistema e das Instalações.
- Instrução de Operação (IO): é o instrumento que determina os procedimentos técnico-operacionais a serem adotados pelas áreas executivas para a operação do Sistema e das Instalações.
- Roteiro de Manobras (RTM): é o instrumento destinado a descrever, passo a passo, as manobras e/ou ações necessárias à liberação e normalização dos equipamentos/instalações.
- Instrução Interna (II): é o instrumento próprio para o estabelecimento de critérios e rotinas, cujo teor tenha aplicação restrita no âmbito do órgão eminente e respeitando os dispositivos dos documentos normativos vigentes, constituindo-se em ato privativo das chefias de órgãos em todos os níveis.
- Recomendação Operativa (ROP): é o instrumento de caráter temporário, destinado ao estabelecimento de procedimentos operativos para aplicação imediata, até sua revogação ou incorporação em outros instrumentos operativos.
- Procedimento Operacional Padrão (POP): é um instrumento destinado a fornecer procedimentos operacionais específicos, de caráter técnico ou gerencial, que possam ser padronizados, voltados para a rotina da operação. Seu objetivo é garantir um resultado operacional específico desejado.

### 1.3. Codificação de Equipamentos

A codificação de equipamentos em subestações é muito importante devido a quantidade de equipamentos semelhantes.

As instalações são identificadas por uma sigla de três letras. Em Campina Grande na Paraíba existem três subestações da CHESF, Campina Grande I, Campina Grande II e Bela Vista, os códigos operacionais de cada uma delas são respectivamente, CGU, CGD e BVT.

Os equipamentos e linhas de transmissão são identificados por um código alfanumérico de 4 a 6 dígitos. O código deve ser afixado ou pintado no equipamento.

O primeiro dígito especifica o tipo de equipamento, na Tabela 1.4 observa-se a especificação para o primeiro dígito.

Tabela 1.4. Especificação do primeiro dígito

Dígito	Equipamento
0	Equipamento não interruptor. Transformador, Gerador, LT, etc..
1	Disjuntor
2	Religador
3	Chave Seccionadora
4	Chave Fusível
5	Chave de abertura em carga e VCR
6	Chave de aterramento rápido
7	Pára-raios
8	Transformador de potencial
9	Transformador de corrente

O segundo dígito diz respeito ao nível de tensão.

Tabela 1.5. Especificação do segundo dígito

Dígito	Faixa de Tensão(kV)	Tensão usual(kV)
6	1 a 9,9	6,9
1	10 a 25	13,8
9	26 a 50	26
2	51 a 75	69
3	76 a 150	138
4	151 a 250	230
5	251 a 550	500

O terceiro e o quarto dígito definem a função e a seqüência do equipamento. Por exemplo, T1 e T2 correspondem a transformadores 1 e 2.

Tabela 1.6. Especificação do terceiro dígito

Equipamento	Letra do 3º dígito
Gerador	G
Transformador de aterramento	A
Barramento principal	BP
Barramento auxiliar	BA
Outros barramentos	B
Equipamento de transferência/central	D
Reator paralelo	E
Banco de capacitor	H
Compensador síncrono	K
Compensador estático	Q
Regulador série	R
Transformador	T
Linhas de Transmissão	C, F, J, L, M, N, P, S, V, Y, Z

O quinto dígito define a posição do equipamento. O quinto dígito, quando for usado, é separado do quarto através de um traço (ver Tabela 1.7).

O sexto dígito é utilizado para diferenciar equipamentos com mesma posição e associados ao mesmo equipamento principal. São adotadas letras em ordem alfabética.

A Figura 1.3 exibe um exemplo de codificação de equipamento.

O equipamento ao qual a identificação da Figura 1.3 se refere é uma chave seccionadora de 230KV associada ao disjuntor da linha L1, a chave é a que fica no lado do barramento.

Tabela 1.7. Especificação do quinto dígito

Equipamento	Dígito Associado
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 outros(s) e disjuntor de auto trafo	A, B, C



Figura 1.3. Placa para identificação de equipamento

## 2. TREINAMENTOS

Durante o estágio foram realizados alguns treinamentos, dentre eles:

- Treinamento sobre Relés Digitais. Natal-RN;
- Curso básico para Prevenção de Acidentes. Campina Grande-PB;
- Treinamento de primeiros socorros, segurança no trabalho e meio ambiente. Recife-PE;
- PAE – Programa de Assistência Emergencial – Campina Grande-PB;
- Curso de Barramento Energizado para Engenheiros. Campina Grande-PB;
- Curso de Instrumentos de Ensaio. Campina Grande-PB.

Alguns dos treinamentos realizados serão detalhados a seguir.

### 2.1. Curso de Barramento Energizado

O curso visa a capacitação de engenheiros para a realização de intervenções em barramentos de subestações e em linhas de transmissão energizadas. Para tal, o curso apresenta noções básicas sobre subestações, normativos referentes a equipamentos úteis para as intervenções, bastões isolantes, roupa condutiva, escada e andaime isolantes, etc. O estudo dos normativos é complementado com a prática em campo.

O curso culmina com o planejamento de uma intervenção real no barramento de 230 kV da Subestação Campina Grande II.

As aulas ocorreram no período de 15 de agosto de 2005 a 31 de agosto de 2005, com uma carga horária de 96 horas. A seguir são apresentadas as atividades do treinamento.

#### 2.1.1. Introdução

Inicialmente, foi realizada a leitura e explicação da norma “Manutenção em Linhas de Transmissão e Barramentos Energizados”. A referida norma é conhecida como “Normão” e abrange todo o processo de intervenção em Linhas e Barramentos Energizados. A seguir são passadas as principais informações contidas no “Normão”.

O “Normão” enfatiza as distâncias de segurança, a Tabela 2.1 exibe as distâncias de segurança para variados níveis de tensão.

Tabela 2.1. Distâncias de segurança

Nível de tensão (kV)	Do potencial para a terra (m)	Do potencial para outra fase (m)
De 11,9 a 69	0,95	0,95
138	1,10	1,55
230	1,55	2,55
500	3,40	6,10

Para ir ao potencial, o eletricitista deve usar uma roupa condutiva devidamente testada, não pode utilizar nenhum objeto metálico como relógios, pulseiras, e nem ser portador de marca-passo. O homem deve usar um dispositivo de acesso isolante, como escada isolante, andaime isolante, *skyladder*, grua, etc..

São considerados equipamentos isolantes os construídos com fibra de vidro e impregnados com resina de epóxi (epoxglass) de alta resistência eletromecânica e com enchimento de espuma de poliuretano. Antes do uso, todo equipamento isolante deve ser bem limpo com uma flanela seca e uma vez por mês, deve ser limpo com acetona ou álcool isopropílico e em seguida testado com o Ritz-tester, o funcionamento do Ritz-tester será explicado posteriormente.

Deve-se também monitorar a corrente de fuga que circula pelo equipamento isolante para a terra com um micro-amperímetro. A Tabela 2.2 mostra os limites máximos de correntes de fuga circulantes no dispositivo de acesso para os vários níveis de tensão.

Tabela 2.2. Correntes de fuga máximas

Tensão nominal (kV)	Corrente de fuga máxima ( $\mu\text{A}$ )
69	20
138	40
230	80
500	160

Para trabalhos com linha ou barramento energizado, é necessário solicitar da operação do sistema o bloqueio do religamento automático da linha ou, no caso de subestações, o bloqueio do religamento automático de todas as linhas fonte da subestação.

Não é permitido o uso de cordas submetidas a diferenças de potencial, pois as cordas absorvem umidade com facilidade, tornando-se condutivas.

Não é permitido o trabalho ao potencial com ameaça de chuva, pois a chuva pode levar os equipamentos isolantes a conduzir. O “Ponto de Orvalho” deve ser monitorado constantemente. O ponto de orvalho é o ponto no qual a umidade atmosférica se condensa sobre os materiais isolantes. Para medir o Ponto de Orvalho deve-se medir a temperatura e umidade relativa do ar, em seguida, entrar com os dados em uma tabela e dela tirar o valor da temperatura de ponto de orvalho. Por

motivo de segurança, acrescenta-se 3 graus à temperatura retirada da tabela, comparando o valor obtido ao medido em um bastão isolante, se a temperatura do bastão isolante estiver maior, a intervenção pode ser realizada.

Após o estudo do “Normão”, foi apresentado um seminário sobre liderança de equipes.

Um seminário sobre a Norma Regulamentadora, NR – 10, que normatiza todos os procedimentos e métodos utilizados pelas empresas que trabalham com energia elétrica foi apresentado.

Foi apresentada ainda, uma aula sobre arranjos e principais manobras em subestações, noções de proteção e codificação de equipamentos de subestações.

Houve ainda uma aula prática no pátio da subestação Campina Grande II sobre configuração de subestações, identificando os barramentos principais e de transferência, localização de chaves seccionadoras, codificação de equipamentos, etc..

Foi aplicada uma avaliação sobre configuração e principais manobras em subestações e codificação de equipamentos.

### **2.1.2. Guia Operacional “Ensaio Elétrico com Ritz-Tester em Equipamentos Isolantes”**

Foi apresentado o guia operacional “Ensaio Elétrico com Ritz-Tester em Equipamentos Isolantes”. Eletricistas do SLMG apresentaram os bastões isolantes e o equipamento Ritz-Tester, os bastões foram testados e foram reprovados pois tinham sido deixados na chuva minutos antes.

O Ritz-Tester é um equipamento que aplica uma tensão elevada aos bastões isolantes e mede sua corrente de fuga. A Figura 2.1 mostra a vista externa do equipamento.

Antes do uso do Ritz-Tester, é necessário testá-lo, para isso, deve-se utilizar um bastão de teste que acompanha o equipamento. O bastão de teste não é isolante, logo o mesmo deve ser reprovado. O teste é realizado para evitar que o Ritz-Tester que esteja danificado aprove um bastão isolante defeituoso. A Figura 2.2 exibe o bastão de teste e o mostrador. Se o mostrador estiver na faixa vermelha o bastão é reprovado, se estiver na faixa verde é aprovado.

Para testar os materiais isolantes, o Ritz-Tester aplica uma tensão na ordem de quilovolts entre os eletrodos, ver Figura 2.3, e um amperímetro lê a corrente que circula no material. Se a corrente que circula estiver na faixa de segurança, o equipamento é aprovado e o mostrador fica na faixa verde, já se a corrente que circula está além da permitida, o equipamento é reprovado e o mostrador fica na faixa vermelha. O teste realizado com o Ritz-Tester deve ser realizado ao longo de todo o equipamento.



Figura 2.1. Ritz-Tester

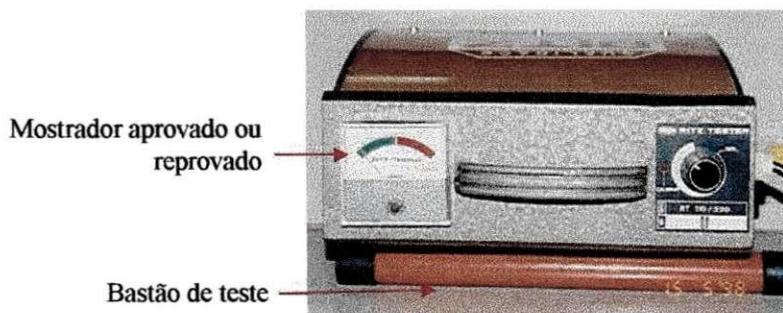
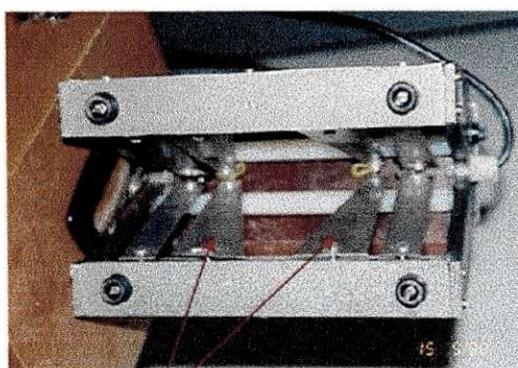


Figura 2.2. Bastão teste e mostrador



Eletrodos

Figura 2.3. Vista inferior do Ritz-Tester

Foi apresentada uma roupa condutiva usada pelo eletricista que vai ao potencial, a roupa forma uma Gaiola de Faraday, de forma que o corpo humano não fique submetido a campos elétricos intensos. A roupa é constituída por tecido anti-chama, NOMEX, com fios de aço-inox trançados. O mais importante é manter o contato elétrico entre as partes da roupa, como calças, camisa, luvas, botas condutivas. Para a verificação do contato elétrico, é aplicada uma tensão de 220V entre duas peças e a corrente produzida excita uma campainha que é acionada se o contato estiver bom.

### 2.1.3. Equipamentos de Acesso à Linha Energizada

Foi apresentado o normativo “Montagem do Andaime Isolante com Escada Isolante”, o normativo esclarece as formas mais seguras da montagem, colocação de estaios, amarração de escada, etc.

Em seguida, foram realizadas aulas práticas sobre montagem de escada isolante estaiada. A escada é posta em pé e amarrada a um piquete, quatro outros piquetes são colocados para estaiá-la. A Figura 2.4 mostra a escada estaiada montada e a Figura 2.5 mostra em detalhes a medição da corrente de fuga.

Foi montado também um andaime isolante de 5 metros de altura, o andaime deve ter travessas diagonais a cada 4 metros e deve ser estaiado a cada 4 metros. Vale salientar que o estaiado tanto do andaime como o da escada deve ter um bastão isolante, para garantir a isolação da corda. A Figura 2.6 mostra a montagem do andaime com escada.



Figura 2.4. Escada isolante estaiada

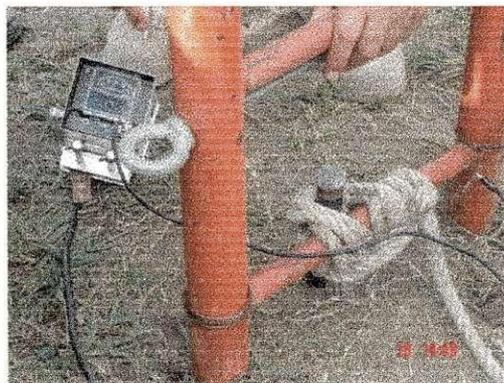


Figura 2.5. Medição da corrente de fuga

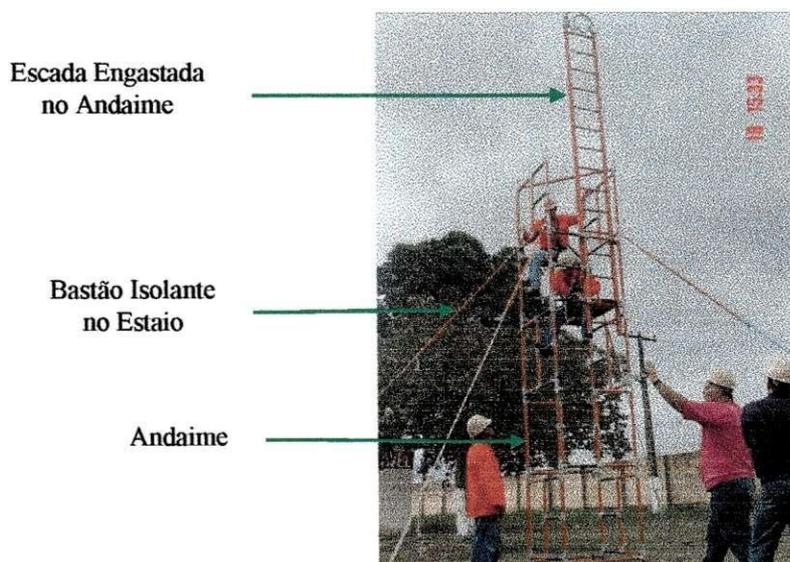


Figura 2.6. Andaime isolante

Foi apresentada ainda a Instrução de Manutenção “Montagem e Operação da *Skyladder*”. A *Skyladder* é uma escada ajustável em altura, ângulo e direção adaptada na caçamba de uma caminhonete que pode ser montada rapidamente e com segurança.

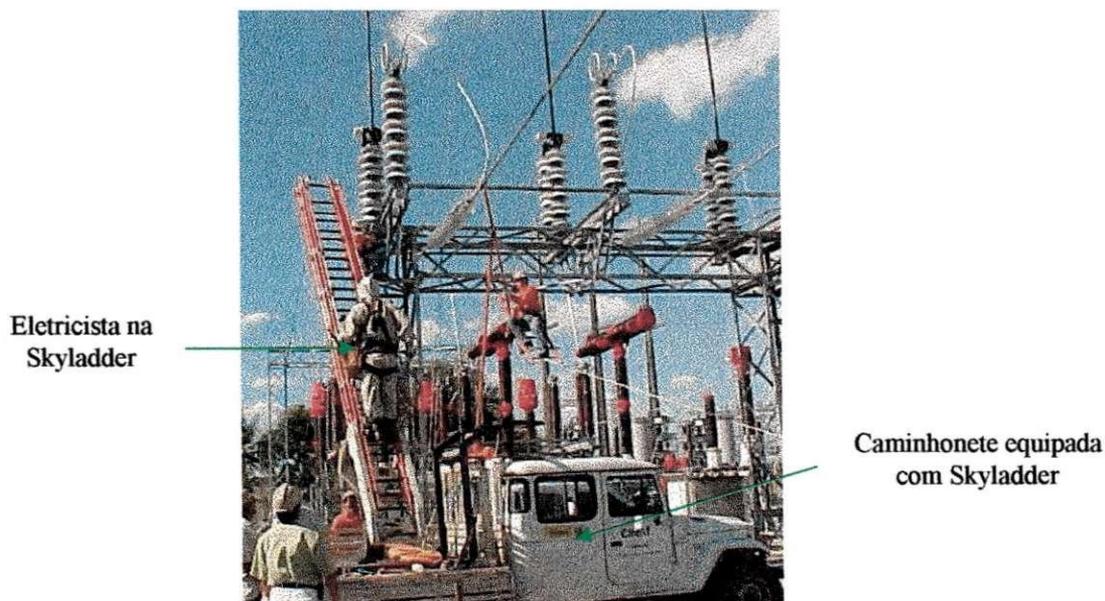


Figura 2.7. Skyladder

Foram realizadas aulas práticas sobre operação da *Skyladder*, operação com dois e três estágios, montagem de plataforma no segundo estágio. Na operação com três estágios, é necessário estaiar a escada.

Foi apresentada ainda a instrução normativa “Armazenamento, instalação e operação de Extensão isolante (Grua)”. A grua é uma extensão isolante que é instalada na extremidade da lança de um munk ou guindaste, na extremidade da grua existe uma cadeira em que o eletricista fica sentado para a execução de sua tarefa ao potencial. A Figura 2.8 mostra a grua montada na extremidade de um munk. Pode-se observar que a grua é presa ao munk por abraçadeiras.

O caminhão deve ser aterrado e o operador do munk deve estar em cima de uma chapa metálica interligada ao caminhão ou então estar sobre o caminhão, esse procedimento é necessário pois uma eventual descarga elétrica iria usar o corpo do operador como caminho de corrente, caso o operador esteja sobre a chapa, não haverá diferença de potencial entre suas mãos e pés, inviabilizando a circulação de corrente pelo corpo.

A grua é muito utilizada em linhas de transmissão, a única limitação é a altura da linha. Em subestações o uso da grua é restrito, pois os espaços são reduzidos para a movimentação do munk. Para intervenções em subestações, a *Skyladder* é mais utilizada.

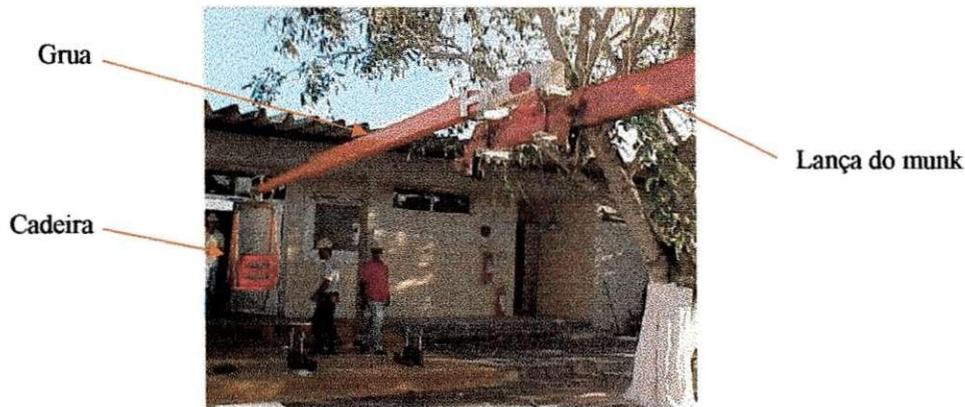


Figura 2.8. Grua

#### 2.1.4. Normativo para Intervenções em Linhas Energizadas

Foi apresentada a Instrução de Manutenção “Intervenção em Instalações Energizadas para Liberação de Equipamentos”, que mostra os principais procedimentos para a liberação de TP’s, TC’s, TPC’s, pára-raios, chaves seccionadoras, cadeias de isoladores. A liberação consiste em desconectar os pulos energizados, liberando o equipamento desenergizado para a manutenção. A Norma mostra as principais ferramentas utilizadas, recursos humanos, equipamentos de acesso, EPI’s, EPC’s, etc..

Foi também apresentada a Instrução de Manutenção “Intervenção em Pontos Quentes Energizados”, que padroniza as intervenções em conectores “tipo T” de barramentos de subestações. A Figura 2.9 mostra um conector “Tipo T”.



Figura 2.9. a) Conector tipo T; b) Conector tipo T em operação

Existem basicamente dois tipos de intervenção em conectores, uma só com tensão e outra com corrente.

Em intervenções só com tensão, é necessário que o eletricitista equalize-se ao barramento e coloque um *jumper* de continuidade de tensão para que o barramento continue energizado. Após a colocação do jumper, pode-se soltar o conector para ser inspecionado e trocado ou realizar uma limpeza. Após a reconexão do conector T o eletricitista pode retirar o *jumper* e sair do potencial.

As intervenções com corrente ocorrem de forma análoga, porém o *jumper* de continuidade tem que ser de potência para manter a continuidade da corrente.

Foi apresentada ainda a Instrução de Manutenção “EPI e EPC para liberação de equipamentos”, os principais equipamentos de proteção são:

- Óculos tipo soldador - Prevenção contra conjuntivite fotovoltáica;
- Capa contra arcos elétricos - Proteção contra queimaduras oriundas de arcos elétricos;
- Colete a prova de balas, Placas isolantes de alta resistência a impactos, Vidros a prova de balas e capacete - Proteção contra traumatismos causados por estilhaços;
- Protetores auriculares - Proteção contra a perda de audição momentânea ou duradoura devido a estampidos de diversas naturezas.

Observa-se a seguir as especificações para alguns equipamentos de proteção conhecidos por Super-EPI:

- Máscara de solda de escurecimento automático: a lente é clara mas diante de uma grande quantidade de luz provocada por um arco, a lente escurece em 0,0005 segundo, evitando que a retina do eletricitista seja danificada. O escurecimento da lente é rápido pois a máscara aproveita a energia do próprio arco para realizar o escurecimento;

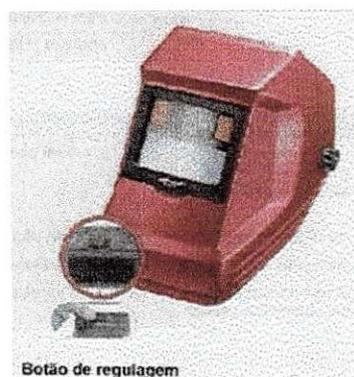


Figura 2.10. Máscara de solda com escurecimento automático

- Capas contra arcos elétricos confeccionada em fibras de meta aramida retardante de chamas;

- Placa em FIBERGLASS EPOXI especial para impacto, cor branca, chama auto extingüível, temperatura de até 130 graus, com dimensões de 100 x 100 x 7 milímetros;
- Capacete - Capacete especificado pela segurança do trabalho de uso rotineiro;
- Óculos de proteção contra radiações luminosas (radiação solar e arco elétrico), conforme orientação do órgão de segurança.

A seguir são mostradas as fotos dos equipamentos de proteção.



Figura 2.11. a) Roupa anti-chama; b) Colete a prova de balas

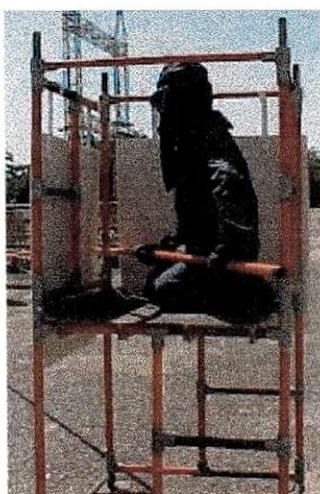


Figura 2.12. Eletricista no andaime protegido por placas de alta resistência

Foi apresentada a instrução de manutenção “Elaboração de Programa Executivo e Análise Preliminar de Risco” que explica os procedimentos para planejar e avaliar os riscos inerentes a uma intervenção.

O Programa Executivo deve conter a descrição detalhada do trabalho, os recursos humanos, materiais, os transportes e comunicação necessários à intervenção. A Análise Preliminar de Risco deve prever os riscos inerentes à intervenção, identificando os eventos, causas, medidas preventivas e conseqüências do evento.

Foram apresentados alguns trabalhos realizados pelo SLMG utilizando a técnica de linha energizada.

### 2.1.5. Avaliação

Foram realizadas duas avaliações, uma coletiva e outra individual.

A avaliação coletiva consistiu na descrição de um problema em um dos cabos do barramento de 230 kV da subestação de Campina Grande II para que os treinandos elaborassem, em grupo de 5 pessoas, um PEX (Programa Executivo) e um APR (Análise Preliminar de Risco).

O cabo a ser trocado é mostrado na Figura 2.13.

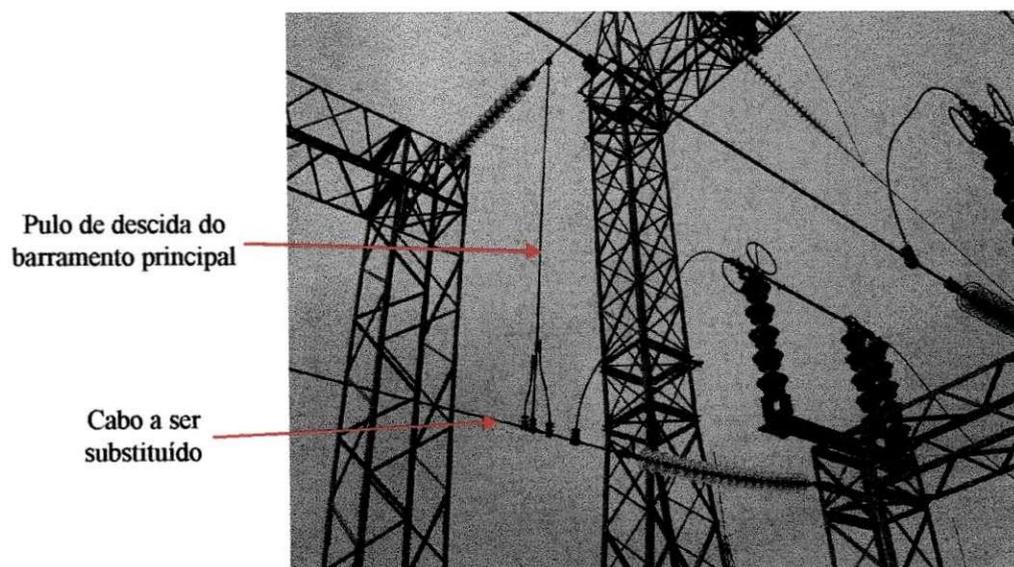


Figura 2.13. Cabo a ser substituído

Na Figura 2.13 pode-se observar que na extremidade inferior do pulo de descida do barramento principal, existem 3 conectores T. A configuração com três conectores deve-se a um curto circuito ocorrido em uma chave by-pass. Devido ao curto, uma corrente muito alta circulou pelo conector, danificando o cabo horizontal e ocasionando um mal-contato. Provisoriamente foram

colocados dois *jumpers* para drenar a corrente do pulo vertical para o cabo horizontal. Nas Figuras 2.14, 2.15, 2.16, 2.17 e 2.18 são apresentados os croquis da idéia para intervenção.

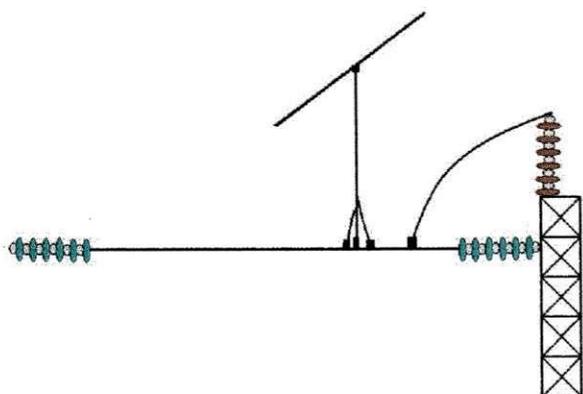


Figura 2.14. Configuração Inicial

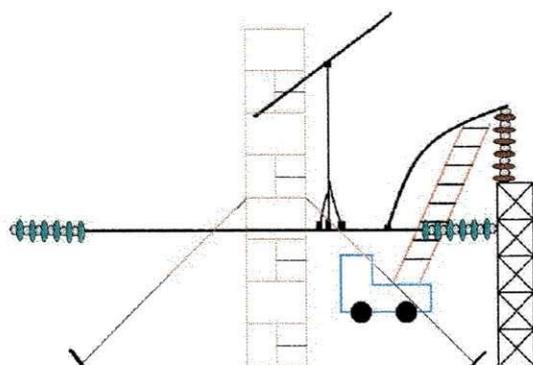


Figura 2.15. Montagem do Andaime e Skyladder

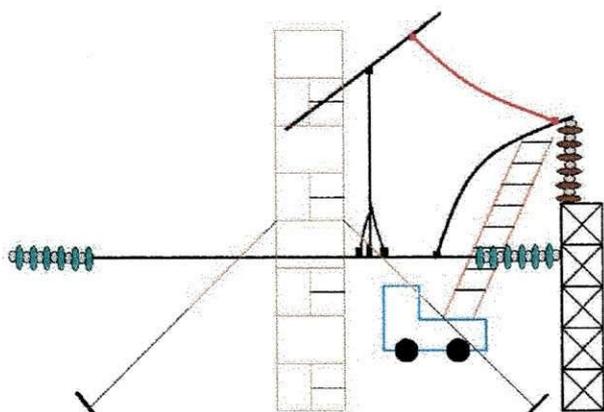


Figura 2.16. Instalação do *jumper* de continuidade

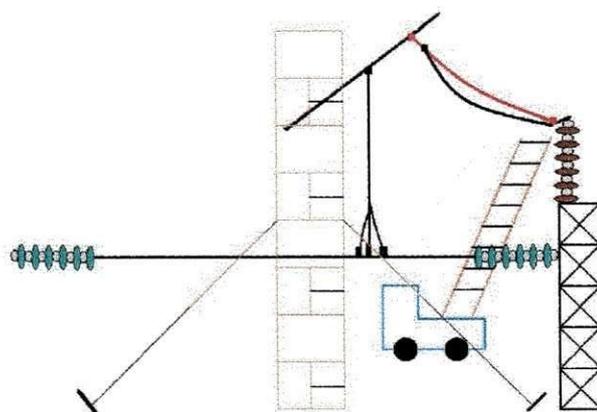


Figura 2.17. Desconexão do pulo da chave

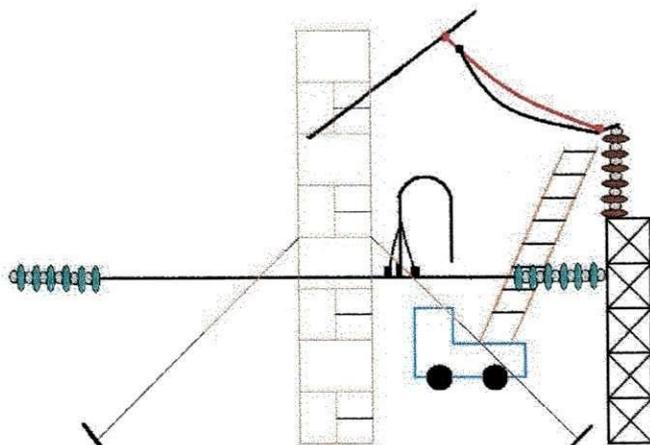


Figura 2.18. Desconexão do pulo de descida do barramento.

A Figura 2.14 mostra a configuração inicial antes da intervenção, a Figura 2.15 enfatiza a montagem do andaime e posicionamento da *Skyladder* próximo ao barramento. A Figura 2.16 mostra o local para conexão do *jumper* de continuidade de potência que é composto por um cabo com mesma bitola do cabo do pulo da chave e um conector T em cada extremidade. A Figura 2.17 mostra a desconexão entre o pulo da chave e o barramento a ser substituído e posterior conexão do pulo no *jumper*. A Figura 2.18 mostra a desconexão do pulo de descida e conseqüente desenergização do cabo a ser substituído.

Após a desenergização o cabo pode ser substituído e em seguida reconectado ao barramento usando um procedimento inverso ao da desconexão.

Após a conclusão da elaboração do PEX e APR, foram realizadas a apresentação dos trabalhos de todos os grupos.

A avaliação individual consistiu na elaboração de um PEX e APR para a liberação de uma chave seccionadora de 230 kV e uma prova teórica sobre as instruções normativas apresentadas durante o curso.

#### **2.1.6. Atividades Finais**

Demonstração, no pátio de 230 kV de Campina Grande II, de acessos ao barramento. Foram demonstrados acessos com a *skyladder* e com a escada isolante no pórtico.

Visita à estação de tratamento de água. A estação consiste em tubos preenchidos com resina que tem afinidade por íons, a água “bruta” circula por um tubo contendo carvão para filtragem e em seguida circula por dois outros tubos com resina para a retirada dos íons da água. Após o processo de tratamento, a água apresenta uma condutividade reduzida e pode ser usada na lavagem de isoladores.

Durante a visita, observou-se também o “Carro de lavagem”. O carro consiste em um tanque para armazenamento da água com baixa condutividade, um conjunto de motor diesel com gerador elétrico e outro conjunto de bomba elétrica com mangueiras e pistola, para o bombeamento da água sob pressão, permitindo que o eletricista permaneça distante do ponto de lavagem.

## 2.2. Curso de Instrumentos de Ensaio

### 2.2.1. Introdução

O curso foi realizado no período de uma semana envolvendo atividades teóricas e práticas. Foram estudados vários instrumentos de ensaios, que estão listados a seguir.

- Medidor de Tempo de Disjuntor;
- Medidor do Fator de Potência de Isolamento;
- Medidor de Relação de Transformação;
- Medidor de Resistência de Isolamento.

A seguir, é realizado um detalhamento de cada um dos instrumentos apresentados.

### 2.2.2. Medidor de Tempo de Disjuntor

A abertura e fechamento de um disjuntor apesar de serem manobras rápidas, da ordem de milésimos de segundos, precisam ter seus tempos de execução medidos, pois durante as manobras, arcos elétricos intensos se desenvolvem entre os contatos principais e uma grande quantidade de energia é dissipada.

Quanto maior os tempos de abertura e fechamentos, maior a energia dissipada, logo os disjuntores têm tempos de abertura e fechamento limitados. Na CHESF, os “Tempos de disjuntor” são medidos com o auxílio de alguns instrumentos como MILLIGRAPH, MTD24, SA10, VISIGRAPH e TM1600.

O TM1600 é o instrumento mais moderno, mais utilizado e será explicado detalhadamente. O instrumento é mostrado na Figura 2.19.

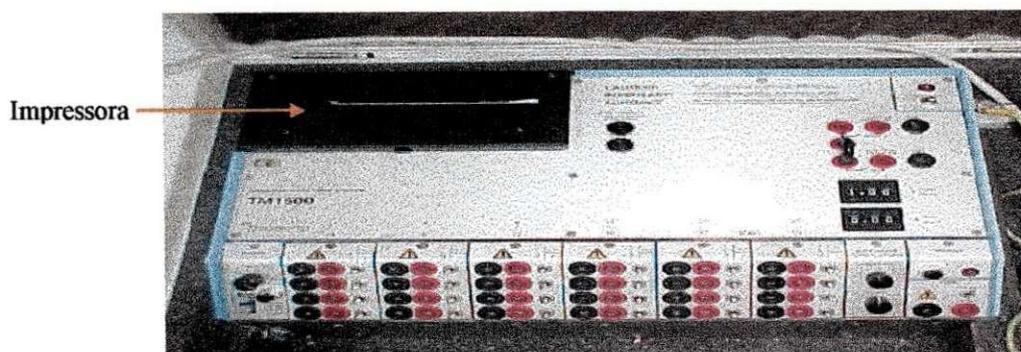


Figura 2.19. Vista frontal do TM1600

O medidor de tempo de disjuntor TM1600 foi desenvolvido para efetuar medições de simultaneidade, no fechamento e na abertura, tanto dos contatos principais (câmaras de extinção), como também dos contatos auxiliares, servindo ainda, através do registro da energização das bobinas de fechamento e abertura, à análise dos tempos de fechamento e abertura do disjuntor.

Caso a simultaneidade entre os contatos do disjuntor não esteja sendo atendida, a manutenção pode intervir para corrigir o defeito.

Várias medições podem ser realizadas simultaneamente, pois o instrumento tem até 24 canais de entrada, através de uma impressora são emitidos os registros oscilográficos. Cada um dos canais pode ser ajustado para medir: contato resistivo, contato principal e detectar tensões. A Figura 2.20 exibe a chave seletora para as opções de medição.

Podem ser selecionados vários tipos de eventos como abertura, fechamento, abertura-fechamento, fechamento-abertura, entre outros. Após selecionado o evento e estando o instrumento com as ligações de medição e alimentação realizadas corretamente, é dado o comando de START e as medições são iniciadas.



Figura 2.20. Chaves seletoras

O esquema de ligação para a energização das bobinas de abertura e fechamento do disjuntor é mostrado na Figura 2.21.

Na Figura 2.21, observa-se que a energização das bobinas depende apenas de um contato existente no módulo de disparo, quando o comando de START é dado, o contato fecha e a bobina é energizada. Em seguida os canais de entrada captam a informação da abertura ou fechamento dos contatos do disjuntor e as informações são enviadas para a impressora.

A Figura 2.22 mostra o esquema de ligação, por fase, para a medição dos tempos de abertura e fechamento de um disjuntor com quatro câmaras de interrupção por fase. Pode-se observar que apenas quatro entradas foram utilizadas, restando ainda 20 entradas para a medição de tempos nas outras fases ou outras grandezas de interesse.

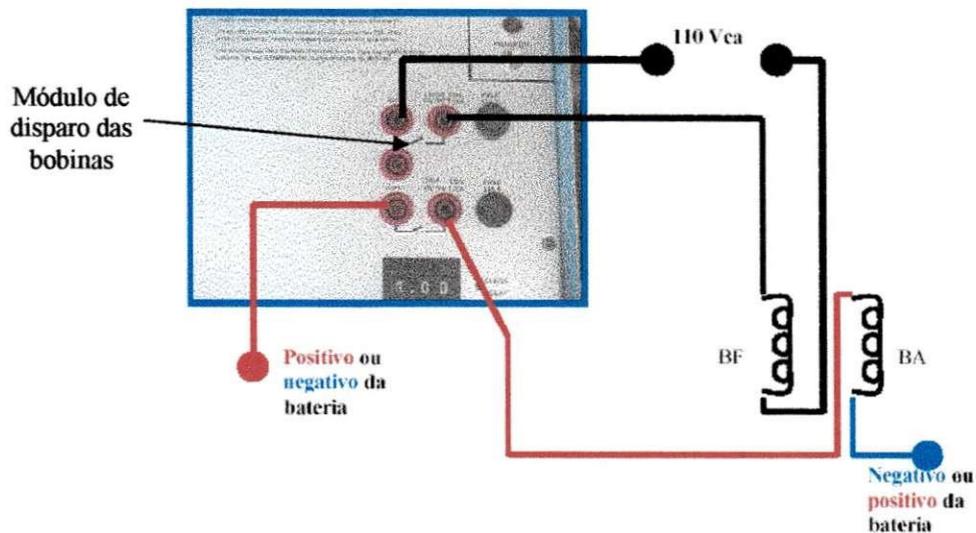


Figura 2.21. Ligação das bobinas de abertura e fechamento

Em casos de existirem mais de 24 grandezas a serem medidas, pode-se juntar dois TM1600, um sendo o mestre e outro o escravo, o comando de START é dado no mestre e o escravo juntamente com o mestre realizam as medições. O escravo recebe o comando de START através de uma porta para START remoto.

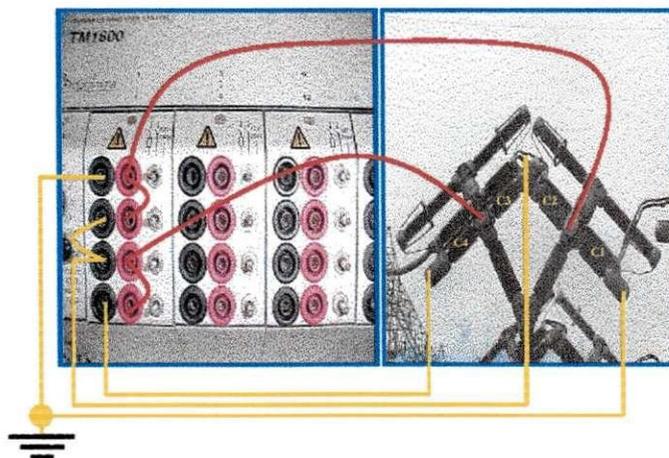


Figura 2.22. Esquema de ligação para disjuntor com 4 câmaras por fase

### 2.2.3. Medidor do Fator de Potência do Isolamento

O medidor do fator de potência do isolamento é um instrumento projetado para ensaiar o isolamento de equipamentos elétricos, empregando um método não destrutivo, e que pode ser utilizado em oficinas, laboratórios e no campo, pois ele é blindado de modo a minimizar as perdas internas e o efeito de interferência eletrostática.

A CHESF tem vários modelos diferentes desses instrumentos, todos fabricados pela Doble. A Figura 2.23 mostra o modelo M2HD. O modelo M2HD apresenta um “cancelador de interferência” para uma redução no erro da medição.

Os medidores de fator de potência de isolamento podem ser usados em disjuntores, transformadores, TP's, TC's, buchas, pára-raios, óleo isolante, entre outros.

O fator de potência do isolamento é um parâmetro importante para a avaliação do nível de degradação de um isolamento, pois o aumento do fator de potência representa o aumento de perdas de potência ativa no isolamento.

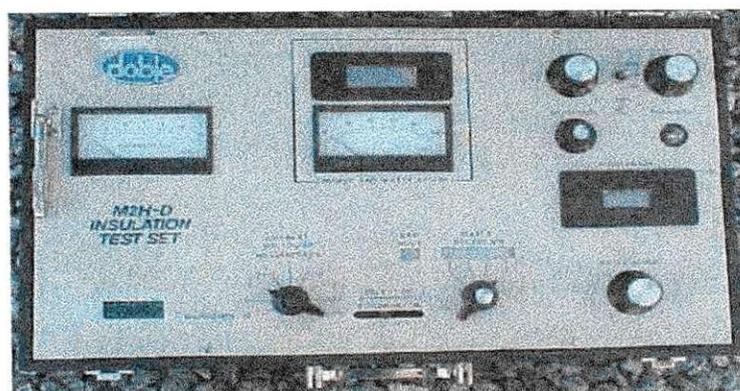


Figura 2.23. Instrumento M2HD da Doble

Um circuito RC em paralelo representa bem o modelo elétrico para um isolamento, ver Figura 2.24.

Na Figura 2.24, observa-se que o fator de potência de um isolamento pode ser calculado dividindo as perdas ativas pelas perdas aparentes, ou ainda, dividindo a corrente ativa pela corrente total.

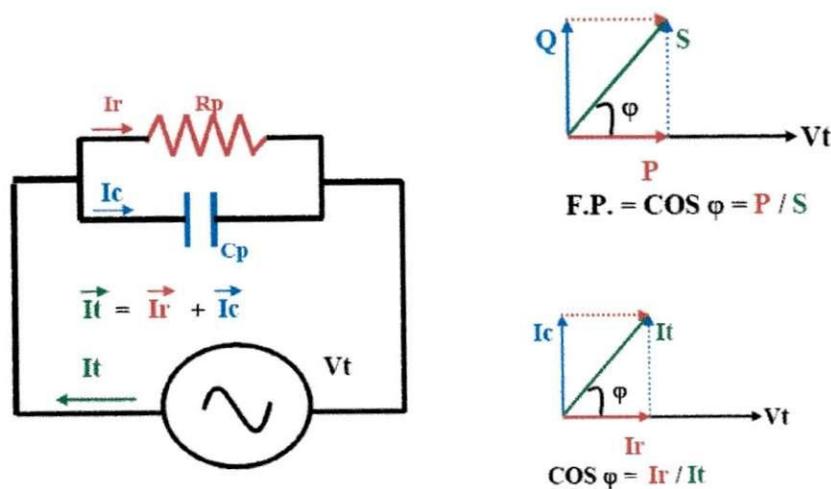


Figura 2.24. Modelo elétrico de um isolamento

Os instrumentos da Doble medem a potência ativa total perdida no isolamento e a corrente total circulante no isolamento e partir de uma conta simples é possível calcular o fator de potência do isolamento.

O princípio básico de funcionamento do instrumento é a aplicação de uma tensão de 10KV em alguma parte do isolamento e a medição das correntes circulantes.

A interligação do instrumento com o isolamento a ser medido é feito através de três cabos, um de alta tensão e dois de baixa tensão, um azul e outro vermelho. Uma chave seletora existente no equipamento é que seleciona qual o isolamento a ser medido, o que está entre o cabo de alta tensão e a terra, entre a alta tensão e o azul, entre a alta tensão e o vermelho. Existe ainda a opção de realizar a medição entre o cabo de alta tensão e o vermelho e descontar a medição entre o cabo de alta tensão e o azul. As formas de medição serão melhor entendidas através de um exemplo. A chave seletora referida é mostrada na Figura 2.25.

Para realizar a medição do fator de potência de isolamento de um transformador monofásico de dois enrolamentos, analisa-se o circuito equivalente dos isolamentos para o trafo, ver Figura 2.26.

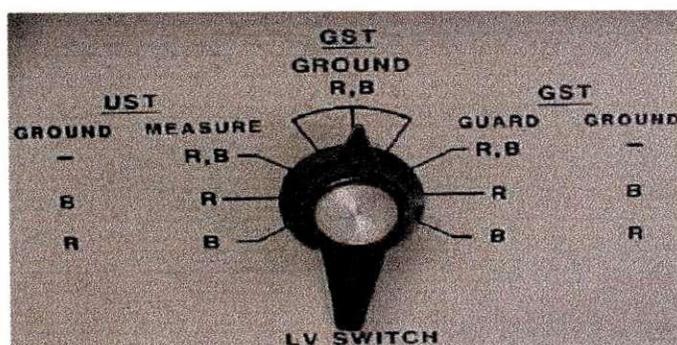


Figura 2.25. Chave seletora de medição

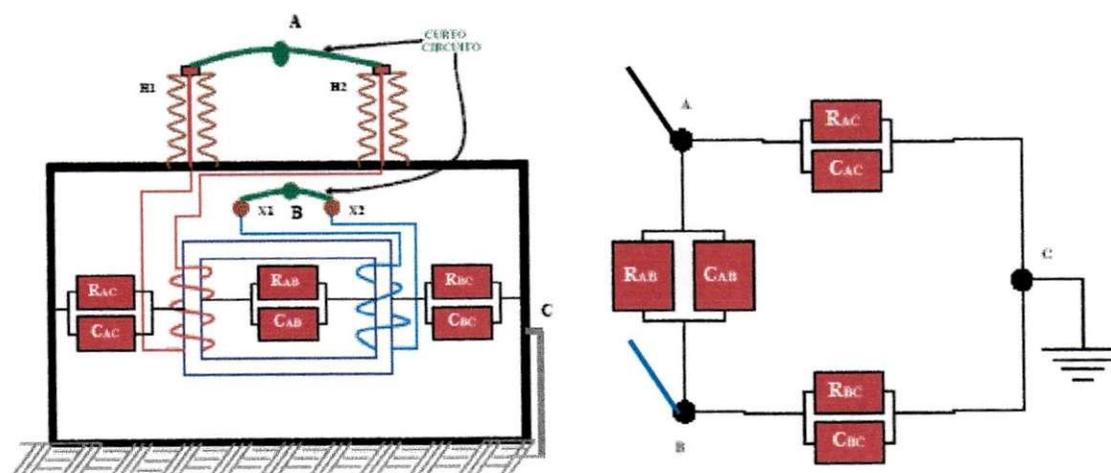


Figura 2.26. a. Representação do trafo; b. circuito equivalente para os isolamentos

A medição pode ser realizada conectando o cabo de alta tensão no ponto A e o cabo azul no ponto B. A seguir observa-se algumas alternativas de medição.

- Com a chave seletora na posição GST Ground: Todos os isolamentos entre o cabo de alta tensão e os cabos azul, vermelho e a terra são medidos. No exemplo são medidos os isolamentos AB e AC em paralelo.
- Com a chave seletora na posição GST Guard B: O cabo que estiver selecionado na posição guard não tem seu isolamento medido. No exemplo o cabo azul (B) não tem o isolamento medido, assim apenas o isolamento AC é medido.
- Com a chave seletora na posição UST B: Apenas o cabo que estiver selecionado tem o referido isolamento medido. No exemplo o cabo azul terá seu referido isolamento medido, assim, apenas o isolamento AB é medido.

#### **2.2.4. Medidor de Relação de Transformação**

A relação de transformação em transformadores, TP's e TC's é um importante parâmetro para a avaliação da integridade do equipamento. Através desse ensaio é possível determinar se existem espiras em curto ou abertas. Foram estudados basicamente dois equipamentos, um de tecnologia mais antiga, o TTR e outro mais moderno, o TRM 200.

O princípio de funcionamento do TTR é excitar o transformador pelo seu enrolamento de baixa tensão e medir a tensão no enrolamento de alta tensão, pois a relação de tensão em vazio é praticamente igual a relação de espiras. A diferença entre as duas relações é causada pela queda de tensão no primário, devido à corrente de magnetização, circulando através desse enrolamento. Na maioria dos transformadores essa diferença é inferior a 1% .

A Figura 2.27 mostra o diagrama elétrico básico do TTR, o circuito é arranjado de maneira tal que o transformador a ser testado e o transformador de referência de relação ajustável no instrumento (TTR) são excitados pela mesma fonte de tensão. Os enrolamentos secundários dos dois transformadores são conectados em série, com polaridades opostas, através de um detector de nulo. Quando a relação do transformador de referência é ajustada de maneira que não seja detectada nenhuma corrente no circuito secundário, as relações dos dois transformadores são iguais. Como a relação de tensão em vazio do transformador de referência é conhecida, a relação do transformador sob teste também é conhecida. Esta relação será igual a relação de espiras do transformador sob teste, sujeitos apenas aos erros inerentes à medição.

A Figura 2.28 mostra um TTR. Um dos principais inconvenientes do TTR é que a tensão aplicada ao transformador sob teste é gerada através do giro de uma manivela. Durante toda a medição o operador deve girar a manivela e ao mesmo tempo selecionar os diais até obter a relação de transformação que ajuste o detector de nulo na posição central (nulo).

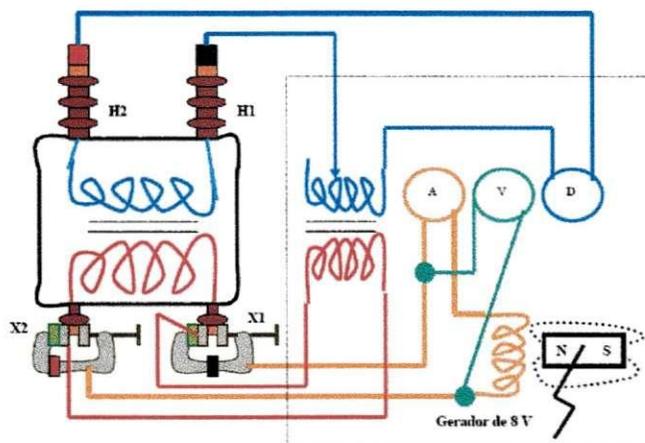


Figura 2.27. Diagrama básico do TTR.

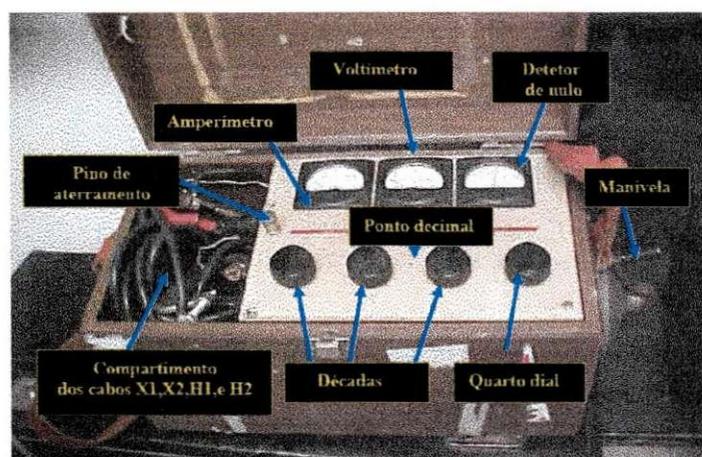


Figura 2.28. Componentes de um TTR

O TRM 200 apresenta o mesmo princípio de medição do TTR. A Figura 2.29 exibe um TRM 200.



Figura 2.29. O TRM 200

O TRM 200 é um instrumento mais moderno e com mais funções, não é necessário o movimento de uma manivela para o seu funcionamento, ao invés de apenas 4 cabos o TRM 200 tem 8, o que permite a medição de relação de um transformador trifásico com uma única etapa de conexão, enquanto que com o TTR são necessárias 3 etapas de conexão.

### 2.2.5. Medidor de Resistência de Isolamento

O ensaio de resistência de isolamento permite detectar defeitos nos isolamentos dos equipamentos elétricos. O ensaio consiste em aplicar uma tensão DC nos terminais do isolamento e verificar o comportamento da resistência. A resistência de isolamento é a resistência referida a circulação de corrente, através ou sobre a superfície isolante do equipamento elétrico. O resultado é dado em OHMS ou MEGHOMS.

Com a realização periódica do teste é possível manter um registro de vida do equipamento, permitindo dessa maneira uma otimização dos prazos e procedimentos das manutenções preventivas.

O princípio de medição é a aplicação de uma tensão DC no isolamento e através da medição da corrente que circula no mesmo, medir sua resistência. Como foi visto no item de medição do fator de potência de isolamento, um isolamento pode ser considerado como um resistor em paralelo com um capacitor, assim, para a medição da corrente resistiva, é necessário aguardar o “carregamento do capacitor”. O carregamento pode levar alguns minutos e pode ser verificado por um aumento na leitura do medidor.

A Figura 2.30 mostra um medidor de resistência de isolamento da MEGABRÁS.



Figura 2.30. Medidor de resistência de isolamento

O medidor mostrado na Figura 2.30 realiza medições até 10.000.000 M $\Omega$ , pode ser alimentado por fonte externa ou baterias, apresenta quatro níveis de tensão para ser aplicada ao isolamento, 500 V, 1000 V, 2500 V, 5000 V, três escalas graduadas para leitura, teste das baterias, entre outros.

O medidor da MEGABRAS apresenta um cabo de guarda, ou seja, o isolamento que estiver entre o cabo de tensão e o guarda não é considerado.

Um cuidado que deve-se ter na operação do instrumento é que no momento de ligá-lo, o instrumento deve estar calibrado para leitura na menor escala de resistência, evitando que o ponteiro seja submetido a movimentações bruscas.

### **3. ATIVIDADES DESENVOLVIDAS**

#### **3.1. Disjuntores**

O disjuntor é o equipamento mais importante para a proteção de uma subestação. O disjuntor deve ser capaz de interromper correntes normais de carga de equipamentos e linhas e ainda interromper correntes de faltas.

Os relés recebem informações de TP's e TC's e enviam comandos para os disjuntores. Quando os relés verificam anormalidades na linha, tais como correntes de curto-circuito, eles enviam sinais para o disjuntor (TRIP) que podem acionar sua abertura e bloqueio, de modo que o defeito em questão fique isolado. Os disjuntores podem ser vistos na entrada e saída de linhas, e antes de equipamentos como transformadores, reatores, compensadores estáticos, etc.. Os relés que acionam cada um desses disjuntores agem de acordo com a proximidade e o tipo de falta, criando diferentes zonas de proteção, de acordo com o seu tipo (sobrecorrente, sobretensão, temperatura, subfrequência, entre outros). Dessa forma deseja-se que somente a zona diretamente atingida pelo defeito seja desenergizada, sem interferir nos demais circuitos da subestação.

Durante o estágio foram realizadas várias atividades com disjuntores, as principais atividades serão detalhadas a seguir.

#### **3.1.1. Elaboração de uma IOE (Instrução de Operação de Equipamento) para Disjuntor Hitachi de 230 kV**

##### **3.1.1.1. Introdução**

O disjuntor é constituído basicamente de três pólos sem ligação mecânica entre si, um cubículo de controle, que assegura o funcionamento dos três pólos, e um moto-compressor. Cada pólo tem uma caixa de mecanismo pneumático. O disjuntor possui dois circuitos de abertura que utilizam como força motriz o mecanismo pneumático a ar comprimido e um único circuito de fechamento que utiliza a força motriz de molas, que enquanto o disjuntor se encontra aberto, ficam tensionadas, predispostas ao fechamento. O meio de extinção do arco elétrico é o gás SF<sub>6</sub>, que se encontra armazenado nas câmaras de interrupção. O disjuntor pode ser observado na Figura 3.1.

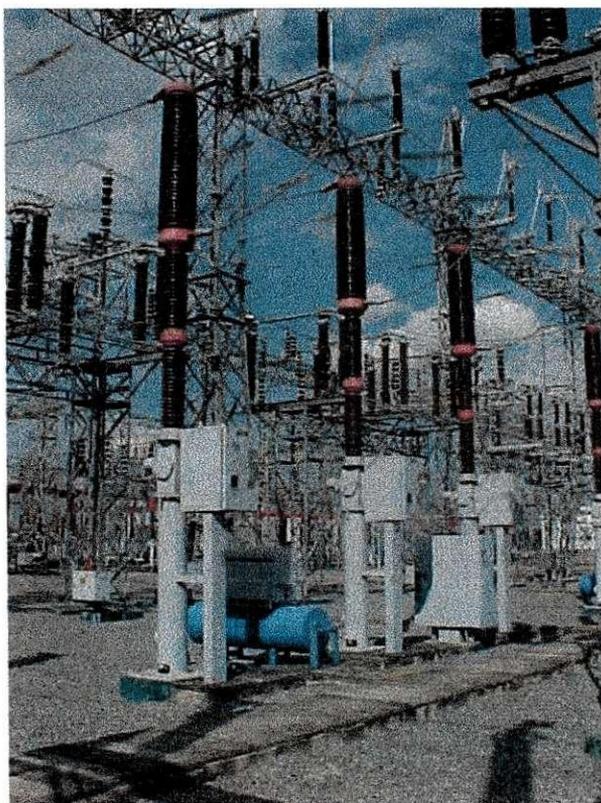


Figura 3.1. Disjuntor Hitachi 230KV

### 3.1.1.2. Dados de Placa

FABRICANTE .....	HITACHI
TENSÃO NOMINAL .....	242 kV
TIPO .....	OFPI-200-40L,PAR
CORRENTE NOMINAL .....	2000 A
FREQÜÊNCIA .....	60 HZ
CORRENTE DE INTERRUPÇÃO NOMINAL .....	40 kA
TEMPO DE INTERRUPÇÃO NOMINAL .....	3 CICLOS
TEMPO DE ABERTURA .....	0,027 S
TEMPO DE FECHAMENTO .....	0,15S
CICLO DE OPERAÇÃO .....	O-0,3S-CO-15S-CO
TENSÃO DE CONTROLE PARA FECHAMENTO .....	250VCC
TENSÃO DE CONTROLE PARA ABERTURA .....	250VCC
PRESSÃO NOMINAL DO AR .....	15 kgf/cm <sup>2</sup>
PRESSÃO NOMINAL DO GÁS SF <sub>6</sub> .....	6 kgf/cm <sup>2</sup>

PRESSÃO DE ALARME DO GÁS SF <sub>6</sub> A 20°C .....	5,5 kgf/cm <sup>2</sup>
PRESSÃO MÍNIMA DE OPERAÇÃO DO GÁS SF <sub>6</sub> .....	5,0 kgf/cm <sup>2</sup>

### 3.1.1.3. Meio de extinção de arco

O hexafluoreto de enxofre (SF<sub>6</sub>) é um gás inerte, não tóxico, não corrosivo e não inflamável. Ele encontra-se localizado na câmara de interrupção, sob pressão de 6 kgf/cm<sup>2</sup> à temperatura de 20°C. O sistema de sopro do arco emprega um projeto de fluxo duplo, pressão única, tipo bafador, que sopra o gás para a região onde forma-se o arco no momento da abertura. Se a pressão do gás estiver abaixo de 5,5 kgf/cm<sup>2</sup> é acionado o alarme de 1º grau de pressão baixa de SF<sub>6</sub>. Se a pressão do gás estiver abaixo de 5,0 kgf/cm<sup>2</sup> é acionado o alarme de 2º grau de pressão baixa de SF<sub>6</sub>, o disjuntor abre e fica bloqueado até que a pressão de gás seja normalizada.

### 3.1.1.4. Sistema de abastecimento de ar

O disjuntor é acionado através de ar comprimido. A subestação CGD tem uma central de ar que abastece todos os equipamentos. O disjuntor é composto por um compressor próprio que só é utilizado em caso de falha na central de ar.

A entrada de ar comprimido no reservatório do disjuntor é controlada por duas eletroválvulas, ver Figura 3.2. Pode-se observar na foto uma bifurcação na tubulação de ar. A bifurcação permite que existam duas eletroválvulas em paralelo, caso uma se danifique a outra pode suprir sozinha a demanda de ar do disjuntor.

Sensores de pressão no reservatório de ar comum aos três pólos controlam a abertura das eletroválvulas mantendo a pressão nominal de ar em 15 kgf/cm<sup>2</sup> a 20°C.

Em caso de falha no sistema de abastecimento de ar existem as seguintes condições:

- Se a pressão estiver abaixo de 14,0 kgf/cm<sup>2</sup> é disparado o alarme de baixa pressão de ar;
- Se a pressão estiver acima de 17,5 kgf/cm<sup>2</sup> é disparado o alarme de alta pressão de ar;
- Se a pressão estiver abaixo de 13,5 kgf/cm<sup>2</sup> o disjuntor abre e não fecha até que a pressão de ar seja normalizada;
- Se a pressão estiver abaixo de 14,5 kgf/cm<sup>2</sup> o disjuntor não apresenta condição de religamento. Para a condição de religamento ser reestabelecida, a pressão deve ficar acima de 14,8 kgf/cm<sup>2</sup>.

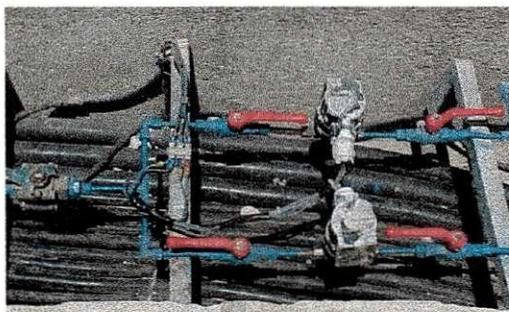


Figura 3.2. Eletroválvulas de controle da entrada de ar

O conjunto-compressor é formado principalmente por um reservatório de ar, um motor compressor, um pressostato e um manômetro. Parte do conjunto-compressor pode ser observado na Figura 3.3.

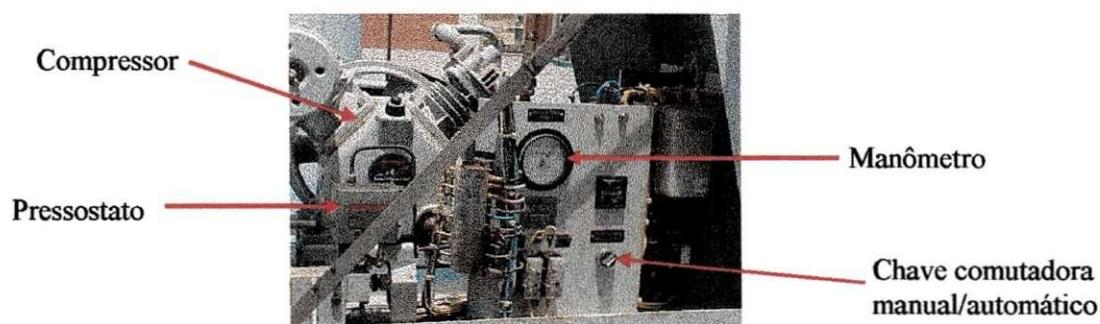


Figura 3.3. Conjunto compressor

O pressostato é regulável e controla a partida e parada do motor conforme pressões mínimas e máximas estabelecidas. No manômetro temos a leitura direta da pressão do reservatório de ar. O reservatório de ar comprimido tem capacidade de 510 litros com pressão máxima de 18 kgf/cm<sup>2</sup>.

Todos os componentes do moto-compressor são protegidos por uma tampa extraível para as verificações e eventuais manutenções. Uma chave fim de curso desliga o compressor caso a tampa seja aberta com o compressor em funcionamento.

### 3.1.1.5. Mecanismo de Operação

O armário do Mecanismo de Operação é mostrado na Figura 3.4.

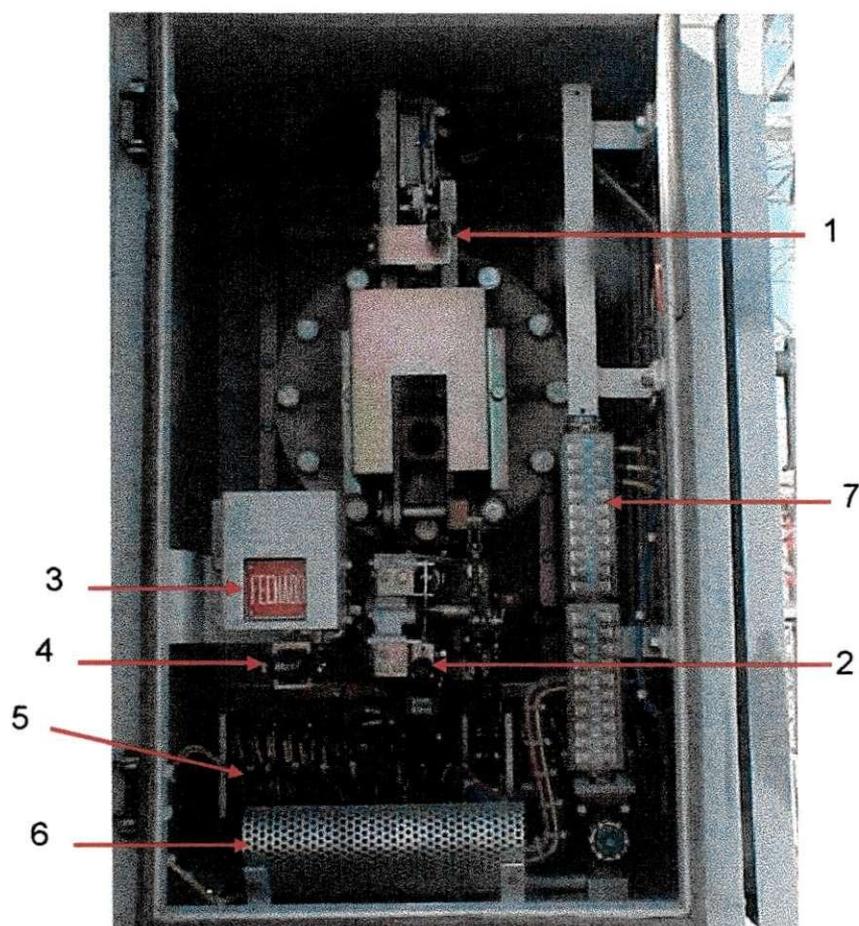


Figura 3.4. Armário do mecanismo de operação.

Onde:

- 1- Botão de fechamento manual: é utilizado em casos de falta de alimentação DC e para testes de manutenção;
- 2- Botão de abertura manual: é utilizado em casos de falta de alimentação DC e para testes de manutenção. O botão realiza a abertura pelos circuitos 1 e 2;
- 3- Indicador de Operação: sinaliza a condição do disjuntor (aberto/fechado);
- 4- Contador de Operações;
- 5- Contatos Auxiliares;
- 6- Aquecedor;
- 7- Régua de Terminais.

### 3.1.1.6. Circuito de Controle

O disjuntor apresenta um circuito de fechamento e dois de abertura, em caso de um falhar o outro realiza a abertura. As Figuras 3.5, 3.6 e 3.7 mostram o circuito de controle, abertura e

fechamento do disjuntor. Apenas um dos circuitos de abertura é mostrado, o outro é semelhante ao primeiro.

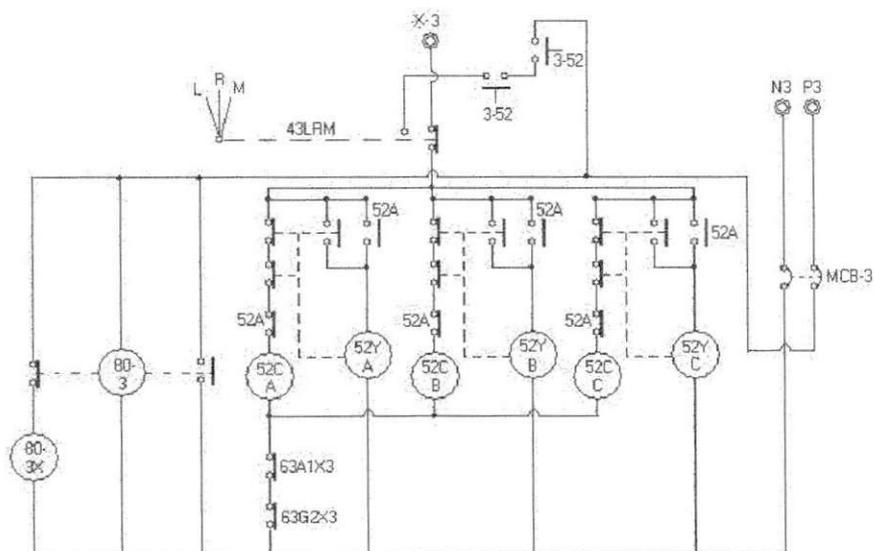


Figura 3.5. Circuito de fechamento

Os componentes dos circuitos serão descritos posteriormente. O relé 52Y compõe o circuito *anti-pumping* (anti-refechamento). Em uma operação de fechamento, enquanto o operador estiver com a botoeira pressionada, o disjuntor pode fechar e alimentar um defeito, caso isso aconteça a proteção manda uma ordem de abertura antes do operador soltar a botoeira, assim, com a botoeira ainda pressionada, o disjuntor seria fechado novamente. O circuito de anti-refechamento desabilita a opção do disjuntor fechar novamente, só permitindo que o disjuntor feche uma vez quando o operador pressiona a botoeira.

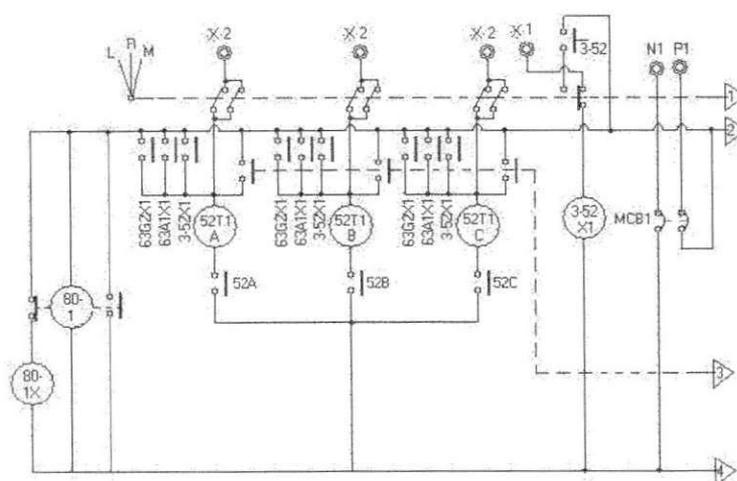


Figura 3.6. Circuito de abertura, parte 1

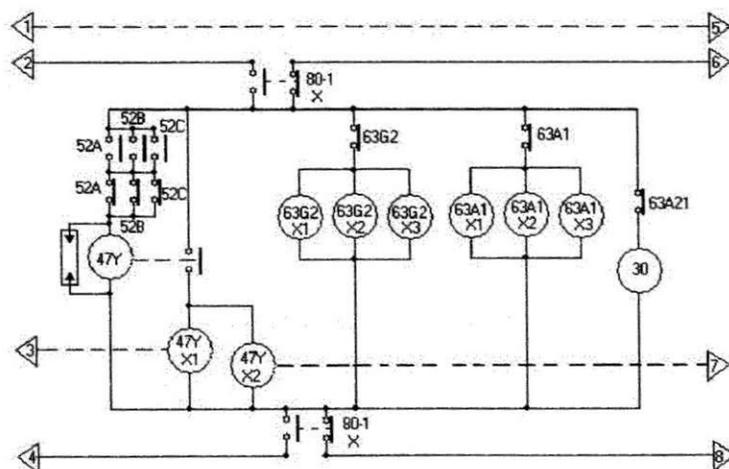


Figura 3.7. Circuito de abertura, parte 2

O relé 47Y da parte 2 do circuito de abertura é um relé temporizado que detecta a discordância de pólos, ou seja, se em uma operação de fechamento apenas um ou dois pólos fecharem, o relé 47Y será energizado e em pouco tempo mandará uma ordem de abertura do disjuntor.

A Figura 3.8 mostra o cubículo de controle, em seguida é apresentada uma lista dos componentes do cubículo.

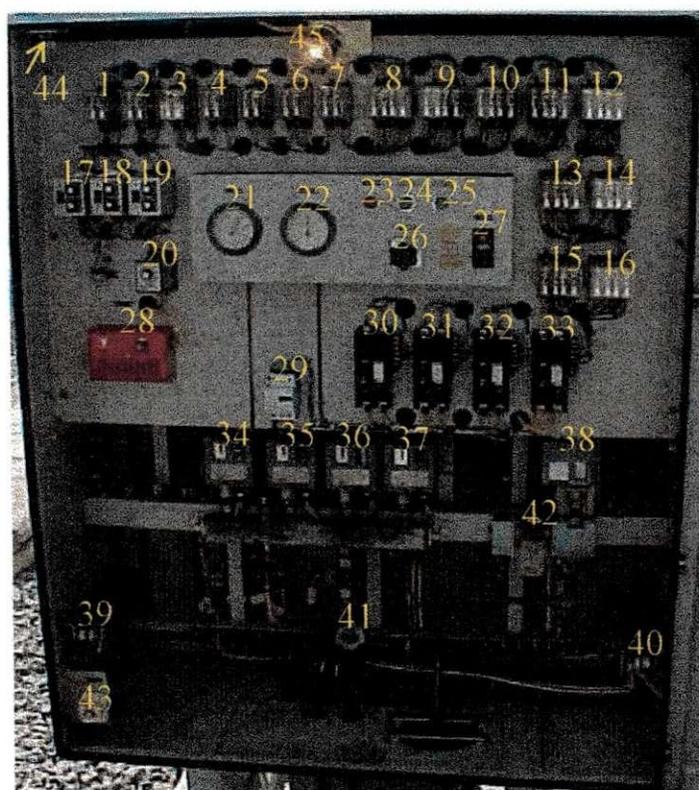


Figura 3.8. Cubículo de controle

Nº	CÓDIGO	DESCRIÇÃO
1	52Y-A	Relé auxiliar de anti-refechamento da fase A.
2	52Y-B	Relé auxiliar de anti-refechamento da fase B.
3	52Y-C	Relé auxiliar de anti-refechamento da fase C.
4	80-2X	Relé auxiliar do 80-2.
5	80-3X	Relé auxiliar do 80-3.
6	63A1X3	Relé auxiliar do circuito de fechamento para bloqueio de fechamento do disjuntor devido a baixa pressão de ar.
7	63G2X3	Relé auxiliar do circuito de fechamento para bloqueio de fechamento do disjuntor devido a baixa pressão de gás SF6.
8	80-1X	Relé auxiliar do 80-1.
9	63A1X1	Relé auxiliar do circuito de abertura 1 para abertura do disjuntor devido a baixa pressão de ar.
10	63A1X2	Relé auxiliar do circuito de abertura 2 para abertura do disjuntor devido a baixa pressão de ar.
11	63G2X1	Relé auxiliar do circuito de abertura 1 para abertura do disjuntor devido a baixa pressão de gás SF6.
12	63G2X2	Relé auxiliar do circuito de abertura 2 para abertura do disjuntor devido a baixa pressão de gás SF6.
13	3-52X1	Relé auxiliar do circuito de acionamento pela botoeira 3-52(AI).
14	3-52X2	Relé auxiliar do circuito de acionamento pela botoeira 3-52(AII).
15	47YX1	Relé auxiliar do 47Y do circuito de abertura 1.
16	47YX2	Relé auxiliar do 47Y do circuito de abertura 2.
17	80-1	Relé de subtensão (DC) do circuito de abertura 1.
18	80-2	Relé de subtensão (DC) do circuito de abertura 2.
19	80-3	Relé de subtensão (DC) do circuito de fechamento.
20	47Y	Relé de tempo de retardamento que detecta defasagem entre os pólos.
21		Manômetro de ar.
22		Manômetro de gás.
23	3-52F	Botoeira de fechamento do disjuntor.
24	3-52(AI)	Botoeira de acionamento do circuito de abertura 1 do disjuntor.
25	3-52(AII)	Botoeira de acionamento do circuito de abertura 2 do disjuntor.
26	43LRM	Chave seletora (Local, Remoto, Manutenção).

27	30	Indicador de pressão baixa de ar.
28	23	Termostato.
29	DJ1	Disjuntor para fonte DC das eletroválvulas.
30	MCB1	Disjuntor para fonte DC do circuito de abertura 1.
31	MCB2	Disjuntor para fonte DC do circuito de abertura 2.
32	MCB3	Disjuntor para fonte DC do circuito de fechamento.
33	MCB5	Disjuntor para fonte AC do circuito de iluminação e aquecimento do cubículo de controle.
34	63A1	Pressostato de abertura e bloqueio do fechamento do disjuntor devido a baixa pressão de ar.
35	63A21,22	Pressostato para alarme de baixa pressão de ar.
36	63A3	Pressostato que indica condição de religamento.
37	63A4	Pressostato para alarme de alta pressão de ar.
38	63G1,2	Pressostato para sinalização de baixa pressão de gás (ALARME DE 1º GRAU) e abertura seguida de bloqueio de fechamento do disjuntor (ALARME DE 2º GRAU).
39	SPH1	Aquecedor.
40	SPH2	Aquecedor.
41		Registro de ar.
42		Registro de gás.
43		Tomada.
44		Chave fim de curso.
45		Lâmpada.

### 3.1.1.7. Operação do Equipamento

Para o correto funcionamento do equipamento, antes de cada operação (local/distância) o operador deve verificar se o disjuntor está devidamente alimentado com as tensões AC e DC, se as pressões de ar e gás estão normais e se existe alguma sinalização no anunciador.

As pressões normais são mostradas na Tabela 3.1.

Tabela 3.1. Pressões normais de operação

Ar comprimido:	
Pressão nominal	15,0 kgf/cm <sup>2</sup>
Alarme de baixa pressão	abaixo de 14,0 kgf/cm <sup>2</sup>
Alarme de alta pressão	acima de 17,5 kgf/cm <sup>2</sup>
Abertura e bloqueio de fechamento	abaixo de 13,5 kgf/cm <sup>2</sup>
Desativa religamento	abaixo de 14,5 kgf/cm <sup>2</sup>
Reativa religamento	acima de 14,8 kgf/cm <sup>2</sup>
Gás SF <sub>6</sub> :	
Pressão nominal	6,0 kgf/cm <sup>2</sup>
Alarme de 1º grau de pressão baixa de SF <sub>6</sub>	abaixo de 5,5 kgf/cm <sup>2</sup>
Alarme de 2º grau de pressão baixa de SF <sub>6</sub>	abaixo de 5,0 kgf/cm <sup>2</sup>

### A. Operação à distância

Para se efetuar o fechamento à distância coloca-se a chave 43-LRM do cubículo de controle na posição “remota” e aciona-se a chave 101 do disjuntor na sala de comando. Em seguida deve-se confirmar o fechamento do disjuntor na sala de comando e no pátio, através das respectivas sinalizações e confirmar existência de corrente nos três amperímetros instalados no painel correspondente ao disjuntor, na sala de comando.

Para se efetuar a abertura à distância coloca-se a chave 43-LRM do cubículo de controle na posição “remota” e aciona-se a chave 101 do disjuntor na sala de comando. Em seguida deve-se confirmar a abertura do disjuntor na sala de comando e no pátio, através das respectivas sinalizações e confirmar inexistência de corrente nos três amperímetros instalados no painel correspondente ao disjuntor, na sala de comando.

### B. Operação local

Para se efetuar o fechamento “elétrico local” é necessário colocar a chave 43-LRM do cubículo de controle na posição “local” e pressionar a botoeira 3-52F de fechamento no cubículo de controle do disjuntor. Em seguida deve-se confirmar o fechamento do disjuntor através das sinalizações na sala de comando e no pátio e confirmar existência de corrente nos três amperímetros instalados no painel correspondente ao disjuntor, na sala de comando.

Para efetuar a abertura “elétrica local” do disjuntor é necessário colocar a chave 43-LRM do cubículo de controle na posição “local” e pressionar a botoeira 3-52 (AI) (verde) do circuito de abertura 1 no cubículo de controle do disjuntor. Em seguida deve-se confirmar a abertura do disjuntor na sala de comando e no pátio, através de suas respectivas sinalizações e verificar a

inexistência de corrente nos amperímetros instalados no painel correspondente ao disjuntor na sala de comando.

**Obs:** a botoeira 3-52(AII) é utilizada somente para testes do circuito de abertura 2. Em caso de falha no circuito de abertura 1 na operação de abertura local, o circuito de abertura 2 será acionado automaticamente pelas proteções do disjuntor.

### **C. Operação Mecânica**

A abertura e o fechamento mecânicos são utilizados em caso de falta de alimentação VDC no disjuntor e em testes de manutenção. Os botões de abrir e fechar mecânicos encontram-se na caixa de mecanismo de cada pólo, ver Figura 3.4.

#### **3.1.2. Correção de Fuga à Terra no 14C3**

##### **3.1.2.1. Dados do Equipamento**

Fabricante: Siemens

Tipo: H912 – 220 N / 2000 – 10000Dt

Ano de fabricação: 1968

##### **3.1.2.2. Descrição da Ocorrência**

Ocorreu a atuação do relé 21-1 do 14C3 da SE/CGD, abrindo o disjuntor. Foi enviado um *transfer-trip* para a SE/PFE abrindo o outro terminal da linha 04C3. A SE/CGD recebeu um “ECO” mas o 14C3 já encontrava-se aberto. O ECO é uma ordem de abertura de disjuntor enviada pela outra subestação, no caso analisado da SE/PFE.

Foi observada a sinalização de fuga para terra no retificador. Constatou-se que a fuga para a terra estava ocorrendo no circuito do disjuntor 14C3.

Como não houve nenhum defeito na linha 04C3, chegou-se a conclusão que o *trip* foi causado devido à fuga para a terra. Acredita-se que, por indução, a fuga para a terra sensibilizou o relé 21-1, acarretando a ocorrência.

### 3.1.2.3. Providências para o Reestabelecimento do Disjuntor

A fuga para a terra foi localizada acompanhando o diagrama funcional do disjuntor e, soltando alguns pontos, sempre testando se a fuga para a terra havia sumido. Os testes foram realizados apenas do circuito do armário de comando ao circuito do disjuntor. Foi detectado que um contato NA da chave auxiliar do pólo B estava apresentando baixa isolamento, o contato foi trocado por outro que não estava sendo utilizado na chave. A chave auxiliar do pólo C apresentou resultados satisfatórios. O teste de isolamento foi realizado com o Megohmetro ajustado em 500 V.

Após a realização dos testes de isolamento na chave do pólo A, foi verificado que alguns pontos apresentaram baixa isolamento. Como as réguas e chaves de contatos auxiliares encontravam-se com resíduos de graxa e outros tipos de sujeira, preferiu-se fazer uma limpeza nas três chaves e nas réguas do equipamento.

A limpeza seguiu com seguinte procedimento:

- Enumerou-se toda fiação que chegava nas réguas usando fita crepe, soltou-se os pontos da régua, isolando-os com fita isolante. Deve-se evitar tocar nos terminais dos fios, pois mesmo com o AC e o DC desligados, pode haver algum ponto energizado pela proteção.
- Desparafusar a base e retirar as chaves auxiliares da carcaça do disjuntor.
- Aplicação de solvente **SS25** usando uma pistola de ar comprimido.
- Aplicou-se, em seguida, um jato de ar comprimido para retirar a umidade.
- Foi utilizado um soprador térmico para retirar a umidade remanescente nos contatos.
- Aplicação de Limpa Contatos.
- Foi utilizado novamente o soprador térmico.
- Foi retirado o excesso de graxa do mecanismo do disjuntor, e o mecanismo foi lubrificado com graxa líquida.
- Foi realizado o teste de isolamento das chaves auxiliares juntamente com a fiação que liga às réguas.
- Realizou-se a montagem da régua e das chaves.
- Foram realizados novamente os testes de isolamento na chave do pólo A, mas os resultados não foram satisfatórios.

Mesmo após a lavagem, a chave do pólo A apresentava sinais de carbonização em dois contatos, ver Figura 3.12.

Foi realizada a substituição dos contatos defeituosos por contatos reserva da chave, mas um dos contatos também estava apresentando baixa isolamento. Resolveu-se trocar a chave auxiliar do pólo A por uma chave auxiliar reserva que havia sido previamente recuperada.

Após a substituição da chave, foi constatado que a fuga para a terra havia sido corrigida.

#### **3.1.2.4. Análise da Chave de Contatos Auxiliares Defeituosa**

A chave auxiliar defeituosa retirada do disjuntor foi desmontada para uma análise do estado interno. Foi observado que a fibra que faz a isolamento da parte móvel dos contatos ao eixo encontrava-se carbonizada, ver Figura 3.16, na altura dos contatos 57/58, 65/66, 33/35 e 67/68. Havia também desgaste na parte móvel dos contatos citados, ver Figura 3.18.

Uma das possíveis causas do desgaste da fibra é uma corrente elevada no circuito dos contatos danificados. É possível também que os circuitos ligados aos contatos defeituosos sejam demasiadamente indutivos, acarretando em picos de tensão durante a transição da chave.

Outra provável causa é o acúmulo de graxa e sujeira no interior da chave. O acúmulo de sujeira altera as características elétricas da fibra isolante, que pode ser atacada por descargas parciais produzidas pela alta tensão gerada na interrupção de corrente em circuitos indutivos. As descargas podem evoluir gradativamente, deixando a fibra no estado mostrado na Figura 3.16.

As Figuras 3.16, 3.17 e 3.18 mostram com maiores detalhes o estado da chave.

Nas Figuras 3.6 e 3.7, observa-se a inexistência da proteção dos contatos em algumas das chaves, em outras existia apenas uma parte da proteção.

#### **3.1.2.5. Recomendação**

No procedimento de manutenção corretiva do disjuntor, constatou-se que as chaves de contatos auxiliares encontravam-se com muita sujeira. A principal causa da sujeira existente é a graxa usada para lubrificar o mecanismo do disjuntor. O excesso de graxa do mecanismo é jogado na chave no momento da abertura ou fechamento do disjuntor.

É recomendado uma limpeza da chave de contatos auxiliares e a retirada do excesso de graxa do mecanismo. Caso o problema persista deve-se trocar os contatos defeituosos, permanecendo a baixa isolamento deve-se trocar a chave.

### 3.1.2.6. Fotos

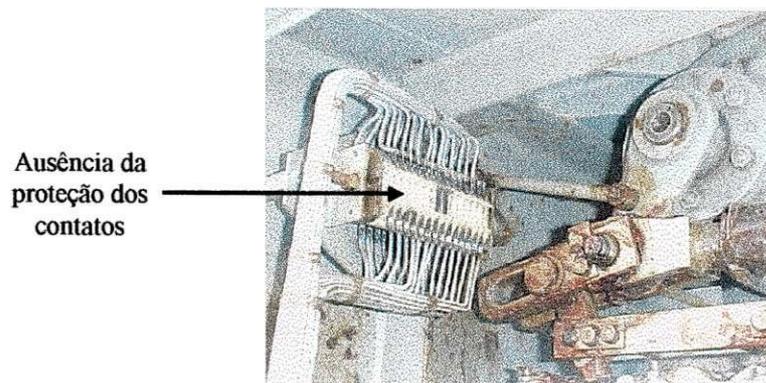


Figura 3.9. Excesso de graxa no mecanismo do disjuntor

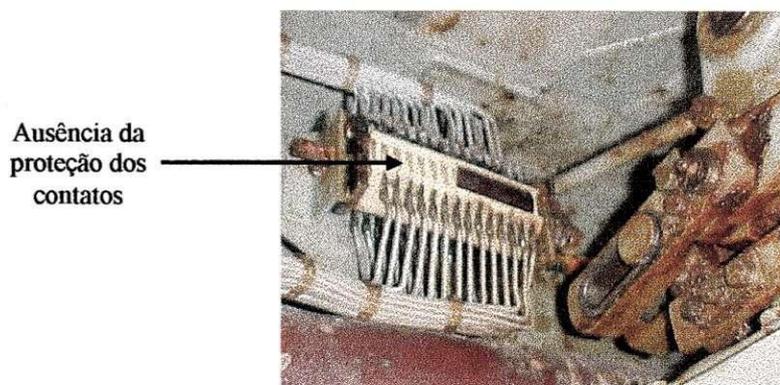


Figura 3.10. Excesso de graxa no mecanismo do disjuntor

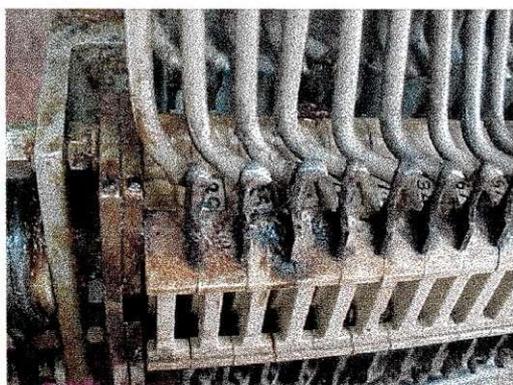


Figura 3.11. Sujeira nos terminais da chave auxiliar



Figura 3.12. Chave auxiliar com sinais de carbonização

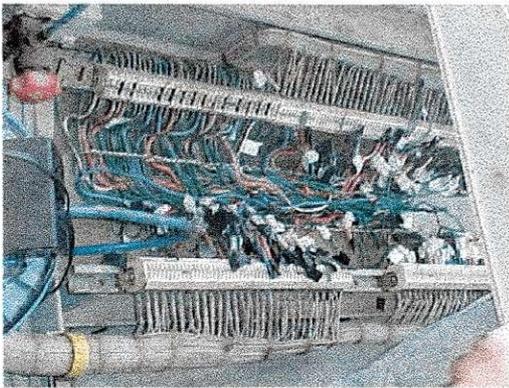


Figura 3.13. Fios identificados, isolados e soltos da régua

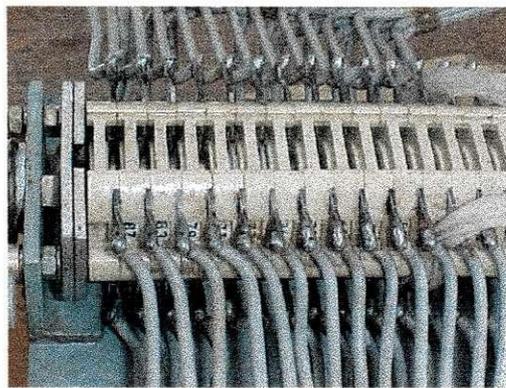


Figura 3.14. Chave auxiliar após a limpeza



Figura 3.15. Chave auxiliar e mecanismo após limpeza.

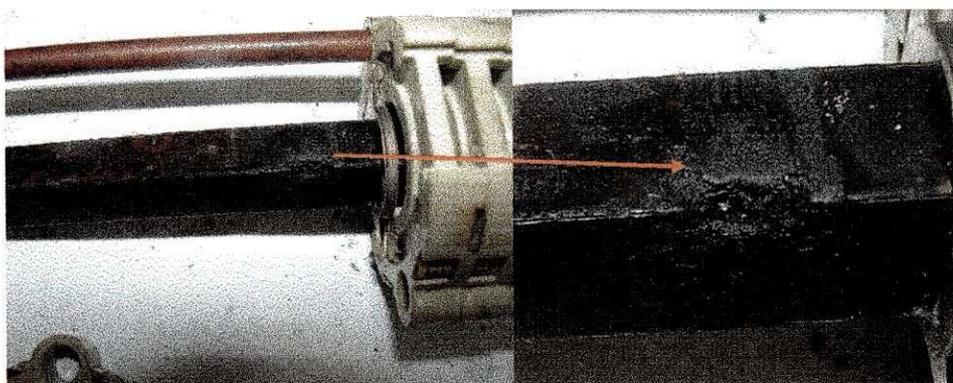


Figura 3.16. Carbonização da fibra interna a chave auxiliar.



Figura 3.17. Sinais de carbonização nos suportes isolantes dos contatos da chave.



Figura 3.18. Carbonização do contato móvel.

### 3.1.3. Manutenção no 12H1

#### 3.1.3.1. Ocorrência

O disjuntor é aplicado em um banco de capacitores na subestação Mussuré localizada em João Pessoa. O disjuntor é da marca Siemens tipo 3AR1/EG de 69KV. No momento do chaveamento do banco, o disjuntor danificou-se. Em um dos pólos, a base da haste de manobra quebrou-se, ver Figura 3.19.



Figura 3.19. Haste semelhante à danificada

### 3.1.3.2. Providências para o Restabelecimento do Disjuntor

Após detectar que a haste estava quebrada, o primeiro passo foi desvendar a causa do defeito. Como nenhuma causa aparente foi encontrada, resolveu-se realizar uma revisão geral no equipamento. As três colunas do disjuntor foram retiradas da base e enviadas para a oficina em Campina Grande para serem revisadas, o tubulão foi fechado com sacos plásticos para evitar a entrada de umidade. Após a revisão, o disjuntor seria remontado e recolocado em operação.

### 3.1.3.3. Revisão das Colunas

As colunas do disjuntor são compostas por duas partes principais, uma é a câmara de extinção e a outra é um isolador de porcelana que tem a função de suporte mecânico e de proteção da haste de manobra.

As câmaras de extinção foram desmontadas na tentativa de localizar algum defeito que justificasse a ocorrência mas nenhum defeito foi encontrado. Na Figura 3.20 é mostrado que o contato fixo encontrava-se comprometido pela ação dos dedos de contatos, nas faixas em que os dedos de contatos tocam o contato fixo o banho de prata havia sido corroído.

Como existiam três câmaras novas da marca INSAT, uma marca da Siemens no Brasil, no almoxarifado e também três hastes de manobra, os componentes antigos foram substituídos pelos novos.

As hastes de manobra dos três pólos também foram substituídas pois no pólo sinistrado, o suporte que é conectado a haste isolante danificou-se. Um ensaio de líquido penetrante foi realizado no suporte das três hastes. O ensaio mostrou que haviam trincas nos suportes das hastes dos três pólos. A Figura 3.21 mostra o ensaio de líquido penetrante em uma das hastes.



Figura 3.20. Contato fixo de um dos pólos do disjuntor

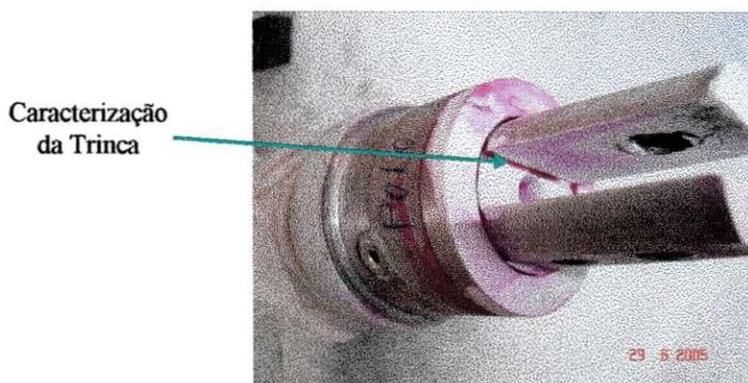


Figura 3.21. Ensaio de líquido penetrante

Para o ensaio de líquido penetrante, é necessário o seguinte material: Desengordurante para tirar todos os vestígios de graxas e sujeira, Líquido Penetrante (Líquido muito fino de cor vermelha) e o Revelador (Solução de Talco com solvente).

Os passos para a realização do ensaio são: Passar o Desengordurante para limpar bem a peça, em seguida aplica-se o Líquido Penetrante e aguardar 15 minutos, caso haja alguma trinca na peça, o líquido penetra na mesma. Após o tempo de espera, a peça deve ser bem limpa com pano seco e em seguida aplica-se o revelador. A solução de solvente e talco é aplicada na peça, o solvente evapora ficando só o talco. O talco atrai o líquido penetrante do interior das trincas e o vermelho do líquido fica bem evidente no branco do talco, ficando, assim, desenhadas as trincas.

As câmaras novas que vieram do almoxarifado estavam com alta resistência de contato, por volta de  $90\mu\Omega$ , e o normal é que a resistência de contato seja inferior a  $40\mu\Omega$ . As câmaras foram desmontadas e foi localizada a conexão que estava apresentando alta resistência, a conexão foi desfeita, lixada e tratada e em seguida refeita. Após o tratamento as resistências de contato das câmaras ficaram abaixo de  $40\mu\Omega$ .

As colunas foram montadas com as câmaras, hastes de manobra e vedações novas. Para a montagem, as porcelanas são limpas com álcool isopropílico, as borrachas de vedação são

protegidas com graxa centoplex, que não resseca em temperaturas elevadas. Os parafusos que são submetidos a vibrações são apertados com trava-rosca e as partes não pintadas dos flanges são protegidas com Tectyl que evita a oxidação do metal. Aplica-se ainda graxa Molikote, uma espécie de graxa com grafite, nos parafusos de fixação dos flanges.

#### 3.1.3.4. Montagem do Disjuntor

Mesmo com o fechamento do tubulão com plástico, chegando-se em João Pessoa para a montagem do disjuntor, constatou-se que o mesmo encontrava-se com muita água no seu interior. O mecanismo foi desmontado e o local foi limpo. Foram colocadas 5 lâmpadas incandescentes de 100 watts cada durante a noite para que o tubulão fosse aquecido e a umidade retirada.

No dia seguinte o tubulão estava seco, e com o auxílio de um aspirador, foi retirada a sujeira do interior.

Iniciou-se a montagem do mecanismo de acionamento do disjuntor, ver Figura 3.22.



Figura 3.22. Mecanismo montado no interior do tubulão

Após a montagem do mecanismo, tentou-se colocar o primeiro dos três pólos, mas, devido a uma diferença na furação dos flanges, o pólo não encaixou no tubulão. Analisando-se o problema, observou-se que as câmaras do disjuntor INSAT, mesmo sendo a INSAT fabricante do mesmo disjuntor da Siemens, eram incompatíveis com o tubulão do disjuntor Siemens.

O pólo que estava sendo colocado foi retirado e o tubulão foi protegido com lona para evitar a entrada de água. Os pólos foram novamente enviados para Campina Grande.

### 3.1.3.5. Remontagem das Câmaras

O almoxarifado tinha três câmaras da marca Siemens. As câmaras apresentaram resistência de contato abaixo de  $40\mu\Omega$  e foram montadas nas colunas do disjuntor. As três colunas foram enviadas a João Pessoa e o disjuntor foi montado com sucesso.

### 3.1.3.6. Diagnóstico do Problema

O disjuntor sinistrado não é indicado para banco de capacitores, que exigem chaveamentos diários, e sim para linhas de transmissão que raramente são chaveadas. O uso repetido do disjuntor pode ter estressado os materiais e ocasionado o problema.

O mecanismo de acionamento do disjuntor foi encontrado com muita folga, que também poderia justificar a quebra da haste.

## 3.1.4. Manutenção no 14T5

### 3.1.4.1. Dados de Placa do Disjuntor

- Fabricante: Magrini
- Tipo: 245MHM
- Tensão Nominal: 245 kV
- Corrente nominal 800 A
- Freqüência: 60 ciclos
- Capacidade de ruptura: 31,5 kA
- Capacidade de Fechamento 80 kA
- Corrente Instantânea: 31,5 kA x 4 segundos
- Elemento Extintor: Gás SF<sub>6</sub>
- Tipo de mecanismo: EPM 200
- Tipo de câmara: B1

### 3.1.4.2. Ocorrência

Uma das colunas de porcelana preenchidas com óleo e que continha a haste de manobra do disjuntor explodiu. A falha desenergizou o barramento de 230 kV da subestação CGD e consequentemente as outras barras de CGD, e uma grande parcela do estado do Rio Grande do Norte ficou sem eletricidade.

Acredita-se que o óleo isolante da coluna que explodiu foi contaminado por umidade e conduziu uma descarga elétrica.

Observa-se nas Figuras 3.23, 3.24 e 3.25 alguns componentes avariados. A Figura 3.23 exibe sinais de carbonização em várias partes do corpo do disjuntor, observa-se também a ausência de uma das colunas, justamente a que explodiu. A Figura 3.24 mostra a haste de comando com sinais de combustão, a Figura 3.25 mostra o terminal do capacitor de equalização que encontrava-se um pouco acima da coluna que explodiu.

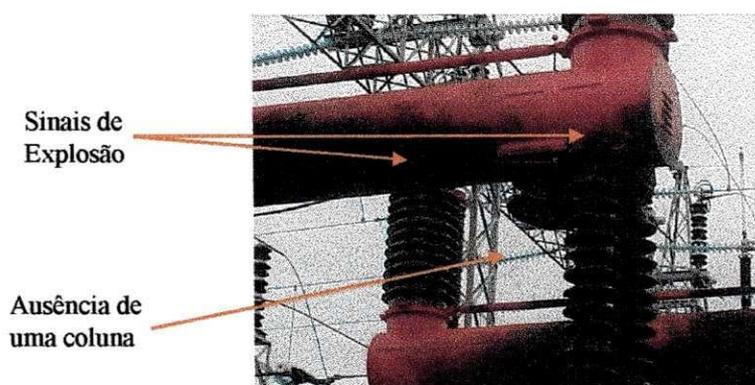


Figura 3.23. Detalhe do Disjuntor Avariado



Figura 3.24. Haste de Manobra Avariada. Figura 3.25. Terminal do capacitor de equalização danificado

### 3.1.4.3. Procedimento da Manutenção

O primeiro passo para a manutenção foi o recebimento de câmaras de extinção vindas do almoxarifado, e a retirada do gás SF<sub>6</sub> dos três pólos do disjuntor usando o carrinho de gás. Em seguida retirou-se os capacitores de equalização. Realizou-se uma operação de fechamento do disjuntor usando macacos mecânicos visando o destensionamento das molas acumuladoras de energia.

Realizou-se a desconexão das bielas e molas das hastes de manobra visando a retirada do tubulão, ver Figura 3.26.

Em seguida foram retiradas as colunas suporte, colunas de gás e de óleo. Observou-se também que a caixa de mecanismo da coluna de óleo que explodiu apresentava grande quantidade de ferrugem, caracterizando a entrada de água e conseqüentemente contaminando o óleo isolante, ver Figura 3.27.

Após a desmontagem das colunas de gás, observou-se que os flanges apresentavam grande quantidade de ferrugem, ver Figura 3.28.

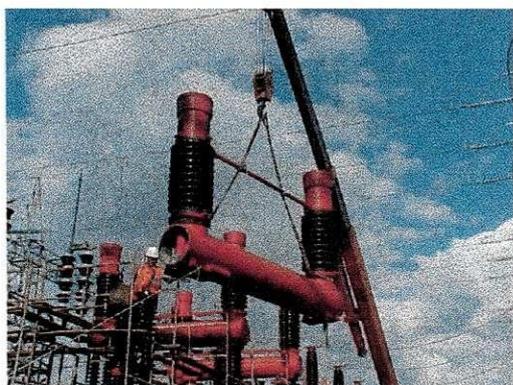


Figura 3.26. Retirada do Tubulão com o guindaste



Figura 3.27. Ferrugem na caixa de mecanismo

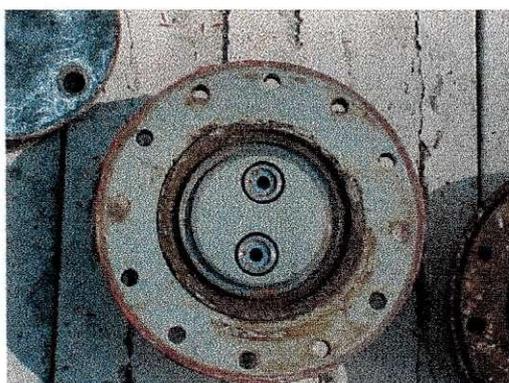


Figura 3.28. a e b. Ferrugem nos flanges.

Os flanges que encontravam-se com muito ferrugem foram substituídos e as colunas foram montadas novamente com juntas de vedação novas. As colunas suporte novas foram colocadas na base do disjuntor e foram niveladas. Em seguida colocou-se as colunas de gás e óleo recuperadas na base do disjuntor.

Em seguida o tubulão foi recolocado e por último os capacitores de equalização previamente testados foram colocados.

O último passo da manutenção foi a realização de ensaios no disjuntor. Foram realizados ensaios de perdas no isolamento, fator de potência, tempo de abertura e fechamento, entre outros.

### **3.2. Transformadores**

É o equipamento responsável pela elevação ou redução de tensão. A subestação de Campina Grande II possui transformadores redutores de 230 kV para 138 kV, 69 kV, 26 kV e 13,8 kV, além dos transformadores de serviço auxiliar que reduzem a tensão de 13,8 kV para 220/127 V.

Durante o estágio foram realizadas algumas atividades envolvendo transformadores, como a medição da relação de transformação em trafos de serviço, 13,8 kV/220/127 V, desmontagem de trafos de serviço para a recuperação do tanque, etc..

A seguir será detalhada a intervenção para a substituição de um transformador de 230/69 kV e 100MVA.

#### **3.2.1. Substituição do Transformador 04T5**

Em 20 de novembro de 2004 começou o processo de substituição de um transformador de 100 MVA da ABB por um outro de 100 MVA da WEG na Subestação Campina Grande II. O transformador que estava em operação, um trafo ABB de 100 MVA, era um transformador reserva que é instalado em caso de o trafo titular precisar sair temporariamente de operação. Com a conclusão da manutenção no trafo titular, o mesmo precisa ser reinstalado.

A substituição dos transformadores é uma manobra complicada devido à grande massa dos equipamentos. A CHESF tem uma equipe de “Carga Pesada” que é especialista nesse tipo de intervenção.

A intervenção começou no sábado às 7:00 da manhã, e durou uma semana, os primeiros passos foram a desenergização do transformador com a abertura dos disjuntores 12T5 e 14T5, abertura e bloqueio das chaves seccionadoras associadas.

A CHESF adota um sistema de operação em que se um dos transformadores ficar fora de operação os outros tem condições de suprir toda a carga, por isso a intervenção pôde ser realizada no prazo de uma semana.

Após a desenergização do trafo realizou-se a desconexão entre os pulos e as buchas, enquanto isso uma outra equipe retirava três pára-raios que encontravam-se bem próximos do trafo. Realizou-se, em seguida, a desconexão da cabeção de controle e proteção do trafo.

O próximo passo é a retirada do trafo e colocação do outro, em seguida a cabeção, os pulos e os pára-raios são recolocados e o transformador é reenergizado.

Para mover o trafo do lugar, foram colocados trilhos de madeira embaixo do mesmo e com o auxílio de 4 macacos hidráulicos o trafo foi levantado alguns centímetros, ver Figura 3.29.

O trafo foi levantado e foram colocados roletes metálicos entre o trilho de madeira e sua base, em seguida os macacos foram retirados e o trafo ficou apoiado nos roletes e no trilho, ver Figura 3.30.

Após o trafo estar apoiado sobre roletes, o mesmo é puxado por um cabo de aço com o auxílio de um tifô, ver Figura 3.30.

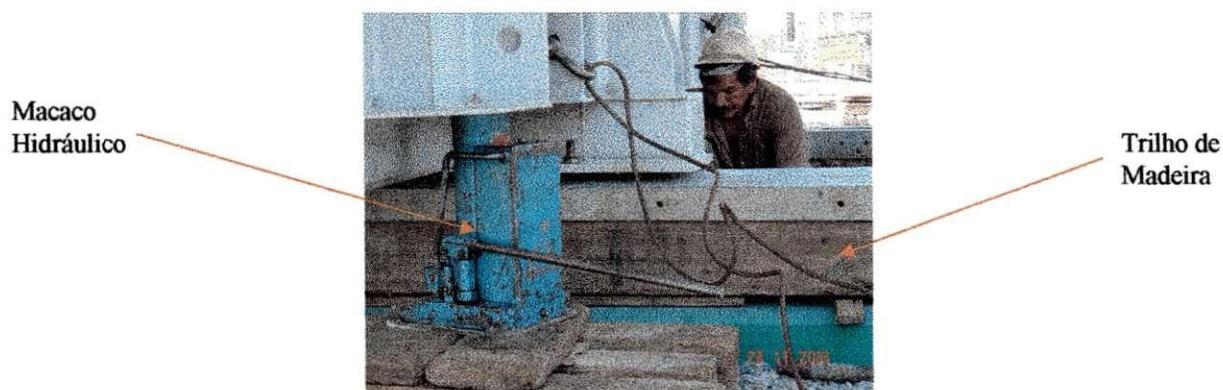


Figura 3.29. Técnica de “Carga Pesada”



Figura 3.30. Técnica de “Carga Pesada”

### 3.3. Compensador Síncrono

O compensador síncrono da subestação Campina Grande II se constitui de uma máquina síncrona que gira sem carga mecânica, inserindo energia reativa indutiva ou capacitiva no sistema, melhorando o nível de tensão. O compensador tem a capacidade de fornecer de  $-10$  a  $+15$  Mvar 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 inferior à do compensador estático.

#### 3.3.1. Elaboração de uma IOE para o Compensador Síncrono

##### 3.3.1.1. Introdução

Um Compensador Síncrono é uma Máquina Síncrona sem carga mecânica acoplada ao eixo girante, cuja função é produzir potência reativa indutiva ou capacitiva para o sistema em que está interligado, realizando regulação de tensão. Na Máquina Síncrona as rotações do campo girante e do rotor são proporcionais, a proporção é variável apenas com o número de pólos. Uma Máquina Síncrona é duplamente excitada, os enrolamentos do rotor são excitados por uma corrente contínua e os enrolamentos do estator são excitados por uma corrente alternada. A corrente alternada é denominada de corrente de armadura e a corrente contínua é denominada de corrente de campo. A corrente de campo é quem define se a máquina está sub-excitada, consumindo reativos do sistema, ou sobre-excitada, produzindo reativos para o sistema.

A máquina para a qual foi elaborada a Instrução de Operação de Equipamentos encontra-se instalada na subestação Campina Grande II da CHESF.

A seguir tem-se uma vista externa do compensador.

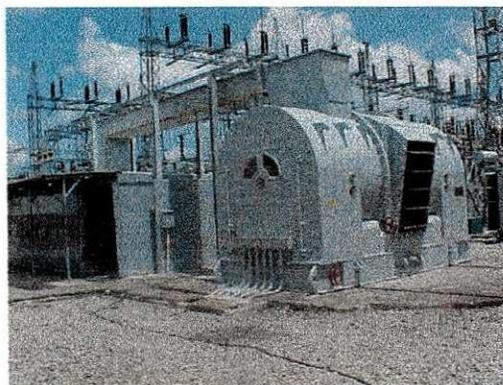


Figura 3.31. Vista externa do compensador

### 3.3.1.2. Dados de Placa

- Fabricante: Ercole Marelli & C. – S.p.A.
- Tensão Nominal: 13,8 kV
- Frequência: 60 Hz
- Tipo: CS 22 62 6 D5
- Velocidade Síncrona: 1200 rpm
- Corrente de Excitação: 690 A (máxima)
- Tensão de Excitação: 88 V
- Corrente de Armadura Nominal: 838 A
- Ano: 1964
- Ligação: Y Flutuante
- Pólos: 6

### 3.3.1.3. Partida do Compensador

O primeiro passo para a partida do compensador é a lubrificação dos mancais. Quando o comando de partida é dado as bombas de levantamento de eixo e de circulação de óleo são energizadas. Após o estabelecimento da circulação de óleo nos mancais é aplicada tensão na armadura da máquina.

A máquina parte como um motor de indução quando é aplicada uma tensão de 6,9 kV no estator através do Disjuntor de Partida e sua bobina de campo é curto-circuitada pelo disjuntor de campo e resistores. Quando o rotor atinge uma velocidade de 1200 rpm, que é a velocidade síncrona pois a máquina é de 6 pólos, os enrolamentos do rotor são excitados por uma corrente contínua que é gerada na Excitatriz sob o controle do Regulador de Tensão, passa pelo Disjuntor de Campo, Escovas e Anéis Coletores até chegar aos enrolamentos do rotor. A máquina passa a operar como uma Máquina Síncrona com tensão reduzida. As bombas de levantamento de eixo são desenergizadas, ficando apenas as bombas de circulação lubrificando os mancais. Após 15 segundos, o Disjuntor de Partida (6,9 kV) abre e o Disjuntor de Regime fecha aplicando uma tensão de 13,8 kV no estator da máquina.

### 3.3.1.4. Parada do Compensador

O disjuntor de 13,8 kV e o de campo são abertos e, conseqüentemente, a bobina de campo é curto-circuitada por resistores. O Regulador de Tensão é desenergizado. A máquina síncrona começa a reduzir a velocidade. Quando a velocidade chegar a 200 rpm, as Bombas de Levantamento de eixo são energizadas e a máquina continua a diminuir a velocidade até parar. Quando a máquina estiver próximo da parada, o relé de velocidade perde a sensibilidade, a partir desse instante, é contado um tempo de 15 minutos para que as Bombas de Levantamento e Circulação sejam desenergizadas. O tempo total do processo de parada do Compensador Síncrono é cerca de 53 minutos.

### 3.3.1.5. Sistema de Circulação de Óleo

O sistema de circulação de óleo é composto por dois conjuntos moto-bombas, um chamado principal, alimentado por tensão alternada (220V) e outro chamado de emergência, alimentado por tensão contínua (250V). Na partida, em regime permanente e durante a parada, permanece em operação a moto-bomba principal. Não é permitido que os mancais da máquina fiquem sem o óleo lubrificante, se faltar óleo os mancais serão danificados pois com o atrito irão aquecer e até chegar a fundir. No menor sinal de falta de óleo nos mancais, a bomba de emergência (corrente contínua) é energizada para garantir o fluxo de óleo.

O conjunto moto-bomba de emergência é colocado automaticamente em operação quando ocorre uma das situações abaixo:

- Se o fluxo de óleo ficar baixo por um tempo superior a 10 segundos, ocorre a energização da moto-bomba DC de emergência e desligamento do compensador.

- Falta de tensão de comando (220VCA). A bomba de circulação DC é energizada, se 10 minutos após esta transferência não for normalizado a tensão (220VCA) ocorrerá o desligamento do CS. Caso o restabelecimento da tensão (220VCA) ocorra dentro do período previsto (10min) o operador deverá ligar a bomba principal AC e desligar a bomba de emergência DC através das botoeiras liga/desliga.

A partida da máquina, que é automática, só é iniciada quando os mancais estão lubrificados com uma pequena fita de óleo, para isso, cada mancal tem uma bomba de levantamento, que é uma bomba de alta pressão capaz de “levantar o eixo liberando-o para o giro” existe ainda uma bomba comum para os dois mancais que é a bomba de circulação. A bomba de circulação não é de alta

pressão, mas com a máquina em velocidade síncrona ela é capaz de manter a lubrificação dos mancais. Ou seja, quando a máquina atinge a velocidade síncrona, as bombas de levantamento são desenergizadas.

No momento da parada, quando a máquina atinge 200 rpm, as bombas de levantamento voltam a ser energizadas para garantir uma parada com segurança para os mancais.

#### **3.3.1.6. Sistema Anti-Incêndio**

Se houver uma grande elevação de temperatura no interior da máquina, o esquema automático anti-incêndio é acionado. É dado um comando de parada na máquina, e ela é impedida de ser reenergizada, as portas de ar são fechadas automaticamente e as eletroválvulas dos cilindros de CO<sub>2</sub> são acionadas automaticamente, na tentativa de extinguir uma possível chama existente no interior da máquina.

Quando a máquina fecha as portas de ar, o interior da máquina fica sem contato com o exterior, não permitindo a entrada de oxigênio para alimentar o fogo. Em seguida, é injetado gás carbônico no interior da máquina para que as chamas sejam extintas.

Se o esquema automático falhar, o operador pode desligar o compensador, em seguida fechar as portas de ar à distância e depois acionar as eletroválvulas que permitem a injeção de gás carbônico no interior da máquina.

#### **3.3.1.7. Sistema de Resfriamento**

Os mancais do compensador são resfriados com o próprio óleo que os lubrifica. O óleo vem de um tanque de reserva frio e entra nos mancais e sai aquecido, em seguida é guiado para um sistema de trocadores de calor que resfria e encaminha o óleo para o tanque reserva.

O conjunto girante e o estator da máquina são resfriados a ar. O ar entra pelas portas de ar frio, circula no interior da máquina e saem pelas portas de ar quente, ver detalhes no layout, Figura 3.34.

#### **3.3.1.8. Sistema de Excitação**

Para a excitação de campo da máquina, é usada uma excitatriz no eixo da própria máquina. A excitatriz gera corrente contínua que é aplicada na bobina de campo.

A variação da corrente de campo irá implicar em uma variação da potência reativa da máquina, podendo ser capacitiva ou indutiva. A máquina pode operar com regulação automática ou manual.

Na Regulação Automática o Regulador de Tensão é o equipamento que, tendo como referência a tensão imposta pelo operador no painel de controle, varia a excitação da Excitatriz para que a Corrente Contínua produzida excite enrolamento de campo, fazendo com que a máquina produza ou consuma os reativos necessários para manter a tensão na barra de 13,8 kV igual à tensão de referência imposta pelo operador.

Na Regulação Manual o operador seleciona no painel de controle a quantidade de reativos que a máquina deve consumir ou produzir. O Regulador de Tensão excita a Excitatriz. Por sua vez, a Excitatriz gera Corrente Contínua necessária para que a máquina produza ou consuma os reativos impostos pelo operador.

## 10. Fotos e Diagrama

Observa-se a seguir fotos do compensador em manutenção.

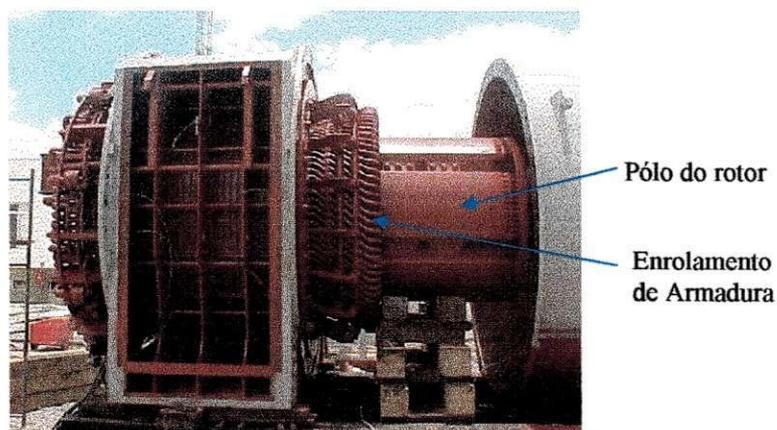


Figura 3.32. Rotor e estator.



Figura 3.33. Conjunto anéis escovas

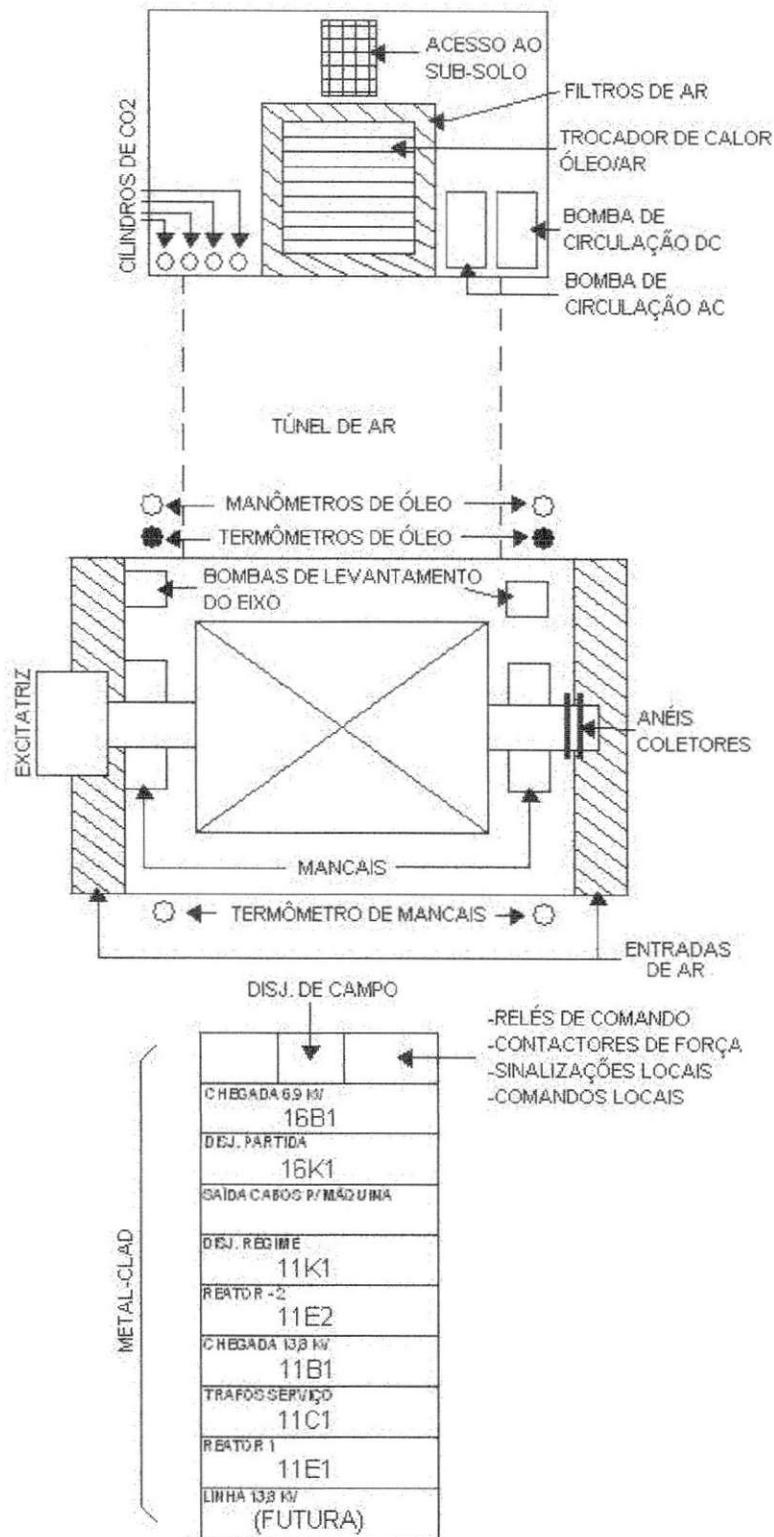


Figura 3.34. Layout da instalação



### 3.4. Chaves Seccionadoras

As chaves seccionadoras podem desempenhar diversas funções nas subestações, sendo a mais comum a de seccionamento dos circuitos por necessidade operativa, ou por necessidades de isolar equipamentos ou linhas do sistema para a realização de manutenção nos mesmos. Neste último caso as chaves abertas que isolam o componente em manutenção devem ter uma suportabilidade entre terminais às solicitações dielétrica de forma que o pessoal do campo possa executar a manutenção em condições adequadas de segurança.

Durante o estágio foram realizadas algumas atividades em chaves seccionadoras, dentre elas a correção de pontos quentes e a recuperação das chaves de contatos auxiliares.

### 3.5. Compensador Estático

O compensador estático compõe-se de um conjunto de equipamentos cuja função é fornecer energia reativa ao sistema. O compensador estático da subestação de Campina Grande II fornece apenas a energia reativa capacitiva, numa faixa de 0 a 200 Mvar. Os principais equipamentos do CE são os bancos de capacitores, banco de reatores, tiristores, sistema de resfriamento e tratamento de água.

Os transformadores de alimentação do CE são monofásicos de 230/26 kV. O secundário dos transformadores são ligados de duas formas diferentes: uma em  $\Delta$  e outra em Y.

Cada um dos dois circuitos de 26 kV é ligado em paralelo com os reatores (ligados em  $\Delta$ ) e com os capacitores (ligados em Y), como mostra a Figura 3.36. Os reatores em série com os bancos de capacitores tem a função de proteger os bancos de capacitores de harmônicos de corrente e dos transitórios de corrente devido aos chaveamentos das válvulas tiristoras.

Os dois bancos de capacitores são de 100 Mvar cada, gerando uma potência total de 200 Mvar. Os bancos de reatores somam uma potência de 200 Mvar. Os bancos de capacitores permanecem energizados, fornecendo sua potência total ao sistema, enquanto os reatores shunt são chaveados pelos tiristores, compensando a potência capacitiva. A diferença entre a potência dos capacitores e a dos reatores é fornecida ao sistema.

Durante o estágio algumas intervenções foram realizadas no CE, foi observado partes do programa que roda no PLC, manutenção nos disjuntores de 26KV, lavagem nos bancos de capacitores, entre outros.

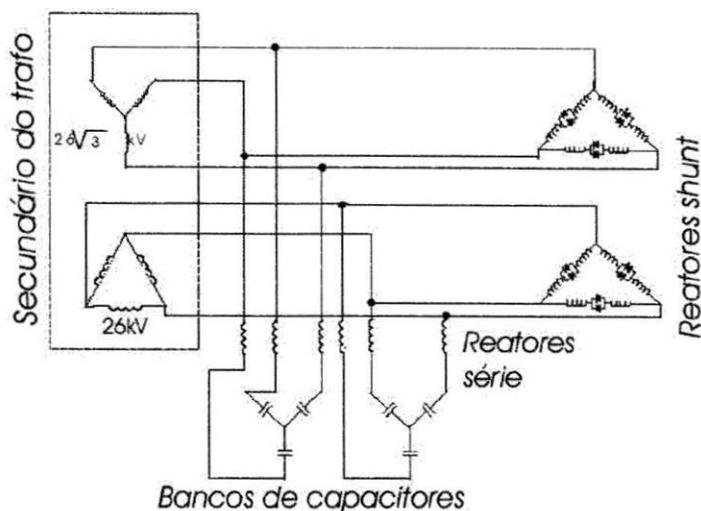


Figura 3.36. Diagrama do compensador estático de CGD

### 3.6. Sala de Comando

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

O ambiente possui painéis de sinalização, comandos e relés dos equipamentos da subestação. Através dos painéis é possível acionar equipamentos (abrir disjuntor, ligar compensador, acionar ventilação de um transformador), alterar proteções e verificar anormalidades no sistema através de alarmes e leds indicadores. Os painéis, de certa forma reproduzem o diagrama da subestação com seus principais elementos e mecanismos relacionados a eles. Possuem também equipamentos de medição e registradores gráficos.



Figura 3.37. Sala de comando da SE CGD

Durante o estágio a sala de comando foi um ambiente muito freqüentado, pois para adentrar ao pátio da subestação é necessária uma autorização dos operadores. Para qualquer manobra que os operadores queiram realizar na subestação, é necessário que seja comunicado ao CROL que é o Centro Regional de Operação Leste. O CROL centraliza a operação de todas as subestações da Regional Leste e, em alguns casos, pode até abrir ou fechar disjuntores nas subestações.

### **3.7. Atividades com Linha Energizada**

Com a evolução dos sistemas de potência foram necessários o desenvolvimento de técnicas para intervenções com as instalações energizadas, pois as companhias são taxadas duramente em casos de perda de continuidade nos serviços.

A CHESF adota principalmente duas técnicas de intervenção em linha energizada, uma à distância em que o homem realiza seu trabalho utilizando ferramentas presas em bastões isolantes e outra ao potencial em que o homem, vestindo uma roupa condutiva, sai do potencial da terra e equaliza-se ao potencial da linha ou barramento.

A seguir serão mostrados algumas intervenções realizadas utilizando as duas técnicas.

#### **3.7.1. Correção de Ponto Quente em Chaves Seccionadoras**

Para a correção de um ponto quente, o primeiro passo é detectá-lo, com um termovisor, e em seguida realizar a correção.

Pontos quentes são pontos de elevada temperatura encontrados em conexões de cabos e equipamentos. Com a circulação de corrente ocorre a dissipação de calor por efeito Joule e conseqüentemente ocorre o aquecimento do local. Os pontos quentes são geralmente provocados por conexões folgadas, poluição ou cabos gastos e podem causar o derretimento dos cabos ou chapas metálicas. Os pontos quentes provocam aumento nas perdas de potência do sistema e pode até provocar o rompimento total da conexão.

Um ponto quente detectado em um conector chapa-chapa do contato fixo de uma chave seccionadora ligada ao barramento de 69 kV na subestação de Campina Grande I foi corrigido utilizando a técnica de linha energizada, pois para desenergizar o barramento, muitas cargas importantes deixariam de ser atendidas.

A técnica de linha energizada é explicada no item 2.1 do relatório.

Após a retirada do conector que apresentou ponto quente, os contatos são tratados com lixa e pastas condutoras especiais que aumentam a condutividade do contato.

Foi feita também a troca dos parafusos do conector que encontravam-se oxidados. Para apertar os parafusos foi utilizado o torquímetro que é regulável e aperta os parafusos até um torque específico, evitando que as conexões fiquem folgadas ou apertadas demais estressando os materiais.

A Figura 3.38 mostra o homem ao potencial tratando o ponto quente.

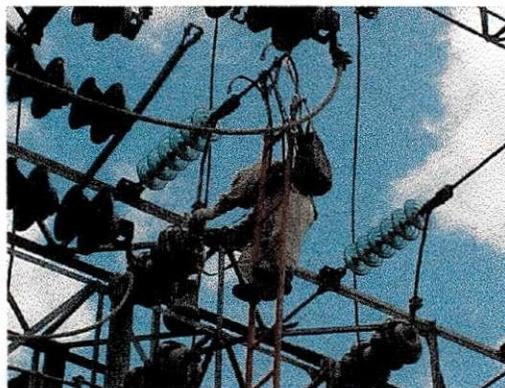


Figura 3.38. Correção de Ponto Quente

A Figura 3.39 mostra uma conexão de chave seccionadora que apresentou ponto quente na barra de 69 kV da Subestação Campina Grande II, a retirada da parte móvel da chave também ocorreu com o homem ao potencial.

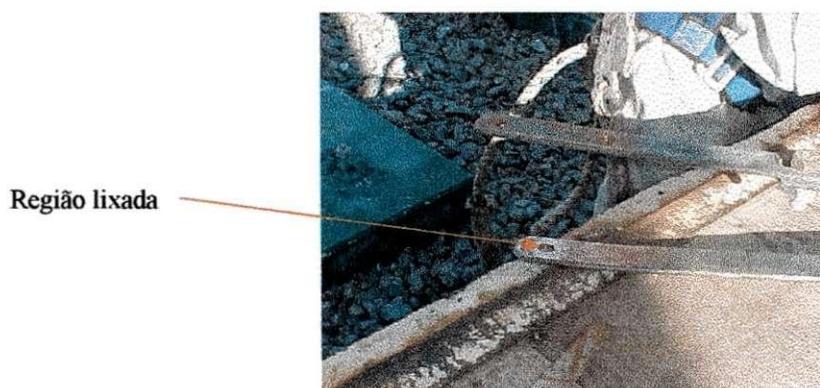


Figura 3.39. Parte móvel de uma chave seccionadora

### 3.7.2. Lavagem de Isoladores

Os isoladores são submetidos a condições de operação muito severas em alguns lugares com muita poluição, poeira, etc. O acúmulo de poeira e outros tipos de poluição podem levar o isolador a conduzir e provocar um curto-circuito entre a linha e a estrutura em que está fixado.

A barra principal de 230 kV da Subestação Campina Grande II foi submetida a um curto-circuito no isolador tipo pedestal de uma chave. Diante do ocorrido, resolveu-se realizar uma lavagem em todos os isoladores de 230 kV da subestação.

Os isoladores que podiam ser desenergizados eram limpos com uma lã de aço e pano, já os isoladores que não poderiam ser desenergizados foram lavados com água.

Para a lavagem dos isoladores é utilizado um carro de lavagem que expelle um jato d'água sob pressão para assegurar a eficiência das lavagens. A água utilizada para a lavagem deve apresentar baixa condutividade, por isso a água bruta é passada por uma estação de tratamento que a desioniza. As Figuras 3.40 e 3.41 exibem o carro de lavagem e uma lavagem de isolador respectivamente.



Figura 3.40. Carro de Lavagem



Figura 3.41. Lavagem de isoladores

### 3.7.3. Conexão dos Pulos do 04E1 ao Barramento

A instalação de um novo reator na subestação de Campina Grande II exigiu que pulos para a alimentação do reator fossem instalados no barramento de 230 kV. Para trabalho em barramento, mais uma vez, foi utilizada a técnica de linha energizada com o homem ao potencial.

Para a conexão, foi colocado um homem em uma escada montada na estrutura, outro na *skyladder*, que ia ao potencial, e um terceiro na estrutura. Ver Figura 3.42.

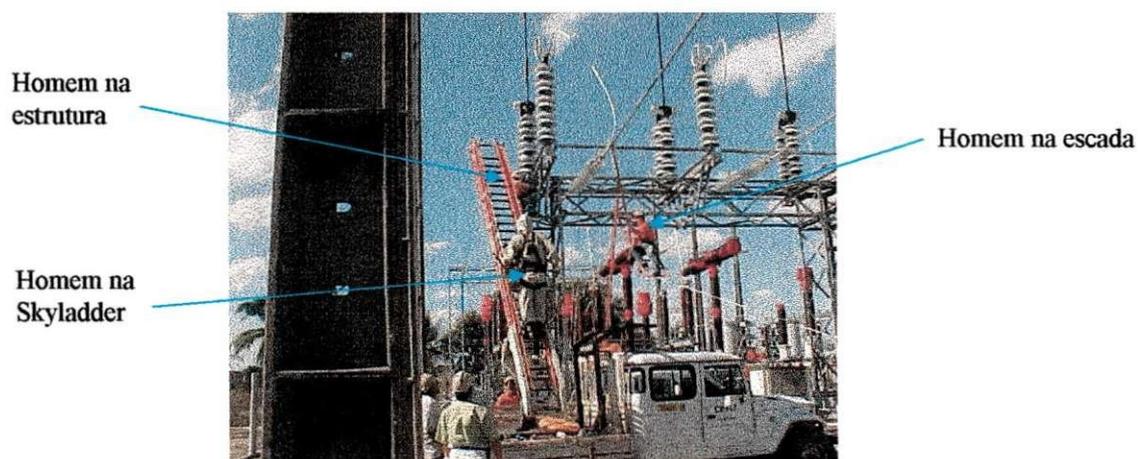


Figura 3.42. Disposição dos homens

Na intervenção, os homens da escada e da estrutura, com o auxílio de bastões isolantes entregam o pulo ao homem do potencial que conecta-o ao barramento, ver Figura 3.43.

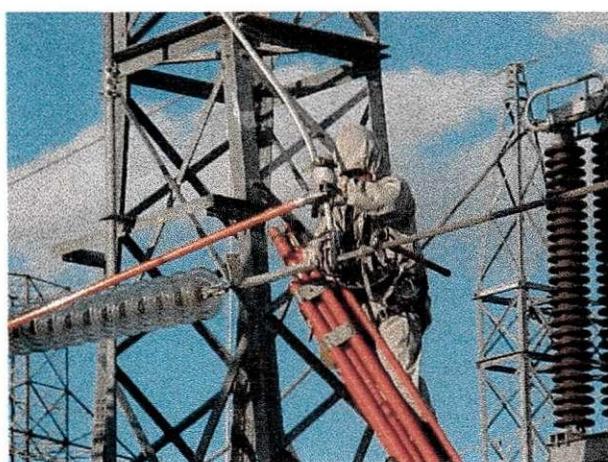


Figura 3.43. Conexão de pulo ao barramento

### 3.7.4. Troca de Isoladores em 69 kV

É preciso que 3 homens subam no poste, dois para montar os bastões suporte da linha e outro para realizar a substituição dos isoladores. A configuração da intervenção é mostrada na Figura 3.44.

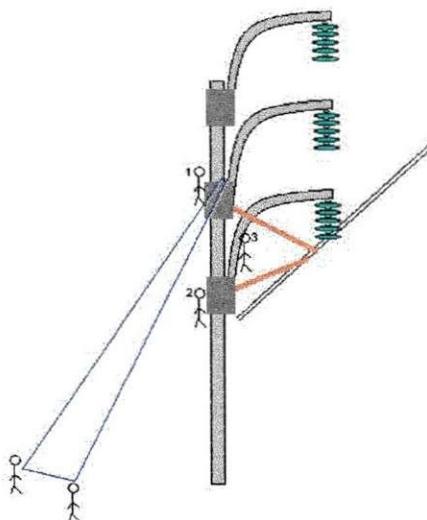


Figura 3.44. Configuração da troca de isoladores

Os homens 1 e 2 da Figura 3.44 colocam um bastão garra preso a linha e prendem no poste para que a linha não saia do lugar, em seguida, o homem 3, utilizando ferramentas conectadas na extremidade de um bastão isolante universal, desatreia a cadeia e retira os isoladores, em seguida, coloca a nova cadeia de isoladores, sempre à distância.

Os dois homens que ficam no solo enviam e recebem materiais, usando a linha de mão, para os eletricitistas que estão no poste.

### 3.7.5. Troca de Isoladores de 230 kV em Estrutura de Concreto

A substituição de isoladores de 230 kV em estruturas de concreto na configuração mostrada na Figura 3.45 pode ser realizada com três homens no poste e dois no solo.

O homem 1 da Figura 3.45 coloca dois bastões garra presos à linha e com o auxílio de uma catraca, suspende a linha para que a cadeia de isoladores não fique suportando seu peso. O homem 3, à distância, desatreia a cadeia e com a ajuda do homem 2 retira os isoladores, em seguida recoloca os novos isoladores. O homem 1 devolve o peso da linha aos isoladores e retira os bastões.

Os dois homens do solo servem para enviar e receber materiais dos homens que estão na estrutura.

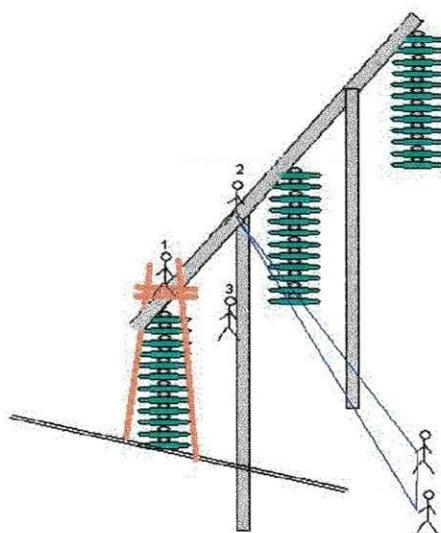


Figura 3.45. Configuração da troca de isoladores

### 3.8. Termovisão

A inspeção termográfica, também conhecida por termovisão, é uma técnica para a localização de defeitos à distância em equipamentos e conexões elétricas energizados sem a necessidade de desenergização dos mesmos.

A inspeção termográfica é realizada com um aparelho conhecido por termovisor. O SLMG possui um termovisor modelo Agema 550. O termovisor detecta a temperatura de superfícies através do nível de emissão de raios infravermelho.

A frequência em que equipamentos e conexões são submetidos à termovisão variam de acordo com o nível de tensão, tipo de equipamento e importância operacional da instalação. Quanto ao nível de tensão, instalações de 500 kV são inspecionadas mensalmente, enquanto que para níveis de tensão menores ou iguais a 230 kV as inspeções são trimestrais. Para equipamentos como isoladores e circuitos *bypass* de disjuntores a inspeção é anual, enquanto que para *bay's* de 230 kV de consumidores industriais, a inspeção é mensal. Em Campina Grande existem três subestações, CGD que tem grande importância operacional, CGU e BVT. CGD é inspecionada mensalmente, enquanto que CGU e BVT são inspecionadas trimestralmente.

Pode-se observar na Figura 3.46 uma imagem produzida por um termovisor.

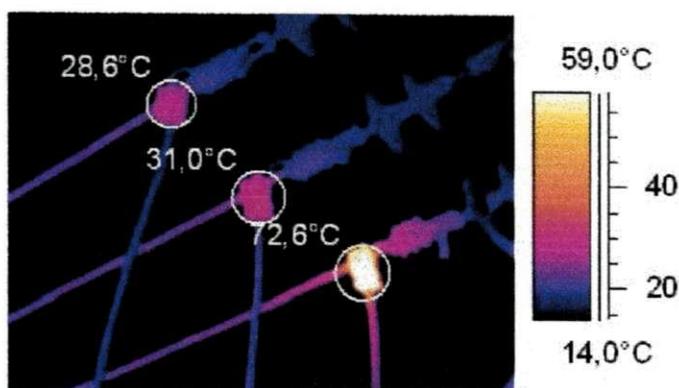


Figura 3.46. "Termofoto"

Pode-se observar que a imagem é reproduzida de acordo com a escala de cores, cada cor representa uma temperatura. O amarelo bem claro corresponde a 59°C, como pode-se observar na escala.

Dois métodos são utilizados para identificar uma não conformidade térmica, o método comparativo e quantitativo. O método comparativo, a temperatura de elementos similares são comparadas. Na Figura 3.46 pode-se observar que um dos três conectores que estão submetidos a correntes com intensidades semelhantes está aquecido. O método quantitativo analisa a diferença entre a temperatura do elemento e a temperatura ambiente.

Os resultados das avaliações comparativas e quantitativas são comparados a valores tabelados e a não conformidade térmica pode ser classificada como Ponto Quente. O resultado da termovisão é lançado no Termosist, que é um sistema para controle das não conformidades térmicas. A manutenção toma conhecimento do ponto quente e toma as providências para a correção do mesmo.

### 3.9. Visitas Técnicas

Foram realizadas visitas técnicas a várias subestações, dentre elas: Natal II, Santa Cruz II, Paraíso, Currais Novos II, Assú II, Mussuré II e as Usinas de Paulo Afonso I, II, III e IV e Xingó.

As visitas técnicas são importantes para o conhecimento de particularidades de cada subestação, suas instalações, funcionários, etc.

As visitas sempre são acompanhadas de funcionários experientes que passam algumas informações importantes para o aprendizado.

### **3.10. Confraternizações**

A Chesf sempre promove festas de confraternização em datas comemorativas. As festas servem para comemorar os resultados obtidos durante o ano e reafirmar a amizade entre os funcionários.

Os estagiários estiveram presentes nas festas de fim de ano em Campina Grande-PB, Assú-RN e Recife-PE, na festa de comemoração da ISO e na festa de São João de Campina Grande.

## CONCLUSÃO

Durante o estágio observou-se que as disciplinas teóricas estavam efetivamente ligadas às atividades realizadas. Disciplinas como Materiais Elétricos, Máquinas Elétricas, Distribuição de Energia Elétrica, Instalações Elétricas, Sistemas Elétricos, Equipamentos Elétricos, Análise de Sistemas Elétricos, Conversão Eletromecânica de Energia, Mecânica, Física Experimental, entre outras, tiveram seus assuntos abordados durante o estágio. E a experiência prática facilitou a compreensão de vários assuntos abordados na teoria.

Observou-se também que no momento que o estagiário cursou disciplinas na universidade cujos assuntos já haviam sido tratados de alguma forma no estágio, o aprendizado se deu de forma mais fácil.

A orientação dos funcionários da CHESF foi muito importante para o desenvolvimento dos trabalhos e a conclusão do estágio. O interesse com que os funcionários orientavam os estagiários facilitava ainda mais o aprendizado, são raros os casos que um funcionário não deixasse seu serviço um instante para explicar o que estava fazendo.

O convívio com outros profissionais de várias outras áreas e níveis hierárquicos também foi de grande valia, amadurecendo o estagiário para o mercado de trabalho.

## REFERÊNCIAS

- MAMEDE FILHO, J. *Manual de Equipamentos Elétricos*, 3ª edição, LCT, 2005.
- MAGALHÃES, C. M. S. *Relatório de Estágio CHESF*, UFCG, 2005.
- *Equipamentos Elétricos – aplicação e especificação em subestações de alta tensão*, Rio de Janeiro, Furnas, 1985.
- *Elementos do Sistema de Potência*, Eletrobrás, 1990.
- *Tecnologia de Equipamentos*, CFPAA, CHESF, 1993.
- Home Page da Chesf: [www.chesf.gov.br](http://www.chesf.gov.br), de 09/2005 a 11/2005.
- *Codificação Operacional de Instalações Equipamentos e LT e Representação em Diagrama Unifilar*, CHESF, 2002.
- *Planejamento e Execução de Manutenção em Equipamentos de Subestação*, CHESF, 2003.
- *Ensaio Elétrico com Ritz-Tester em Equipamento Isolantes*, CHESF, 1999.
- *Elaboração de Programa Executivo e Análise Preliminar de Risco*, CHESF, 2002.
- *EPI e EPC para Liberação de Equipamentos*, CHESF, 2003.
- *Armazenamento, Instalação e Operação de Extensão Isolante(Grua)*, CHESF, 2004.
- *Operação e Manutenção da Skyladder*, CHESF, 2003.
- *Manutenção em Linhas de Transmissão e Barramentos Energizados*, CHESF, 2001.