



**Universidade Federal De Campina Grande
Centro De Engenharia Elétrica e Informática
Unidade Acadêmica De Engenharia Elétrica**



**Relatório de estágio supervisionado
ELETROBRAS DISTRIBUIDORA DE ALAGOAS**

Aluno: José Gonçalves de Lima Júnior
Orientador: Edgar Roosevelt Braga Filho

Campina Grande, Maio de 2012



**Universidade Federal De Campina Grande
Centro De Engenharia Elétrica e Informática
Unidade Acadêmica De Engenharia Elétrica**



Relatório de Estágio Supervisionado

Relatório de estágio supervisionado apresentado ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande em cumprimento parcial às exigências de para obtenção do Grau de Engenheiro Eletricista.

Aluno: José Gonçalves de Lima Júnior

Matrícula: 20911458

Campina Grande, Maio de 2012



**Universidade Federal De Campina Grande
Centro De Engenharia Elétrica e Informática
Unidade Acadêmica De Engenharia Elétrica**



Relatório de Estágio Supervisionado

Estagiário: José Gonçalves de Lima Júnior

Empresa: Eletrobras Distribuidora de Alagoas

Período de estágio: 1/08/2011 à 31/1/2012

Orientador: Prof. Edgar Roosevelt Braga Filho

Campina Grande, Maio de 2012

Relatório de Estágio Supervisionado

Aluno: José Gonçalves de Lima Júnior

Orientador: Edgar Roosevelt Braga Filho

Convidado: Luíz Reyes Rosales Montero

Campina Grande, Maio de 2012

Agradecimentos

A Deus que me deu coragem e força para concluir esse trabalho;

A Mãe Rainha por toda iluminação em minha vida;

Aos meus pais pelo exemplo de perseverança e por todo carinho;

As minhas irmãs pelo companheirismo e incentivo;

Aos meus amigos de Maceió e de Campina por toda amizade;

Ao professor Edgar Roosevelt pela orientação;

Aos funcionários da Eletrobrás Alagoas que contribuíram com o trabalho;

A todos que me acompanharam durante a graduação.

Lista de Figuras

Figura 1 - Organograma EDAL.....	5
Figura 2 - Sistema de transmissão e subtransmissão de Alagoas (PORTAL EDAL).	6
Figura 3 - Organograma DOM-SB	8
Figura 4 - Tampa de inspeção aberta.....	10
Figura 5 - Vista da tampa de inspeção.....	10
Figura 6 - retirada da tampa superior.....	10
Figura 7 - Técnico retirando os cabos condutores e o aterramento do núcleo	10
Figura 8 - Içamento do núcleo	11
Figura 9 - Remoção do núcleo.....	11
Figura 10 - Problema com a cola.....	11
Figura 11 - Posição correta do calço	11
Figura 12 - Planilha com dados dos Transformadores	13
Figura 13 - Relação dos gases formados quando o óleo é superaquecido.....	16
Figura 14 - Gases gerados quando há degradação da celulose no núcleo	17
Figura 15 - Esquema para amostragem de óleo dos transformadores.	18
Figura 16 - Amostra Trafo de 15/20 MVA , 02T2 Arapiraca 1(frente).	19
Figura 17 - Amostra Trafo de 15/ 20 MVA, 02T2 Arapiraca 1 (verso).....	19
Figura 18 - Painel Religador.....	24
Figura 19 - Operador abrindo chave seccionadora do religador	24
Figura 20 - Chave bypass aberta, chave do religador fechada.	24
Figura 21 - Chave bypass fechada, chave do religador aberta.	24
Figura 22 - Religador.....	25
Figura 23 - Religador com o tanque aberto	25
Figura 24 - Óleo retirado do religador	26
Figura 25 - Filtragem de óleo com papel.....	26
Figura 26 - Limpeza da parte interior do religador	27
Figura 27 - Câmara de extinção de um disjuntor a pequeno volume de óleo.....	27
Figura 28 - Numeração das buchas.....	28
Figura 29 - Construção de trilho de madeira para locomoção do transformador	31
Figura 30 - Macaco hidráulico usado para erguer o transformador	31
Figura 31 - Uso de roletes para movimentar o transformador.....	32

Figura 32 - Uso da trifer para puxar o transformador	32
Figura 33 - Remoção do óleo dos radiadores	32
Figura 34- Movimentação do transformador com guincho	33
Figura 35 - Transformador sendo colocado na carreta para transporte	33
Figura 36 - Desmontagem dos radiadores	34
Figura 37 - Desmontagem tanque de expansão	34

SUMÁRIO

1. A EMPRESA.....	2
1.1 Eletrobras	2
1.2 Eletrobras Distribuidora de Alagoas	3
1.3 Organograma da empresa	5
1.4 Sistema de 69 kV da Eletrobras Alagoas.....	5
1.5 Subestações	7
2. DOM-SE.....	8
3. ATIVIDADES REALIZADAS DURANTE O ESTÁGIO	9
3.1 Manutenção corretiva em transformador de 69 kV.	9
4. Levantamento de dados sobre transformadores	13
5. Coleta de óleo dos transformadores	14
5.1 Revisão teórica.....	14
5.2 Características físico-químicas	15
5.3 Análise cromatográfica	16
5.4 Retirada da amostra	18
5.5 Frequência de amostragem	19
5.6 Atividade realizada	19
6. Manutenção em Disjuntores/Religadores.....	20
6.1 Revisão teórica.....	20
6.2 Disjuntores a óleo	21
6.3 Disjuntores a SF6.....	22
6.4 Disjuntores a vácuo.....	22
6.5 Atividades realizadas	23
7. Movimentação de transformadores em subestações	30
8. Conclusão	35
9. Bibliografia.....	36

Apresentação

O estágio foi realizado na empresa Eletrobras Distribuidora de Alagoas (EDAL), antiga CEAL, no Departamento de Operação e Manutenção de Subestações (DOM-SB). O estágio foi realizado através de um convênio entre o Centro de Integração Empresa-Escola (CIEE) de Alagoas a EDAL e a Universidade Federal de Campina Grande (UFCG). As atividades realizadas no estágio consistiram no acompanhamento das equipes de manutenção em intervenções nas subestações para realização de testes nos equipamentos, correção de defeitos, instalação e remoção de equipamentos, vistoria das condições de segurança dentre outras atividades. Também foram acompanhadas algumas operações do Departamento de Operação e Manutenção de Linhas de Transmissão (DOM-LT). Atividades como: troca de estruturas em campo, troca de isoladores e poda de árvores.

1. A EMPRESA

1.1 Eletrobras

A Eletrobras é holding de um sistema de empresas composto por Eletrobras CGTEE, Eletrobras Chesf, Eletrobras Eletronorte, Eletrobras Eletronuclear, Eletrobras Eletrosul e Eletrobras Furnas; pelas distribuidoras Eletrobras Amazonas Energia, Eletrobras Distribuição Acre, Eletrobras Distribuição Alagoas, Eletrobras Distribuição Piauí, Eletrobras Distribuição Rondônia e Eletrobras Distribuição Roraima; pela empresa de participações Eletrobras Eletropar; e pelo centro de pesquisas Eletrobras (Cepel). A Eletrobras também detém metade do capital de Itaipu Binacional.

Responsável por 37% do total da capacidade de geração do país, a Eletrobras tem capacidade instalada de 42.080 megawatts e 164 usinas – 36 hidrelétricas e 128 térmicas, sendo duas termonucleares. Possui mais de 58 mil quilômetros de linhas de transmissão, o que corresponde a 57% do total nacional. A empresa também promove o uso eficiente da energia e o combate ao desperdício por intermédio do Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel)

Em 2008, a Eletrobras foi autorizada a atuar no exterior. Seu foco atual é o continente americano, em especial a integração energética na América do Sul.

Desde 2010, a Eletrobras conta com uma nova arquitetura de marca, que consolidou o processo de transformação do Sistema Eletrobras. Na sigla da empresa, inscrita em sua marca, o acento não é mais adotado.

A reestruturação do setor na década de 1990 reduziu as responsabilidades da empresa, com a criação da ANEEL, do ONS, da CCEE e da EPE. Seu atual presidente é o engenheiro José da Costa Carvalho Neto. Em 2004 a Eletrobras foi excluída do PND (Programa Nacional de Desestatização), permanecendo uma empresa estatal. A União possui 53,9% das ações ordinárias da companhia e, por isso, tem o controle acionário da empresa. A administração federal é proprietária ainda de 15,5% das ações preferenciais, cuja maioria está em mãos privadas (PORTAL ELETROBRAS, 2012).

1.2 Eletrobras Distribuidora de Alagoas

Com o desenvolvimento econômico do estado de Alagoas e uma conseqüente busca por melhores condições de vida e infra-estrutura, no que se diz respeito ao fornecimento de energia elétrica, surgiu a CEAL. Sua constituição foi autorizada pela Lei Estadual nº 2.137, de 08 de abril de 1959, sob a razão de Companhia de Eletricidade de Alagoas, hoje empresa do Sistema Eletrobrás. (PORTAL ELETROBRAS DISTRIBUIDORA DE ALAGOAS, 2012).

No início da década de 60 apenas os municípios de Maceió, Penedo, Mata Grande, Água Branca e Delmiro Gouveia possuíam fornecimento de energia elétrica oriundo da CHESF, o restante do estado quando muito tinha, eram apenas instalações elétricas insuficientes para a demanda solicitada, precárias e obsoletas.

Assim com a implantação da CEAL, a partir de 1961 o estado de Alagoas tomou o rumo do desenvolvimento energético com a construção e inauguração da eletrificação na primeira cidade do interior, Viçosa, a partir do fornecimento elétrico da CHESF. Decorridos oito anos, em 1969 todo o Plano de Eletrificação do Estado de Alagoas estava concluído, todas as sedes municipais foram energizadas, sendo Porto de Pedras a última a receber o fornecimento.

Consolidando seu crescimento, em 1968 a CEAL adquiriu a concessão da distribuição de energia na cidade de Maceió, antes pertencente à Companhia Força e Luz Nordeste do Brasil (CFLNB), empresa do grupo AMFORP que também detinha concessão nas cidades de Natal e Salvador. Prosseguindo seguiram-se as aquisições das redes de distribuição de Penedo, União dos Palmares e Arapiraca, que pertenciam às prefeituras, e em seguida das redes de Mata Grande, Água Branca e Delmiro Gouveia que pertenciam à CHESF. Assim ajudada pela implantação do sistema de 69KV da CHESF no território alagoano em 1973, em 1979 toda concessão de energia do estado de Alagoas pertencia a CEAL.

Com o crescimento das cidades a CEAL passou a se preocupar com a potência energética disponível no Estado. Assim, através da Lei Estadual nº 4.450, de 05 de julho de 1983, foi alterada a razão social para Companhia Energética de Alagoas, permitindo à empresa ampliar o campo de atuação, no sentido de pesquisar, estudar,

projetar, explorar e comercializar quaisquer outras formas de energia além da elétrica. Nessa área, foram desenvolvidas:

Toda esta expansão energética foi decisiva para impulsionar a agricultura e a indústria do estado. Com a energia de boa qualidade fornecida, diversas usinas e posteriormente destilarias iniciaram sua operação, nas cidades de Maceió, Penedo e Arapiraca foram instalados distritos industriais de bom porte. Também foram instaladas indústrias de grande porte, como a Fábrica de Cimento Atol e diversas cerâmicas de alta qualidade. Recentemente foram projetadas e construídas as instalações do Pólo Cloro-alcoolquímico de Marechal Deodoro, com a construção de diversas indústrias de porte.

Em julho de 1997, a União por intermédio das Centrais Elétricas do Brasil - Eletrobras passou a exercer o controle acionário da empresa, oportunidade em que passou a ter maioria das ações da empresa, a partir da aquisição de 50% das ações nominativas que se encontravam sob o controle do Estado de Alagoas.

Em junho de 2008, foi instalado um novo modelo de gestão para as Empresas Distribuidoras da Eletrobras, estabelecido a partir de uma direção única, trabalhando de forma integrada, buscando unificar procedimentos, aproximar empregados de diferentes culturas e fortalecer a confiança dos clientes atendidos nas diferentes regiões de atuação.

Em dezembro de 2010, foi aprovada a integralização de Adiantamentos de Capital feitos pela Eletrobras, totalizando R\$ 525 milhões, oportunidade em que a empresa passou a ser controlada integralmente pela Eletrobras.

1.3 Organograma da empresa

A empresa é administrada por sete diretorias: Presidência, Diretoria Financeira, Diretoria de Planejamento e Expansão, Diretoria de Operação, Diretoria de Gestão, Diretoria de Assuntos Regulatórios e Projetos Especiais e Diretoria Comercial. Seu Conselho de Administração possui seis integrantes e o Conselho Fiscal é formado por três membros efetivos e três suplentes.

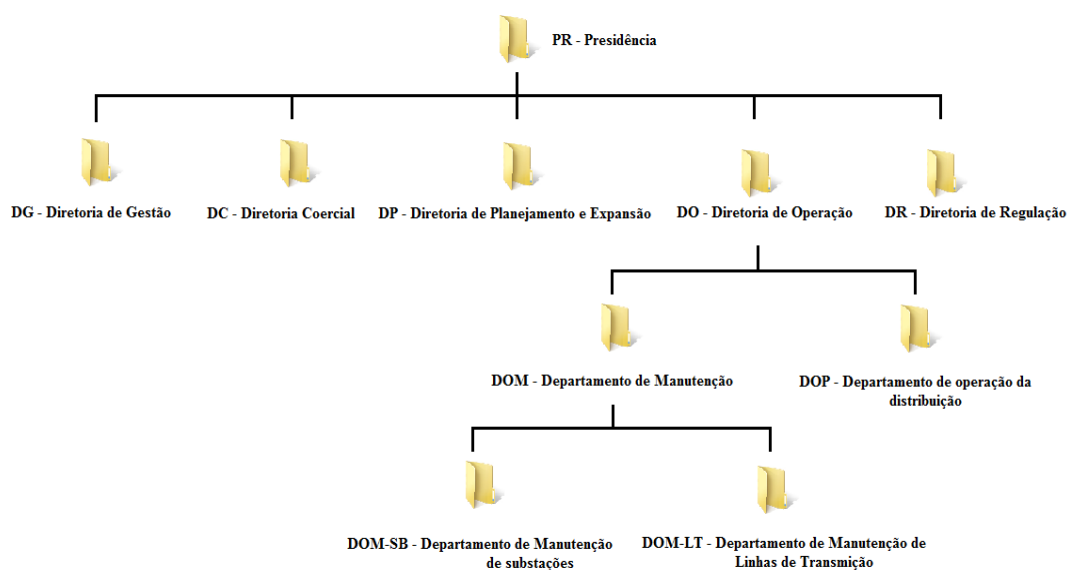


Figura 1 - Organograma EDAL

1.4 Sistema de 69 kV da Eletrobras Alagoas

O sistema de distribuição da Eletrobrás Alagoas é alimentado pela rede da Chesf em 69kV. São ao total 3 pontos de conexão entre os sistemas CHESF e EDAL. A subestação de Rio Largo e Trapiche da Barra e São Brás recebem o fornecimento da CHESF e distribuem para o lado leste e centro do estado. A Subestação de Delmiro Gouveia recebe o fornecimento da Chesf pela subestação de Paulo Afonso e ZEBU da Chesf e distribuem para o lado oeste do estado. Não havendo ligação entre as redes do oeste e do leste do estado.

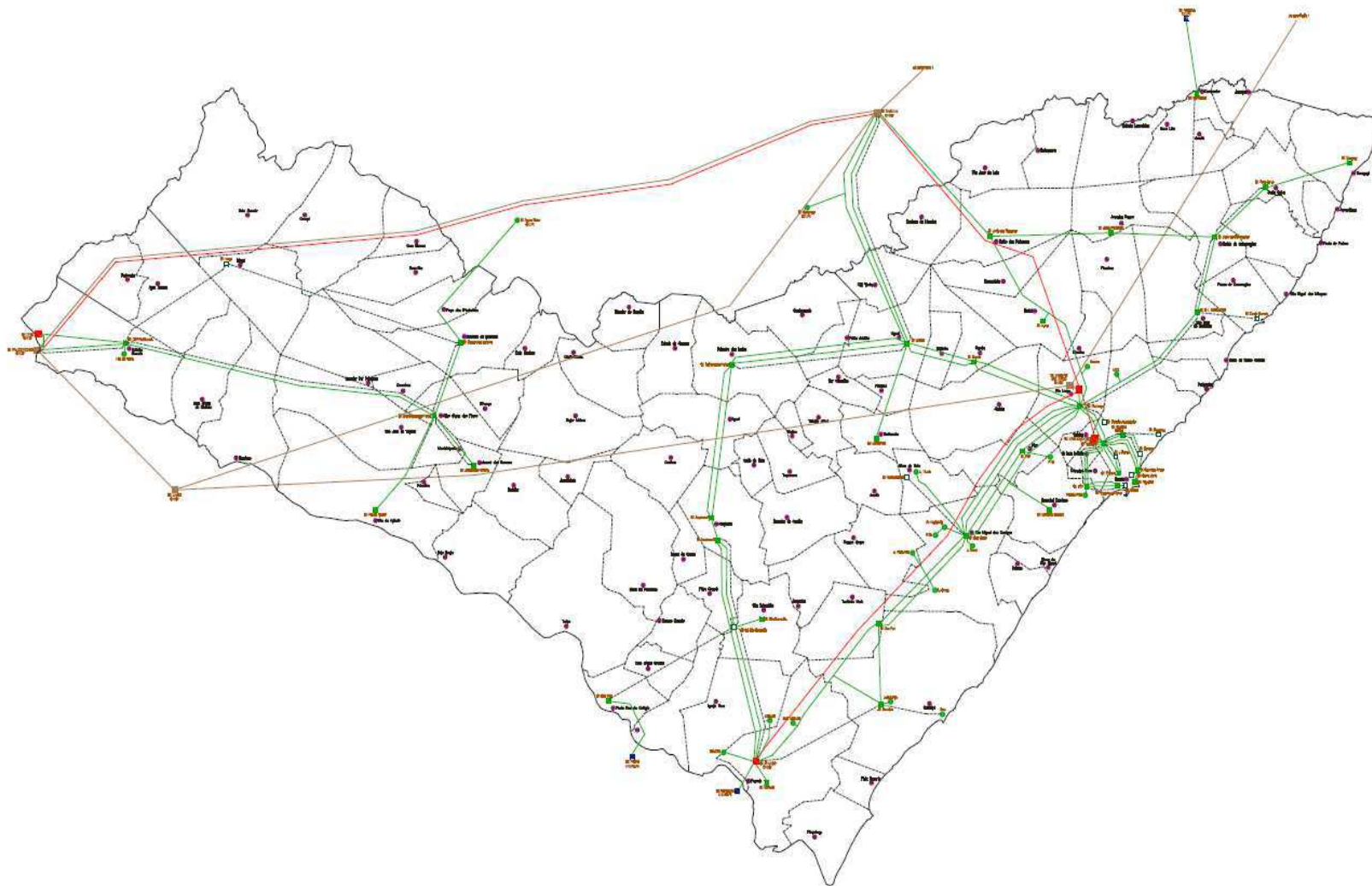


Figura 2 - Sistema de transmissão e subtransmissão de Alagoas (PORTAL EDAL).

1.5 Subestações

A EDAL possui um total de 30 subestações separadas em 23 municípios, sendo 7 na capital Maceió e atualmente em construção mais duas subestações: Distrito Industrial e Stella Maris. A capital Maceió é o maior centro consumidor com uma potência instalada de 370 MVA. O segundo maior centro consumidor é a cidade de Arapiraca com uma potencia instalada de 80 MVA.

Tabela 1- Subestações e Potência Instalada da capital Maceió

Maceió	
Tabuleiro dos Martins	70 MVA
Pinheiro	50 MVA
Cruz das Almas	70 MVA
Trapiche	50 MVA
Pajuçara	40 MVA
Centro	40 MVA
Benedito Bentes	50 MVA
TOTAL	370 MVA

Tabela 2 - Potência instalada na Subestação de Arapiraca I e municípios atendidos.

Arapiraca I	
Arapiraca	40 MVA
Craibas	
Coité do Noia	
Limoeiro de Anadia	

Tabela 3 - Potência instalada na Subestação de Arapiraca II e municípios atendidos.

Arapiraca 2	
Feira Grande	40 MVA
Girau do Ponciano	
Campo Grande	
Lagoa da Canoa	

2. DOM-SE

O Departamento de Operação e Manutenção de Subestações (DOM—SE) sob a gestão do engenheiro José Gonçalves de Lima, tem por atribuições coordenar o comissionamento, instalação e manutenção dos equipamentos de alta tensão das subestações, além disso, é responsável por manter as subestações em condições de operação e segurança seguindo as normas da ANEEL.

O departamento realiza operações em todas as subestações do estado. Conta com um grupo de 22 funcionários que trabalham em equipes constituídas normalmente de 1 eletrotécnico e 3 auxiliares técnicos. Todos os funcionários são lotados na capital Maceió na subestação do pinheiro onde fica o centro de operação do departamento. Quando há necessidade da realização de uma tarefa em alguma região as equipes se deslocam em uma das viaturas do departamento ate o local. Procedimento esse que pode levar até 3 horas, o que aumenta a importância de os equipamentos estarem sempre em boas condições, pois no caso de uma emergência regiões inteiras podem ficar sem energia durante várias horas, até que o problema seja solucionado.

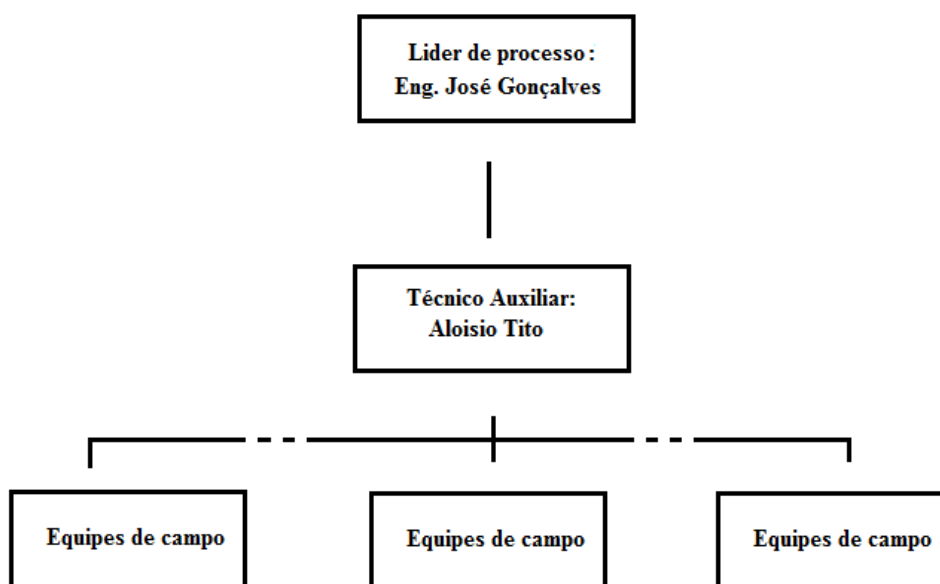


Figura 3 - Organograma DOM-SB

3. ATIVIDADES REALIZADAS DURANTE O ESTÁGIO

3.1 Manutenção corretiva em transformador de 69 kV.

O transformador de 69/13,8 kV, 10/12,5 MVA da fabricante União que estava em operação na subestação da cidade de Cururipe apresentou um problema de mudança de tap. O equipamento apresentava 6 taps em seus dados de placa porém não era possível colocar o tap na posição 6 referente a tensão de 62,6 kV. Como consequência a tensão na saída do transformador estava abaixo dos 13,8 kV que deveria apresentar. Dois outros transformadores de potência 5/6,25 MVA foram instalados na subestação de forma a manter a alimentação do sistema. Assim o transformador pode ser transportado para subestação do pinheiro onde seria realizado o serviço de manutenção.

Por não dispor de toda estrutura necessária para abertura de um equipamento daquele porte, o procedimento normal seria a abertura de uma licitação para o concerto do transformador, porém o engenheiro coordenando a obra explicou que eles já haviam se deparado antes com um problema similar de mudança de tap. Problema esse que pode ser sanado pela própria equipe de manutenção.

A manutenção do transformador se deu nas seguintes etapas:

- Remoção dos 5400 litros de óleo usados como meio isolante e de refrigeração e armazenagem do óleo em toneis;
- Abertura da janela de inspeção lateral;
- Desmontagem da alavanca de taps;

Nessa etapa foi tentada a visualização do interior do transformador, buscando identificar o problema suspeito e alguma maneira de solucioná-lo sem ser necessário a remoção do núcleo, visto que essa é uma tarefa que despenderia muito tempo, cerca de 20 horas de trabalho com uma equipe apenas para a retirada do núcleo, além de todo risco existente ao equipamento como por exemplo o fato de as instalações da oficina serem a céu aberto. No caso de uma chuva a água iria impregnar o papel isolante causando um dano permanente ao equipamento que inviabilizaria o seu uso mesmo em taps de maior tensão e iria trazer grande prejuízo à empresa, que teria de arcar com um concerto de um custo muito maior.



Figura 4 - Tampa de inspeção aberta

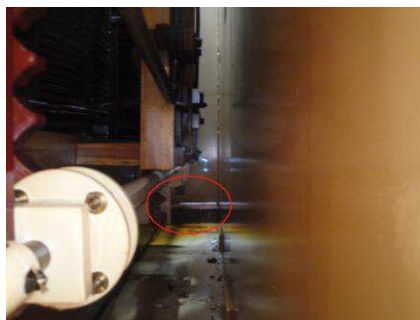


Figura 5 - Vista da tampa de inspeção

Na Figura 5 é mostrado em destaque o que se acreditava ser o problema. Um calço do núcleo fora de posição. Não sendo possível a constatação do problema nem a resolução do mesmo foi decidido pela abertura do núcleo. O procedimento continuou com as seguintes tarefas.

- Retirada dos terminais de ligação do Relé buchholz;
- Retirada dos terminais de alarme da válvula de alívio de pressão;
- Retirada dos terminais de ligação dos Tcs de alta tensão;
- Retirada das buchas de 13,8 kV;
- Abertura da janela de inspeção superior;
- Retirada do aterramento do núcleo;
- Retirada dos cabos condutores de 69 kV;
- Abertura da tampa superior;
- Liberação do núcleo da carcaça;
- Içamento do núcleo.

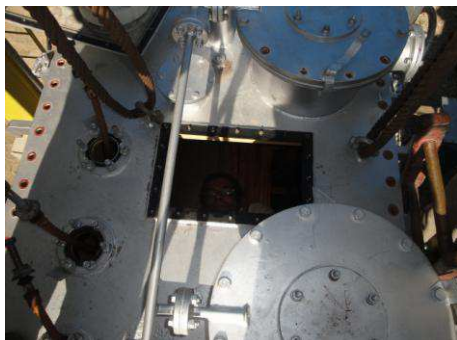


Figura 7 - Técnico retirando os cabos condutores e o aterramento do núcleo



Figura 6 - retirada da tampa superior.



Figura 8 - Içamento do núcleo

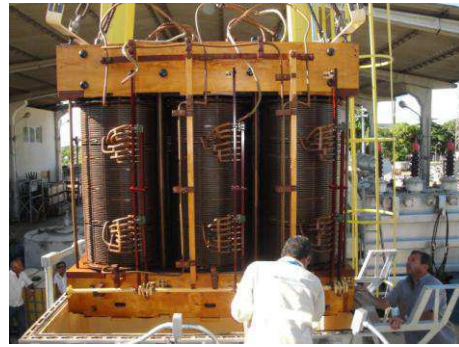


Figura 9 - Remoção do núcleo

Com a remoção do núcleo foi possível verificar que o problema realmente era um dos calços do núcleo que se despreendeu da base carcaça e com a vibração do próprio aparelho ou durante o transporte foi deslocado ate uma posição onde impedia que um dos comutadores muda-se de posição, impedindo assim a troca dos taps.

O calço é preso à carcaça com uma cola neutra especial para não alterar a acidez do óleo. O problema pode ter sido causado por algum erro no processo de montagem, ou algum problema na química da cola, visto que esta não aderiu como devia a carcaça do transformador e o equipamento é relativamente novo com apenas 20 anos de uso, quando sua vida média é de 30 anos. A solução foi a construção de um apoio de madeira para o calço impedindo o movimento do mesmo.



Figura 11 - Posição correta do calço



Figura 10 - Problema com a cola

Com o problema resolvido o transformador pode ser montado novamente, porém Durante sua montagem se constatou uma falha na borracha de vedação da tampa superior. Este acontecimento paralisou a execução da tarefa que foi retomada 5 dias

depois quando foi possível a compra da borracha de vedação. Nesse tempo o transformador permaneceu parcialmente fechado com a borracha de vedação antiga.

Com a conclusão da montagem do transformador teve início a fase de tratamento de óleo. A NBR 10576 determina o percentual máximo de 25 PPM de água no óleo isolante para transformadores de força dentre outros índices. O tratamento do óleo nessa etapa levou em conta apenas o PPM de água. O tratamento teve início com a indicação de 53ppm de água, após 4 dias de tratamento esse valor foi reduzido para 5ppm. Entretanto durante o período da noite em que a máquina era desativada esse percentual de água subia e pela manhã do dia seguinte estavam nem torno de 15ppm. O procedimento de tratamento do óleo permaneceu assim por 4 dias. A razão disso é que apesar da variação da diferença entre os valores estava diminuindo o que permitiu descartar a possibilidade de alguma falha nas juntas de vedação e prosseguir com o tratamento. Ao final dos 4 dias o valor da concentração de água no óleo se estabilizou em 5ppm. Especulou-se que essa oscilação tenha sido em função da água absorvida pelo papel Kraft dos enrolamentos enquanto o núcleo se encontrou exposto ao meio.

Encerrada a parte de tratamento do óleo se deu início aos testes no transformador. Para a realização dos testes foi necessário a instalação das buchas de alta tensão. Foram realizados os testes de:

- Relação de transformação;
- resistência de isolamento.

No painel de controle foram testados o sinal de todos os sensores:

- Sinal de alarme e disparo do relé buchholz;
- Sinal de da válvula de alívio de pressão;
- Sinal de alarme do nível de óleo
- Contatores dos ventiladores,

Com a fase de testes concluída e todos os resultados dentro dos limites estabelecidos o transformador foi liberado para ser instalado. Foram desmontadas as buchas de alta tensão e o transformador pode ser enviado de volta para subestação de Coruripe onde seria instalado em substituição as dois outros transformadores que estavam operando naquela instalação.

4. Levantamento de dados sobre transformadores

Durante o período de estágio foi realizado um levantamento de dados sobre os transformadores pertencentes à EDAL. Cada transformador da EDAL possui uma pasta com todos os seus dados, porém não se sabia a localização exata de cada um dos equipamentos. Tal informação era dita pelo engenheiro responsável e pelos técnicos mais experientes, mas não havia um registro escrito o que tornou necessária uma inspeção em cada subestação. Foram percorridas todas as 30 subestações da EDAL, em cada uma das instalações foram tiradas fotos das placas dos equipamentos, fotos da subestação como todo, para avaliação do estado de conservação das instalações.

No final da tarefa foi feito um cadastro de todos os transformadores, em uma planilha Excel que informava: a localização do equipamento, impedância percentual, potência nominal, número de série, tipo e fabricante entre outros dados de placa.

1	RELATÓRIO GERAL															
2																
3	POTÊNCIA	TOSHIBA	CONTRAFO	UNIÃO	WEG	CEMEC	WESTINGH	ABB	GENERAL	SIEMENS	COEMSA	TRAFO	ASEA	MEGA	EFACEC	BBC
4	2(MVA)							1			1					1
5	5(MVA)															
6	5/6,25(MVA)	8			9	2	1	1		2		5	3			
7	7,5/9,3(MVA)	1											3	1		
8	10(MVA)															
9	10/12,5(MVA)	13		2	11	4										1
10	15/20(MVA)	7	2			1		4								2
11	20(MVA)										1		1			
12	20/25(MVA)		4													
13	DESCONHECIDO	1			1											
14																
15	TOTAL	30	6	2	21	7	1	5	2	2	2	5	7	1	2	3
16																

Figura 12 - Planilha com dados dos Transformadores

O cadastro digital dos transformadores aumentou a eficiência com relação ao gerenciamento dos equipamentos que é de suma importância nas empresas. Foi observado que A EDAL, possui um total de 131 transformadores de potência entre 2 e 20 MVA, dos quais 36 estão fora de operação sendo:

- 7 de reserva técnica;
- 2 locados;
- 6 manutenção;
- 7 desativados;
- 14 queimados.

O cadastro realizado possibilita um controle maior e mais dinâmico dos equipamentos, porém, por ter sido construído em planilhas Excel, teve sua usabilidade limitada. Seria o ideal o uso de um programa específico para gerenciamento de dados que permitisse a todos os técnicos atualizar as informações de maneira rápida, e que apresentasse outras funções úteis, como a exibição completa dos dados de placa, acesso ao histórico de testes, registro de usuários, etc. Outro problema identificado foi o de a responsável pelo cadastro não ser informada das atividades no setor, dessa forma quando foi concluído o cadastro este já se encontrava desatualizado.

Durante o recolhimento das informações sobre os transformadores foi feita uma avaliação rápida das subestações. Foram observados aspectos como sinalização de segurança, sinalização dos equipamentos, aterramento de partes metálicas, iluminação, vazamento de óleo, entre outras. As informações observadas foram repassadas ao técnico responsável.

5. Coleta de óleo dos transformadores

5.1 Revisão teórica

Todos os transformadores das subestações usam óleo para isolamento de suas partes energizadas e para o resfriamento de suas partes ativas transferindo para a carcaça do transformador o calor produzido pelas perdas. Para executar essas funções o óleo deve possuir determinadas características como: elevada rigidez dielétrica, boa fluidez e capacidade de manter suas características em temperaturas elevadas (MARTIGNONE,1991).

Os óleos utilizados nos transformadores são de origem mineral derivados do petróleo e podem ser formados por hidrocarbonetos naftênicos ou parafínicos ainda podendo ser do tipo sintético como os óleos silicone e os ascaréis. Os óleos do tipo ascarel apresentam algumas vantagens em relação aos minerais como maior rigidez dielétrica, menor acidez e não serem inflamáveis fato este de grande vantagem para ambientes de risco, porém seu uso no Brasil foi abolido em 1981 por ser uma substância tóxica persistente, de risco para o meio ambiente e para a saúde sendo considerados cancerígenos (Portal Wikipédia, 2012).

5.2 Características físico-químicas

As propriedades do óleo isolante do isolante podem sofrer alterações devido a oxidação, umidade, temperatura, instabilidade elétrica e também devido ao contato com materiais utilizados na construção do de transformadores como verniz, papel, madeira, ar e etc. Em condições normais de uso há uma degradação lenta das propriedades do óleo isolante, contudo, quando o transformador é submetido a distúrbios o óleo apresenta taxas de degradação superiores. O monitoramento das características físico-químicas do óleo é uma das formas mais utilizada e eficiente de manutenção preditiva do estado do transformador.

A resolução número 36 da Agência Nacional de Petróleo (ANP) de 5/12/2008 regulamenta as especificações do óleo mineral isolante novo de base naftênico, tipo A, e do óleo mineral isolante de base parafínica, tipo B, também estabelece as normas que devem ser utilizadas para determinação desses índices. Para o uso de óleo reconicionado a norma que estabelece os limites das especificações é a NBR 10576. As características principais dos óleos isolantes reconicionados seus valores de referência e as normas utilizadas para seus ensaios estão na Tabela 4.

Tabela 4 - Valores de referencia e normas para ensaios de óleo isolante
Fonte: NBR 10576/ANP

CARACTERÍSTICA	UNIDADE	LIMITES	MÉTODO ABNT NBR e NBR/IEC
		TIPO A	
Aspecto		Claro, límpido e isento impurezas	Visual
Cor ASTM, máx,		Não especificado	14483
Massa específica a 20°C	kg/m ³	861,0 - 900,0	7148
Ponto de fulgor, mín.	°C	130	11341
Fato de potência			
a 25 C	%	0,5	12133
a 100 C	%	20	12133
Índice de neutralização, (IAT), máx.	mg KOH/g	0,15	14248
Teor de água	mg/kg (ppm)	25	5755
Enxofre corrosivo	-	Não corrosivo	10505
Rigidez dielétrica	kV		
Eletrodo de disco, mín., ou		30	6869
Eletrodo de calota, min		40	NBR/IEC 601560
Tensão interfacial a 25° C, min.	mN/m	22	6234

5.3 Análise cromatográfica

Outra análise realizada no óleo do transformador é a análise de gases dissolvidos através da cromatografia gasosa, DGA. A DGA pode identificar se há ocorrência de alguma falha no transformador que possa ocasionar uma ocorrência mais grave. Entre as falhas que podem ser encontradas com a análise dos gases temos: arco elétrico (frequentemente devido à perda ou mau contato de conexões dentro dos transformadores causados por vibrações); corona (descargas elétricas no enrolamento); sobre aquecimento do óleo (sobrecarga do transformador, aquecimento exagerado do óleo isolante e de outras partes do equipamento); e degradação da celulose (isolante usado na construção do núcleo). Os principais gases gerados durante a ocorrência de faltas nos transformadores são:

Tabela 5 - Principais gases gerados na ocorrência de faltas

Hidrocarbonetos e hidrogênio	Óxidos de Carbono
Metano CH ₄	Monóxido de carbono CO
Etano C ₂ H ₆	Dióxido de carbono CO ₂
Etileno C ₂ H ₄	
Acetileno C ₂ H ₂	
Hidrogênio H ₂	

Os tipos e a quantidade dos gases liberados dependem da ocorrência, mas precisamente da energia e do material envolvido na falha, por exemplo:

- **Sobre aquecimento do óleo.** – Formação de gases incluindo etileno e metano, juntos com pequenas quantidades de hidrogênio e etano.

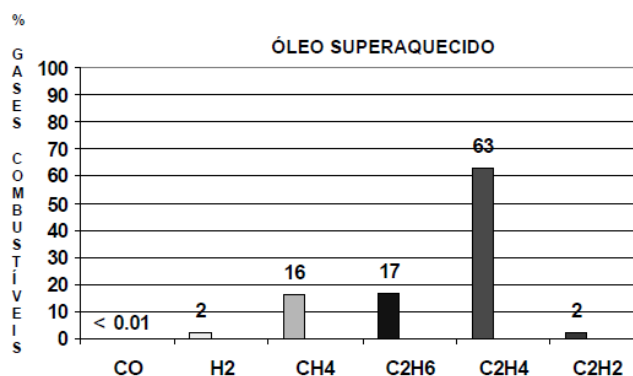


Figura 13 - Relação dos gases formados quando o óleo é superaquecido

- **Degradação da celulose.** – Grandes quantidades de monóxido e dióxido de carbono estão envolvidas no sobre aquecimento da celulose.

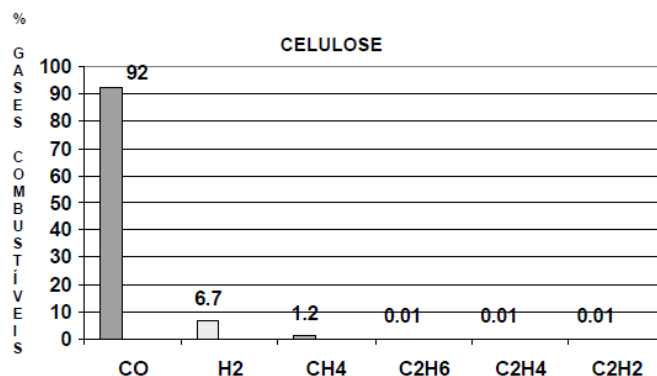


Figura 14 - Gases gerados quando há degradação da celulose no núcleo

Os métodos mais comuns utilizados para detecção de falhas usam de relações entre os gases para classificar o tipo de ocorrência. A norma NBR 7274, baseada na IEC 60599 sugere a utilização do método de Rogers usando a Tabela 6 para classificação da ocorrência.

Tabela 6 - Tabela usada para classificação segundo a NBR 7274

$\frac{C2H2}{C2H4}$	$\frac{CH4}{H2}$	$\frac{C2H4}{C2H6}$	Diagnóstico
< 0.1	0.1 a 1.0	< 1.0	Envelhecimento normal
< 0.1	< 0.1	< 1.0	Descarga parcial baixa energia
0.1 a 3.0	< 0.1	< 1.0	Descarga parcial alta energia
> 0.1	0.1 a 1.0	> 1.0	Arco - descarga baixa energia
0.1 a 3.0	0.1 a 1.0	> 3.0	Arco - descarga alta energia
< 0.1	> 1.0	< 1.0	Sobreaquecimento 150 °C < t < 300 °C
< 0.1	> 1.0	1.0 a 3.0	Sobreaquecimento 300 °C < t < 700 °C
< 0.1	> 1.0	> 3.0	Sobreaquecimento t > 700 °C

5.4 Retirada da amostra

A nbr 7037 e a nbr 7070 orientam os procedimentos de retirada de óleo e gases de transformadores de modo a garantir que não haja contaminação das amostras e que os dados necessários à análise do óleo sejam anotados.

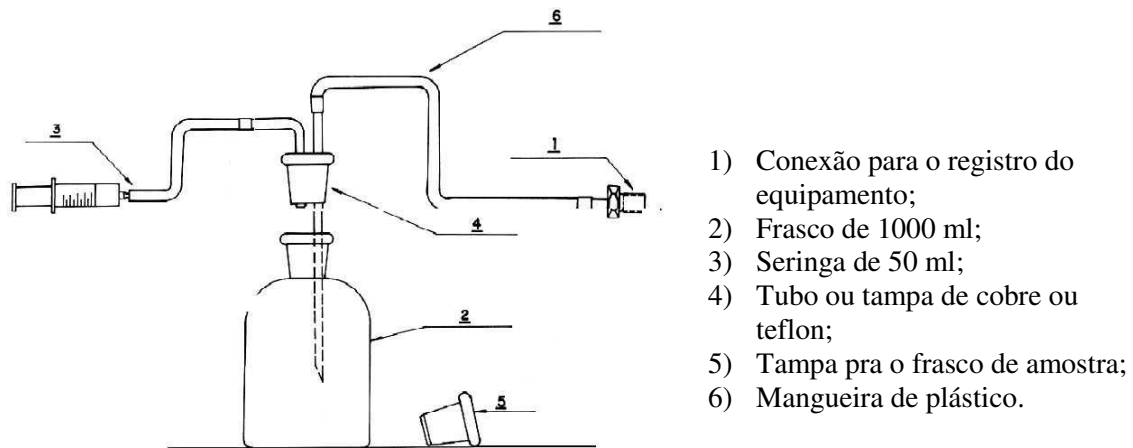


Figura 15 - Esquema para amostragem de óleo dos transformadores.

Procedimentos:

- Remover a proteção da válvula, se existir;
- Remover com um tecido limpo e sem fiapos toda sujeira visível da válvula;
- Abrir a válvula e deixar fluir por no mínimo, três vezes o volume da tubulação;
- Adaptar o dispositivo de amostragem conforme Figura 15, na válvula;
- Adaptar o frasco e ou seringa no dispositivo e enche-lo;
- Etiquetar/ identificar a amostra e enviar para análise.

As amostras de óleo não devem ser retiradas nas seguintes condições ambientais:

- Em dias chuvosos, de muita poeira ou de ventos fortes;
- Quando houver umidade relativa do ar superior a 75%.

As amostras devem ser retiradas e utilizadas de modo a evitar qualquer contaminação, devendo ficar expostas ao ar ambiente e à luz pelo menor prazo possível, após sua retirada.

5.5 Frequência de amostragem

É recomendada a amostragem para análise cromatográfica 24 horas antes da energização, para que sirva como referência, 10 e 30 dias após a energização para detectar defeitos incipientes. Após esse período a análise físico-química e cromatográfica deve ser realizada anualmente.

5.6 Atividade realizada

Durante o estágio foram coletadas 49 amostras de óleo das subestações de Arapiraca I, Arapiraca II, Centro, Viçosa, Capela, Campestre, Peri-Peri, São Luiz do Quitunde, Coruripe, Matriz de Camaragibe, Joaquim Gomes, Maragogi, São Brás, Marituba, São Sebastião, Porto Calvo, Tabuleiro, Murici, Polo Cloroquímico, Marechal Deodoro, São Miguel dos Campos, União dos Palmares, Rio Largo, Benedito Bentes, Pinheiro, Cruz das Almas, Trapiche, Pajuçara e Pilar. Um total de 29 instalações visitadas.

Labtrafo
PABX: (31) 3389-1900

TIPO DE ENSAIO

FÍSICO - QUÍMICO
 CROMATOGRAFICO
 PCB
 2 - FAL ENXOFRE CORROSIVO

AMOSTRA DE ÓLEO ISOLANTE

(OBS: PREENCHER TODOS OS DADOS POSSÍVEIS)

EQUIPAMENTO: TRAFO DE FORÇA
EMPRESA/OS: ELETROBRÁS/ALAGOAS
Nº DE SÉRIE: 041822
INSTALAÇÃO: SE ARAPIRACA 1 / ARP
IDENTIFICAÇÃO: 02T2
FABRICANTE: COMTRAFO
ANO DE FABRICAÇÃO: 2010
POTÊNCIA: 15/30,0 MVA
TENSÃO: 69/13,8 kV
VOLUME DE ÓLEO: 10.150 L
REFRIGERAÇÃO: DUA/DUA
PRESERVAÇÃO: 2010
TEMP AMBIENTE (°C): 30°C
TEMP ÓLEO (°C): 54°C
TEMP AMOSTRA (°C):
UMIDADE RELATIVA (%):
DATA DA AMOSTRAGEM: 26, 12, 2011
OPERANDO: SIM NÃO
AMOSTRADOR: RAFAEL ALVES
AMOSTRA RETIRADA: TANQUE PRINCIPAL COMUTADOR
MOTIVO DA COLETA: PREVENTIVA

Figura 16 - Amostra Trafo de 15/20 MVA , 02T2 Arapiraca 1 (frente).

INSPEÇÃO VISUAL

1 - VAZAMENTO TAMPA
 2 - VAZAMENTO NA BUCHA
 AT BT
 H1 H2 H3
 X0 X1 X2 X3
 3 - VAZAMENTO NO COMUTADOR
 4 - VAZAMENTO NO RELÉ DE GÁS
 5 - VAZAMENTO NÍVEL DE ÓLEO
 6 - VAZAMENTO NO REGISTRO
 SUPERIOR INFERIOR
 7 - VAZ RESERVATÓRIO / RADIADOR
 8 - SILICA GEL RUIM
 9 - NÍVEL DE ÓLEO BAIXO
QUANTIDADE _____ LITROS
 10 - VEDAÇÕES DETERIORADAS
 11 - SOBRE-TAMPA ABERTA
 12 - SUJEIRA NA PARTE ATIVA
 13 - VAZAMENTO NA SOBRE-TAMPA

OBS: Silica 300

Figura 17 - Amostra Trafo de 15/ 20 MVA, 02T2 Arapiraca 1 (verso).

As amostras foram enviadas para o laboratório Labtrafo em Belo Horizonte, Minas Gerais. Após o recebimento dessas análises seriam enviados vasilhames e seringas para que fossem colhidas amostras de todos os transformadores restantes da EDAL.

6. Manutenção em Disjuntores/Religadores

6.1 Revisão teórica

Disjuntor é um dispositivos de manobra e de proteção, capaz estabelecer, conduzir e interromper correntes em condições normais do circuito, assim como estabelecer, conduzir por tempo especificado e interromper correntes em condições anormais especificadas do circuito tais como as correntes de curto-circuito. (NBR 5459)

Disjuntores funcionam apenas em duas posições, aberto ou fechado, e deve estar preparado para abrir mesmo após meses estando na posição fechado, o que requer um cuidado especial quanto a seu mecanismo de abertura e seus contatos. Podem ser classifica quanto a tensão na qual operam, mecanismo de operação ou quanto ao meio no qual é o arco é extinto em seu interior. Segundo a classificação quanto ao meio de extinção temos quatro tipos principais de disjuntores: a ar comprimido, a SF₆ , a vácuo e a óleo.

A norma Equipamentos de alta-tensão Parte 100: Disjuntores de alta-tensão de corrente alternada, regulamenta os disjuntores de alta-tensão. Essa norma é idêntica a IEC 62271-100:2003.

Embora apresentem características semelhantes, os dois equipamentos possuem normas técnicas individuais, por exemplo, no Brasil, existem a NBR IEC 62271-100, para disjuntores de alta-tensão de corrente alternada, e a NBR 8177, para religadores automáticos de circuitos monofásicos e polifásicos com tensão nominal acima de 1000 V. Nos Estados Unidos, há a ANSI/IEEE C37.20 para disjuntores e C37.60 para religadores.

As diferenças entre as normas existem para atender às particularidades de cada um dos equipamentos, resultando em características construtivas diferentes em função de suas aplicações nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Os disjuntores são para uso em subestações e os religadores, originalmente, indicados para aplicações ao longo das redes de distribuição.

Os disjuntores são equipamentos geralmente fornecidos sem os circuitos de controle e proteção integrados, para uso em subestações, com requisitos de nível básico de isolamento (NBI), capacidade de interrupção e ciclo de operação diferenciado quando comparados com os religadores. Já os religadores são, normalmente, fornecidos com seus circuitos de controle e proteção completos e integrados para instalação em postes ao longo das

6.2 Disjuntores a óleo

Existem dois tipos básicos de disjuntores a óleo, os de grande volume de óleo, e os de pequeno volume de óleo. Os disjuntores de grande volume de óleo não estão mais em uso permanecendo apenas em algumas poucas instalações. A grande quantidade de óleo em seu interior trazia riscos ao meio ambiente e a filtragem desse óleo trazia custo financeiro. Nos disjuntores a grande volume de óleo o óleo é utilizado tanto para extinção do arco como para isolamento das partes energizadas com a terra.

Nos disjuntores a pequeno volume de óleo o óleo serve apenas como meio de extinção e não necessariamente para isolamento entre as partes viva e a terra (NBR 5459).

Quando os contatos do disjuntor se separam é formado um arco entre os contatos, esse arco pode atingir temperaturas de 1000°C , com isso as moléculas do óleos se quebram dando origem a gases, esses gases tem um efeito refrigerante elevado além de aumentarem a pressão em torno do arco, o que eleva o gradiente de tensão necessário a manutenção do arco. Os gases sobre alta pressão encontram aberturas na câmara de extinção por onde escoam, fazendo com que o arco se desloque para as laterais da câmara de extinção onde o óleo é mais frio. Dessa forma a um alongamento e resfriamento do arco que quando a corrente passa por zero é extinto. Quando as moléculas do óleo são decompostas se forma no óleo partículas de carbono. Essas partículas permanecem em suspensão por tempo prolongado ou podem se sedimentar em alguns dias (D'AJUZ, 1985).

As câmaras dos disjuntores a óleo são dotadas de uma válvula de alívio de pressão que atua quando a pressão é excedida.

6.3 Disjuntores a SF6

O gás SF6 é um gás inerte cinco vezes mais pesado que o ar, a pressão atmosférica apresenta uma rigidez dielétrica de 2,5 vezes a do ar, valor esse que sobe rapidamente sobre pressão.

Quando há formação do arco com a separação dos contatos, a temperatura pode chegar a 30.000 °k com isso ocorre a decomposição do gás em partículas de S2, F2, S e F, também ocorre a vaporização dos contatos, vapor esse que reage com os produtos da decomposição formando um pó esbranquiçado com boas propriedades isolantes. Nas regiões próximas ao arco a temperatura do SF6 fica abaixo do seu ponto de ionização. É formada então uma coluna cilíndrica onde fica preso o arco, rodeado por gás com elevada rigidez dielétrica, na passagem por zero, quando a corrente cessa, o meio se regenera rapidamente e as tensões de reestabelecimento com taxas elevadas de crescimento que venham a surgir não terão possibilidade de ocasionar o reacendimento do arco.

Comparando com o ar, possui uma eficiência em suprimir arcos, estimada em 10 vezes maior. O tempo em que um arco é extinto no SF6 é 100 vezes menor que o ar, sob condições similares.

6.4 Disjuntores a vácuo

Nos disjuntores a vácuo quando os contatos se afastam se formam pontes metalizadas por onde fluem os elétrons. A medida que os contatos se afastam essas pontes vão sendo substituídas por arcos mantidos pelos vapores metálicos dos contatos. No momento da passagem da corrente por zero, o intervalo entre os contatos é rapidamente desionizado pela condensação dos vapores sobre os contatos e sobre as paredes da câmara.

Os disjuntores a vácuo necessitam de pouca ou nenhuma manutenção ficando essa restrita a verificação do mecanismo de acionamento e a verificação do desgaste dos contatos. Durante a abertura do disjuntor em carga há emissão de raios x.

6.5 Atividades realizadas

Durante o estágio foram realizadas manutenções em disjuntores e religadores. Os religadores são usados para proteger os alimentadores de 13,8 kV da subestação, cada religador possui o seu próprio conjunto TC para medição de corrente e relé de proteção. Os disjuntores usados nas subestações entre o barramento de 13,8 kV e o transformador, são responsáveis pela proteção de até 4 alimentadores. Os disjuntores usados dessa forma também possuem em seu conjunto, transformadores de corrente usados tanto pra medição como para proteção e os próprios relés. Os disjuntores também são os dispositivos usados na operação e proteção do barramento e das linhas de 69 kV.

1º Etapa: Liberação do equipamento

Para se realizar uma manutenção em um religador de uma subestação um pedido de intervenção deve ser feito ao centro de operação do sistema (COS). Caso seja autorizado, na data marcada para intervenção um operador é enviado ao local para colocar o equipamento em Bypass. Seguindo os seguintes passos.

- **Montagem da vara de manobra**
- **Colocação das luvas de proteção (EPI)**
- **Verificação do status do religador**

Caso o religador esteja aberto isso indica que por alguma razão o alimentador está seccionado e não pode ser colocado em bypass.

- **Mudança da chave no painel do religador para local**

Esta etapa evita que o religador receba um sinal remoto do centro de controle. Tal sinal poderia mandar abrir ou fechar os contatos em um momento errado colocando em risco os funcionários.



Figura 18 - Painel Religador



Figura 19 - Operador abrindo chave seccionadora do religador

- **Desligamento do relé do neutro de religador**

Quando uma das chaves que liga o religador ao barramento de 13.8 kV é aberta, cessa o fluxo de corrente por uma das fases do religador, essa corrente passa a fluir apenas pela chave bypass. O relé de neutro do equipamento percebe o desequilíbrio entre as fases e entende que houve uma falta, mandando o religador seccionar o circuito. Com o relé de neutro desativado esse comportamento é suspenso.



Figura 20 - Chave bypass aberta, chave do religador fechada.



Figura 21 - Chave bypass fechada, chave do religador aberta.

- **Fechamento da chave bypass**

Com o fechamento da chave bypass, a corrente encontra dois caminhos de baixa resistência em paralelo e passa a fluir pelo religador e pelo bypass.

- **Abertura do religador**

Com a abertura do religador toda corrente passa a fluir pela chave bypass.

- **Abertura das chaves que ligam o religador ao barramento**

Com isso o religador é liberado do barramento de 13,8 kV. O operador anota a hora e libera o equipamento a equipe de manutenção.

2º Etapa: Manutenção disjuntor a óleo do religador

Procedimentos:

- **Retirada do óleo do religador, armazenando em barril devidamente limpo;**
- **Abaixar o tanque do religador;**



Figura 22 - Religador

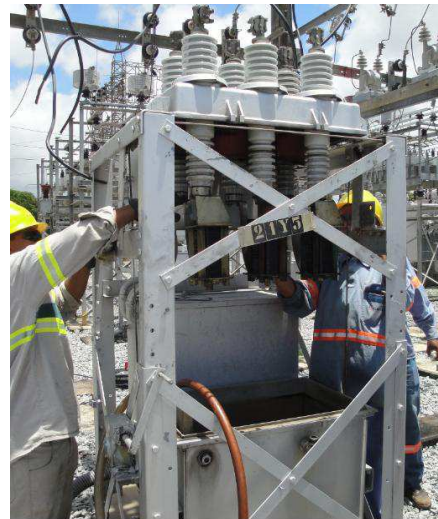


Figura 23 - Religador com o tanque aberto

- **Verificar o estado do óleo;**
- **Realizar tratamento ou substituição do óleo;**

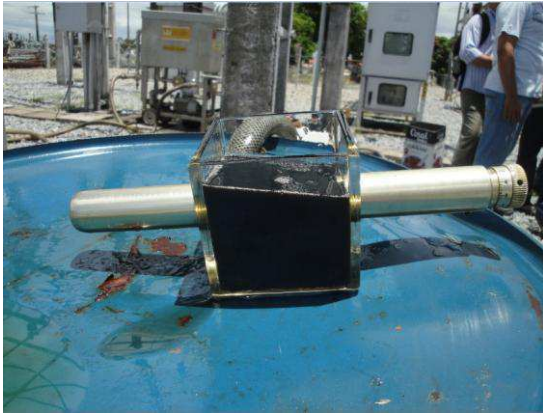


Figura 24 - Óleo retirado do religador



Figura 25 - Filtragem de óleo com papel

Em cada operação de interrupção da corrente o disjuntor a óleo queima certa quantidade de óleo, como resultado disso temos a deterioração do óleo diminuindo sua rigidez dielétrica. Na Figura 24 é possível ver o estado do óleo retirado do religador e na Figura 25 o óleo após algum tempo de filtragem.

Para remoção das impurezas o óleo passa por um processo de filtragem em um filtro-prensa esse processo tem por objetivo remover as partículas de carbono resultantes da queima do óleo. Decorridos cerca de 20 a trinta minutos a rigidez dielétrica do óleo deve ser testada, caso esteja acima de 20 kV o óleo já pode ser utilizado. A NBR 10576 fornece os valores de rigidez a serem utilizados em disjuntores para óleos reconicionados.

O processo de filtragem do óleo com o papel-filtro não remove a água do óleo, sendo assim se este estiver contaminado com água deve ser descartado ou tratado por uma máquina a termovácuo.

- **Limpeza das partes internas do religador**
- **Limpeza do tanque do radiador**
- **Verificação das borrachas de vedação**

As partes internas e o tanque do radiador são limpos com estopas e jatos de óleo limpo para remover partículas resultantes da queima do óleo e outros detritos como papel da isolamento dos TCs e o papelão para isolamento entre fases.



Figura 26 - Limpeza da parte interior do religador

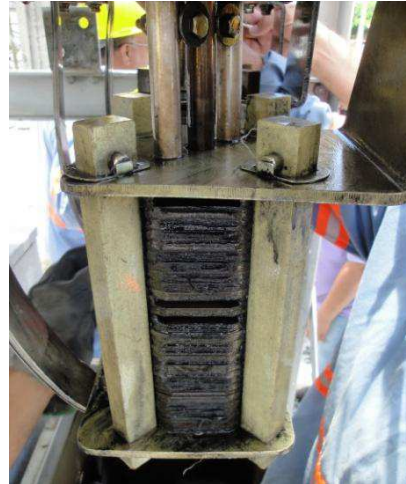


Figura 27 - Câmara de extinção de um disjuntor a pequeno volume de óleo

- **Verificação das câmaras de extinção**
- **Verificação do desgaste dos contatos**

A câmara de extinção é formada por placas de fenolite. O movimento de abrir e fechar os contatos pode causar folgas na câmara, caso essa folga seja causada pelo desgaste da fenolite a câmara deve ser trocada inteiramente. Por utilizar equipamentos de diversos fabricantes muitos há um problema com a aquisição de peças de reposição obrigando os técnicos muitas vezes a sacrificar um religador para utilizar suas peças no concerto de outros. Na Figura 27 podemos observar a câmara de extinção com os espaços entre as placas de fenolite, é através dessas aberturas que os gases formados pelo arco são expulsos da câmara.

Apesar de serem construídos com materiais resistentes ao arco, os contatos sofrem desgaste com cada operação. O desgaste do contato móvel é compensado com um ajuste no contato fixo. Este é preso por uma peça rosqueada que permite a mudança no seu nível, caso o contato móvel esteja muito danificado deve ser substituído, o mesmo para o contato fixo.

Finalizando essa etapa temos as seguintes tarefas:

- **Fechamento do tanque do religador**
- **Enchimento do tanque com óleo**

3º Etapa: Testes no religador

Para confirmação do bom funcionamento do equipamento são realizados testes antes da intervenção para fins de comparação e depois da manutenção. Os testes realizados são o da verificação do isolamento com o megômetro e da resistência de contatos.

Teste de isolamento:

Com as buchas do religador numeradas conforme a Figura 28 e com o disjuntor aberto, procedemos da seguinte forma:

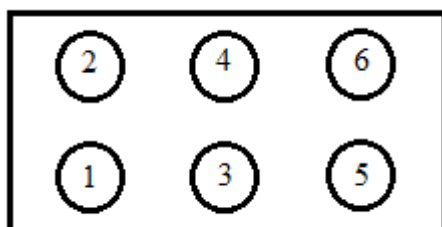


Figura 28 - Numeração das buchas

Isolamento entrada – saída:

- Conectar o polo positivo do equipamento ao condutor da bucha 1;
- Conectar o terminal guarda a bucha 1;
- Conectar o terra do equipamento ao condutor da bucha 2 e ao terra da subestação
- Realizar as medidas
- Repetir o procedimento para os pares 3,4 e 5,6.

Isolamento fase-terra:

- Conectar o polo positivo do equipamento ao condutor da bucha 2;
- Conectar o terminal guarda a bucha 2;
- Conectar o terra do equipamento a carcaça do religador;
- Realizar as medidas
- Repetir o procedimento para todos os outros terminais 2-6.

Com o equipamento fechado, proceder da seguinte forma:

Isolamento conjunto-terra

- Unir com uma fita metálica as buchas 1-2;
- Conectar o terminal positivo do equipamento a bucha 1;
- Conectar o terminal guarda a fita metálica;
- Conectar o terra do equipamento a carcaça do religador;
- Realizar as medições
- Repetir o procedimento para os outros pares 3,4 e 5,6.

Em todos os testes de isolamento é aplicado uma tensão de 5kV com o megômetro. É esperado um tempo de um a cinco minutos até que o equipamento estabilize a medição.

Teste de resistência de contatos:

Com o disjuntor fechado:

- Conectar o terminal positivo ao condutor da bucha 1;
- Conectar o terminal negativo ao condutor da bucha 2;
- Conectar o terra do equipamento ao terra da subestação;
- Aplicar uma corrente de 100 A;
- Realizar a medição;
- Repetir o procedimento para os outros pares 3,4 e 5,6.

Com a conclusão da etapa de testes, os cabos de alta tensão, no caso 13,8kV, são presos são conectados ao religador o operador é chamado e o religador pode ser colocado de volta ao sistema.

4º Etapa: Religar o equipamento ao sistema:

- **Montagem da vara de manobra**
- **Colocação das luvas de proteção (EPI)**
- **Colocar o religador no modo fechado**

- **Colocar o religador no modo de operação local**
- **Desativar o relé de neutro**
- **Fechar as chaves que ligam o religador ao sistema**
- **Abrir as chaves bypass**

É de extrema importância que a cada abertura da chave bypass o operador verifique se o religador continua no modo fechado. Por algum problema no quadro de comando o relé de neutro do religador pode estar ativo e este pode ter mandado abrir o religador. Caso isto tenha acontecido o operador irá abrir a chave bypass em carga gerando assim uma arco na chave.

Ao fim da abertura das chaves bypass o religador já está de volta ao sistema e a operação de manutenção é concluída.

7. Movimentação de transformadores em subestações

Durante o período de estágio ocorreu um sinistro na subestação de Arapiraca II, ocasionando a queima de um transformador de 15/20 MVA da fabricante ENERGY. A subestação de ARAPIRACA II é uma das mais importantes do estado e alimenta os municípios de Feira Grande, Girau do Ponciano, Campo Grande e Lagoa da Canoa por um sistema de alimentadores radial simples dessa forma a inoperância da subestação deixou quatro municípios sem energia.

Devido ao caráter de emergência foi contratado um guincho de cargas pesada para troca do transformador danificado. O aluguel desse veículo tem um custo elevado e seu uso deve ser rápido pois as horas excedentes do limite de contrato tem um valor ainda maior. O transformador utilizado para reposição um CEMEC 15/20 MVA estava na subestação de Benedito Bentes na capital.

O transformador estava sobre o barramento de 69 kV pois havia sido substituído recentemente por um CONTRAFO 20/25 MVA. Para que o transformador pudesse ser movimentado pelo guincho era necessário movimenta-lo para uma área livre do barramento.

Para movimentação do transformador é construído uma rampa de madeira e erguido com macacos hidráulicos o transformador é colocado sobre roletes que estão entre a madeira e a base do equipamento. Em seguida o transformador é puxado com o auxílio de trifors.



Figura 29 - Construção de trilho de madeira para locomoção do transformador



Figura 30 - Macaco hidráulico usado para erguer o transformador



Figura 31 - Uso de roletes para movimentar o transformador



Figura 32 - Uso da tritor para puxar o transformador



Figura 33 - Remoção do óleo dos radiadores



Figura 34- Movimentação do transformador com guincho



Figura 35 - Transformador sendo colocado na carreta para transporte

Após ser colocado na carreta de transporte o transformador pode ser removido da área de risco da subestação. Fora da área de risco o transformador foi desmontado para ser transportado para cidade Arapiraca, distante 123 quilômetro da capital. Enquanto o equipamento estava sendo preparado para transporte, outra equipe estava sendo enviada para Arapiraca para que preparasse a subestação para troca de transformadores.

A desmontagem do transformador seguiu as seguintes etapas:

- Retirada dos radiadores;
- Desmontagem do tanque de expansão;
- Retirada do relé buchholz;
- Retirada do respirador;
- Desmontagem das buchas de alta tensão.



Figura 36 - Desmontagem dos radiadores



Figura 37 - Desmontagem tanque de expansão

8. Conclusão

A realização do estágio possibilitou a aplicação prática dos conhecimentos adquiridos na faculdade, me permitiu ver a abrangência dos vários conteúdos dados pela UFCG desde química a circuitos elétricos, e de como eles estavam presentes nas diversas atividades realizadas. Deparei-me com diversas atividades que nunca havia realizado, mas graças as matérias da faculdade já possuía conhecimento básico sobre a atividade o que facilitou muito o entendimento e o estudo sobre a tarefa.

O estágio permitiu uma primeira experiência de vivências nas relações de trabalho em uma empresa, dos conflitos e desafios que se que existem nessas relações. Deparei-me com pessoas com diversos gostos, criações e estudo, que agora convivem às vezes mais tempo que com suas famílias, em uma relação que se estabeleceu não por afinidade, mas pelo trabalho, demonstrando como é possível a convivência de diferentes pessoas desde que seja mantido o respeito com seu próximo.

9. Referências Bibliográficas

MARTIGNONI, A. “Transformadores”. 8. ed. São Paulo: Editora Globo, 1991.

OLIVEIRA, José Carlos de, COGO, João Roberto e ABREU, José Policarpo G. de. “Transformadores: Teoria e Ensaio”. Editora Edgard Blucher LTDA. São Paulo, 1984.

D’Ajuz, Ary, et al. “Equipamentos elétricos ; Especificação e aplicação em subestações de alta tensão”. Rio de Janeiro, Furnas, 1985.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5380: Transformador de Potência – Método de Ensaio. Maio de 1993.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 10576: Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos. Outubro de 2006.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 7037: Recebimento, instalação e manutenção de transformadores de potência em óleo isolante mineral. Dezembro de 1993.

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 7070: Guia para amostragem de óleo e gases em transformadores e análise dos gases livres e dissolvidos.

PORTAL ELETROBRAS ALAGOAS; Disponível no endereço:
<http://www.ceal.com.br/Default.aspx>, acessado em 26/04/2012.

PORTAL ELETROBRAS ; Disponível no endereço:
<http://www.elektrobras.com/elb/data/Pages/LUMIS293E16C4PTBRIE.htm> , acessado em 26/04/2012

Regulamento Técnico ANP N° 4/2008; Disponível em:
http://nxt.anp.gov.br/nxt/gateway.dll/leg/resolucoes_anp/2008/dezembro/ranp%2036%20-%202008.xml, Acessado em 10/04/2012.