



**XXIII SNPTEE
SEMÍNÁRIO NACIONAL
DE PRODUÇÃO E
TRANSMISSÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

FI/GTM/05
18 a 21 de Outubro de 2015
Foz do Iguaçu - PR

GRUPO – XIII

**GRUPO DE ESTUDO DE TRANSFORMADORES, REATORES, MATERIAIS E TECNOLOGIAS EMERGENTES -
GTM**

**A EXPERIÊNCIA DA ELETRONORTE NO DIAGNÓSTICO E SUBSTITUIÇÃO
DE BUCHAS DE ALTA TENSÃO DE TRANSFORMADORES E REATORES**

**Beltrão, V.C.V.M(*)
ELETRONORTE**

**Andrade, E.C.D.
ELETRONORTE**

**Neto, F.F.S.
ELETRONORTE**

RESUMO

Transformadores de potência e reatores são extremamente importantes no sistema elétrico brasileiro, ambos possuem expectativa de vida útil em torno de 40 anos. A vida útil dos componentes destes equipamentos depende de vários fatores, assim, componentes similares podem ter vida útil diferentes. Segundo estatísticas, as buchas são responsáveis por cerca de 30% de falhas em transformadores, por isso, é necessário o uso de técnicas para monitoramento e diagnóstico do estado operativo das buchas, em serviço ou reservas. Assim, a Eletronorte - Regional de Transmissão do Pará, desde 2005, intensificou as ações para controle do estado operacional das buchas de alta tensão. Este artigo abordará essa experiência, com a descrição do levantamento realizado, inspeções e ensaios (análise da resposta do dielétrico pelos métodos PDC e FDS), bem como o planejamento para aquisição, priorização e substituição desses componentes.

PALAVRAS-CHAVE

Transformador, Reator, Bucha, Vida Útil, Diagnóstico.

1.0 - INTRODUÇÃO

Os transformadores de potência e reatores em derivação são extremamente importantes no sistema de transmissão de energia elétrica, ambos possuem uma grande expectativa de vida útil, em torno de 35 a 40 anos. No entanto, o tempo de vida útil destes equipamentos é condicionado essencialmente por dois fatores: · As condições de funcionamento a que está sujeito ao longo do tempo, tais como regime de carga, condições ambientais, curto circuitos, sobretensões, defeitos e esforços. · A velocidade de envelhecimento e perda de robustez dos seus materiais e componentes.

A vida útil de cada componente destes equipamentos depende de vários fatores como: características do projeto, cuidados na fabricação, qualidade da manutenção, stress elétrico e mecânico ao qual é submetido, etc. Com isso, na prática, componentes similares podem ter uma vida útil muito diferente.

O componente responsável pela interligação do transformador ou reator aos sistemas em alta tensão, permitindo a passagem de forma isolada de condutores externos através de suas partes não isolantes, são as buchas de alta tensão. Estas, segundo dados estatísticos, são responsáveis por cerca de 30% de falhas em transformadores e reatores, causando impactos consideráveis na receita das empresas por se tratar de equipamentos estáticos caros e de grande valia para os sistemas de energia elétrica.

A falha de uma bucha de alta tensão pode ocorrer por razões diversas: desvios no processo de fabricação, inapropriadas condições de armazenamento e montagem, penetração de umidade, vazamento de óleo isolante, etc. Por isso, é necessário o uso de técnicas para monitoramento e diagnóstico sobre o estado operativo das buchas, em serviço ou reservas, baseados em medições de grandezas relacionadas à isolação das buchas,

(*) Av. Tancredo Neves, n° 3300 – Sala Eng. Elétrica – Bloco C – CEP 66.077-830, Belém-PA, Brasil
Tel: (+55 91) 3210-8305 – Fax: (+55 91) 3210-8332 – Email: Vanessa.beltrao@eletronorte.gov.br

capazes de auxiliar na tomada de decisão a respeito da retirada ou não desses componentes, antes da ocorrência de sinistros, evitando seus efeitos e prejuízos.

Devido ao grande investimento realizado no setor elétrico brasileiro nos anos 80 e 90, a Eletronorte possui um grande número de transformadores e reatores na faixa de 25 a 35 anos. Em função do envelhecimento dos equipamentos e do risco de falhas, desde 2005, a Eletronorte vem intensificando suas ações para o controle do estado operacional das buchas de alta tensão e pesquisando novos métodos capazes de melhor identificar sua degradação. O monitoramento do estado operacional das buchas na Eletronorte - que envolve inspeções visuais, ensaios de rotina e especiais - serviram de referência para as ações de gestão tomadas ao longo destes 10 anos.

2.0 - LEVANTAMENTOS

A Regional de Transmissão do Pará (OTP), em 2005, era responsável pela operação de oito subestações, com sete bancos de transformadores/autotransformadores e seis bancos de reatores de 500 kV. Somando as buchas de 500 kV, instaladas nestes treze equipamentos, elas totalizavam quarenta e seis buchas, incluindo as buchas instaladas nos equipamentos reserva.

2.1 Tempo de Operação

Um levantamento, realizado em 2005, apontou que das quarenta e seis buchas instaladas, 15,2% possuíam mais de 6 anos de operação, 15,2% possuíam mais de 11 anos de operação e 66,6% possuíam mais de 21 anos de operação, conforme detalhado na Figura 1.

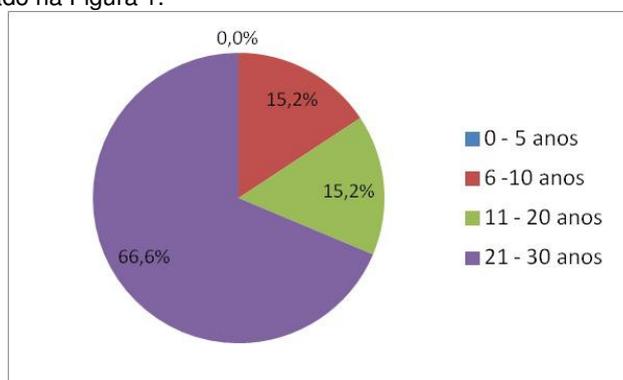


FIGURA 1 – Tempo de operação das buchas de 500 kV da OTP.

Esta informação era relevante para a gestão da vida útil das buchas, mas por si só não poderia levar a um diagnóstico do estado operacional das mesmas.

2.2 Diagnóstico

2.2.1. Convencional

Inicialmente o estado operacional das buchas era acompanhado somente com base na realização de um Programa de Manutenção Planejada (PMP), com periodicidade semestral e quinquenal ou por oportunidade.

- a. Nas inspeções semestrais, eram analisadas as conexões e corpo da bucha, através de inspeções por termovisão;
- b. Já as inspeções quinquenais ou por oportunidade, avaliavam o estado geral (vazamento / trinca / oxidação) e o sistemas de isolamento das buchas, com base em inspeções visuais e ensaios elétricos. Na inspeção visual era realizada a limpeza geral das porcelanas, verificadas as condições de aterramento dos TAP's capacitivos, as condições de fixação das buchas e canecos, o estado das juntas de vedação, o ajuste dos centelhadores, os esforços excessivos - impostos pelos cabos ou barramentos. Nos ensaios elétricos eram realizados os ensaios de fator de potência e capacitância.

2.2.2. Especial

Posteriormente o estado operacional das buchas mais críticas, apontadas pelos ensaios convencionais, passou a ser acompanhado com base na realização de ensaios elétricos especiais e coletas de óleo.

- a. No ensaio de fator de potência e capacitância com variação de frequência, o isolamento passou a ser avaliado não somente em 60 Hz, mas em uma faixa de frequência de 40 a 200 Hz, que nos proporcionou um diagnóstico mais preciso sobre a real condição do isolamento, conforme mostra a Figura 2;

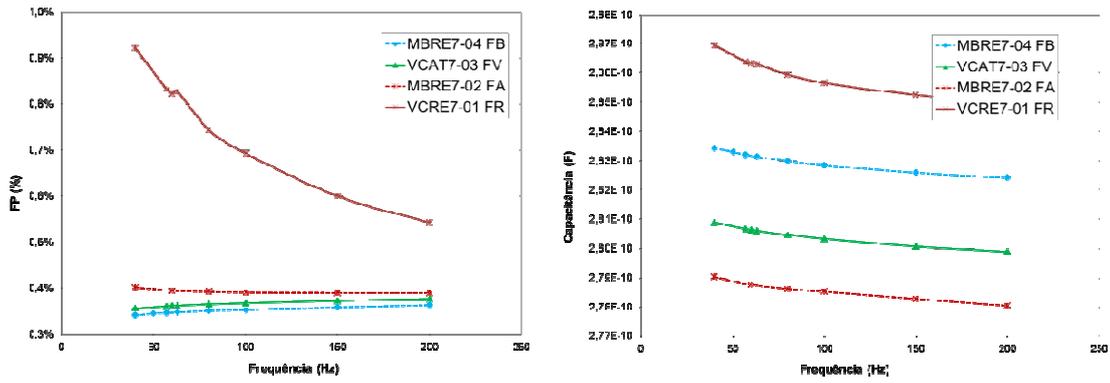


FIGURA 2 – FP% e capacitância com variação de frequência de seis buchas de 500 kV.

- b. Na análise de resposta do dielétrico, o isolamento (óleo + papel) das buchas foi avaliado pelas técnicas de PDC (*Polarization and Depolarization Currents* – no domínio do tempo) e FDS (*Frequency Domain Spectroscopy* – no domínio da frequência) em uma faixa de frequência de 100 mHz a 1 kHz, conforme mostra a Figura 3;

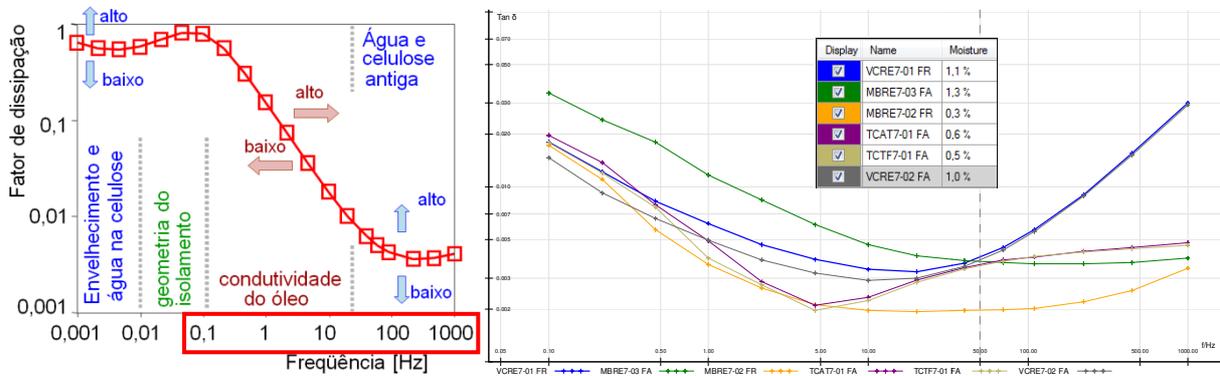


FIGURA 3 – Análise de resposta do dielétrico de seis buchas de 500 kV.

- c. Os ensaios gascromatográficos e físico-químicos eram executados nas buchas, consideradas críticas pelos ensaios elétricos especiais, para identificar a presença de gases combustíveis, conforme mostrado na Tabela 1, e alto teor de água, conforme mostrado na Tabela 2.

Tabela 1 – Resultados de teor de água nas buchas 500 kV da OTP

Operacional	Data da Coleta	Data da Análise	Conteúdo de Água (PPM) [NBR 10710]	Diagnóstico
VCAT7-02 FV	28/03/2010	28/03/2010	18	Anormal pela Norma IEC 60422.
VCAT7-02 FB	28/03/2010	28/03/2010	17	Anormal pela Norma IEC 60422.
VCAT7-02 FA	28/03/2010	28/03/2010	22	Anormal pela Norma IEC 60422.
MBRE7-01 FB	01/12/2010	06/12/2010	11	Anormal pela Norma NBR ABNT 10576.
MBRE7-03 FV	02/12/2010	06/12/2010	15	Anormal pela Norma NBR ABNT 10576.
MBRE7-03 FV	02/12/2010	06/12/2010	31	Anormal pela Norma NBR ABNT 10576.

* Valor máximo: 16 ppm (IEC 60422/2005) e 10 ppm (ABNT 10576).

Tabela 2 – Resultados gascromatográficos nas buchas 500 kV da OTP

Operacional	Data da Análise	Hidrogênio (H ₂) PPM	Metano (CH ₄) PPM	Monóxido de Carbono (CO) PPM	Dióxido de Carbono (CO ₂) PPM	Etileno (C ₂ H ₄) PPM	Etano (C ₂ H ₆) PPM	Acetileno (C ₂ H ₂) PPM	Diagnóstico
MBRE7-02 FA	25/03/2012	59	15	49	1308	9	1	8	Acetileno Anormal
MBRE7-02 FA	11/04/2012	52	15	69	1422	11	<1	5	Acetileno Anormal

* Valores máximos segundo a Norma IEC 60599: H₂ = 140 ppm; CH₄ = 40 ppm; CO = 1000 ppm; CO₂ = 3400 ppm; C₂H₄ = 30 ppm; C₂H₆ = 70 ppm; C₂H₂ = 2 ppm.

2.2.3. Mapeamento

Baseado nos resultados dos ensaios convencionais e especiais, foi possível mapear o estado operacional de todas as buchas de 500 kV e identificar quais estavam se aproximando do estado crítico operacional, conforme mostra a Tabela 3.

Tabela 3 – Estado operacional das buchas 500 kV da OTP

Equipamento	Bucha - Fabricante	Bucha - Ano	Situação
TCAT7-01	ABB	1998	Normal
TCTF7-01	ABB	1981	Normal
MBAT7-01	Haefely	1981	Normal
MBAT7-02	Haefely	1981	Normal
MBRE7-01	Haefely	1980	Crítica
MBRE7-02	Haefely	1980	Crítica
MBRE7-03	Haefely	1987	Crítica
MBRE7-04	Haefely	1987	Normal
VCAT7-01	Haefely	1980	Crítica
VCAT7-02	Haefely	1980	Crítica
VCAT7-03	ABB	1997	Normal
VCRE7-01	Haefely	1980	Crítica
VCRE7-02	Haefely	1980	Crítica

2.3 Aquisição

De posse do quantitativo de buchas que precisavam ser substituídas e de uma ordem de priorização, baseada em seus estados operacionais, o processo de substituição foi iniciado em 2011, com a aprovação de um orçamento de R\$ 2.439.405,00 para aquisição de dezoito buchas condensivas de 500 kV. Em 2013 o orçamento foi de R\$ 1.219.724,00 para aquisição de dez buchas condensivas de 500 kV.

O processo de aquisição das buchas que inicia com a especificação e finaliza com o transporte para entrega das mesmas, demorou cerca de dezessete meses para ser concluído no 1º lote, vinte meses para ser concluído o 2º lote, e dez meses para ser concluído o 3º lote, conforme detalhado na Tabela 4.

Tabela 3 – Etapas de aquisição das buchas de 500 kV da OTP

Etapas	Especificação	Licitação	Projeto	Fabricação	Inspeção	Transporte
1º Lote	Jan / 2011	Mar - Abr / 2011	Mai - Jul / 2011	Ago / 2011 - Jan / 2012	Fev / 2012	Jun / 2012
2º Lote	Jan / 2011	Mar - Abr / 2011	Mai - Jul / 2011	Out / 2011 - Abr / 2012	Mai / 2012	Set / 2012
3º Lote	Jan / 2013	Fev - Mar / 2013	Mai - Jul / 2011	Abr - Ago / 2013	Set / 2013	Nov / 2013

2.3 Substituição

No processo de instalação, foi necessário fazer uma adaptação no cabo condutor do enrolamento de alta tensão e terminal da bucha, pois as buchas adquiridas eram menores que as buchas antigas em 400 mm, conforme mostra a Figura 5.

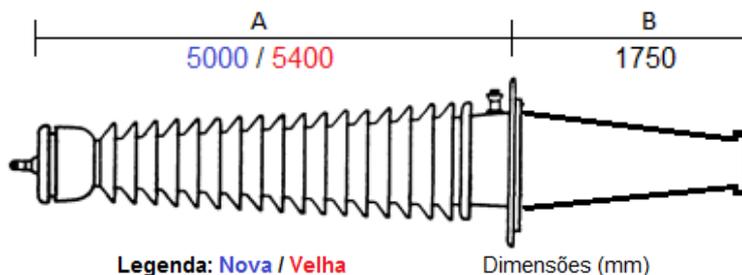


FIGURA 5 – Dimensões das buchas de 500 kV (nova x velha).

Das vinte e oito buchas, adquiridas em três lotes, vinte e duas foram instaladas no sistema com início em meados de 2012, conforme mostra o cronograma da Figura 6. Quatro estão aguardando oportunidade para serem instaladas no MBAT7-01, um equipamento com 34 anos de operação que está com os parâmetros de controle dentro da normalidade. E as últimas duas foram comissionadas e estão disponíveis como reserva do sistema.

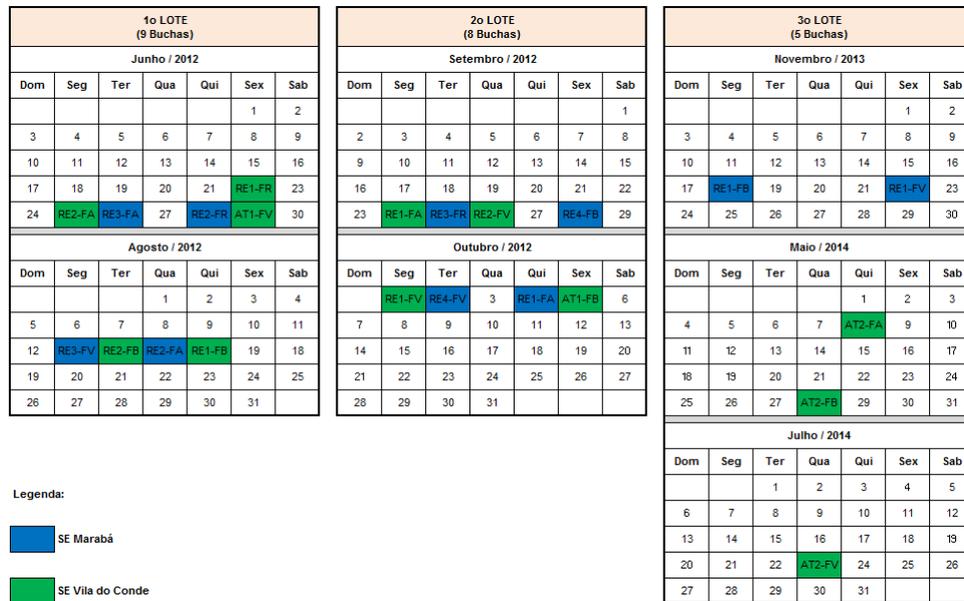


FIGURA 6 – Cronograma de substituição das buchas de 500 kV da OTP.

O processo de substituição de cada bucha englobou 20 etapas e teve duração de oito dias para um reator, conforme ilustrado no cronograma de atividades da Figura 7, e de 10 dias para um autotransformador devido o volume de óleo e número de enrolamentos serem maiores.

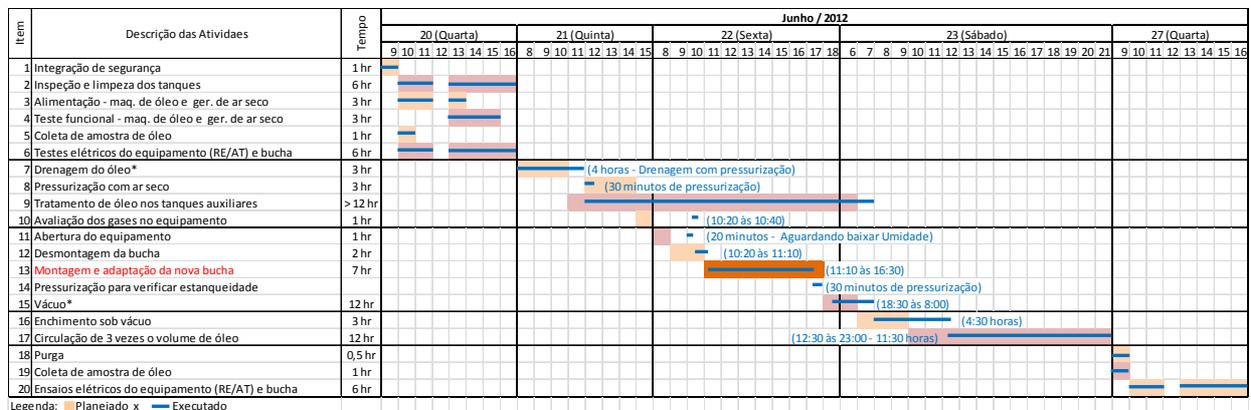


FIGURA 7 – Cronograma de atividades para substituição da bucha de 500 kV de um reator.

Neste processo, foram utilizadas as fases reservas dos equipamentos para liberação das fases a serem trabalhadas. E não foram contabilizados custos com parcela variável (PV), nem foram utilizados os minutos de franquia das funções transformação e compensação, pois as substituições das buchas foram classificadas como PMI (Plano de Melhoria da Instalação) junto à ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica).

3.0 - CONCLUSÃO

A gestão das buchas de alta tensão de transformadores e reatores, que envolve o diagnóstico para sua substituição, não pode ser executada somente com base no tempo de operação das mesmas, pois existem vários fatores (características do projeto, cuidados na fabricação, qualidade da manutenção, stress elétrico e mecânico ao qual é submetida) que contribuem diretamente para seu tempo de vida útil.

Ensaio e inspeções convencionais auxiliam no acompanhamento de tendências dos parâmetros de controle (fator de potência, capacitância, temperatura, etc.), mas os ensaios especiais, abordados neste artigo, foram essenciais para diagnosticar e definir prioridades nas substituições.

Quando planejada de forma sistêmica, a substituição de um conjunto de buchas de alta tensão pode ser executada dentro de uma programação anual de manutenção, sem que custos como pagamentos de franquia, PV e até mesmo de investimentos sejam imputados às empresas transmissoras de energia.

Com base nesta experiência, a Eletronorte tem continuado seu processo de gestão de buchas de alta tensão e em 2015 iniciou o processo de aquisição de vinte quatro buchas de 230 kV para substituição nos próximos anos.

4.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) Beltrão, V. de C. V. M.; Paulino, M. E. de C.; Nunes, A. P. – Estratégia Visando a Redução da Parcela Variável Através do Gerenciamento do Risco de Ativos – XIII ERIAC, 2009.

(2) Beltrão, V. de C. V. M.; Paulino, M. E. de C.; Nunes, A. P. – Medições em Campo de Capacitância e Fator de Dissipação com Variação de Frequência Análise e Resultados – XIII ERIAC, 2009.

(3) Paulino, M. E. de C.; Beltrão, V. de C. V. M. – Diagnóstico em Campo de Umidade no Isolamento de Transformadores de Potência e Buchas de Alta Tensão – IEEE, 2010.

5.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Vanessa Beltrão é Engenheira Eletricista e Mestre em Engenharia Elétrica na área de Sistemas de Energia pela Universidade Federal do Pará - UFPA. Atualmente é engenheira de manutenção elétrica nas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A, Eletrobras-Eletronorte e instrutora da UCEL - Universidade Corporativa Eletronorte. Tem experiência na área de Transmissão da Energia Elétrica, atuando principalmente nos temas de Gerenciamento da Manutenção, Ensaio Elétricos, Análise de Ocorrências e Pesquisa de Novas Metodologias para Diagnóstico em Equipamentos de Subestação.



Eli Andrade graduou-se em Engenharia Elétrica pela UFPA, em 2006. Atualmente é engenheiro de manutenção elétrica nas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A, Eletrobras-Eletronorte. Tem experiência na área de Transmissão da Energia Elétrica, atuando principalmente nos temas: Gerenciamento da Manutenção, Ensaio Elétricos, Análise de Ocorrências, Equipamentos de Alta tensão, Monitoramento on-line, e Novas Metodologias para Diagnóstico em Equipamentos de Subestação.



Francisco Neto é Engenheiro Eletricista formado na Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Atualmente é engenheiro de manutenção elétrica nas Centrais Elétricas do Norte do Brasil S/A, Eletrobras-Eletronorte. Tem experiência na área de planejamento de manutenção industrial, implantação do módulo PM SAP/R3, administração de almoxarifado de manutenção. Na área de Transmissão da Energia Elétrica, tem atuado nos temas de Coordenação de comissionamento de novos empreendimentos, Gerenciamento da Manutenção, Manutenção de equipamentos de subestação, Ensaio Elétricos, Análise de Ocorrências e Pesquisa de Novas Metodologias para Diagnóstico em Equipamentos de Subestação.