



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

FI/GTM/01  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO – XIII**

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

**ESTUDOS DE FURNAS SOBRE A RELAÇÃO ENTRE A DEPOSIÇÃO DE SULFETO DE PRATA EM  
TRANSFORMADORES E A REGENERAÇÃO DE ÓLEO MINERAL ISOLANTE.**

**Mário Luiz Pereira Alves (\*)**  
**Furnas Centrais Elétricas**

**Clayton Duarte Pessoa**  
**Furnas Centrais Elétricas**

**Vinícius Gabriel Macedo Cruz**  
**Furnas Centrais Elétricas**

**RESUMO**

Inspeções em dois autotransformadores falhados revelaram depósitos de material sólido de coloração escura na superfície de contatos prateados. Inspeção numa terceira unidade revelou o mesmo depósito, embora esta última não tivesse falhado. Os três equipamentos haviam sido submetidos recentemente a processo de regeneração do óleo isolante em planta móvel.

O estudo da associação entre o processo de regeneração e a formação do material encontrado, sua identificação e relação com as falhas, além das ações para prevenir seu aparecimento e mitigar seus efeitos passaram a ser de extrema importância, considerando-se o universo de equipamentos da empresa cujo óleo isolante fora regenerado.

**PALAVRAS-CHAVE**

Transformadores, Óleo Mineral Isolante, Regeneração, Enxofre Corrosivo

**1.0 - INTRODUÇÃO**

No final de abril de 2013, um dos bancos de autotransformadores 500/345 kV, 560 MVA de uma subestação de Furnas (subestação A) desligou por atuação da proteção. O banco era formado por três unidades fabricadas de acordo com o mesmo projeto, estando em operação na subestação desde sua aquisição, em 1981. A análise inicial identificou falha na fase C do banco, sendo colocada em seu lugar uma das unidades reservas da subestação. Para avaliar os danos causados foi realizada uma inspeção interna. Esta inspeção identificou danos severos à chave seletora do comutador sob carga – várias peças quebradas; e a carbonização típica de curtos-circuitos. Além dos danos relatados também foi observada a existência de um material de baixa aderência e coloração escura depositado na superfície dos contatos elétricos prateados da chave seletora.

Exatos sessenta dias após a primeira ocorrência, o mesmo banco de autotransformadores novamente desligou por atuação da proteção. Desta vez, a análise inicial identificou a falha da fase A do banco. A inspeção realizada mostrou que os danos encontrados apresentavam grande similaridade com os danos encontrados na primeira unidade falhada, inclusive em relação ao material de cor escura encontrado nos contatos prateados da chave seletora. Devido ao arranjo da subestação não foi possível retornar com a outra unidade reserva – a subestação A possuía duas unidades reservas, para recompor o banco, ficando este fora de operação.

Foi efetuado um arranjo provisório para permitir o retorno do banco, mas, de forma preventiva e considerando-se as similaridades e o intervalo entre as falhas, decidiu-se pela inspeção interna da terceira unidade original do banco. A inspeção identificou o mesmo material de coloração escura depositado nos contatos da chave seletora do comutador sob carga identificado nos outros dois autotransformadores falhados. Neste momento, a equipe de manutenção começou a questionar se o material seria o causador da falha nos equipamentos. Como havia a necessidade de se

(\*) Rua Real Grandeza, n° 219 – Bloco A – Sala 705 – CEP 22.281-900, Botafogo, Rio de Janeiro, RJ – Brasil.  
Tel.: (+55 21) 2528-4812 – Fax: (+55 21) 2528-3111 – E-mail: mariolpa@furnas.com.br

retornar com o banco, a chave seletora da terceira unidade foi submetida à limpeza, sendo o material retirado por abrasão. O banco de autotransformadores retornou à operação, mas com a comutação sob carga inoperante. Na Figura 1 – (a) é mostrada parte do material escuro encontrado no primeiro autotransformador falhado; a Figura 1 – (b) mostra parte do material encontrado no segundo autotransformador falhado; a Figura 1 – (c) mostra parte do depósito do material nos contatos da chave seletora do comutador sob carga da terceira unidade, que foi posteriormente retirado.



Figura 1 – (a)



Figura 1 – (b)

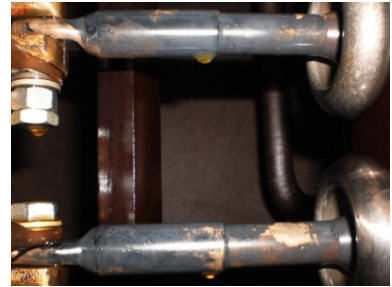


Figura 1 – (c)

Um material similar já havia sido observado anteriormente em autotransformadores componentes de um banco em outra subestação (subestação B). Estes casos ocorreram em 2010, mas não houve falha dos equipamentos. A descoberta se deu através do acompanhamento da análise de gases dissolvidos no óleo isolante, que indicou a existência de pontos quentes em dois equipamentos do banco. As inspeções internas realizadas nos equipamentos localizou os pontos quentes nos contatos prateados das chaves seletoras dos comutadores sob carga, que possuíam o material de coloração escura depositado. Na ocasião, a terceira unidade do banco também foi inspecionada e, assim como as outras duas, também teve o depósito de material escuro depositado nos contatos da chave seletora do comutador sob carga, mas não se deu a formação de ponto quente. Todos os equipamentos foram submetidos à limpeza e troca de peças e retornaram à operação, assim se encontrando até hoje sem identificação de novos pontos quentes ou quaisquer outros problemas. Não houve à época a pesquisa de identificação do material e sua formação. Na Figura 2 – (a) é mostrado o ponto quente na chave seletora do primeiro autotransformador; a Figura 2 – (b) mostra o ponto quente na chave seletora do segundo autotransformador; enquanto a Figura 2 – (c) mostra parte do depósito do material nos contatos da chave seletora do comutador sob carga da terceira unidade.

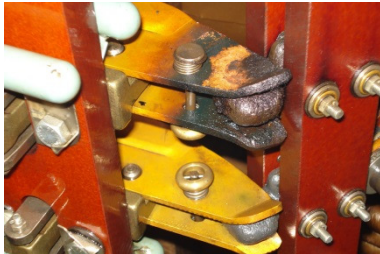


Figura 2 – (a)



Figura 2 – (b)



Figura 2 – (c)

Nos autotransformadores do banco da subestação B também foi observado o depósito do material escuro nos contatos prateados do comutador sem tensão, conforme pode ser observado na Figura 3 – (a), referente ao primeiro autotransformador; e na Figura 3 – (b), referente ao segundo autotransformador. Não foi possível, devido à dificuldade de acesso, observar se os comutadores sem tensão dos autotransformadores do banco da subestação A também apresentavam tal depósito.

Em relação aos casos das duas subestações, foram observados os seguintes fatos:

- a. Nos autotransformadores da subestação A, as falhas se originaram nas regiões das chaves seletoras dos respectivos comutadores sob carga, que apresentavam um material escuro depositado em seus contatos prateados. As características dos danos indicavam a ocorrência de curtos circuitos que provocaram esforços mecânicos nas chaves seletoras e seus colapsos.
- b. Nos autotransformadores da subestação B foram identificados pontos quentes em contatos prateados que apresentavam o material escuro depositado. Estes pontos quentes foram diagnosticados através de análise de gases dissolvidos no óleo isolante.

- c. Em cada uma das subestações, embora houvesse o depósito do material, ao menos uma unidade não falhou ou apresentou ponto quente.
- d. Somente havia depósito de material em superfícies prateadas, não havendo depósito em superfícies de cobre ou outros materiais, ainda que contíguas aos contatos prateados.
- e. Ao menos um dos autotransformadores da subestação A havia sido inspecionado internamente anteriormente à regeneração do óleo isolante e não havia sido observado o depósito de material.
- f. Os fabricantes dos autotransformadores e dos comutadores das subestações A e B eram diferentes, descartando-se qualquer associação com qualquer fabricante, família, tipo ou modelo, tanto de transformadores quanto de comutadores.



Figura 3 – (a)



Figura 3 – (b)

Considerando o verificado, Furnas entendeu que havia a necessidade de ser realizada uma pesquisa para identificar se o depósito de material escuro tinha alguma associação com as falhas dos equipamentos da subestação A e com os defeitos nos equipamentos da subestação B. O primeiro ponto a ser trabalhado era a identificação do material depositado.

## 2.0 - IDENTIFICAÇÃO DO MATERIAL

Em relação aos equipamentos da subestação B, não haviam sido coletadas amostras do material à época do defeito, não sendo mais possível qualquer tentativa de identificação do material depositado. Mas em relação aos equipamentos da subestação A, foram encaminhadas partes dos contatos com depósito do material para o Laboratório de Metalografia do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL), e para o laboratório do fabricante dos comutadores sob carga. Em ambos os laboratórios, amostras do material depositado foram colhidas das superfícies dos contatos e submetidas à análise por microscopia eletrônica de varredura com espectrometria de energia dispersiva de raios-X (MEV/EDX).

Os laudos dos dois laboratórios indicaram que o material depositado era composto por enxofre e prata. A Figura 4 – (a) apresenta o resultado da análise do laboratório do fabricante do comutador sob carga, enquanto a Figura 4 – (b) apresenta o resultado da análise do CEPEL.

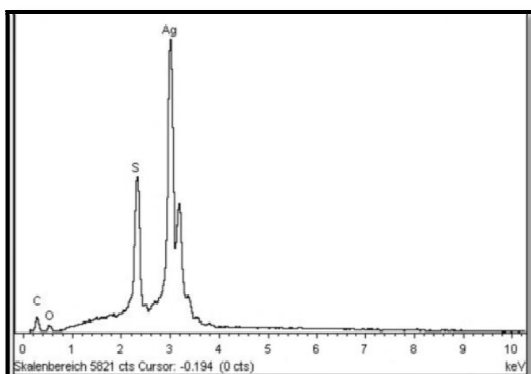


Figura 4 – (a)

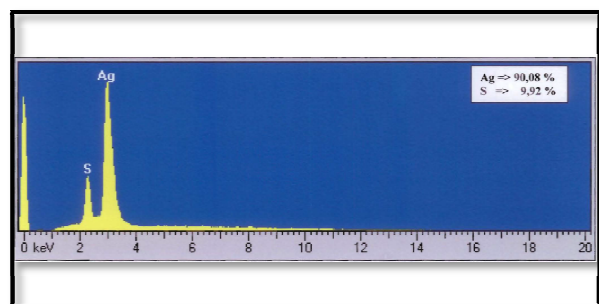


Figura 4 – (b)

A prata encontrada no composto era oriunda da superfície dos contatos e sua presença no composto indicava que a película que cobria originalmente os contatos havia diminuído. Além disso, um composto que apresenta enxofre e prata pode apresentar características condutoras. Sua presença em contatos elétricos pode gerar maus contatos que,

por sua vez, poderiam evoluir para pontos quentes, como os detectados nos equipamentos da subestação B.

Também há de se considerar que, uma vez se tratando de um composto condutor e apresentando a baixa aderência verificada, se este composto ficar em suspensão no óleo isolante no entorno do contato, poderia haver uma diminuição da rigidez dielétrica que permitiria a formação de arcos elétricos e curtos circuitos, como indicaram os vestígios dos danos nos equipamentos da subestação A.

Independentemente de se ratificar ou não a relação do composto gerado com as falhas e defeitos identificados, havia o questionamento de onde surgiu o enxofre com potencial para reagir com a prata existente nos contatos.

### 3.0 - ENXOFRE CORROSIVO E DBDS

O petróleo bruto, matéria prima dos óleos minerais, possui quantidades significativas de compostos de enxofre, sendo inevitável sua presença nos óleos utilizados em equipamentos elétricos, mas a maioria dos compostos é retirada durante o processo de refino, uma vez que alguns podem ocasionar ataque químico a elementos presentes no interior dos transformadores, tais como o cobre, a prata e o papel isolante (1). Além disso, alguns compostos que contenham enxofre podem deixar de ser estáveis durante a operação dos equipamentos, passando por reações de quebra da cadeia e gerando compostos conhecidos genericamente como enxofre reativo ou corrosivo (1).

Em 2.005 foram relatadas falhas em reatores causadas pela presença de enxofre corrosivo (1). Em 2.006 a TERNA (2), empresa transmissora de energia elétrica, relaciona as falhas dos equipamentos à presença do dissulfeto de dibenzila (DBDS) nos óleos isolantes destes equipamentos, fornecidos pela empresa Nynas Naphthenics. Após a associação do óleo às falhas, de forma a evitar a reação do enxofre corrosivo com o cobre, foi adotada a adição de passivador ao óleo isolante. Ainda em 2.006, a ABNT (3) divulga normativa para determinação de enxofre corrosivo em óleos minerais isolantes<sup>1</sup>.

Considerando que o enxofre corrosivo seria gerado pela presença de DBDS, foram realizados no laboratório de Furnas ensaios para determinação qualitativa do grau de corrosividade, conforme a ABNT (3), e para quantificação do teor de DBDS através de cromatografia gasosa com espectrometria de massas (CG/MS), em amostras dos óleos isolantes dos autotransformadores da subestação A. Todos os ensaios para identificação da presença de enxofre corrosivo resultaram em “não corrosivo” enquanto os ensaios para determinação do teor de DBDS retornaram como “não detectáveis”.

Cabe aqui uma ressalva: Furnas identificou em 2.007 os equipamentos que possuíam DBDS, totalizando 82 unidades entre transformadores, autotransformadores e reatores. Estes equipamentos passaram a possuir monitoramento constante sendo passivados sempre que os ensaios para verificação do teor de passivador indicam esta necessidade. Atualmente, o grupo dos equipamentos com DBDS possui 58 unidades. Nenhum dos equipamentos das subestações A e B citados neste trabalho fazem ou fizeram parte deste grupo.

Descartado o aparecimento do enxofre corrosivo devido à presença do DBDS, foi efetuada uma pesquisa na literatura técnica existente para verificar se já havia sido relatado o aparecimento de compostos corrosivos de enxofre não causados pelo DBDS.

### 4.0 - PESQUISA BIBLIOGRÁFICA

Em consulta à literatura técnica, foram identificados trabalhos de DAHLUND (4) e HOLT (5-6) relatando a geração de compostos corrosivos de enxofre após os equipamentos terem seus óleos submetidos a processo de regeneração por unidades móveis de regeneração (UMR). Ao longo da pesquisa, também foi identificado trabalho de IGLESIAS (7) sobre a mesma relação. Segundo os autores, o problema estaria relacionado com a etapa de reativação das colunas de adsorção, um dos componentes da UMR, nas quais haveria a conversão de compostos inertes de enxofre em compostos corrosivos de enxofre.

Os óleos minerais isolantes comercializados no Brasil devem possuir diversas características regulamentadas (8), entre estas características se encontra a tensão interfacial. Ao longo do tempo, a tensão interfacial diminui em função da presença de substâncias polares dissolvidas no óleo, que podem diminuir suas propriedades dielétricas. A retirada destas substâncias polares se dá, comumente, por processo de adsorção com a utilização de Terra Fuller. Em plantas fixas, a Terra Fuller é misturada ao óleo isolante em tanques e descartada ao final do processo de adsorção. Nas UMR's, o óleo passa por colunas de adsorção preenchidas com Terra Fuller. A grande diferença em relação às plantas fixas é o fato das unidades móveis permitirem a reativação das colunas de adsorção, quando as mesmas se encontram saturadas, evitando o descarte do adsorvente. A reativação das colunas de adsorção se dá submetendo as mesmas a temperaturas em torno de 700 °C, visando à volatilização dos compostos adsorvidos.

<sup>1</sup> Não é objetivo deste trabalho a discussão sobre a formação, reações e consequências do enxofre corrosivo originado pela presença do DBDS no óleo mineral isolante, já existindo farta literatura técnica sobre o tema. A referência ao DBDS é usada apenas por ser essa a causa até agora mais comumente relatada do aparecimento de compostos corrosivos de enxofre no óleo mineral isolante.

Sobre as UMR's, os autores das literaturas consultadas registraram as seguintes observações:

- a. Alguns componentes da UMR envolvidos no processo de reativação das colunas de adsorção apresentavam corrosão severa em seu interior.
- b. As colunas de adsorção passam por reativação ainda com algum óleo no seu interior. Este óleo, após a reativação, apresentava teor de enxofre total até 4,5 vezes superior ao teor de enxofre total do óleo isolante do equipamento.
- c. O próprio material adsorvente utilizado para a regeneração poderia reter os compostos corrosivos de enxofre gerados, se o óleo fosse submetido a processos de regeneração mais demorados.

Para DAHLUND e HOLT, o incentivo para a pesquisa e elaboração dos trabalhos surgiu após o registro de pontos quentes identificados por análise de gases dissolvidos no óleo isolante de equipamentos cujo óleo havia passado por processo de regeneração. Estes pontos quentes foram gerados pela corrosão de contatos prateados de chaves seletoras de comutadores sob carga. Como produto da corrosão, surgiu um material de coloração escura, de pouca aderência, composto por prata e enxofre, provavelmente sulfeto de prata. Não havia a corrosão das superfícies de cobre.

Já para IGLESIAS, a pesquisa se originou como resultado da análise de causa de falha de equipamento. O autor também identifica o depósito provável de sulfeto de prata, entretanto, haveria o desprendimento do material o que causaria a diminuição da rigidez dielétrica no óleo e teria levado à falha do equipamento. Também não foi verificada a corrosão de superfícies de cobre.

Ainda conforme os autores, foram executados ensaios de corrosividade nos óleos isolantes dos equipamentos que resultaram em "não corrosivo" para lâminas de cobre conforme normativas existentes (9-10), e "corrosivo" para lâminas de prata conforme normativa pertinente (11). Os autores não indicaram soluções para o problema e propuseram o descarte do óleo isolante que permanecesse nas colunas de adsorção no momento da reativação. Ao menos esta solução evitaria o aumento do número de equipamentos com possível contaminação do óleo mineral isolante caso os mesmos passassem por regeneração.

A pesquisa bibliográfica resultou em poucos, mas importantes registros. O fato de serem poucos indica ser o tema uma relativa novidade. Os trabalhos têm o mérito de identificar o problema e sua origem, mas ainda não conseguem explicar como e por qual razão o processo de conversão se dá, além de propor soluções, se é que estas existem. Chamou muito a atenção o fato dos dois modos de falhas relatados apresentarem grande similaridade com as situações vivenciadas por Furnas, o que induziu a empresa a realizar seus próprios estudos.

## 5.0 - OS ESTUDOS DE FURNAS

Furnas possui cerca de 980 equipamentos entre transformadores, autotransformadores e reatores, com tensão igual ou maior que 13,8 kV e potência igual ou maior a 2,5 MVA, que possuem como meio refrigerante e isolante o óleo mineral isolante. Desses equipamentos, mais de 650 trabalham em tensão igual ou maior a 345kV. Este parque instalado possui quase 40 milhões de litros de óleo mineral isolante. Estes equipamentos estão instalados em subestações e usinas espalhadas em diversos estados da federação. Por sua dimensão, Furnas realiza a regeneração do óleo isolante através de UMR's contratadas ou própria desde o ano 2.000, tendo tratado até agora cem equipamentos.

Todos os equipamentos das subestações A e B relatados neste trabalho haviam sido submetidos a tratamento de regeneração do óleo isolante. Entretanto, diferentemente dos casos relatados na literatura apenas dois geraram pontos quentes. Ressalta-se que, de todos os cem equipamentos cujo óleo foi regenerado por UMR, foram estes os únicos que manifestaram este defeito. Além disso, os defeitos somente foram detectados mais de dois anos após a regeneração. Os outros dois que falharam na subestação A não desenvolveram ponto quente, ocorrendo logo a ruptura do dielétrico com a perda dos equipamentos. Em um dos casos da subestação A, o tratamento havia ocorrido apenas dois meses antes da falha.

O cenário da ocorrência de falhas ocasionadas pela regeneração pode comprometer a segurança do sistema elétrico da empresa. Além disso, a falta de dispositivos para detecção do depósito, como ocorrido nos equipamentos da subestação A; e os intervalos entre o tratamento e o defeito e a falha, elevados para o primeiro e pequenos para a segunda, foram motivos suficientes para Furnas investigar mais profundamente o problema, optando por, inicialmente, ratificar as informações colhidas durante a pesquisa bibliográfica.

### 5.1 Determinação qualitativa do grau de corrosividade dos óleos dos equipamentos.

Uma das observações de DAHLUND, HOLT e IGLESIAS foi a verificação dos óleos dos equipamentos objetos de estudo terem indicado o resultado "corrosivo" para lâminas de prata quando submetidos à ensaio para verificação

qualitativa de corrosividade. Furnas também decidiu pela realização destes ensaios em todos os equipamentos da subestação A cujo óleo havia sido regenerado, não apenas naqueles envolvidos nas falhas de 2.013, num total de doze equipamentos. Nestas amostras foram realizados dois ensaios: um para determinação qualitativa do grau de corrosividade utilizando substrato de cobre, conforme a NBR 10505 (3) e outro utilizando substrato de cobre prateado, de acordo com um procedimento adaptado a partir da DIN 51353 (11). O procedimento descrito pela DIN 51353 indica a utilização de lâminas de prata como substrato. A adaptação utilizada teve sua validade verificada em ensaio de corrosividade com óleo contendo DBDS, cujo resultado indicou “corrosivo”, e em ensaio com óleo novo sem DBDS, o qual resultou em “não corrosivo”. A adaptação da DIN 51353 teve por objetivo tornar a amostra utilizada o mais próxima possível da realidade dos equipamentos, uma vez que os contatos utilizados nas chaves seletoras também são de cobre prateado.

Executados no laboratório próprio de Furnas, todos os ensaios, sejam para cobre ou para cobre prateado resultaram em “não corrosivo”, diferentemente das observações registradas por DAHLUND, HOLT e IGLESIAS. Estes resultados, principalmente os das amostras dos autotransformadores em que havia o material escuro depositado indicaram o que, no entendimento de Furnas, poderia ser a não eficácia das metodologias utilizadas para detectar a corrosividade do óleo gerada pelo processo de regeneração.

## 5.2 Determinação qualitativa do grau de corrosividade dos óleos regenerados.

Para comprovar o aumento da corrosividade do óleo quando submetido ao processo de regeneração, foram executados ensaios de determinação qualitativa de grau corrosividade em amostras de óleo, antes e após a regeneração, em outro equipamento de outra subestação. Mais uma vez os ensaios foram executados no laboratório próprio de Furnas em substratos de cobre e cobre prateado e indicaram como resultado “não corrosivo”. Estes resultados, além de tornarem ainda maior a suspeita de Furnas sobre a validade das metodologias utilizadas, apresentaram outro questionamento: qualquer óleo isolante se torna corrosivo quando submetido à regeneração?

## 5.3 Análise preliminar do funcionamento da UMR.

A análise do processo de regeneração utilizado pela unidade móvel de regeneração indicou um ponto onde poderiam ocorrer reações químicas não previstas. Durante a reativação das colunas de adsorção, cujo processo é efetuado por temperaturas em torno de 700 °C, uma parcela do óleo isolante que se encontra no interior da UMR é submetida a esta mesma temperatura, o que pode representar riscos de alterações nas características do óleo e também a conversão de enxofre inerte em corrosivo (4). Este óleo permanecia no interior da UMR, retornando posteriormente ao tanque do equipamento cujo óleo estava sendo regenerado, além disso, também poderia contaminar o óleo isolante do próximo equipamento a passar por regeneração. Estava identificado um ponto crítico no funcionamento da UMR de Furnas.

## 6.0 - CONCLUSÃO E PRÓXIMOS PASSOS

A utilização por Furnas de UMR para realização dos serviços de regeneração do óleo isolante dos seus equipamentos é uma estratégia já consolidada. A suspeita de que estas plantas móveis possam estar causando qualquer tipo de interferência no funcionamento dos seus equipamentos representa um sério risco para a confiabilidade da operação do sistema elétrico da empresa. A análise das ocorrências nas subestações A e B em conjunto com a pesquisa à literatura existente e a análise preliminar do funcionamento indicaram as seguintes situações:

- a. Foram encontrados depósitos compostos por enxofre e prata, provavelmente sulfeto de prata, tanto nos equipamentos de Furnas, quanto nos equipamentos objetos dos trabalhos existentes na literatura.
- b. A prata era proveniente da superfície dos contatos elétricos das chaves seletoras de comutadores sob carga.
- c. Houve geração de ponto quente em alguns contatos em que foi verificado o depósito do material, detectado através de análise de gases dissolvidos no óleo isolante.
- d. Em outras situações, o desprendimento do material levou à falha do equipamento devido à ocorrência de curtos circuitos.
- e. Os depósitos foram formados devido à geração de enxofre corrosivo após os óleos dos equipamentos terem sido submetidos à regeneração por UMR.
- f. Todos os equipamentos de Furnas objetos da análise tiveram seu óleo regenerado por UMR.
- g. Parte do óleo que se encontrava sendo regenerado era submetido a elevadas temperaturas, o que poderia ocasionar a alteração de suas características e a conversão de enxofre inerte em corrosivo.



Embora os casos de Furnas guardem similaridades aos relatados na literatura, não foi possível ratificar algumas observações também efetuadas nestes trabalhos. Estas observações, assim como a continuidade das pesquisas por Furnas, geram os próximos passos a serem adotados pela empresa, indicados a seguir:

a. Os ensaios realizados por Furnas para verificação da corrosividade dos óleos regenerados resultaram em “não corrosivo”, de forma diferente da relatada na literatura. Admitindo-se que houve a geração de compostos corrosivos de enxofre após a regeneração, podem ser consideradas as seguintes hipóteses:

- No momento de execução dos ensaios, todo o enxofre corrosivo já havia sido consumido.
- As metodologias utilizadas não apresentam confiabilidade necessária.

Considerando a quantidade de equipamentos cujo óleo já foi regenerado por Furnas, a identificação de que o óleo desses equipamentos apresenta compostos corrosivos sem que haja a necessidade de abertura dos mesmos, torna-se fundamental para indicar quais as ações deverão ser adotadas pela empresa. Salientando-se que ao menos uma limpeza nos contatos deverá ser feita e, para isso, há a necessidade de retirada de operação do equipamento e a drenagem total do óleo.

b. A submissão do óleo isolante a altas temperaturas durante a operação da UMR indica a necessidade de maior entendimento do seu funcionamento e de ações para evitar esta exposição.

c. A suspeita de que o desprendimento do material possa diminuir a capacidade dielétrica do óleo isolante em seu entorno, o que poderia causar a ruptura dielétrica do óleo e a formação de arcos elétricos.

d. Furnas possui um parque grande de transformadores, autotransformadores e reatores, já tendo regenerado óleo em cem equipamentos. Estes equipamentos foram fornecidos por diversos fabricantes em diversos momentos, com óleos de diferentes fornecedores e origens. Para garantir a continuidade da execução dos serviços de regeneração, se faz necessário identificar quais os óleos apresentam maior potencial de gerar compostos corrosivos durante a regeneração, admitindo-se esta relação.

## 7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) COMITÊ DE OPERAÇÃO, PLANEJAMENTO, ENGENHARIA E MEIO-AMBIENTE – COPEM. Enxofre Corrosivo nos Equipamentos do Grupo Eletrobrás – Informe Técnico COPEM/SCMT-003/2007. Rio de Janeiro, março de 2007.

(2) NOVA TRANS E TSN. Enxofre Corrosivo em óleos minerais isolantes. Uma investigação das causas do comportamento corrosivo de óleos – Encontre Técnico da TERN. Rio de Janeiro, junho de 2006.

(3) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. NBR 10505: Óleo mineral isolante – Determinação de enxofre corrosivo, 2006.

(4) M. DAHLUND, H. JOHANSSON, U. LAGER, G. WILSON. Understanding the presence of corrosive sulfur in previously non-corrosive oils following regeneration – 77th Annual International Doble Conference, 2010, pp. 1-12.

(5) A. F. HOLT, M. FACCIOTTI, P. AMARO, R. C. D. BROWN, P. L. LEWIN, J. A. PILGRIM, G. WILSON, P. JARMAN. An initial study into silver corrosion in transformers following oil reclamation – Electrical Insulation Conference, 2013, pp. 469-472.

(6) A. F. HOLT, M. FACCIOTTI, P. AMARO, R. C. D. BROWN, P. L. LEWIN, J. A. PILGRIM, G. WILSON, P. JARMAN – Silver Corrosion in Transformers – Annual Report Conference on Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2013, pp. 448-451.

(7) R. M. IGLESIAS, C. N. FARES – Azufre corrosivo en aceites regenerados – II seminário internacional gestión de activos de transformadores, 2014.

(8) AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Resolução ANP Nº 36, de 5.12.2008.

(9) INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC 62535 – Insulating Liquids – Test method for detection of potentially corrosive sulphur in used and unused insulating oil, 2008.

(10) ASTM INTERNATIONAL – ASTM D1275-06 – Standard Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical insulating Oils, 1998.

(11) DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG – DIN 51353: Testing of insulating oils – Detection of corrosive sulfur – Silver strip test, 1985.

## 8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



Mário Luiz Pereira Alves, nascido no Rio de Janeiro em 1970. Graduado em Engenharia Elétrica pela Universidade Veiga de Almeida (RJ) em 2003. Possui especialização em Gerenciamento de Projetos pela Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro (2008). Atuou nas áreas de manutenção, engenharia de manutenção e qualidade do fornecimento de energia elétrica das distribuidoras Light Serviços de Eletricidade e Ampla Energia e Serviços, ambas do Estado do Rio de Janeiro. Atualmente atua na Engenharia de Manutenção de Furnas Centrais Elétricas, com equipamentos de pátio de subestações.



Vinicius Gabriel Macedo Cruz nasceu em 1986 no Rio de Janeiro. Recebeu os títulos de Bacharel em Engenharia Química e de Mestre em Engenharia Química pela Universidade do Estado do Rio de Janeiro (UERJ), respectivamente, em 2010 e em 2015. Desde 2010, ele desempenha a função de engenheiro de manutenção na Divisão de Equipamentos de Transformação de Furnas Centrais Elétricas, onde atua, principalmente, no planejamento de atividades de manutenção preventiva e preditiva, no diagnóstico de defeitos incipientes e na análise de falhas em transformadores de potência e em reatores paralelos.

Clayton Duarte Pessoa, nascido em Nova Lima – MG em 23 de Março de 1978. Trabalha com Ensaaios Especiais em Transformadores de Potência de Instrumentos em Furnas Centrais Elétricas desde 2008. Demais experiências e formações: Especialização em Energias Renováveis – UFF 2015; Especialização em Manutenção do Sistema Elétrico – UNIFEI 2013; Manutenção em Linhas de Transmissão – CEMIG 1995/2004; Engenharia de Manutenção de Linhas de Transmissão – FURNAS 2004/2008; Graduação em Engenharia Elétrica – PUC Minas 2002; Técnico em Mecânica – CEFET MG 1996.