



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

FI/GTM/25
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 IDENTIFICAÇÃO DE ENXOFRE CORROSIVO EM ÓLEO MINERAL ISOLANTE APÓS REGENERAÇÃO E SOBRE A PREDIÇÃO DO POTENCIAL AUMENTO DE CORROSIVIDADE

Vinicius Gabriel Macedo Cruz(*)
Furnas Centrais Elétricas

Mário Luiz Pereira Alves
Furnas Centrais Elétricas

Clayton Duarte Pessoa
Furnas Centrais Elétricas

RESUMO

A literatura recente apresenta relatos de deposição de sulfeto de prata em contatos de equipamentos após regeneração do óleo mineral isolante. A observação desta situação também em equipamentos de Furnas motivou a empresa a conduzir estudos para melhor elucidação do tema.

Este trabalho apresenta uma análise crítica sobre a possibilidade de conversão de compostos inertes de enxofre em compostos de enxofre corrosivo no óleo isolante, durante a regeneração. São discutidas propostas para o desenvolvimento de ferramentas para a identificação confiável do óleo isolante que se tornou corrosivo e do óleo isolante com tendência a se tornar corrosivo após a regeneração.

PALAVRAS-CHAVE

Transformadores, Óleo Mineral Isolante, Regeneração, Enxofre Corrosivo

1.0 - INTRODUÇÃO

O processo de regeneração de óleo mineral isolante objetiva a remoção de compostos polares indesejados, inclusive ácidos, oriundos da oxidação (envelhecimento) de seus componentes originais. O óleo oxidado, devido à presença destes compostos indesejados, acelera a degradação dos materiais celulósicos e eleva o risco de precipitação de borra em regiões internas da parte ativa do equipamento. Em última análise, os produtos de oxidação do óleo mineral isolante comprometem a capacidade de dissipação de calor, contribuem para a redução da vida útil do equipamento e podem, inclusive, levá-lo à falha. Desta forma, e considerando-se ainda os benefícios econômicos e ambientais ao se evitar a substituição de grandes volumes de óleo isolante, o processo de regeneração é procedimento essencial para assegurar a confiabilidade dos equipamentos, principalmente, em parques antigos.

Desde a década de 80, Furnas vem submetendo à regeneração, conforme necessidade, o volume de óleo mineral isolante de seus equipamentos. Inicialmente, o serviço era executado por empresas contratadas em plantas fixas pelo processo de adsorção por contato. A partir do ano 2.000, o serviço contratado passou a ser executado em Unidades Móveis de Regeneração (UMR's), que permitem o tratamento em equipamentos energizados, pelo processo de adsorção por percolação. E, finalmente, a partir de 2.010, Furnas passou a executar a regeneração em UMR própria, podendo ainda, em situações pontuais, também contratar o serviço.

Além da possibilidade de execução do tratamento em equipamentos energizados, outra vantagem importante do processo por percolação é a redução significativa das perdas de óleo isolante. Tal vantagem é obtida em função de uma característica do processo de regeneração por percolação que, diferentemente do processo por contato,

(*) Rua Real Grandeza, n° 219 – sala 705 - Bloco A – CEP 22.281-900 Rio de Janeiro, RJ – Brasil
Tel: (+55 21) 2528-3073 – Fax: (+55 21) 2528-3111 – Email: vcruz@furnas.com.br

permite a reutilização do material adsorvente em diversos serviços, a saber: a reativação por calcinação do material adsorvente, com recuperação de voláteis. Trata-se de um procedimento de limpeza do material adsorvente, quando estas atingem a saturação, em que os compostos polares adsorvidos são volatilizados pela ação de altas temperaturas em presença de oxigênio (fluxo forçado de ar); a parcela de óleo eventualmente arrastada junto com os compostos polares é recuperada em um condensador.

Apesar dos benefícios do processo de adsorção por percolação em relação ao processo por contato, a literatura técnica recente apresenta estudos que tentam esclarecer a relação entre o processo de regeneração de óleo mineral isolante em plantas móveis e o aumento da corrosividade do óleo por enxofre (1-4). O problema se caracteriza pela deposição de sulfeto em contatos de equipamentos cujo óleo isolante passou por regeneração através do processo mencionado. Até o momento, os casos observados têm se limitado, de maneira bastante específica, à corrosão de contatos de cobre prateados, tendo sido observados diversos casos tanto em Furnas, quanto em relatos da literatura. Tendo em vista que o sulfeto de prata é um material condutor (5) de baixa aderência (2), sua deposição, aparentemente, evolui de acordo com o seguinte mecanismo: i) inicialmente, ocorre a formação de uma fina camada de sulfeto de prata na superfície do contato, que se torna mais espessa ao longo do tempo, levando ao aumento da resistência de contato – este estágio pode ser identificado na forma de ponto quente pela análise de gases dissolvidos (1) e ii) em algum momento, devido a elevada espessura da camada depositada ou a um esforço mecânico, parte da película se desprende do contato, ficando em suspensão no óleo isolante – neste estágio, caso as partículas condutoras em suspensão alcancem uma região de elevado gradiente elétrico pode haver ruptura dielétrica e formação de arco, com possível falha do equipamento (4).

Outras constatações da literatura sobre o tema incluem: i) os óleos isolantes regenerados não continham dissulfeto de dibenzila (DBDS); ii) a regeneração do óleo mineral isolante promove a conversão de compostos inertes de enxofre em compostos corrosivos de enxofre; iii) o problema parece estar relacionado com a etapa de reativação das UMR's; iv) observou-se maior seletividade dos compostos corrosivos de enxofre na reação com a prata, em detrimento ao cobre e v) os ensaios de corrosividade executados no óleo isolante sob suspeita costumam resultar em "não corrosivo" para lâminas de cobre (IEC 62535 (6), ASTM D1275 B (7) e NBR 10505 (8)) e "corrosivo" para lâminas de prata (DIN 51353 (9)). Nem todas estas constatações foram confirmadas em Furnas, especialmente no que diz respeito à identificação do aumento de corrosividade através de ensaios de enxofre corrosivo.

Desta forma, para garantir que os benefícios operacionais, econômicos e ambientais da regeneração de óleo mineral isolante em plantas móveis continuem sendo aproveitados, com maior segurança para os equipamentos, a demanda por mais informações sobre o tema se torna evidente. Dois desdobramentos do assunto são abordados neste trabalho: a identificação de equipamentos com óleo isolante que se tornou corrosivo após regeneração e a identificação de equipamentos cujo óleo isolante apresenta maior potencial em se tornar corrosivo após a regeneração.

2.0 - INSPEÇÃO DA UMR DE FURNAS

A fim de confirmar as constatações da literatura, a UMR própria de Furnas foi submetida a uma inspeção visual. Foi dada atenção especial aos componentes do circuito de reativação da máquina.

Um componente do circuito de reativação bastante citado na literatura é o Tanque de Armazenamento Temporário, local para onde é direcionado o óleo isolante drenado das colunas de adsorção antes de cada reativação. Há relatos de corrosão acentuada nas paredes internas deste tanque e as evidências observadas durante a inspeção da UMR de Furnas corroboraram, a princípio, com estes relatos. Foi observado um material de coloração marrom aderido às paredes internas do tanque, semelhante a óxido de ferro (produto de corrosão do aço), do qual foi coletada uma amostra para ensaios posteriores. A Figura 1 mostra os indícios de corrosão observados na parte interna do flange cego de uma boca de inspeção do Tanque de Armazenamento Temporário e a amostra coletada do material de coloração marrom aderido às paredes internas do tanque.

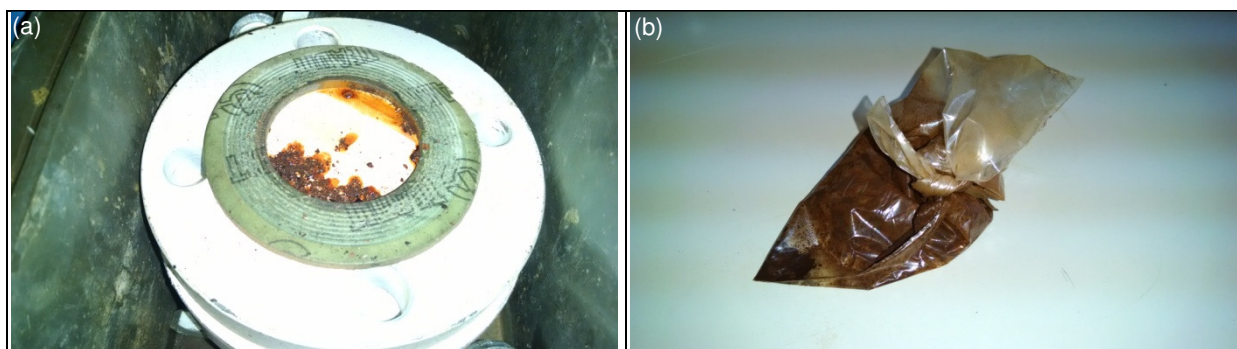


Figura 1 – (a) Parte interna do flange cego de uma boca de inspeção do Tanque de Armazenamento Temporário com indícios de corrosão. (b) Amostra coletada do material de coloração marrom aderido às paredes internas do Tanque de Armazenamento Temporário.

A inspeção da UMR possibilitou, ainda, uma análise mais detalhada do processo de regeneração. Nesta análise, ficou evidenciado um ponto crítico do processo que ofereceria condições para uma maior probabilidade de ocorrência de reações químicas indesejadas, inclusive da conversão de espécies de enxofre inerte em espécies de enxofre corrosivo. Observou-se que, durante a reativação, parte do óleo isolante acabava submetida a temperaturas da ordem de 700 °C, utilizadas para eliminar por calcinação os compostos polares. Por sua vez, uma parcela do óleo isolante residual nas colunas de adsorção acabava arrastada, juntamente com os resíduos de calcinação, pelo fluxo forçado de ar. Em seguida, este óleo isolante seria recuperado pelo condensador, encaminhado ao Tanque de Armazenamento Temporário e, posteriormente, retornaria ao processo, sendo misturado ao óleo isolante do equipamento em tratamento. Sendo o óleo mineral isolante um material de classe térmica A, temperaturas contínuas superiores a 105 °C já favoreceriam sua degradação e consequente formação de compostos polares. Além disso, estudos mostraram que espécies inertes de enxofre podem ser convertidas a espécies corrosivas de enxofre quando o óleo mineral isolante é exposto à temperatura de 275 °C por 12 horas (1). De maneira preventiva, devem-se evitar as condições severas mencionadas ou, alternativamente, deve-se considerar o não reaproveitamento do óleo isolante submetido a tais temperaturas.

3.0 - ENSAIOS INVESTIGATIVOS INICIAIS

Durante a inspeção da UMR de Furnas, além da amostra do material aderido às paredes internas do Tanque de Armazenamento Temporário, conforme já citado, foram coletadas também amostras de óleo mineral isolante, visando à execução de ensaios investigativos.

3.1 Análise de metais em amostra de material sólido da UMR

A amostra do material de coloração marrom coletada do Tanque de Armazenamento Temporário foi submetida à análise de metais por absorção atômica em laboratório próprio. A análise resultou em 77 % de ferro em massa, o que corresponde a mais de 99 % de óxido de ferro, confirmando tratar-se de produtos de corrosão do aço.

A corrosão interna do Tanque de Armazenamento Temporário é um indício da natureza corrosiva do óleo isolante drenado das colunas de adsorção, provavelmente, devido à presença de água, ácidos e outros compostos polares e, ainda, que a proteção anticorrosiva aplicada ao material se mostrou insatisfatória. Apesar de representar uma situação indesejada, os produtos de corrosão observados não são indícios da presença de enxofre corrosivo no tanque, já que, neste caso, esperava-se observar também sulfeto de ferro. Não obstante, a presença dos compostos polares mencionados pode vir a favorecer reações químicas indesejadas.

3.2 Ensaio de corrosividade em amostras de óleo isolante da UMR

Amostras de óleo isolante coletadas de diversos pontos de amostragem da UMR foram submetidas a ensaios de corrosividade. É importante notar que, na ocasião da inspeção, a UMR continha óleo mineral isolante do último serviço de regeneração.

A determinação qualitativa do grau de corrosividade das amostras de óleo isolante foi executada de acordo com duas metodologias: i) ensaios em triplicata utilizando substrato de cobre, conforme a NBR 10505 (8) e ii) ensaios em duplicata utilizando substrato de cobre prateado, de acordo com um procedimento adaptado a partir da DIN 51353 (9). O procedimento originalmente descrito pela DIN 51353 (9) especifica lâminas de prata como substrato para o ensaio acelerado de corrosividade. O procedimento adaptado por Furnas utiliza lâminas de cobre prateadas por eletrodeposição, a fim de aproximar as características das lâminas às características dos contatos das chaves seletoras dos comutadores. A validade do substrato adotado foi verificada em ensaio de corrosividade com óleo isolante contendo DBDS, o qual resultou em “corrosivo”, e em ensaio de corrosividade com óleo isolante novo, sem DBDS, o qual resultou em “não corrosivo”.

Em seguida, as lâminas de cobre e as lâminas prateadas utilizadas nos ensaios de corrosividade foram submetidas a análises por análise por microscopia eletrônica de varredura com espectrometria de energia dispersiva de raios X (MEV/EDX). Tais análises visavam aumentar a confiança na avaliação da presença de enxofre na superfície das lâminas, tendo em vista que os padrões de resposta normatizados dos ensaios de corrosividade pressupõem a aplicação de óleo isolante novo. Trata-se de uma medida preventiva, pois a presença de produtos de oxidação no óleo isolante em uso pode levar a falsos positivos nos ensaios de corrosividade.

Os ensaios de corrosividade da amostra de óleo isolante coletada do Tanque de Armazenamento Temporário da UMR resultaram em deposição de um material de coloração preta na lâmina de cobre e em nenhum depósito visível na lâmina prateada. Os demais ensaios de corrosividade, executados em amostras de óleo isolante coletadas de outros pontos da UMR, não resultaram em deposição visível de materiais nas lâminas. Nas análises por MEV/EDX das lâminas utilizadas nestes ensaios, o material depositado, para o caso da amostra de óleo isolante do Tanque de Armazenamento Temporário, apresentou composição normalizada de 89,36 % de cobre e de 10,64 % de enxofre em massa, possivelmente constituindo sulfeto de cobre. As análises por MEV/EDX das

demais lâminas utilizadas nos ensaios de corrosividade resultaram na ausência de enxofre. A Figura 2 apresenta a lâmina de cobre utilizada no ensaio de corrosividade da amostra de óleo isolante do Tanque de Armazenamento Temporário, além do resultado da análise por EDX desta mesma lâmina.

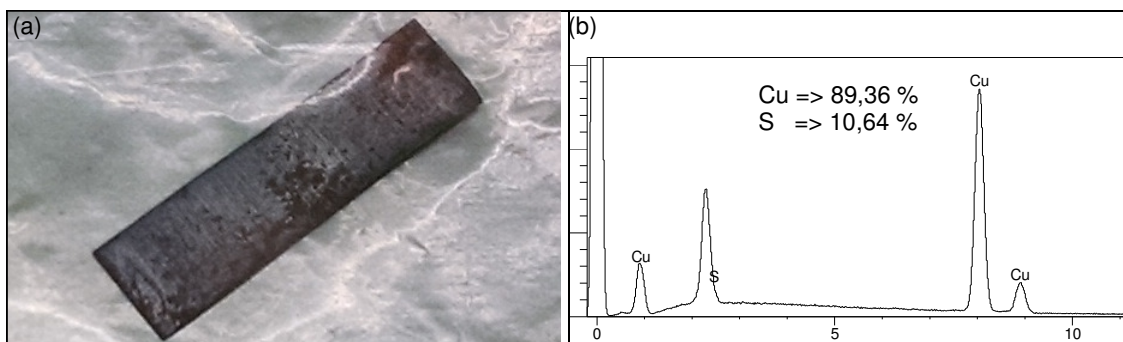


Figura 2 – (a) Lâmina de cobre utilizada no ensaio de corrosividade do óleo isolante do Tanque de Armazenamento Temporário. (b) Resultado da análise por EDX da superfície da lâmina de cobre.

3.3 Ensaios de enxofre total em amostras de óleo isolante da UMR

As mesmas amostras de óleo isolante utilizadas nos ensaios de corrosividade foram também submetidas a análises por espectrometria de fluorescência de raios X para quantificação do teor de enxofre total, a fim de determinar se o circuito de reativação da UMR apresenta mais uma condição favorável à conversão de espécies de enxofre inerte em espécies de enxofre corrosivo. A literatura relata teores relativamente elevados de enxofre no Tanque de Armazenamento Temporário e pressupõe-se que a maior disponibilidade de enxofre resulta em maior probabilidade de ocorrência de tais reações químicas indesejadas.

A metodologia adaptada de espectrometria de fluorescência de raios X foi inspirada na norma NBR 14533 (10). Os padrões utilizados para a elaboração da curva analítica foram preparados através da dissolução de enxofre elementar, com pureza de 99,81 % em massa, em óleo mineral isolante novo, com teor de enxofre de 0,001 % em massa.

A quantificação dos teores de enxofre total nas amostras de óleo isolante coletadas da UMR mostraram que a amostra coletada do Tanque de Armazenamento Temporário continha cerca de 2,4 vezes mais enxofre do que o óleo isolante do transformador. Sabendo-se que o Tanque de Armazenamento Temporário contém um determinado volume morto de óleo isolante, o elevado teor relativo de enxofre indica que, provavelmente, havia sido processado, na UMR, um óleo isolante com teor de enxofre acima do usual, possivelmente um óleo isolante mais antigo. Além disso, estes resultados indicam que os ensaios de corrosividade em lâminas de cobre parecem ser eficazes somente para amostras de óleo isolante com elevados teores de enxofre. A ausência de enxofre nas lâminas de prata, porém, é uma evidência experimental que não se mostrou coerente com as observações das inspeções internas nos transformadores.

4.0 - IDENTIFICAÇÃO DE EQUIPAMENTOS COM DEPÓSITOS DE ENXOFRE

Somente no parque de Furnas, dezenas de equipamentos já passaram por processo de regeneração do óleo isolante em UMR's. Ao se estender este cenário a todas as concessionárias de energia elétrica, o problema pode atingir grandes dimensões. No entanto, tendo em vista que alguns equipamentos de Furnas operam com óleo regenerado há 15 anos sem falhar e sem apresentar ponto quente, pressupõe-se que nem todo óleo regenerado passou a ser corrosivo, apresentando risco de deposição de sulfeto de prata em contatos elétricos. Desta forma, se torna evidente a importância de uma metodologia de ensaio não invasiva para identificar equipamentos cujo óleo passou a apresentar enxofre corrosivo após a regeneração, sem necessidade de inspeções internas.

Conforme já mencionado, diferentemente das constatações da literatura, todos os ensaios de corrosividade executados em óleo mineral isolante regenerado de equipamentos de Furnas resultaram em "não corrosivo", tanto em lâminas de cobre quanto em lâminas prateadas. Tal resultado foi obtido até mesmo para óleo isolante drenado de transformadores onde foram observados depósitos de enxofre nos contatos prateados, o que coloca em dúvida a eficácia dos ensaios nesta situação. As metodologias aplicadas foram as mesmas descritas na Seção 3.2, de acordo com as normas NBR 10505 (8) e DIN 51353 (9) adaptada. O único resultado "corrosivo" obtido nos ensaios de Furnas e confirmado por MEV/EDX se deu para a amostra de óleo isolante coletada do Tanque de Armazenamento Temporário da UMR somente em lâmina de cobre, o que está em desacordo com as observações das inspeções internas em equipamentos afetados.

Neste sentido, condições mais severas, já relatadas na literatura (11), foram aplicadas ao ensaio de corrosividade com lâminas prateadas, em uma nova tentativa de se identificar o óleo isolante que se tornou corrosivo após regeneração. Enquanto a DIN 51353 (9) especifica o ensaio à temperatura de 100 °C, por dezoito horas e em 100

mL de óleo isolante, na nova metodologia adaptada, os ensaios foram executados à temperatura de 140 °C, por 48 horas, mas ainda em 100 mL de óleo.

Os ensaios, segundo a nova metodologia, foram executados em amostras de óleo isolante regenerado por plantas móveis coletadas de dez equipamentos selecionados entre quatro subestações de Furnas. Esses equipamentos tiveram o óleo isolante regenerado entre setembro de 2011 e maio de 2014. Mesmo nestas condições mais severas, todos os dez ensaios executados resultaram em “não corrosivo”, inclusive em amostra de óleo isolante de um equipamento que, comprovadamente, apresentou depósitos nos contatos dos comutadores. Assim como nos ensaios das amostras da UMR, análises ao MEV/EDX podem ser úteis para determinar com maior confiança a presença de depósitos de enxofre nas lâminas prateadas utilizadas nestes últimos ensaios.

Até o momento, portanto, as metodologias de ensaios de enxofre corrosivo em óleo mineral isolante aplicadas, tanto normatizadas quanto adaptadas, não têm se mostrado confiáveis para identificar o problema originado na regeneração. No desenvolvimento de uma metodologia mais adequada, é de extrema importância investir na busca pelas condições ótimas de ensaio e validar os resultados através de inspeções internas em equipamentos.

5.0 - IDENTIFICAÇÃO DA TENDÊNCIA À CORROSIVIDADE DO ÓLEO MINERAL ISOLANTE

Outra questão de extrema relevância é a identificação prévia dos equipamentos cujo óleo isolante apresenta certa tendência de se tornar corrosivo quando regenerado, uma vez que há grande probabilidade de que o problema esteja limitado a certos tipos de óleo.

Duas evidências sugerem que o teor de enxofre total no óleo mineral isolante possa ser utilizado como um indicador da tendência à corrosividade após regeneração. Todos os equipamentos de Furnas que apresentaram depósitos de enxofre em contatos prateados de comutadores após regeneração continham óleo isolante produzido nas décadas de 1.970 e 1.980, quando os teores de enxofre total eram significativamente superiores aos teores dos óleos produzidos atualmente. Além disso, o ensaio de enxofre corrosivo em amostra de óleo coletada do Tanque de Armazenamento Temporário da UMR, que continha cerca de 2,4 vezes mais enxofre do que o óleo do transformador, foi o único ensaio executado por Furnas a resultar em “corrosivo”. Conforme discutido anteriormente, um elevado teor de enxofre se traduz em uma maior disponibilidade da espécie no meio reacional, resultando em uma maior probabilidade de ocorrência de reações de conversão de compostos inertes em compostos de enxofre corrosivo.

Empregar o teor de enxofre total como um indicador da tendência do óleo isolante em se tornar corrosivo após regeneração requer estabelecer uma relação entre esta característica e a deposição de sulfeto de prata em contatos de equipamentos com óleo regenerado. Uma metodologia de pesquisa que pode ser utilizada para estudar tal relação seria regenerar volumes de óleo isolante com diferentes teores de enxofre total, possivelmente em uma planta piloto, executar ensaios confiáveis (que efetivamente representem a situação real no equipamento) de enxofre corrosivo em amostras destes óleos regenerados e determinar o teor de enxofre total a partir do qual os ensaios passam a resultar em “corrosivo”. Alternativamente, pode-se estudar a relação entre dados de inspeções internas em transformadores com óleo regenerado e os respectivos teores de enxofre total.

Assumindo-se a relação descrita como verdadeira, seria possível às concessionárias de energia elétrica a utilização do teor de enxofre total para a criação de uma lista de equipamentos com restrição ao processo de regeneração por UMR.

6.0 - CONCLUSÃO

A regeneração de óleo mineral isolante através de plantas móveis (UMR's), com reativação do material adsorvente, apresenta benefícios operacionais, econômicos e ambientais em relação ao tratamento em plantas fixas. No entanto, diversas evidências indicam que a etapa de reativação pode expor o óleo isolante em tratamento a condições que podem favorecer reações químicas indesejadas, como a conversão de compostos inertes de enxofre em compostos de enxofre corrosivo. Tais evidências incluem, além dos relatos da literatura técnica, as observações de Furnas, a saber: i) verificação de depósitos de sulfeto de prata em contatos de equipamentos com óleo regenerado; ii) identificação de um ponto crítico do processo da UMR, onde o óleo isolante com altos teores de compostos polares, como ácidos, é submetido a temperaturas próximas de 700 °C em excesso de oxigênio e iii) obtenção de resultado “corrosivo” em amostra de óleo isolante coletada de um tanque do circuito de reativação da UMR. Como medida preventiva, deve-se prever o descarte da parcela de óleo isolante submetida às condições críticas mencionadas.

Aparentemente, as metodologias normatizadas não são eficazes em detectar o aumento de corrosividade do óleo isolante após a regeneração. Isso dificulta significativamente a importante tarefa de identificação dos equipamentos com óleo regenerado que possam apresentar depósitos de sulfeto de prata. Desta forma, pesquisas por novas condições que garantam maior eficácia para os ensaios de corrosividade são extremamente relevantes.

A comparação entre o teor de enxofre total do óleo no Tanque de Armazenamento Temporário da UMR e o óleo

no transformador em tratamento, associada aos resultados de ensaios de enxofre corrosivo, mostrou que é possível que haja uma relação entre teor de enxofre e a tendência do óleo a se tornar corrosivo após a regeneração. A compreensão desta relação permitiria identificar equipamentos cujo óleo isolante, preventivamente, não deveria ser regenerado por UMR.

Portanto, estudos adicionais são importantes para o desenvolvimento de ferramentas que permitam tanto a identificação confiável do óleo mineral isolante regenerado que se tornou corrosivo, quanto a identificação de equipamentos cujo óleo isolante apresenta tendência a se tornar corrosivo após a regeneração. Essas ferramentas contribuiriam para uma maior segurança na utilização de UMR's para a regeneração de óleo mineral isolante.

7.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) 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 Client Conference, 2010, pp. 1-12.
- (2) 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.
- (3) 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.
- (4) R. M. IGLESIAS, C. N. FARES – Azufre corrosivo en aceites regenerados – II seminário internacional gestión de activos de transformadores, 2014.
- (5) L. R. LEWAND, P. J. GRIFFIN. Update on the corrosive sulfur issue in-oil filled electrical equipment – 73rd Annual International Doble Client Conference, 2006, pp. 1-7.
- (6) INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION – IEC 62535 – Insulating Liquids – Test method for detection of potentially corrosive sulphur in used and unused insulating oil, 2008.
- (7) ASTM INTERNATIONAL – ASTM D1275-06 – Standard Test Method for Corrosive Sulfur in Electrical insulating Oils, 1998.
- (8) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. NBR 10505: Óleo mineral isolante – Determinação de enxofre corrosivo, 2006.
- (9) DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG – DIN 51353: Testing of insulating oils – Detection of corrosive sulfur – Silver strip test, 1985.
- (10) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. NBR 14533: Petróleo e produtos de petróleo – Determinação de enxofre por espectrometria de fluorescência de raios X (energia dispersiva), 2011.
- (11) COMPANHIA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PAULISTA – CTEEP. Relatório OMMB 0551/2014: Enxofre corrosivo em óleo mineral isolante aplicado a superfícies com banho de prata, 2014.

8.0 - DADOS BIOGRÁFICOS



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.



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.

Clayton Duarte Pessoa, nascido em Nova Lima – MG em 23 de Março de 1978. Trabalha com Ensaios 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.