



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

FI/GTM/12  
18 a 21 de Outubro de 2015  
Foz do Iguaçu - PR

**GRUPO – XIII**

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

**DESEMPENHO DO ENVELHECIMENTO E ESTABILIDADE A OXIDAÇÃO DE ÓLEO VEGETAL ISOLANTE  
(ÉSTER NATURAL) EM AMBIENTES DE RESPIRO LIVRE VERSUS SELADOS**

**Alan Sbravati(\*)  
CARGILL**

**Iran Prado Arantes  
ELETRONORTE**

**Marcelo Neves Martins  
CARGILL**

**Kevin J. Rapp  
CARGILL**

**RESUMO**

O uso de óleos vegetais isolantes (éster natural) em transformadores de potência tem apresentado um grande crescimento nos últimos anos, abrangendo uma ampla faixa de aplicação e potência. Transformadores com óleo vegetal isolante estão em operação nas mais variadas condições climáticas, desde temperaturas muito baixas até climas muito quentes e úmidos.

Uma das premissas para a aplicação de óleo vegetal isolante em transformadores é a de que o projeto do transformador não pode ser do tipo “respiro livre”. Ou seja, para evitar a oxidação prematura do óleo vegetal, o projeto de selagem do transformador não pode permitir que o óleo vegetal isolante esteja em contato contínuo com o ar ambiente externo. Diversos ensaios de laboratório e de envelhecimento acelerado em transformadores mostraram que exposições ocasionais do óleo vegetal isolante ao ar ambiente externo não são críticas para o equipamento, como por exemplo, em caso de falhas do sistema de selagem, que demanda meses para o agendamento de uma intervenção de manutenção.

Esse artigo irá apresentar um caso real de um reator trifásico de 145kV com óleo vegetal isolante que operou durante 7 anos com um sistema falho de selagem, permitindo a oxidação do óleo vegetal isolante durante esse período. A inspeção em campo comprovou a oxidação do óleo vegetal isolante, mas também demonstrou que durante todo esse período o óleo vegetal isolante manteve seu bom desempenho como fluido isolante. Um reator trifásico de 145kV / 11,1MVA entrou em operação em 2006 numa subestação da Eletronorte, em Eptaciolândia/AC, região com clima bastante quente e úmido, caracterizada pela ausência de estação seca. Em função das características do sistema elétrico do Acre, o reator permaneceu energizado a plena carga continuamente. Após 4 anos de operação, análises físico-químicas do óleo vegetal começaram a indicar alterações de alguns parâmetros. Após 7 anos em serviço a Eletronorte programou uma inspeção de rotina no equipamento, oportunidade que seria utilizada para investigar o reator.

Durante a inspeção de rotina verificou-se um desvio na montagem da bolsa de borracha do conservador durante o comissionamento do reator, fazendo com que o reator trabalhasse efetivamente numa condição de “respiro livre” durante todo o período de 7 anos. A análise dos dados de campo e a descrição das ações corretivas permitiu a validação da robustez da aplicação de óleo vegetal isolante (éster natural) em transformadores, mesmo em condições de aplicação críticas e muito adversas. Os impactos no equipamento foram mínimos, já que o óleo vegetal isolante manteve durante todo o tempo sua capacidade de extrair e consumir por hidrólise a água do papel isolante, protegendo a parte ativa do reator. Apesar de, nesse caso, ter sido feita a opção pela troca do fluido, uma ação corretiva simples de filtragem/regeneração do líquido isolante seria suficiente para restabelecer as condições normais de uso do óleo vegetal isolante.

**PALAVRAS-CHAVE**

Óleo vegetal isolante, Oxidação, Respiro livre, Transformador, Reator

## 1.0 - INTRODUÇÃO

Tal como acontece com todos os materiais de um transformador, o líquido isolante também é submetido a uma degradação térmica em função do carregamento do transformador, sendo a oxidação o processo de degradação mais comum. Cada líquido isolante responde de maneira diferente à oxidação dependendo do tempo, temperatura e geração de subprodutos, e cada um desses fatores deve ser analisado com atenção.

A temperatura tem um grande efeito sobre a estabilidade térmica ou processo de oxidação térmica de um líquido isolante. O valor máximo de temperatura na qual o líquido isolante não irá sofrer uma degradação acelerada está definida em norma como 105°C (65K + 40°C) para óleo mineral isolante (OMI). As normas IEC 60076-14 e IEEE C57.154 estabelecem um limite de 130°C (90K + 40°C) para óleos vegetais isolantes (OVI). Entende-se assim que a estabilidade do OVI é superior ao OMI quando em temperaturas acima de 110°C.

Os subprodutos da oxidação são outro aspecto relevante; a oxidação do OMI resulta na produção de ácidos carboxílicos de cadeia curta que são bastante reativos (corrosivo) aos demais materiais do transformador, causam um importante efeito catalítico na degradação do papel (acelera o envelhecimento do papel) e resulta na formação de borra, que pode se depositar sobre os componentes e no interior dos canais de resfriamento. O efeito final é a degradação da capacidade dielétrica do sistema de isolamento do transformador.

Os subprodutos da oxidação dos OVI também são ácidos carboxílicos, que se recombinaem com as moléculas de fluido, aumentam seu tamanho e, finalmente, podem afetar a viscosidade do OVI. Esse processo é denominado de oligomerização e pode causar, em longo prazo, o aumento gradual da temperatura do topo do óleo.

Todo material exposto a certa temperatura e agentes de oxidação irá se degradar a uma determinada taxa, sendo assim importante definir uma taxa de degradação aceitável que permita o aproveitamento do investimento. Assim também acontece com os transformadores, do ponto de vista científico, a taxa de envelhecimento do material é essencialmente relacionado com a temperatura de trabalho ao longo do tempo, definida pelo perfil de carga e temperatura ambiente. Adicionalmente, distúrbios da rede e a política de manutenção também são aspectos relevantes na vida útil do equipamento. Este trabalho concentra-se no processo de degradação do líquido isolante e não diretamente na vida útil esperada para o equipamento.

Serão apresentados resultados de ensaios de estabilidade à oxidação realizada em laboratório, ensaios de envelhecimento acelerado de transformadores e análise de equipamentos em serviço. Os resultados demonstram que um OVI devidamente formulado manterá excelente estabilidade em transformadores que não sejam de respiração livre, e que eventuais falhas do sistema de selagem ou vedação não irá afetar o desempenho do transformador. O desempenho do OVI observado em transformadores de respiração livre, ao longo de mais de sete anos, confirmam a recomendação de que OVI não pode ser aplicado em transformadores com respiro livre, mas também mostram, por outro lado, que a oxidação é um processo de longa duração, muito lento, e que, assim como no OMI, pode ser monitorado e corrigido antes de afetar o desempenho do transformador.

## 2.0 - DO ENVELHECIMENTO DE MATERIAIS ISOLANTES

De forma geral, a vida de um transformador é definida pela vida dos seus materiais isolantes. Os principais materiais isolantes são os aplicados nos isolamentos sólidos e líquidos, essencialmente materiais celulósicos e poliméricos, OMI, OVI ou outros líquidos alternativos. Há também casos em que falhas de acessórios ou componentes-chave possam causar a perda do transformador, não sendo este o foco deste trabalho.

### 2.1 Envelhecimentos de materiais isolantes sólidos

O processo de envelhecimento da isolação sólida é profundamente discutido em diversos trabalhos [4] a [13]. Taxas de envelhecimento inferiores para materiais celulósicos impregnados com OVI são reconhecidos nas normas de "sistemas de isolamento de alta temperatura" [2] e [3].

Analisando a interação entre o OVI e os materiais celulósicos observa-se um efeito de secagem causado primeiramente pela migração da umidade do papel para o OVI em função do maior ponto de saturação de umidade do OVI e, posteriormente, o consumo dessa água através de um processo de hidrólise, removendo assim a água do sistema. À medida que a água é consumida por meio da hidrólise, o líquido isolante extrai mais água do papel, criando um ciclo contínuo de secagem do papel. Detalhes adicionais podem ser encontrados nas referências [2] e [3].

### 2.2 Envelhecimento do líquido isolante

Líquidos isolantes utilizam aditivos antioxidantes, ou inibidores de oxidação, para melhorar seu desempenho à oxidação. O inibidor de oxidação é consumido ao longo do tempo como um tipo de "reação preferencial", podendo ocorrer alguma oxidação do líquido isolante após a redução da concentração do inibidor de oxidação. Usuários de transformadores costumam monitorar a concentração de inibidor de oxidação para verificar a necessidade de reposição do inibidor. De forma geral, os procedimentos de manutenção recomendam que o inibidor de oxidação seja readicionado quando seu nível ficar abaixo de 0,1% para OMI e 0,12% para OVI.

O processo de oxidação é uma reação em cadeia de passos múltiplos, iniciado pela reação do oxigênio com o líquido isolante e formando um peróxido. Os peróxidos reagem, formando cetonas de baixo peso molecular, aldeídos, alcoóis e ácidos carboxílicos que podem continuar a reação na forma de oligomerização, formação de

borra, água ou verniz. Os subprodutos da oxidação de OMI são tipicamente ácidos carboxílicos de cadeia curta, de baixo peso molecular (C3-C5), que são reativos e corrosivos, com efeito catalítico sobre a degradação do papel. Os efeitos da água são bem conhecidos em relação à degradação do papel e redução da rigidez dielétrica, bem como na formação de borra, que pode depositar em áreas críticas do transformador [14].

A reação de oxidação dos OVI é similar; o oxigênio reage com o líquido isolante formando peróxidos e esses reagem para formar ácidos. As principais diferenças são:

- a. A água gerada na reação de oxidação é consumida pela hidrólise do fluido.
- b. Os ácidos formados, que são principalmente originados do processo de hidrólise, são ácidos graxos de cadeia longa, com peso molecular muito mais elevado em comparação ao ácidos do OMI e também muito menos reativos. Além disso, esses ácidos não tendem a formar borra e são comprovadamente benéficos para a melhoria de vida do papel.
- c. A recombinação dos radicais carboxílicos com grupos insaturados nas cadeias de ácidos graxos (processo de cross-link) levam à formação de cadeias mais longas num processo de oligomerização, que resulta no aumento gradual da viscosidade do fluido.

A maioria dos estudos e comparações entre OVI e OMI focam na menor estabilidade à oxidação em temperaturas inferiores a 100°C, sem considerar as diferenças positivas dos passos subsequentes.

### 2.3 Efeito da temperatura

Para transformadores isolados com OMI, a temperatura máxima do fluido é definida entre 100°C e 105°C, ou restrita a 115°C quando em condições de sobrecarga ou de emergência. Considerando uma temperatura ambiente máxima de 40°C, resulta um limite de elevação para condições normais, chamado "topo do óleo", de 65K.

Em temperaturas inferiores a 105°C, a estabilidade à oxidação de OMI provou ser suficiente para todos os tipos de aplicações, mesmo quando o fluido permanece continuamente em contato com o ar ambiente. No entanto, a taxa de oxidação do óleo mineral aumenta consideravelmente em temperaturas acima de 105°C, limitando, portanto, a temperatura máxima do óleo no interior do transformador. O ponto de combustão do OMI, entre 145°C e 155°C, também é responsável na limitação da temperatura máxima do óleo mineral.

O efeito da temperatura no OVI é muito mais favorável: o limite recomendado para operação contínua do OVI sem afetar sua estabilidade é de 160°C.

### 2.3 Efeito do oxigênio

Como principal agente do processo de oxidação, limitar a exposição ao oxigênio é a maneira mais efetiva para evitar a oxidação dos fluidos. A estabilidade à oxidação do OMI permite sua aplicação em equipamentos de "respiro livre", porém a exposição ao oxigênio provoca a degradação do papel isolante e aumenta a necessidade de intervenções de manutenção devido à exposição à umidade. A aplicação de óleo vegetal não é recomendada para equipamentos com respiro livre.

## 3.0 - APLICAÇÃO EM TRANSFORMERS

No início do desenvolvimento dos transformadores, o projeto considerava o líquido isolante em contato contínuo com o ar ambiente externo. A variação da temperatura do fluido em função das variações de carga e temperatura ambiente, resultam na expansão térmica do fluido, exigindo a utilização de um "reservatório de conservação do nível de óleo". Este tanque conservador foi concebido para absorver a expansão volumétrica do fluido, "respirando" para o ambiente.

Avanços significativos no processo de refino do óleo, junto com o uso de inibidores de oxidação, corroboraram para o aumento da expectativa de vida útil dos transformadores. Entretanto, alguns estudos [15] [16] analisaram o impacto do contato contínuo do líquido isolante com o ar ambiente e indicaram um aumento na taxa de degradação do material celulósico de 2,5 a 6 vezes, quando imerso num líquido rico em oxigênio.

Esse efeito comprovadamente prejudicial sobre a vida do transformador levaram à adoção no projeto do transformador, principalmente os de maior potência, de algum tipo de barreira entre o fluido e o ambiente (selagem ou sistemas de preservação de óleo). Os benefícios desses sistemas aos transformadores em óleo mineral são amplamente conhecidos e, junto com a utilização de papel termicamente melhorado (TUK ou TUP), permitiu o incremento da temperatura média dos enrolamentos dos transformadores em 10°C.

O projeto de transformadores com sistemas de preservação de óleo (Figura 1), técnicas modernas de refino e correta seleção dos inibidores de oxidação, alavancaram o uso dos óleos vegetais como líquidos isolantes dielétricos.

Os sistemas de selagem apresentados na figura 1 são projetos típicos usados em transformadores e aceitáveis para a aplicação de óleo vegetal isolante. As Figuras 1a e 1b apresentam soluções padronizadas atualmente para transformadores de distribuição e pequena potência. A figura 1c apresenta o padrão de uso mundial para transformadores de potência. Em todos os casos, o fluido não está em contato contínuo com o ar ambiente externo. Mesmo o sistema da Figura 1d é aceitável para OVI, já que o ar do *headspace* é eventualmente e

parcialmente renovado quando a expansão/contração volumétrica ultrapassa um range definido, limitando assim a entrada de oxigênio.

As figuras 2a e 2b apresentam projetos onde não é recomendado o uso do OVI, uma vez que há exposição contínua do fluido com o ar ambiente externo, podendo resultar em oxidação acelerada do líquido isolante.

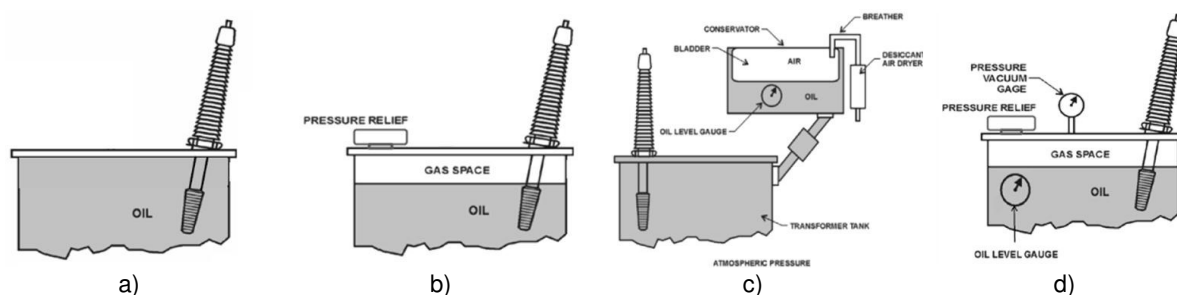


FIGURA 1 – Sistemas de preservação de óleo/selagem aceitáveis para transformadores isolados com OVI: a) hermeticamente selados, com radiadores expansíveis ou tanques corrugados; b) colchão de ar (mais comum) ou nitrogênio; c) tanque conservador com bolsa de borracha ou diafragma; d) colchão de ar com válvula de alívio bidirecional, permitindo renovação parcial do ar confinado.

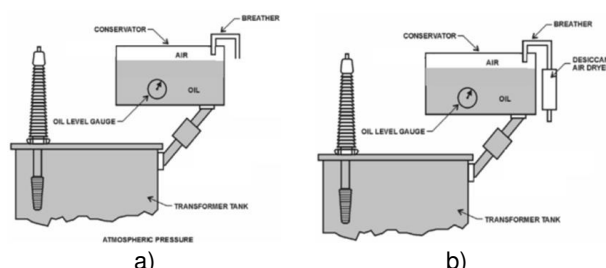


FIGURA 2 – Sistemas não aceitáveis para transformadores isolados com OVI: a) tanque conservador fluido em contato direto com ar atmosférico; b) tanque conservador fluido em contato direto com ar atmosférico através de um secador de ar (extração somente da umidade).

Embora a estabilidade à oxidação seja a principal preocupação da maioria dos usuários de transformadores com OVI, a experiência de campo tem apresentado resultados bastante favoráveis. A oxidação do OVI é um processo de muito longo prazo, levando anos para afetar de maneira irreversível a viscosidade do fluido. A readitivação do inibidor de oxidação, monitoramento e eventual recondicionamento ou regeneração do líquido isolante com critérios e intervalos muito semelhantes aos praticados em OMI são mais que suficientes para garantir o bom desempenho do OVI. A possibilidade de penetração de umidade, alavancada pelo maior ponto de saturação de umidade, é uma preocupação mais relevante, já que pode levar à alteração das propriedades dielétricas do fluido. Esse aspecto também será discutido durante a análise dos dados dos transformadores reais e resultados de ensaios.

#### 4.0 - ANALISE DOS RESULTADOS DE ENSAIOS EM LABORATÓRIO E EM TRANSFORMADORES EM OPERAÇÃO

Dezenas de ensaios de estabilidade à oxidação foram realizados durante o desenvolvimento do OVI tanto em laboratório como em transformadores em operação. Este documento irá apresentar a seguir algum dos ensaios realizados.

##### 4.1 Ensaio de laboratório

###### 4.1.1 Ensaio de tanque aberto

Esse ensaio foi realizado para responder à seguinte pergunta : o que acontecerá se o OVI for armazenado em um tanque aberto durante vários anos?

Um tanque contendo 750 litros de fluido Envirotemp FR3 foi mantido descoberto durante mais de 5 anos, dentro de um armazém. Sem controle de temperatura, sem tampa e sem tratamentos intermediários, apenas uma amostragem ao longo do tempo.

Conforme os resultados apresentados na Tabela 1, as propriedades do fluido ainda apresentam boa qualidade mesmo após 5 anos de contato contínuo com ar ambiente. As maiores variações ocorreram no fator de dissipação e no teor de umidade. A rigidez dielétrica apresenta valores abaixo do limite de aceitação para fluidos novos, afetada parcialmente pela umidade absorvida e também em função de outros contaminantes e material

particulado. O conteúdo de inibidor ainda está acima do valor típico recomendado para a readitivação (0,12%) e a viscosidade apresenta valores próximos ao de um fluido novo, indicando que a oxidação não atingiu níveis críticos ao longo do período de 5 anos.

Tabela 1 – Propriedades do fluido Envirotemp FR3 após 5 anos de armazenamento com exposição contínua ao oxigênio externo

Ensaio	Cor e Aspecto	Rigidez Dielétrica (kV)	Fator de Dissipação 25 °C (%)	Conteúdo Umidade (ppm)	Acidez (mgKO H/g)	Ponto Fulgor (°C)	Ponto Combustão (°C)	Viscosidade a 100 °C (cSt)	Teor inibidor (%)
Método ASTM	D1500/1524	D1816 (2mm)	D924	D1533	D974	D92	D92	D445	D4768
Valor medido	Límpido, verde claro	32	1.39	322	0.06	323	357	8.3	0.22
IEEE C57.147 limite de aceitação fluido novo	Límpido, verde claro	≥ 35	≤0.20	≤100	≤0.06	≥ 275	≥ 300	≤15	-
Valor típico fluido novo	Límpido, verde claro	48 ~ 75	0.01 ~ 0.15	4 ~50	0.013 ~ 0.042	320 ~ 330	350 ~ 360	7.7 ~ 8.3	-

#### 4.1.2 Ensaio em transformadores com sistema de respiro livre

Transformadores de 225kVA, originalmente concebidos com colchão de ar, foram mantidos sob carregamento cíclico por vários anos, com um orifício de ventilação perfurado na tampa, de maneira a garantir a exposição contínua do líquido isolante ao ar ambiente. Para tornar as condições desse ensaio mais rigorosas que um transformador em campo em respiração livre, algumas condições adicionais foram implementadas:

- Carregamento cíclico diário: o transformador foi energizado durante 16 h em vazio e carregado com 75% a 100% durante 8 h. Condição definida para forçar a variação volumétrica do fluido ("respiração forçada");
- Transformadores *Headspace* com ar ambiente continuamente renovado: a superfície de contato abrange a área completa do tanque, em comparação com uma superfície de contato reduzida num tanque conservador de óleo de um transformador típico.
- Os transformadores foram retirados de serviço em intervalos regulares e os seguintes ensaios dielétricos foram realizados:
  - 3 aplicações de impulso 1,2 x 50ms no nível nominal
  - tensão aplicada (60Hz) - nível nominal
  - tensão induzida (400Hz) - nível nominal

O resultado do ensaio superou as expectativas; os transformadores mantiveram sua integridade dielétrica ao longo de 11 anos, sem qualquer falha até a interrupção do ensaio. A repetição dos ensaios dielétricos a nível nominal é considerada crítica num transformador em condições normais de operação. O limite de 10% de variação de viscosidade cinemática [3] foi alcançado no sétimo ano do ensaio, sem contudo afetar a capacidade térmica do transformador.

#### 4.1.2 Ensaios de "fim de vida" de transformadores

Ao longo do desenvolvimento do OVI, diversos ensaios acelerados de fim de vida foram realizados utilizando transformadores de distribuição. Este artigo apresenta um dos mais recentes realizados, concebido para avaliar o estado do transformador após um tempo equivalente a sua expectativa de vida útil [1, 17], projetado e carregado continuamente à uma temperatura de hotspot de 120 °C, com limite de elevação da temperatura do topo do óleo de 90 °C. A carga aplicada ao transformador foi ajustada para níveis superiores aos nominais, de forma a obter temperaturas no hotspot mais elevadas e, assim, atingir os critérios de fim-de-vida num intervalo entre 1000-1500h (40 e 60 dias). Nesta condição a temperatura do OVI também foi mantida em níveis muito superiores aos nominais.

Três transformadores de 15kVA, projetados e construídos com colchão de ar, foram submetidos ao ensaio e depois completamente desmontados e investigados. As propriedades finais apresentadas na Tabela 2 confirmam o comportamento esperado dos óleos vegetais formulados de forma apropriada. Os únicos parâmetros que ficaram fora dos limites de especificação de fluido novo foram fator de dissipação e índice de neutralização, porém muito abaixo dos valores limites para investigação. Além de confirmar a excelente estabilidade e robustez do fluido, as variações de propriedades do fluido, como umidade e acidez, comprovam o processo de secagem do

papel e a hidrólise do fluido.

Tabela 2 - Propriedades de fluidos após 1x vida útil de um transformador projetado para hotspot de 120 °C.

Ensaio Realizado	Método ASTM	Transfor mador 1	Transfor mador 2	Transfor mador 3	Especificações Fluido Novo
Conteúdo de Umidade (ppm)	D1533B	73	154	100	≤50
Rigidez Dielétrica (kV)	D1816	56	59	61	≥48
Fator de Dissipação @Temp Amb (%)	D924	2.98	1.88	2.42	≤0.15%
Tensão Interfacial (dynes/cm)	D971	21.6	20.8	20.8	≥20.0
Índice de Neutralização (mg KOH/g)	D974	2.481	1.204	1.651	≤0.060
Ponto de Combustão( °C)	D92	347	323	357	≥302
Ponto de Fluidez ( °C)	D5950	-18	-18	-19	≤ -18
Viscosidade @ 40 °C (cSt)	D445	32.6	32.1	32.6	≤38.0
Viscosidade @ 100 °C (cSt)	D445	7.9	7.9	7.8	≤8.5
Condição (SPV = Sem Partículas Visíveis)	D2129	Verde; SPV	Verde; SPV	Verde; SPV	Verde; SPV

#### 4.2 Análise de dados de um reator em respiração livre em operação por 7 anos

Um reator shunt, trifásico, 138 kV / 11,4 MVar foi projetado, enchido e ensaiado em fábrica com óleo vegetal isolante. Este reator foi energizado pela Eletrobras/Eletronorte em 2006, na subestação de Eitaciolândia, no estado do Acre. Após quatro anos em operação, a unidade apresentou variações nas propriedades do fluido superiores às encontradas em outros equipamentos. O líquido isolante continuou sendo monitorado regularmente ao longo dos anos seguintes [18]. Os resultados dos ensaios passaram a indicar um aumento atípico do índice de neutralização e, em menor escala, do fator de dissipação. A figura 12 apresenta gráfico com o comportamento do índice de neutralização de cerca de 20 transformadores e reatores com OVI da mesma companhia, dentre eles destaca-se o reator de 138kV.

Em setembro de 2014, aproveitando uma parada de manutenção para inspeção do reator, identificou-se uma falha na instalação da bolsa de borracha do conservador de óleo do reator, fazendo com que líquido isolante permanecesse em contato contínuo com o ar atmosférico, ou seja, respiro livre. As figuras 9 e 10 apresenta mapa com a indicação do local onde o reator está instalado, distribuição climática e foto da instalação.

A figura 11 mostra a causa principal do problema. O flange de fixação da bolsa de borracha, que deveria estar firmemente afixado no flange da tubulação do secador de ar para permitir somente o fluxo de ar para o lado interno da bolsa, estava solto, permitindo a entrada de ar dentro e fora da bolsa, em contato direto e contínuo com o líquido isolante. Essa folga de cerca de 4 mm entre o flange da bolsa de borracha e o flange da tubulação do secador proporcionou o contato contínuo do líquido isolante com ar atmosférico.

Devido às características do sistema local, o reator permaneceu continuamente em plena carga ao longo de 7 anos de operação. A figura 13 mostra o nível de óleo no lado externo da bolsa de borracha. A aplicação do OVI não é recomendada para casos de respiração livre. A condição de respiro livre encontrada nesse reator foi ocasionada por uma falha de montagem, não intencional, porém de muito interessante para a avaliação do desempenho do OVI. As condições de operação se mostraram bastantes severas para qualquer fluido isolante: equipamento carregado 100% continuamente, temperatura ambiente variando entre 30 °C e 40 °C e umidade muito alta (chuva diárias).

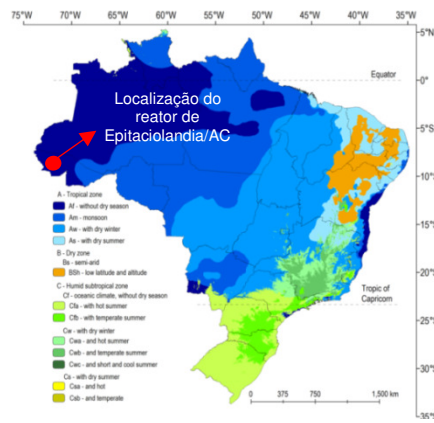


FIGURA 9 – Classificação climática no Brasil (Koppen), extraído da Wikipédia



FIGURA 10 – Reator de Eptaciolândia/AC



FIGURA 11 – Conexão da bolsa com tubulação do secador, mostrando folga de ~4mm.

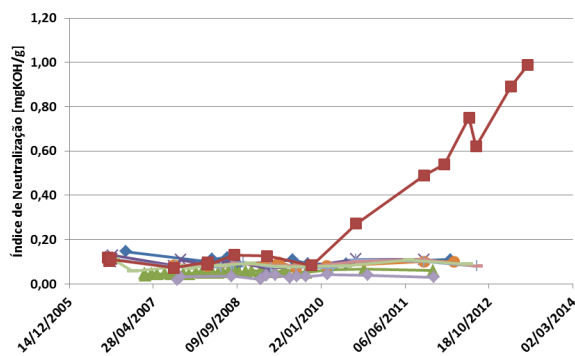


FIGURA 12 – Variação do índice de neutralização de diversos equipamentos com OVI



FIGURA 13 – Lado externo da bolsa de borracha, onde pode ser identificada uma linha de separação entre o nível de óleo e o ar.

Além disso, identificou-se outro efeito muito vantajoso para o OVI, em relação à umidade. Um tanque de OVI exposto continuamente ao ar ambiente apresentaria um nível de umidade esperado ao redor de 400ppm, aproximadamente 40% de umidade relativa (no ensaio do tanque descoberto foi medido 322ppm após 5 anos). No entanto, para esse reator, o nível máximo de umidade foi de 183ppm, conforme mostrado na figura 12.

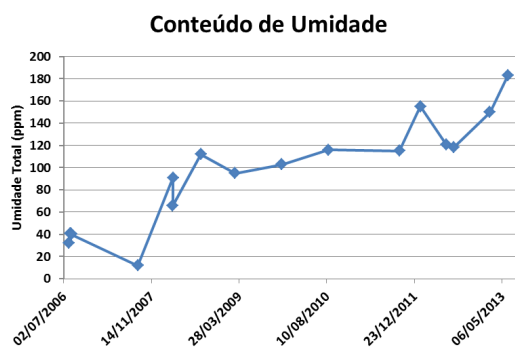


FIGURA 13 – Conteúdo de umidade do OVI no reator

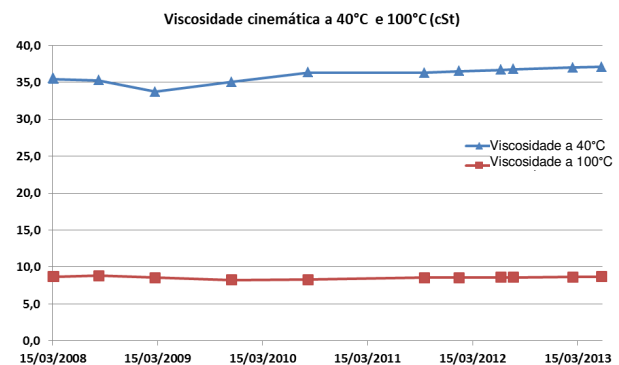


FIGURA 14 – Variação da viscosidade do OVI

Assumindo, de maneira conservadora, uma temperatura de óleo médio de 70 °C, o ponto de saturação de umidade do OVI seria de 2263 mg/kg, sendo que o valor máximo de 183ppm corresponderia a 8.1% de umidade relativa. Apesar da existência de um secador de ar, tipo sílica-gel, um nível de umidade tão baixo é uma evidência clara de que a umidade absorvida do ambiente foi consumida pela reação de hidrólise, levando ao aumento da acidez.

Podemos considerar o aumento da acidez como efeito colateral menos relevante, uma vez que o fato do óleo ter permanecido muito seco também fez com que o papel permanecesse seco, sem afetar sua rigidez dielétrica. Durante a inspeção em campo, a medição de URSI (umidade relativa da superfície da isolamento) indicou que a isolamento tinha umidade entre 0,9% e 1,05%, níveis muito baixos para um equipamento em carregamento severo por 7 anos.

Esse é o aspecto mais importante dessa ocorrência: apesar da tendência à absorção de umidade pelo OVI e da ampla disponibilidade de umidade proporcionada tanto pelo local de instalação como pela falha de montagem da bolsa do conservador, o OVI protegeu efetivamente a isolamento sólida, extraindo a umidade gerada pela degradação natural do papel isolante e secando continuamente o papel [19].

Observa-se que o OVI foi afetado pela exposição contínua ao ambiente, a variação de viscosidade apresenta leve tendência de aumento no valor medido a 40 °C. No entanto, junto com a ação corretiva do desvio de montagem, um procedimento de regeneração através de Terra Füller ou Bauxita seria totalmente eficaz e eficiente na recuperação das propriedades do OVI. Devido à indisponibilidade desses equipamentos na região, o fabricante do equipamento optou pela substituição do OVI.

## 5.0 - CONCLUSÃO

A aplicação de óleo vegetal isolante em transformadores e reatores de potência vem crescendo de forma exponencial, aumentando a experiência de campo e enriquecendo as análises de desempenho com eventuais ocorrências em campo.

Diferentes materiais apresentam diferentes comportamentos e taxa de degradação em função da temperatura. A comparação de desempenho entre OMI e OVI deve ser realizada de forma ampla, considerando sua aplicação e vida útil inserido no projeto do equipamento. Os ensaios e ocorrência de campo apresentados nesse artigo confirmam o óleo vegetal isolante (éster natural) como uma solução robusta e confiável, apresentando desempenho muito superior à expectativa de vida do transformador, tanto em condições de respiro livre quanto em condições adversas como desvios de montagem ou exposição eventual ao ambiente.

## 6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) "IEEE guide for loading mineral-oil-immersed transformers", IEEE Std C57.91-1995(R2004), Annex I, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., April 30, 1998, New York, USA
- (2) "IEEE Standard for the design, testing and application of liquid-immersed distribution, power and regulating transformers using high-temperature insulation systems and operating at elevated temperatures", IEEE Std C57.154- 2012, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., Oct. 30, 2012, New York, USA
- (3) "IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Natural Ester Fluids in Transformers", IEEE Std C57.147-2008, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2008, New York, USA
- (4) "IEC Power transformers – Part 14: Liquid-immersed power transformers using high-temperature insulation materials", IEC 60076-14, Ed 1.0 September 2013
- (5) "IEC Power transformers – Part 2: Temperature rise for liquid-immersed transformers", IEC 60076-2, Ed 3.0 February 2011
- (6) C. P. McShane, J. L. Corkran, K. J. Rapp, J. Luksich, "Aging of paper insulation retrofilled with natural ester dielectric fluid", Conf. Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, pp. 124-127, Oct. 19-22, 2003, Albuquerque, USA
- (7) C. P. McShane, K. J. Rapp, J. L. Corkran, G. A. Gauger, J. Luksich, "Aging of Kraft paper in natural ester dielectric fluid", IEEE 14th Intl. Conf. on Dielectric Liquids, pp. 173-177, July 7-12, 2002, Graz, Austria
- (8) R.-J. Liao, J. Hao, L.-J. Yang, S.-W. Liang, J.-G. Yin, "Improvement on the anti-aging properties of power transformers by using mixed insulating oil", Intl. Conf. High Voltage Engineering and Application, pp. 588-591, Oct. 11-14, 2010, New Orleans, USA
- (9) J. Hao, L.-J. Yang, R.-J. Liao, J. Li, J.-G. Yin, "Mechanism investigation on delaying of the thermal aging rate of oil-paper insulation with mixture insulating oil", Proc. CSEE, Vol. 30, No. 19, July 5, 2010
- (10) X.-H. Li, J. Li, C.-X. Sun, J.-L. Dang, Y. Li, "Study on electrical aging lifetime of vegetable oil-paper insulation", Proc. CSEE, Vol. 27, No. 9, March, 2007
- (11) J. Hao, R.-J. Liao, G. Chen, "Ageing and Temperature Influence on Polarization/Depolarization Current Behaviour of Paper Immersed in Natural Ester" UHVnet Colloquium, p. 53, Jan. 18-19, 2011, Winchester, UK
- (12) L.-J. Yang, R.-J. Liao, H.-G. Sun, C.-X. Sun, J. Li, "Contrasting analysis and investigation on properties and products of oil-paper during thermal aging process", Proc. CSEE, Vol. 28, No. 22, Aug. 5, 2008
- (13) T. V. Oommen, H. D. Le, C. C. Claiborne, E. J. Walsh, J. P. Baker, "Enhanced cellulosic insulation life in a high oleic vegetable oil dielectric fluid", 69th Intl. Conf. Doble Clients, Paper 3C, April 7-12, 2002, Boston, USA
- (14) SD Myers company website: <https://sdmyers.com/knowledge-vault/oxidation-inhibitor-and-reinhibiting-oil-filled-transformers/>.
- (15) J. Fabre, A. Pichon, "Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers", CIGRE Conference on Large High Voltage Electric Systems, Paper 137, Paris, 1960.
- (16) W. Lampe, E. Spicar, "The Oxygen-Free Transformer, Reduced Aging by Continuous Degassing," CIGRE Paper 12-05, 1976.
- (17) "IEEE Standard Test Procedure for Thermal Evaluation of Liquid-Immersed Distribution and Power Transformers", IEEE Std C57.100-2011, Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2011, New York, USA.
- (18) Iran P. Arantes, Marcelo Martins, João Baldauf, Andress Baccin, Ito Capinos, "Shunt Reactor with Vegetable Oil Insulating Fluid – Design Consideration, Tests and Field Experience", CIGRE-Brasil, VI Workspot – International Workshop on Power Transformers, April 25-28, 2010, Foz do Iguaçu, Brazil



(19) Steve Moore, Kevin Rapp, Ramona Balduga, "Transformer Insulation Dry Out as a Result of Retrofilling with Natural Ester Fluid", IEEE Power & Energy Society, Transmission and Distribution Conference & Exposition, May 7-10, 2012, Orlando, USA

## 7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Alan Sbravati nasceu em Piracicaba, em 02/09/1979 e graduou-se como Engenheiro Mecânico em 2001, na Universidade Estadual de Campinas. Com um mestrado *strictu sensu* incompleto, Alan possui um MBA em gerenciamento pela FGV e um "Master Degree in Project Management" pelo ILEDE / Pittsburg Business School. Envolvido ao longo de toda sua vida profissional com cálculo, projeto e pesquisa e desenvolvimento em transformadores, Alan atua hoje como especialista em fluidos dielétricos pela empresa Cargill, possui diversas publicações e participa ativamente nos comitês normativos da ABNT e no IEC, membro do Cigré, e do CB/03 - Comitê Brasileiro de Eletricidade.

Iran Prado Arantes, nascido em Ituiutaba, MG, em 27 de junho de 1955, graduado em Engenharia Elétrica em 1986, pela Faculdade de Engenharia de Ituiutaba. Trabalhou na empresa CELG – Centrais Elétricas de Goiás S.A, de 1977 a 1988 na área de manutenção de subestações. Trabalha na Eletronorte – Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A., desde 1988, onde atuou como engenheiro de manutenção de subestações até 2004, e desde então é engenheiro de projeto e construção de subestação. Participa do Comitê Brasileiro de Eletricidade-Cobei e do Cigré.

Marcelo Neves Martins é Gerente de Desenvolvimento de Negócios para Fluidos Dielétricos, Lubrificantes, Tintas e Vernizes da Cargill

Graduado em Engenharia de Controle e Automação pela Universidade Paulista em São Paulo, possui mais de 20 anos de experiência internacional na área comercial, marketing e engenharia de produto e aplicação de produtos para redes de energia, com diversos artigos publicados sobre a aplicação de fluidos dielétricos, capacitores, religadores, reguladores de tensão, pára-raios e acessórios desconectáveis.

Sua experiência profissional também inclui Cooper Power Systems e Westinghouse Electric Company.

O Sr. Martins é membro do CIGRÉ, CB-03/Comitê Brasileiro de Eletricidade e do CB-24/Comitê Brasileiro de Segurança Contra Incêndio.

Kevin J. Rapp graduou-se na University of Wisconsin-Parkside com um B.S. em Química após completar a pesquisa em *Lipid-Cellulose Interactions Chemistry*. Kevin começou sua carreira no Thomas A. Edison Technical Center em 1976. Em junho de 2012, o fluido Envirotemp FR3, do qual Kevin é um co-inventor, tornou-se parte de uma nova unidade de negócios na Cargill, onde ele é atualmente Químico Senior. Kevin participa de diversos comitês normativos, como Chairman dos subcomitês D27.15 e D27.91 da ASTM, e como Technical Advisor para o United States National Committee, no IEC TC10. Kevin possui várias patentes nos EUA e Internacionais e publicou numerosos papers.