



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

BR/GTM/09
13 a 16 de Outubro de 2013
Brasília - DF

GRUPO - XIII

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

**REVITALIZAÇÃO E REPOTENCIAÇÃO DE TRANSFORMADORES UTILIZANDO TECNOLOGIA DE ÓLEO
VEGETAL ISOLANTE.**

**Luciene Moura Rodrigues (*) Julio Henrique Costa Guimarães Kildary de Melo Paula
CEMIG CEMIG CEMIG**

RESUMO

Este trabalho apresenta o Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento junto à ANEEL denominado “Revitalização, Repotenciação de Transformadores de Potência e Desenvolvimento de TCs a Óleo Vegetal” realizado pela Companhia Energética de Minas Gerais e ABB.

O Projeto consiste na revitalização de transformadores em final de vida útil, utilizando como meio isolante uma combinação de óleo vegetal, papel termo-estabilizado, polímero poliamídrico aromático. Esta isolamento permite repotenciar um transformador de 25 para 35 MVA, aumentando em 40% sua potência nominal.

O maior motivador do estudo é a avaliação da eficiência do projeto e o desempenho operativo associado ao uso de óleo vegetal.

PALAVRAS-CHAVE

Isolação Híbrida, Óleo Vegetal Isolante, Repotenciação, Transformadores.

1.0 - INTRODUÇÃO

Um dos diferenciais estratégicos adotados pelos fabricantes de equipamentos para o aumento da competitividade é a inovação tecnológica, realidade esta que também abrange os sistemas de isolamento dos transformadores, que passam agora a serem avaliados tanto pelas questões econômicas e ambientais quanto de desempenho. As novas tecnologias para o desenvolvimento de transformadores resumem-se na evolução dos materiais e em técnicas de projeto. Neste contexto, o desenvolvimento da tecnologia de utilização do óleo vegetal somado à isolação híbrida aparece como uma possível solução para o aumento de eficiência dos equipamentos, segurança ambiental, riscos de incêndios e explosões.

Os transformadores tradicionais utilizam uma combinação de isolantes sólidos e celulose imersa em óleo mineral isolante, o que limita sua temperatura operacional contínua. Ao substituir este sistema por um de isolação híbrida, termicamente estável e que suporta altas temperaturas, estima-se que seja possível aumentar a capacidade de carga do transformador e ampliar a expectativa de vida útil do transformador para além dos 60 anos. (2)

Este trabalho tem como objetivo apresentar o modelo de implementação da revitalização de um transformador de força utilizando a tecnologia de óleo vegetal isolante com a ampliação da potência de 25 para 35 MVA, bem

(*) Osório de Moraes, n° 281 – Quarteirão 14–Prédio 9 – CEP 32.210.140 Contagem, MG, – Brasil
Tel: (+55 31) 3878-5485 – Fax: (+55 31) 9956-1274 – Email: lumoura@cemig.com.br

como fazer uma análise econômica considerando principalmente os aspectos regulatórios e de gerenciamento de ativos do negócio de Distribuição de Energia.

2.0 - UM BREVE HISTÓRICO

A isolamento nos transformadores é composta pelo óleo isolante e pela parte sólida. A maior parte da isolamento sólida dos transformadores é constituída de papel, ou seja, de natureza celulósica. Já a parte líquida é, na grande maioria das aplicações, feita com óleo mineral.

A qualidade do papel contribui para a conservação do isolamento entre as partes internas do transformador, evitando alguns tipos de falhas. O aumento do tempo de vida do equipamento é obtido pela manutenção do papel isolante, com Grau de Polimerização - GP acima de 200, parâmetro que define o estado das cadeias celulósicas. Neste sentido uma das funções do óleo isolante é proteger o papel; a oxidação do óleo isolante produz compostos polares responsáveis pela degradação química do papel com destruição da ponte de oxigênio da molécula de celulose; assim, preservar o óleo isolante é preservar o papel isolante, e obter aumento da vida útil do transformador (3).

A regulação do mercado de energia elétrica, as maiores exigências ambientais, o nível de redução de resíduos e o avançado estado de envelhecimento da maioria dos transformadores de potência existentes torna a substituição destes equipamentos uma decisão estratégica para as concessionárias de energia. A extensão da vida útil dos transformadores instalados proporciona um menor custo de operação e manutenção e amplia as propostas de investimentos em novas tecnologias.

Todas estas observações, relativas à degradação do papel num e noutro tipo de óleo, permitem considerar o óleo vegetal como um potencial substituto do óleo mineral, não só para os pequenos transformadores de distribuição, mas também para transformadores de maior potência, que normalmente funcionam com cargas e temperaturas mais elevadas.

2.1 Experiências da Distribuidora com Óleo Vegetal Isolante

A CEMIG possui atualmente instalados em sua área de concessão no Estado de Minas Gerais mais de 600 transformadores de potência em subestações de distribuição e 750 mil transformadores na rede pública. Estes transformadores, acrescidos de disjuntores e reguladores de tensão possuem óleo mineral isolante em seu interior, cujo volume total ultrapassa 20 milhões de litros.

Em 2006, foi instalado na CEMIG, na subestação da Cidade Industrial, em Contagem, o primeiro transformador do mundo repotenciado, que utiliza como líquido isolante e de arrefecimento o óleo vegetal, aplicados em sua parte ativa, comutador sob carga e buchas condensivas de alta tensão. O resultado foi um transformador repotenciado de 15 para 25 MVA, projetado para uma sobrecarga até 43 MVA durante quatro horas consecutivas por dia, sem perda de vida útil, correspondendo a uma reserva de potência de 70%. (1)

No projeto piloto foi possível ampliar a potência do transformador em função do óleo vegetal, que tem um ponto de combustão cerca de três vezes maior que o óleo mineral isolante. A Figura 1 mostra o primeiro transformador, fabricado pela ASE em 1974, repotenciado para 25 MVA.



Figura 1 – Transformador de 25 MVA repotenciado com óleo vegetal

3.0 - CARACTERÍSTICAS DO NOVO TRANSFORMADOR DE 35 MVA

Em continuidade ao projeto piloto, iniciou-se nesse P&D a identificação dos transformadores que seriam objeto de repotenciação para 35 MVA. Foi foco do estudo uma família de transformadores em final de vida útil, com índice de falha acima da média e restrição operativa quanto ao aumento de carga. Com base nesses históricos, concluiu-se pela seleção dos transformadores de 25 MVA, fabricados no início dos anos 80 pela Mitsubishi Electric Company, necessitando, portanto, de alterações em seu projeto para a elevação à potência proposta. A Figura 2 a seguir mostra o modelo original antes da revitalização e o novo projeto após revitalização e repotenciação.

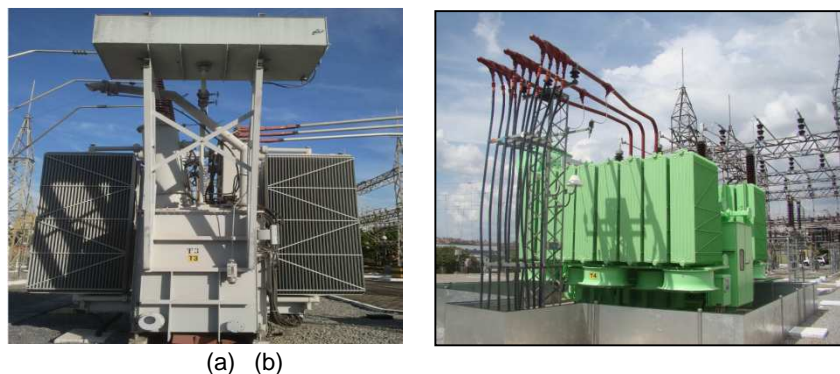


Figura 2 – (a) Transformador de 25 MVA antes da repotenciação (b) Transformador de 35 MVA após revitalização

Um fator que contribuiu para aumento da potência do transformador foi a ampliação da quantidade de radiadores e do volume de óleo, com o objetivo de melhorar a circulação e resfriamento do óleo. As Tabelas 1 e 2 mostram um paralelo entre as características originais de projeto e as novas do transformador.

Tabela 1 – Carregamento nominal do transformador antes da repotenciação

Enrolamento	Potência (*)		Tensão nominal (V)	Corrente nominal (A)	
	ONAN	ONAF		ONAN	ONAF
Primário	20000	25000	138000	83,7	105
Secundário	20000	25000	13800	837	1046

Tabela 2 – Carregamento nominal do transformador após da repotenciação

Enrolamento	Potência (*)			Tensão nominal (V)	Corrente nominal (A)		
	ONAN	ONAF 1	ONAF 2		ONAN	ONAF 1	ONAF 2
Primário	24000	29500	35000	138000	104,6	125,5	146,4
Secundário	24000	29500	35000	13800	1045,9	1255,1	1464,3

(*) Sobrecarga máxima de 52,5 MVA durante 6 horas. Ou de 58,8 MVA durante 4 horas sem perda de vida útil.

Na avaliação química do óleo vegetal isolante, obteve-se resultados satisfatórios considerando os requisitos estabelecidos nas Normas ABNT NBR 15422, IEC TS 60076-14 2009, ASTM D6871-03, IEEE PC57.154/D4. No

entanto, ressalta-se que ainda não há instituída uma norma nacional que abranja todos os parâmetros de compatibilidade e de acompanhamento dos transformadores com isolante tipo OVI (Óleo Vegetal Isolante).

Outro aspecto importante a se considerar são as dimensões externas máximas do equipamento repotenciado. Em função do novo dimensionamento, fez-se necessária uma análise da capacidade máxima das bases das bacias coletoras de óleo existentes nas subestações, sendo que dentre as avaliadas todas tinham capacidade estrutural para o novo volume de óleo. Os dados dimensionais do transformador, antes e após a revitalização, são apresentados na Tabela 3, a seguir:

Tabela 3 – Dimensões e Massas do Trafo Original e Repotenciado

Medidas	Projeto original	Projeto revitalizado
Altura	3000 mm	3700 mm
Largura	2800 mm	2820 mm
Comprimento	5100 mm	6100 mm
Parte ativa e acessórios	22500 Kg	22500 kg
Tanque e acessórios	15000 kg	21000 kg
Óleo	13600 kg	20000 kg
Massa Total	51100 kg	63500 kg

Nesta Tabela observa-se que, apesar do aumento considerável da potência em relação ao modelo original, a revitalização com a nova tecnologia disponibiliza um equipamento relativamente compacto em termos de dimensões e peso quando comparado com equipamentos de mesma potência que utilizam óleo mineral.

3.1 Características gerais das subestações da distribuidora para instalação do transformador repotenciado

Para a instalação dos transformadores já repotenciados foi feita uma análise da compatibilidade das subestações, afim de verificar o espaço físico, dimensionamento elétrico e mecânico dos componentes e equipamentos já existentes, além do nível de carregamento, demanda e logística para realização das intervenções.

A princípio, a potência máxima a ser disponibilizada pelo transformador ficaria limitada à suportável pelo restante da instalação, que seria o admissível de 30 MVA, em função da limitação da capacidade nominal dos equipamentos de 13,8 kV e dos barramentos. Numa segunda etapa propõe-se as adequações necessárias para disponibilização da potência máxima do transformador em regime permanente, ou seja, 35 MVA.

A partir desse ponto, definiu-se pela instalação da primeira unidade revitalizada na SE Paracatu 5 na região noroeste do estado de Minas Gerais.

A Subestação da Paracatu 5 apresenta uma temperatura máxima anual entre 29,1°C a 30°C graus. Logo, a temperatura de trabalho e a necessidade iminente de aumento de carga para atendimento da demanda da região tornou oportuna a implantação da nova tecnologia do meio isolante do transformador. Esta subestação atende predominantemente consumidores rurais com atividade de irrigação intensa, com expectativa aumento de demanda próxima de 33%.

A segunda unidade foi instalada na Subestação de Nova Serrana, na região oeste do estado, onde foi necessário construir, em outro local do pátio, uma nova base com a respectiva bacia de contenção. Está em fase de planejamento a construção de mais 3 saídas de alimentadores para entrega nova potência disponível da Subestação.

A instalação do primeiro transformador foi concluída em julho de 2012 e o segundo em fevereiro de 2013.

3.2 Análise de Viabilidade Econômica Segundo Modelo Regulatório

Para a engenharia de manutenção um diagnóstico preliminar considerando, além das condições operativas do equipamento, os valores de remuneração e depreciação do ativo, contribui para o planejamento dos investimentos nos próximos anos, possibilitando saber o momento ótimo para uma intervenção e realização de manutenções programadas ou substituição dos equipamentos.

Para o caso analisado, consideraram-se os equipamentos que apresentam maior possibilidade de ganho do ponto de vista técnico com a revitalização, verificando também o valor agregado à base de o ativo em serviço, sobre a qual a empresa é remunerada em processo de revisão tarifária, destacando a viabilidade econômica perante a alternativa de aquisição de um equipamento novo com isolamento mineral.

3.2.1 Custo do Investimento por Potência Disponível Anual

Do ponto de vista técnico, um dos fatores importantes a ser considerado é o nível de abrangência da reforma em termos de reparo ou substituição de componentes e sua sobrevida: buchas, bobinas primárias e secundárias, chave comutadora, etc.

Neste projeto basicamente foram reaproveitados ou readaptados: o núcleo principal, o núcleo do transformador série e o tanque principal. No projeto de revitalização priorizou-se, na seleção para a reforma, equipamentos de um determinado modelo cuja taxa de falha correspondia 2,63% do total de falhas anuais etambém por ser um modelo que reunia condições físicas para as adequações, como o aumento do tanque principal, por exemplo.

Do ponto de vista econômico considerou-se algumas variáveis que influenciam a composição da tarifa, como a depreciação, valores do Ativo na BRR, valor total do investimento e vida útil do equipamento, além do valor das compensações financeiras pagas pelas concessionárias aplicadas pela Reguladora por não cumprimento dos índices DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora), DIC (Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora), FIC (Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e DMIC (Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora). Neste caso considerou-se a parcela relativa de contribuição dos equipamentos que falharam proporcionalmente ao número de equipamentos instalados.

Considerando-se as taxas de depreciação definidas na REN 367/2009, a vida útil de transformadores de força (≥ 69 kV) corresponde a apenas 35 anos (2,86% a.a). A partir do trigésimo sexto ano, o valor do ativo já não contribui para os índices considerados na Base de Remuneração, no entanto continuam compondo os custos de despesa operacional, considerados na metodologia de benchmark, em condições normais de operação até que atinja o final de vida útil, ou seja, mínimo de 60 anos. Isso implica que, apesar da concessionária já ter sido remunerada pela depreciação e pelo investimento no ativo, suas despesas com manutenção contribuem negativamente para a eficiência operacional da empresa, podendo produzir um efeito de retração da tarifa se analisado isoladamente.(4)

Neste contexto faz-se necessário considerar os seguintes cenários:

- a. Concessionária é eficiente e tem custos operacionais iguais ou menores do que o benchmark adotado pelo regulador;
- b. Concessionária não é eficiente o bastante para manter seus Custos Operacionais - Opex em conformidade com os valores de remuneração estabelecidos pelo regulador.

Além desses fatores é necessário considerar o tempo necessário para aquisição, que é em torno de 190 dias e o tempo necessário para a reforma, que é em torno de 120 dias, ou seja, se a empresa inicia um processo de aquisição em detrimento ao processo de reforma, deve-se avaliar o risco de descontinuidade do serviço de distribuição por falta de unidade de transformação sobressalente no período. Portanto o fator "unidade reserva" deve ser considerado na tomada de decisão por reforma ou aquisição, do contrário, deve-se incluir na viabilidade estes custos de compensações financeiras por descontinuidade do serviço.

A avaliação consideraentão as seguintes variáveis:

Reforma

- Custo da Reforma¹ com nova tecnologia.
- Valor de Opex reconhecido pelo Regulador após o 35º ano.
- Potência disponível ao consumidor durante 60 anos.

¹ Nesta avaliação não estão somados os valores residuais do ativo uma vez que este não gera desembolso na capitalização.

Desta forma constitui-se a seguinte formulação para o cenário da letra “a”:

$$\text{Custo da Reforma} \left(\frac{R\$}{MVA \cdot \text{ano}} \right) = \frac{\text{Custo da Reforma}}{35 MVA \cdot 60 \text{ anos}} \quad (1.1)$$

Para o cenário “b” constitui-se a seguinte relação”:

$$\text{Custo da Reforma} \left(\frac{R\$}{MVA \cdot \text{ano}} \right) = \frac{\text{Custo da Reforma} + \text{Custo Operacional após o 35º ano}}{35 MVA \cdot 60 \text{ anos}} \quad (1.2)$$

Aquisição

- Custo de Aquisição do equipamento convencional.
- Compensações Financeiras proporcionais ao período Tempo de Reforma X Tempo de Fabricação.
- Potência disponível ao consumidor durante 35 anos.

Neste caso se aplica apenas a situação “a”, uma vez que o equipamento, tecnicamente, também está próximo ao seu final e vida útil e poderá ser desativado.

$$\text{Custo da Aquisição} \left(\frac{R\$}{MVA \cdot \text{ano}} \right) = \frac{\text{Custo da Aquisição} + \text{Compensações Financeiras por descontinuidade do serviço}}{35 MVA \cdot 35 \text{ anos}} \quad (1.3)$$

A resultante para os estudos de caso propostos estão mostrados no gráfico das Figuras 3 e Figura 4 abaixo:

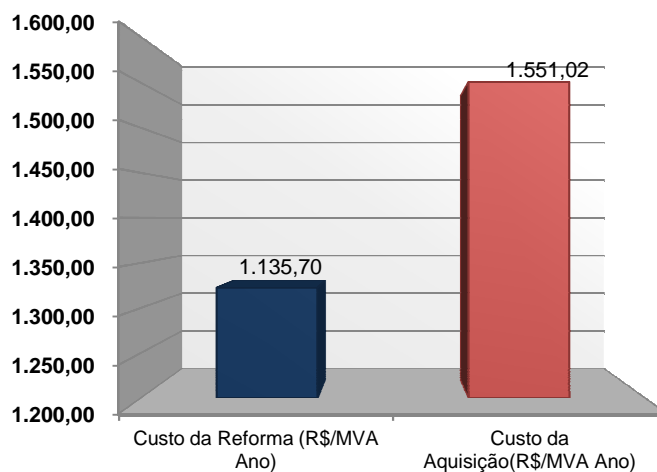


Figura 3 – Relação custo R\$ / MVA*ano cenário “a”

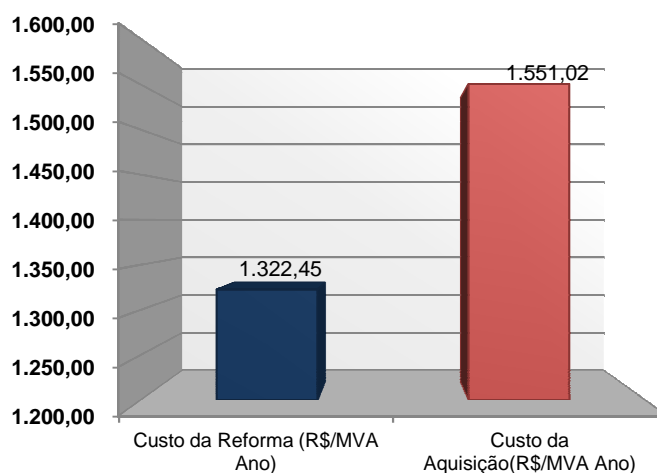


Figura 4 – Relação custo R\$ / MVA*ano cenário “b”

Nos gráficos se observa que em ambos os cenários a relação R\$/MVA*ano no caso da reforma varia de 14,7 a 26,7% menor que a relação da aquisição.

Cabe comentar que a metodologia de análise aqui empregada tem um algoritmo distinto do método utilizado nos ciclos de revisão tarifária das concessionárias, apesar de considerar algumas grandezas aplicadas neste método. O objetivo é simplificar a análise avaliando-se apenas os fatores relativos à potência disponível ao longo do tempo em relação ao custo de aquisição.

Quando se analisa a relação Custo do Investimento x Retorno em Tarifa, há que se considerar, como já comentado, que partir do 36º ano a concessionária não mais é remunerada pelo equipamento no que tange a parcela Base de Remuneração Regulatória x Taxa de Retorno (depreciação), referentes aos investimentos da empresa, por isso deve-se avaliar a parcela dos custos operacionais a partir do 36º ano, já que o equipamento superará a vida útil estimada para o período de depreciação contábil. Portanto, os custos operacionais estarem aderentes ao modelo de benchmark proposto no ciclo tarifário é fator decisivo para a tomada de decisão por Reforma ou Aquisição.

4.0 - CONCLUSÃO

Como resultado do projeto, a aplicação das tecnologias utilizadas possibilitou a revitalização do transformador de potência máxima original de 25 MVA (ONAF2; regime permanente) 35 MVA (ONAF2; regime permanente) com capacidade de carregamento para 52,5 MVA (ONAF2; 6 horas) e 58,8MVA (ONAF2; 4 horas).

Na realização dos ensaios verificou-se que todos os requisitos estabelecidos nas normas aplicáveis ao óleo vegetal e ao equipamento foram atendidos em sua plenitude. Os transformadores em operação devem por acompanhamentos específicos através de análises do óleo e de sistemas de monitoramento das principais grandezas indicadoras de falha.

Na análise econômica observou-se que quanto mais adequados forem os custos operacionais aos valores remunerados em tarifa, menor é a relação R\$/MVA* ano para o caso de um transformador reformado.

Sob o enfoque tarifário observou-se que a regulação atual não aplica taxas de depreciação variáveis de acordo com diferentes tecnologia para um mesmo tipo de equipamento. Após o 36º ano o equipamento reformado não é remunerado na Parcela dos Investimentos, já que toda a classe de transformadores deprecia a uma taxa de 2,86% a.a. Este ainda é um ponto de avaliação junto ao órgão regulador.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) ARAUJO, Daniel C.; JORGE, Álvaro; SILVA, Neymar. As vantagens de revitalização de transformadores de potência utilizando repotenciação e óleo vegetal, 2006.
- (2) MENDES, José Carlos; ABB Brasil Div de Transformadores – Automotion& Power Word Brasil 2012, São Paulo 2012.
- (3) MORIYAMA, Alberto. Preservação do óleo isolante de transformador- IMOM Tecnologia, 2010.

(4) RODRIGUES, Luciene M.M.. Revitalização e Repotenciação de Transformadores de Potência Utilizando Tecnologia de Óleo Vegetal Isolante, 2012.

6.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Autor: Julio Henrique Costa Guimarães. graduado em Engenharia Elétrica pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais. Atuapor mais de 20 anos, na área de manutenção e gestão de equipamentos de potência. Atualmente é gerente projeto do P&D junto à Aneel: "Revitalização, Repotenciação de Transformadores de Potência e Desenvolvimento de TCs a Óleo Vegetal" .

Kildaryde Melo Paula, nasceu em Piumhi, MG, Brasil, em 1978. Tem formação técnica em Eletrotécnica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, graduado em Engenharia Elétrica (2010) pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais, ambas em Belo Horizonte, MG, Brasil. Atuapor mais de 10 anos, na área de manutenção e gestão de equipamentos de potência.

Luciene Martins Moura Rodrigues, nasceu em Sete Lagoas, MG, Brasil, em 1979. Possui formação técnica em Eletrotécnica pela Escola Técnica Municipal de Sete Lagoas. Graduada em Matemática pelo Centro Universitário do Triângulo, Uberlândia- MG, e em Engenharia Elétrica pelo Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, em Belo Horizonte - MG. Atua por mais de 10 anos, na área de execução, planejamento e gerenciamento da manutenção industrial e equipamentos do sistema elétrico. Possui artigos publicados nas áreas de gerenciamento de ativos, automação e sustentabilidade.