



Experiencia de la Itaipú Binacional en la sustitución de aceite aislante con contenido de DBDS en los Transformadores Principales de las Unidades Generadoras

Domingo Milciades Maldonado González / Jorge Fraire Torros

Departamento de Ingeniería de Mantenimiento / Departamento de Mantenimiento

Itaipú Binacional

Paraguay

Resumen:

Este trabajo describe la experiencia de la Superintendencia de Mantenimiento de la Itaipú Binacional en el procedimiento adoptado para la sustitución de aceite mineral aislante de los transformadores elevadores de las unidades generadoras que contenían un compuesto denominado DBDS (Dibenzil disulfuro) por encima de 150 ppm. El objetivo final de la experiencia es que después de la sustitución de aceite, el contenido de DBDS remanente (absorbido por el papel aislante) sea inferior a 15 ppm, pues conforme experiencias de laboratorio a nivel mundial valores superiores a 30 ppm de DBDS a temperatura de 110°C pueden formar azufre corrosivo, estas atacan al cobre de transformadores y reactores produciendo sulfuro de cobre, responsable de altas descargas internas en ellas.

Como experiencia inicial se drenó aceite de un transformador reserva, luego se mantuvo presurizado el transformador por un determinado periodo, posteriormente se midió el volumen de aceite que goteó de la parte activa, con el objetivo de evaluar el tiempo necesario para concluir la actividad y verificar si el volumen de aceite colectado representa una fracción considerable del volumen total del transformador. Se esperaba que el volumen de aceite remanente en la parte activa fuese inferior a 5% del volumen total del transformador. Después de la evaluación de las ganancias obtenidas con la experiencia el procedimiento fue aplicado a cinco transformadores principales que poseían aceite contaminado con DBDS. 48 horas, 60 días, 6 meses, 1 año después de la sustitución fueron colectados muestras de aceite y enviadas para análisis de contenido de DBDS. Estos resultados permitieron concluir que en todos los casos de sustitución de aceite el contenido de DBDS remanente fue inferior al límite establecido como aceptable.

La experiencia se mostró eficaz por dos razones: la primera, por el resultado de DBDS obtenido (que de no ser así se estaría perdiendo 50.000 litros de aceite mineral aislante por cada transformador) y la segunda, por el tiempo gastado en la realización de esta actividad, pues puede ser aplicado dentro de la programación normal de parada para mantenimientos preventivos de las unidades generadoras.

PALABRAS CLAVES

Aceite aislante, azufre corrosivo, técnica de goteo, prevención de fallas.

1. INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años el sector eléctrico ha venido enfrentando grandes desafíos en sus múltiples áreas, uno de los nuevos desafíos en el área de la Ingeniería de mantenimiento ha venido surgiendo a partir de la utilización de aceite mineral nafténico tipo NYNAS 10 GBA o 10 GBN [1].

Aceite de los tipos mencionados reaccionan a alta temperatura produciendo azufre corrosivo, responsable de fallas en transformadores y especialmente en reactores de clase de tensión 230 y 500kV, Figura 1. Se verificó en todo el mundo y especialmente en reactores que el azufre corrosivo se produce a temperaturas superiores a 110 °C, el azufre ataca al cobre, formando sobre él sulfuro de cobre (Cu_2S) (Figura 2), que migra para las capas del papel aislante del equipo, y como este compuesto es altamente conductivo produce altas descargas internas que llevan a la falla del transformador, debido a la reducción abrupta de la rigidez dieléctrica del papel [1].



Figura 1: Falla por azufre corrosivo [2]

Muchos Laboratorios de investigaciones del Brasil, Europa y Estados Unidos se abocaron a realizar estudios sobre este fenómeno desde la detección de las primeras fallas en el año 2004. Datos iniciales manejados respecto a este nuevo fenómeno son que el DBDS contenido en el aceite reacciona a una temperatura superior a 110°C descomponiéndose en azufre corrosivo, responsable por la formación de sulfuro de cobre que se deposita sobre el papel aislante. El responsable de la formación de azufre corrosivo en el aceite mineral es el compuesto sulfurado (DBDS) que según el fabricante proviene del proceso de refinación de aceite, aunque existen informaciones de que el DBDS es un compuesto sintético que se puede agregar al aceite mineral para mejorar su estabilidad a la oxidación [1].

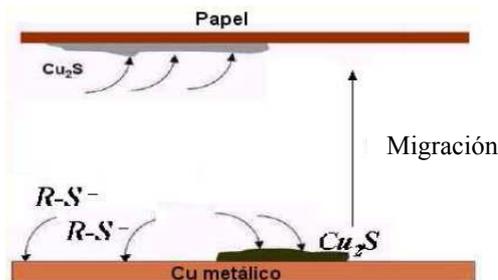


Figura 2: Migración del Cu_2S al papel [1]



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

Comenzaron las investigaciones y preocupaciones del Sector eléctrico, sobre la forma de medición, cuantificación del riesgo y la forma de evitar la formación de azufre corrosivo. Surgieron algunas soluciones, entre ellas las planteadas por NYNAS cual es la de agregar un pasivador (NYPASS) al aceite para evitar o suspender el proceso de formación de azufre corrosivo en los equipos en operación. Posterior a esto las investigaciones se enfocan a la comprensión de la pasivación y para la validación de metodologías de cuantificación del agente pasivador [2]. La SEA MARCONI ofreció un método de tratamiento para retirada del DBDS a través de un sistema despolarizador.

Después de la adición del pasivador en el aceite, el mismo tiende a migrar para la superficie de cobre de los conductores protegiéndolos. Se comprobó la efectividad del pasivador evitando la formación de azufre corrosivo, pero no fue comprobada el tiempo que este protegerá al transformador [3]. Experiencias de una algunas Centrales demuestran que después de 3 años de aplicada la pasivación el DBDS se ha incrementado de nuevo a 50% de su valor antes de la pasivación. Se consiguió cuantificar una de las especies de azufre que actúa para la corrosión del cobre cual es el: *Dibenzil – Disulfuro (DBDS)*.

Por todo lo expuesto podemos concluir resumidamente que existen varios métodos para evitar la formación de azufre corrosivo:

1. *Adición de un pasivador*: planteada por NYNAS (NYPASS), en este método aún surge la pregunta de hasta cuanto tiempo es efectivo el pasivador.
2. Eliminación del carácter corrosivo del aceite con un sistema para retirada del DBDS (sistema despolarizador).

A continuación se desarrollará algunas acciones tomadas por la Itaipú binacional para la eliminación de este tipo de aceite de los transformadores principales de la unidad.

2. PROCEDIMIENTO ADOPTADO

La Itaipú Binacional posee algunos transformadores que utilizan aceite mineral nafténico con estas características, por lo tanto también surge la preocupación de los efectos del azufre corrosivo en los equipos. De los dos métodos expuestos aún no existen experiencias suficientes que garanticen el tiempo de utilidad de los mismos, por lo tanto no constituyen métodos certeros en la protección de los equipos, por todo esto la Itaipú planteó la sustitución completa del aceite de los transformadores afectados para la eliminación del contenido de DBDS del aceite. Queda por lo tanto, analizar el método a implementar para la eliminación de este aceite.

Al eliminar el aceite de los transformadores surge la pregunta de que cantidad de aceite contaminado aún permanece en el transformador (absorbidos por el papel aislante) y si esta cantidad es lo suficiente como para mantener el contenido de DBDS por encima de límites peligrosos para el equipo. Para evitar este inconveniente surgen algunas soluciones:



IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

1. Eliminar el aceite y aplicar la técnica de “hot oil spray” para limpiar el transformador, este proceso es complicado por la dificultad y el riesgo de acceder al interior de los transformadores y colocar en puntos estratégicos los picos para inyectar el chorro de aceite.
2. Técnica de goteo, es decir drenar el aceite y esperar el tiempo suficiente para saber cuanto de aceite gotea (del papel) y se puede extraer, el proceso concluye cuando ya no se pueden extraer cantidades considerables de aceite.

Otro factor importante a considerar es el tiempo de parada de las unidades generadoras, por sus implicancias económicas y su influencia en el índice de disponibilidad de los equipos, por lo tanto el trabajo de sustitución de aceite debe programarse dentro del periodo normal de paradas de las unidades generadoras, se debe estimar el tiempo necesario para realizar la sustitución y coleccionar la cantidad necesaria de aceite producto del goteo (absorbido por el papel), por tal motivo se realizó una experiencia previa con un transformador reserva, ambos procesos serán descriptos a continuación.

2.1 Descripción del proceso de goteo

El proceso de goteo se resume a continuación: se retira aceite del transformador a través de la máquina de **Termo vacío** (se para el proceso cuando se observan mezcla de aceite y aire en la cañería de drenaje), luego se retira el aceite remanente con baldes marcados (para medir el volumen retirado), siguiendo el proceso se deja reposar el transformador presurizado con aire superseco, posterior a este reposo se retira nuevamente aceite vía balde (recogiendo el aceite que ha goteado del papel aislante después de un tiempo de reposo), el proceso se repite hasta que no salga más aceite a través de la válvula de drenaje del transformador, en este momento se concluye que la cantidad de aceite remanente en el transformador ya no es considerable, menor que el 5% del volumen total del transformador.

2.2 Experiencia: Dreno de aceite del Transformador Reserva

De forma a obtener los resultados experimentales de goteo se experimentó con un transformador reserva. El primer drenaje se realizó con la máquina de termo vacío, se obtuvieron 48.437 litros como se observa en la **Tabla 1**, posteriormente se presurizó el transformador a 0.2 kgf con aire súper seco dejando el transformador en reposo por 22 horas en este tiempo se realizó el primer drenaje solo con balde obteniéndose 800 litros, a partir de aquí siguiendo el proceso de 22 horas de reposo presurizado en 0.2 kgf de aire superseco, se retiró 100 litros en el segundo drenaje, 98 litros en el tercero, 44 litros en el cuarto y 23 litros en el quinto, tiempo en el que se paró con el proceso puesto que como se observa en la tabla la progresión de goteo de aceite va disminuyendo. Se paró el proceso porque la cantidad de aceite drenado es prácticamente despreciable a partir del tercer drenaje. Observando los cálculos de abajo la cantidad de aceite remanente en el transformador equivale aproximadamente al 2.5 % del volumen total de aceite, inferior a lo esperado inicialmente cual fue (5%).

Tabla 1: Resultados de la experiencia con el Transformador reserva

RESULTADOS DRENO DE ACEITE – TRAF0 RESERVA				
	URSI medido	Litros drenados	Tiempo de reposo	Observación
		48.437,0	10 hs	Dreno con termo vacío
	0,56	800,0	22 hs	Primer dreno
	0,48	100,0	22 hs	Segundo dreno
	0,48	98,0	22 hs	Tercer dreno
	0,48	44,0	22 hs	Cuarto dreno
	0,48	23,0	22 hs	Quinto dreno
TOTAL DRENADO		49.502,0	Tiempo total gastado en el proceso: 120 horas = 5 días	

Considerando el volumen total del transformador y el volumen drenado, se estima el volumen teórico remanente como porcentaje del volumen total:

$$\text{Volumen_total_del_trafo} = 50.765,50 \text{ _lts}$$

$$\text{Volumen_drenado} = 49.502,0 \text{ _lts}$$

$$\text{Volumen_teórico_remanente} = 50.765,5 - 49.502 = 1.265 \text{ _lts}$$

$$\% \text{del_volumen_total_remanente} = (1265 / 50765,5) * 100 = 2,5\%$$

Observando los resultados del cálculo anterior, se puede concluir sobre la experiencia que el tiempo esperado para goteo de aceite del transformador es lo suficiente como para que el aceite gotee del papel aislante y de la parte activa (normalmente esta adsorbe 10 % del volumen total de aceite) y el volumen final remanente se mantiene por debajo de los 5% esperado inicialmente.

3. IMPLEMENTACIÓN DE LA EXPERIENCIA

3.1 Introducción

El transformador principal de la unidad 8 Fase T es uno de los transformadores con aceite del tipo NYNAS, en este transformador se aplica la misma experiencia aplicada en el transformador reserva siguiendo el mismo procedimiento.

El transformador posee una capacidad total de 47.300 litros de aceite por lo que el valor remanente esperado es de $47.300 * 5 / 100 = 2.365$ litros.

Porque 5% de aceite: esto se determina a partir del contenido de DBDS remanente esperado en el transformador. Por ejemplo en este transformador el contenido de DBDS medido antes del proceso fue de 150 ppm, se espera un valor menor a 15 ppm. Con un valor definido de 5% de aceite remanente, por una regla de tres simple se obtiene el porcentaje de DBDS teórico que permanecerá en el aceite una vez goteado.

$$DBDS_{\text{remanente}} = 150 * 5/100 = 7.5 \text{ ppm}$$

Es decir, el 5% de aceite remanente debería poseer 7,5 ppm de contenido de DBDS remanente. Aunque algunas experiencias demuestran que a partir de 30 ppm de contenido de DBDS comienzan a aparecer azufre corrosivo, en Itaipú se tomó se tomó 15 ppm como límite de remanencia de DBDS.



Figura 3: Transformador Principal de la Unidad

3.2 Materiales utilizados

1. Máquina de Termo vacío con sus respectivos accesorios. Utilizado para el dreno de aceite y tratamiento del aceite nuevo antes del llenado del transformador.
2. Medidor de caudal de aceite: para el registro de la cantidad de aceite drenado
3. Aire súper seco: para mantener el transformador con presión positiva y eliminar y/o evitar la entrada de humedad al interior del transformador.
4. Medidor de URSI. Para el control de la humedad dentro del transformador
5. Bomba de vacío: utilizado para el tratamiento final del transformador, antes del llenado con el nuevo aceite.

3.3 Descripción del procedimiento en el transformador de la unidad 8

El primer dreno se realizó con la máquina de termo vacío, luego se dejó reposar el transformador con presión de 0,2 kgf de aire superseco y se realizó el segundo dreno en el cual se retiró 855 litros con la máquina de termo vacío y 88 litros con balde marcado.

IX SEMINARIO DEL SECTOR ELECTRICO PARAGUAYO - CIGRÉ
13, 14 y 15 de Octubre de 2010

El tercer, cuarto y quinto dreno se realizaron luego de los respectivos reposos con balde marcado, en los que se retiró 276 - 36 y 8 litros respectivamente.

Después del quinto dreno se verifica que ya no es necesario dejar reposar el transformador para un siguiente dreno porque el volumen retirado ya es prácticamente insignificante, por ello se para el proceso de dreno y comienza el proceso para volver a llenar el transformador. (vacío, tratamiento aceite, etc..).

Los detalles de las cantidades drenadas y URSI medidas antes de cada dreno se ilustran en la tabla a continuación:

Tabla 2: Resultados dreno de aceite Transformador Principal TU08 – Fase T

RESULTADOS DRENO DE ACEITE – TRAF0 RESERVA				
	URSI medido	Litros drenados	Tiempo de reposo	Observación
		45.768,0	12 hs	Dreno con termo vacío
	0,52	943,0	22 hs	Primer dreno
	0,55	276,0	22 hs	Segundo dreno
	0,50	36,0	22 hs	Tercer dreno
	0,50	8,0	22 hs	Cuarto dreno
TOTAL DRENADO		47.031,0	Tiempo total gastado: 88 + 12 = 100 horas = 4.2 días	

El proceso se realiza con balde por el solo hecho de cuantificar la cantidad de aceite drenado porque el aceite retirado por la máquina de termo vacío mezcla aceite con aire en el proceso, lo cual imposibilita cuantificar la cantidad de aceite drenado, se utiliza la máquina de termo vacío solo hasta que se vea burbujas de aire en la manguera de dreno.

3.4 Resultados Laboratoriales

Posterior al dreno y sustitución del aceite con un nuevo aceite PETROBRAS AV58-IN se realizó acompañamiento laboratorial de los resultados del contenido de DBDS en el aceite nuevo del transformador (contaminado con el aceite remanente), se presentan los resultados:

Tabla 3: Muestras laboratoriales del contenido de DBDS del TU 08 – Fase T

Fecha toma de muestra	Muestra tomada x horas después de la entrada en operación del trafo	Contenido de DBDS
12/03/2008	48 hs después	4,28 ppm
08/05/2008	60 días después	4,03 ppm
08/05/2009	15 meses después	7,2 ppm

Se observan que los valores se encuentran por debajo del límite establecido < 15 ppm, y por debajo de los límites calculados (7,5 ppm).

4. RESULTADOS DE OTROS TRANSFORMADORES

En los demás transformadores que contienen este tipo de aceite también fueron aplicados los mismos procedimientos que en el transformador de la unidad 8, los resultados de DBDS remanentes obtenidos luego de la sustitución se ilustran en la tabla siguiente:

Tabla 4: Resultados de DBDS remanente en TU01 Fase R

Análisis de muestras de aceite antes y después del cambio	TU01 – R ppm
Valor antes del cambio	171,00
72 hs. Después de la energización	4,00
30 días después de la energización	6,00
8 meses después de la energización	11,8

Se observan que los valores se encuentran por debajo del valor establecido como límite de la Itaipú (15 ppm).

Tabla 5: Resultados de DBDS remanente en los TU's 9 A.

Análisis de muestras de aceite antes y después del cambio	TU9A –R ppm	TU9A –S ppm	TU9A –T ppm
Valor antes del cambio	153,70	153,70	139,50
24 hs. Después de la energización	5,9	0,00	0,00
60 días después de la energización	5,8	5,1	4,6

Como se observa en la tabla los valores de DBDS remanente para estos transformadores también se encuentran por debajo de los límites establecidos como aceptables.

Tabla 6: Resultados de DBDS remanente en los TU's 18 A.

Análisis de muestras de aceite antes y después del cambio	TU18A –A ppm	TU18A –S ppm	TU18A –T ppm
Valor antes del cambio	134,5	188,40	207,2
24 hs. Después de la energización	7,2	9,8	7,8
120 días después de la energización	9,7	13,4	11,3

Como se observa en la tabla los valores de DBDS remanente para estos transformadores también se encuentran por debajo de los límites críticos de formación de azufre corrosivo (<15 ppm). El tiempo de reposo del Transformador de la Fase S fue de 250 horas (por problemas ajenos al trabajo de drenaje), por tanto, se verifica que aumentando el tiempo de reposo por encima del tiempo obtenido en la experiencia ya no se obtienen ganancias considerables en cuanto a disminución de DBDS remanente.

Obs.: Los ensayos están previstos en un horizonte de 3 años, para analizar el comportamiento del DBDS.



5. CONCLUSIONES

Cabe resaltar la importancia que los transformadores principales de la Unidad de la Itaipú representan para el suministro de energía a los países Paraguay y Brasil, y por tal motivo catástrofes como explosiones a causa de cortocircuito interno ocasionados por el azufre corrosivo ocasionarían altos costos de reparación, y, durante este periodo reducción de la disponibilidad de equipos de la usina (mientras se sustituye el transformador averiado por uno de reserva).

La experiencia realizada fue con el propósito de evitar la formación de azufre corrosivo en los transformadores, buscando siempre mantener el contenido de DBDS por debajo de los límites peligrosos investigados en el sector.

Los resultados son claros, se logró el objetivo llegándose a resultados experimentales cercanos a lo calculado, y por debajo de los valores críticos establecidos por la Itaipú.

Se mostró también que no se puede drenar completamente el aceite absorbido por el papel aislante, quedando siempre un remanente, esto influye en la no eliminación total del DBDS.

Que esta técnica es una técnica válida para cualquier transformador, inclusive si no se conoce el contenido total de aceite pues la técnica demuestra que la cantidad de aceite remanente es pequeño, y que efectivamente goteo en este tiempo el aceite adsorbido por el papel aislante del transformador.

Como argumento a la eficacia del método se probó que en todos los transformadores se lograron resultados satisfactorios de contenido de DBDS remanente, si bien el valor aumenta con el tiempo, ella se estabiliza por dentro de los límites aceptables.

6. REFERENCIAS

[1] Marques Trindade, Eduardo. “Enxofre Corrosivo. Aspectos Químicos e De Manutenção De Equipamentos”. LACTEC. III Workshow de Química & Meio Ambiente – Belém Pará. Ago/Set 2006.

[2] Itaipú Binacional. “Enxofre potencialmente corrosivo, presente em óleo isolante mineral, y a questão do DBDS”. Resumo do evento: My Transfo do Brasil 2007. Rio de Janeiro 07-08-09 /03/2007.

[3] Saraiva, Augusto “Enxofre Corrosivo: Experiência da Eletronorte”. III Workshow de Química & Meio Ambiente – Belém Pará. Ago/Set 2006.