



**X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ
19, 20 y 21 DE SETIEMBRE DEL 2012**

**DIAGNOSTICO INTEGRADO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA
PARTE I: EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL**

Eduardo Velázquez Castillo, M. Sc. Ing.
Dpto. de Ingeniería de Mantenimiento
Central Hidroeléctrica de Itaipu
Hernandarias – Paraguay

Nora Díaz Mora, Dra. Ing.
LaMat - Laboratorio de Materiais
UNIOESTE/PTI - Foz do Iguaçu
Foz do Iguaçu - Brasil

RESUMEN

Este trabajo presenta una evaluación del estado de los transformadores principales de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica de Itaipu, realizado por medio del diagnóstico integrado utilizando los principales parámetros de desempeño obtenidos a lo largo de su vida operacional. Para tanto fueron analizados los datos disponibles en el histórico de cada equipo, con base en los cuales fueron emitidos los diagnósticos y pronósticos presentados aquí, aplicando las técnicas consolidadas y más difundidas para tal, como ser el clásico modelo de Arrhenius-Dakin para estimar la vida residual del equipo, la correlación entre la cantidad de compuestos furánicos (2-Fal) contenidos en el aceite aislante y el grado de polimerización (GP) del aislante sólido, así como el Análisis de Gases Disueltos (DGA) y los parámetros fisicoquímicos. El objetivo principal de este trabajo consiste en evaluar la vida consumida del material aislante y por ende la vida útil remanente de estos equipos con la finalidad de mitigar, en la medida de lo posible, las consecuencias de la pérdida de vida, maximizar la vida residual y devolver al transformador la disponibilidad y confiabilidad operacional requerida. Estos resultados servirán además como punto de partida y apoyo para discutir y reforzar, de una manera sistemática, los diferentes aspectos, que deben ser llevados en consideración en el difícil proceso de la toma de decisión en relación a las acciones necesarias para hacer frente a la deterioración inexorable de los materiales, tanto por degradación natural, como a raíz de las condiciones de operación de los transformadores y las diferentes solicitaciones sean ellas de naturaleza eléctrica, mecánicas o químicas, entre otras.

Palabras claves: Estado del transformador, diagnóstico integrado, vida utilizada, vida remanente.

1. Introducción

Los transformadores se constituyen en uno de los equipos del sistema de potencia y transmisión de energía, cuya disponibilidad y confiabilidad asociada a la extensión de vida útil, merecen mayor destaque entre los fabricantes, usuarios y centros de investigación. Estos agentes, siguen trabajando arduamente con la intención de alcanzar mejor calidad desde la etapa de elaboración de las especificaciones técnicas, concepción del proyecto, proceso de fabricación, ensayos de recepción, transporte, montaje en campo, desempeño operativo y mantenimiento.

Esta importancia destacada, es corroborada además por la vasta variedad de herramientas encontradas en la literatura técnica especializada, que pueden ser aplicadas con el objetivo de diagnosticar y pronosticar sobre el real estado de los transformadores, pérdida de vida inicial y de esta forma, evaluar la vida consumida del material aislante y por ende la vida útil remanente del transformador. A pesar de

X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ 19, 20 y 21 DE SETIEMBRE DEL 2012

todo esto, existe la necesidad de consenso en la definición exacta de algunos valores iniciales o referenciales de parámetros que son utilizados para estimar la vida inicial del aislante sólido, así como vida consumida o remanente, expectativa de vida y fin de vida útil del transformador, ya sea del punto de vista técnico, estratégico o económico.

En este trabajo fue realizada la evaluación del estado actual, de los transformadores principales de las unidades generadoras de la Central Hidroeléctrica de Itaipu – CHI, además de un estudio para estimar la vida útil y remanente de los mismos, considerando especialmente que estos transformadores van envejeciendo y que la gran mayoría de ellos se están acercando a los 30 años de operación y se cuenta con una amplia gama de informaciones y experiencias a lo largo de la vida operacional de dichos equipos. Esta realidad torna imperiosa la necesidad de contar con un panorama general del estado de estos equipos que permita evaluar y discutir las alternativas viables y disponibles, a corto, mediano o largo plazo, verificando de este modo las necesidades y relación costo/beneficio de una revitalización, reparación o reemplazo, así como otras medidas correctivas o preventivas que sean necesarias.

Estas acciones tienen la principal finalidad de, una vez conocido el estado actual, mitigar las consecuencias de la pérdida de vida, maximizar, en la medida de lo posible, la vida residual y devolver al transformador la disponibilidad y confiabilidad operacional requerida. Esto, especialmente, considerando que la vida remanente de un transformador no puede extenderse al infinito, ya que normalmente, entre más se extienda la vida operativa de un transformador con problemas o indicios de fallas incipientes, los riesgos de falla franca y los daños consecuentes serán mayores, siendo aún más graves en este caso, debido a la localización subterránea de los transformadores analizados y la importancia de los mismos para el suministro de energía para el sistema interconectado nacional tanto paraguayo como brasileño.

2. Diagnostico integrado de transformadores

En la Central Hidroeléctrica de Itaipu – CHI, como parte del mantenimiento preventivo programado de los transformadores principales de los generadores, se realizan periódicamente colectas de muestras de aceite mineral aislante, para análisis cromatográficos de gases disueltos en el aceite, fisicoquímicos, conteo de partículas y 2-fulfuraldeídos (2-Fal). Estos análisis son realizados por el laboratorio químico de la Itaipu de acuerdo con la periodicidad indicada en la Tabla I, excepto cuando sea detecta alguna condición anormal, siendo que en este caso son estipulados periodos específicos, definidos de acuerdo a la necesidad de acompañamiento de operación del equipamiento, caracterizando el mantenimiento correctivo.

ENSAYO O ANÁLISIS	Tus	SEMD
Cromatográfico de gases disueltos en aceite	02 meses	06 meses
Físico químico	01 año	01 año
Conteo de partículas	01 año	01 año
Fulfuraldeídos (2-Fal)	01 año	01 año

Tabla I: Ensayos en el aceite mineral aislante [1]

Cabe destacar que, con el objetivo de obtener el diagnostico integrado propuesto, fueron levantados los principales parámetros de desempeño de los 60 transformadores principales de los generadores, a partir de la entrada de operación de los primeros transformadores el 31/05/1984 y por tanto con casi 29 años de edad operativa. Así, se cuenta con un extenso banco de datos, correspondiente al histórico

X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ 19, 20 y 21 DE SETIEMBRE DEL 2012

completo de estos transformadores, que contempla, entre otros, los gases disueltos en el aceite aislante obtenidos por medio de los análisis de cromatografía de gas; los principales parámetros de los análisis físico-químicos y 2-Furfuraldeído (2-Fal). Si embargo, debido a la necesidad de síntesis de análisis, en este trabajo, son presentados apenas los casos que merecen atención y discusión, especialmente con la intención de hacer una correlación entre las principales metodologías y criterios propuestos.

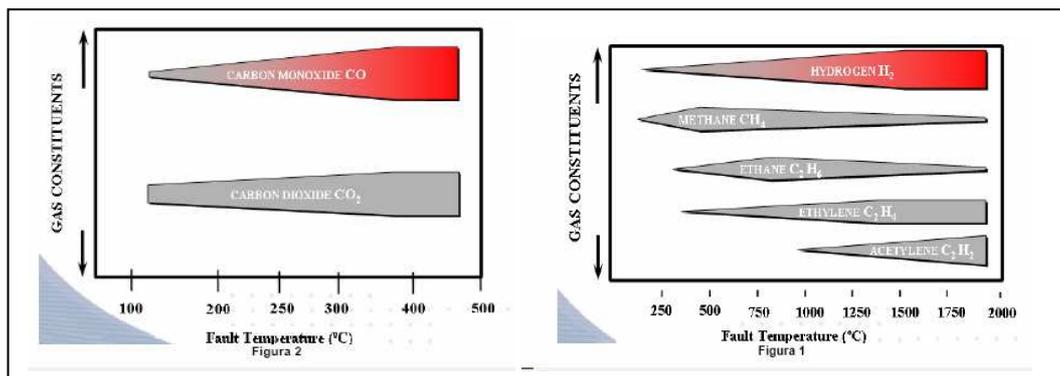
Los pronósticos y diagnósticos emitidos en éste trabajo fueron obtenidos aplicando el clásico modelo de Arrhenius-Dakin, de amplia utilización para estimar la vida útil remanente del transformador, la correlación entre la cantidad de compuestos furánicos (2-Fal) contenidos en el aceite aislante y el grado de polimerización (GP) del aislante sólido derivado de la celulosa, que tiene una relación directa con el nivel de degradación del papel. Estos resultados fueron corroborados con los principales parámetros fisicoquímicos obtenidos, al igual que los correspondientes valores de gases disueltos en el aceite, así como los diagnósticos de falla emitidos por los principales y más difundidos criterios basados en el Análisis de Gases Disueltos (DGA). Fueron además realizados, a modo de comprobación, los diagnósticos de vida utilizada a partir del grado de polimerización obtenido del papel.

2.1 Análisis cromatográfico del aceite

La función del aceite mineral aislante en el transformador es proporcionar aislamiento eléctrico entre las diversas partes del circuito así como permitir la transmisión de calor (refrigeración) de sus partes componentes (bobinas y del núcleo). Con el deterioro del aislante líquido son liberados, hidrógeno (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) y acetileno (C_2H_2), entre otros [2].

Los materiales aislantes (sólidos y líquidos) de un transformador se degradan, como consecuencia de las variaciones de temperatura, sean por la carga de operación normal, sobrecargas o anomalías en su estado de funcionamiento, con lo cual son formados gases que se disuelven en el aceite [2]. En la Figura 1, es mostrada la formación/evolución de los principales gases, en función de la variación de la temperatura.

Figura 1: Formación de gases en el aceite con la variación de la temperatura



Actualmente el contenido global de gases en el aceite puede ser detectado de forma *on-line*, a través de sensores sensibles a algunos gases, como es el caso del HYDRAN 201Ti, que consiste en un sensor capaz de monitorear el incremento de los gases disueltos en el aceite, en forma continua y en tiempo real. Con esto puede tener una indicación de anomalía con mayor rapidez, que una vez ocurrido es corroborado por los ensayos *Off line* en el laboratorio. A partir de estos datos por medio del ensayo cromatográfico de gases, es realizado el Análisis de Gases Disueltos en el aceite aislante (DGA, siglas

X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ 19, 20 y 21 DE SETIEMBRE DEL 2012

de su nombre en inglés) y la interpretación de ese análisis es realizada utilizándose algunos de los criterios consolidados, tales como Gas clave, Rogers, Laborelec y NBR 7274. Estos criterios tienen el principal objetivo de describir como las concentraciones de los gases formados por la degradación del aceite o del aislante sólido, causadas por descargas eléctricas o sollicitaciones térmicas de transformadores inmersos en aceite, pueden ser interpretadas para diagnosticar el estado operativo del transformador, o indicios de fallas incipientes. En la Tabla II es mostrada, unas de las muestras más representativas de los resultados de esos análisis, considerando 2 fechas de análisis para un periodo aproximado de 5 meses.

En esta tabla, se puede notar que fueron utilizados dos criterios que relacionan CO y CO₂, que sugieren que si dichas relaciones se encuentran dentro de los siguientes rangos $0,7 \leq CO/CO_2 \leq 0,3$ y $3 \leq CO_2/CO/ \leq 11$, significa que no existen indicios de fallas que envuelven la celulosa, ya que se tratan de los principales productos de su combustión. En ese sentido, se puede observar que los valores correspondientes a los transformadores TU03-R (25), TU08-S (29) y TU15-C (20), están fuera de dicha faja de valores. Sin embargo, llevando en cuenta el criterio de la sumatoria de gases combustibles (TGC ≤ 700), todos los transformadores analizados, cumplen dicha condición, a pesar que, el TU09A-S, con un valor de 477 y el TU18A-A, con 500, pueden ser considerados relativamente altos a juzgar especialmente por la fecha de entrada en operación, ambos en 2006.

Con relación a los diagnósticos de falla emitidos por los criterios de DGA, se observa el escaso número de diagnósticos, apenas 2, emitidos por el criterio de Laborelec, cuando comparado con el criterio de Gas Clave, donde fueron emitidos diagnósticos de fallas en todos los casos.

Se observa que es posible establecer una cierta correlación entre los diferentes criterios analizados ya que, en algunos casos, coinciden en la emisión de diagnósticos, considerando que, por ejemplo, por el criterio de relación de CO y CO₂, los transformadores TU03-R, *TU08-S y TU15-C, serian los más críticos; por el criterio de DGA, con 3 diagnósticos de falla cada uno, serian TU01-R, *TU08-S, **TU9A-S y **TU18A-A; y por el criterio de TGC, serian **TU9A-S y **TU18A-A. De esto se puede deducir que los transformadores indicados con “*” y “**”, ameriten un análisis y acompañamiento más detallado y criterioso.

TRAFO	ENTRADA EN OPERACION	GASES DISUELTOS EN EL ACEITE (ppm) - CROMATOGRAFIA										OTROS CRITERIOS			DIAGNOSTICOS DE FALLA POR DGA - POR CRITERIOS			
		FECHA	CH ₂ - ACE	CH ₄ - ETILENO	C ₂ H ₆ - ETANO	CH ₄ - METANO	CO - MONOX	H ₂ - HIDROG	CO ₂ - DIOX	N ₂ - NITROG	O ₂ - OXIG	CO/CO ₂ 0,07 A 0,3	CO ₂ /CO 3 a 11	TGC - 700	GAS CLAVE	ROGERS	NBR7274	LABORELEC
TU01-R	31/05/1984	02/02/2012	0	0	0	4	185	3	1217	10293	1468	0,15	7	192	NORMAL	SIN DIAGNOSTICO	FALLA TERMICA MEDIA 150 A 300C	NORMAL
		20/07/2012	0	1	1	5	203	3	1130	11221	1543	0,18	6	213	ARCO EN EL ACEITE	FALLA TERMICA ALTA 150 A 300 C	FALLA TERMICA ALTA 300 A 700C	NORMAL
TU03-R	09/11/1985	02/02/2012	0	2	42	25	54	10	1637	12153	1815	0,03	30	133	ACEITE SUPER CALENTADO	SIN DIAGNOSTICO	FALLA TERMICA MEDIA 150 A 300C	NORMAL
		20/07/2012	0	2	31	23	48	11	1209	11234	1181	0,04	25	115	ARCO EN EL ACEITE	SIN DIAGNOSTICO	FALLA TERMICA MEDIA 150 A 300C	NORMAL
TU08-S	18/03/1988	07/02/2012	0	0	0	11	35	6	1585	11586	1998	0,02	45	52	NORMAL	SIN DIAGNOSTICO	FALLA TERMICA MEDIA 150 A 300C	NORMAL
		25/07/2012	0	1	11	9	30	5	862	8195	987	0,03	29	56	CELULOSA SUPER CALENTADA	FALLA TERMICA MEDIA 100 A 200 C	FALLA TERMICA MEDIA 150 A 300C	NORMAL
TU09A-S*	15/06/2006	29/05/2012	0	0	0	4	381	5	2864,0	24823,0	3704	0,13	8	390	ACEITE SUPER CALENTADO	SIN DIAGNOSTICO	FALLA TERMICA MEDIA 150 A 300C	FALLA TERMICA (PAPEL)
		25/07/2012	0	0	0	5	468	4	3167	32686	5355	0,15	7	477	ARCO EN EL ACEITE	SIN DIAGNOSTICO	FALLA TERMICA MEDIA 150 A 300C	FALLA TERMICA (PAPEL)
TU15-C	24/12/1986	15/02/2012	0	3	33	35	153	30	1820	15236	1288	0,08	12	254	ARCO EN EL ACEITE	SIN DIAGNOSTICO	FALLA TERMICA MEDIA 150 A 300C	NORMAL
		01/08/2012	0	6	38	32	135	27	2723	16028	2347	0,05	20	238	NORMAL	SIN DIAGNOSTICO	FALLA TERMICA MEDIA 150 A 300C	NORMAL
TU18A-A	22/12/2006	16/02/2012	0	0	0	8	481	11	2153	18157	2200	0,22	4	500	NORMAL	DESCARGA PARCIAL DE BAJA ENERGIA	DESCARGA PARCIAL DE BAJA ENERGIA	NORMAL
		08/08/2012	0	1	1	2	101	3	1048	6990	1757	0,10	10	108	CELULOSA SUPER CALENTADA	CALENTAMIENTO	FALLA TERMICA BAJA 150 C	NORMAL

Tabla II: Gases disueltos en el aceite aislante y diagnósticos de falla – parcial ilustrativo

X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ 19, 20 y 21 DE SETIEMBRE DEL 2012

2.2 Análisis físico químico del aceite mineral aislante

Es sabido que la vida útil del transformador depende de la vida útil del papel aislante y éste a su vez depende del estado de oxidación del aceite aislante. El mismo también sufre una degradación debido a los esfuerzos térmicos y eléctricos, los cuales generan productos que son empleados para evaluar la ocurrencia de fallas en el sistema eléctrico del transformador.

El deterioro del papel aislante se acelera por la oxidación del aceite, entre menos oxidado esté el aceite más lento será el proceso de deterioro de la celulosa [2]. En la CHI, como parte del mantenimiento preventivo también es acompañado el grado de deterioro del aceite con ensayos físico químicos periódicos, pudiendo entonces detectar el momento en que tendrá inicio el proceso de degradación y pérdida de sus características esenciales para un buen funcionamiento del transformador, para de esta forma poder orientar las medidas que eviten el envejecimiento prematuro y el progresos de fallas que puedan resultar en la pérdida total del equipo.

Son varios los parámetros obtenidos por medio ensayos físico-químico, pero en este trabajo son analizados apenas los principales que deben ser controlados periódicamente, conforme recomendado por la IEC 60422 [3] y que son mostrado en la Tabla III :

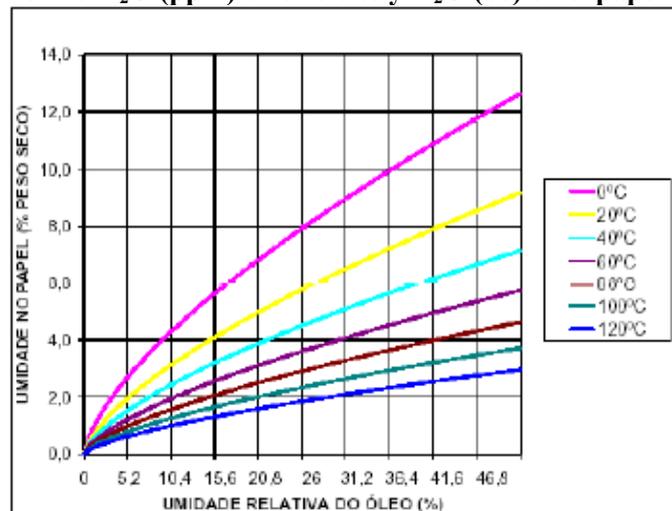
- **RIGIDEZ DIELECTRICA:** Es una medida de la resistencia que el aceite aislante presenta al choque eléctrico, es el ensayo indicado para evidenciar la presencia de agentes contaminantes como agua fibras celulósicas húmedas, partículas metálicas conductoras en el aceite, pudiendo encontrarse concentraciones significativas cuando las tensiones son bajas para tanto se emplea el método ASTM D877 (electrodos planos) y el ASTM D1816 (electrodos esféricos).
- **FACTOR DE PÉRDIDAS:** Es una medida de la tangente del ángulo de fase (o coseno de su complemento) entre la tensión y la corriente al aplicar un diferencia de potencial predeterminada a dos electrodos entre los que se encuentra líquido aislante. Este ensayo es sensible a la presencia de compuestos polares y aun polarizables por la acción de un campo magnético, o sea, productos de oxidación y partículas.
- **ÍNDICE DE NEUTRALIZACIÓN:** Es la medida del total de los compuestos ácidos presentes en el aceite aislante. La acidez de una muestra del aceite se relaciona con el deterioro de la muestra. El aceite mineral aislante es esencialmente un hidrocarburo saturado no polar; sin embargo, cuando la muestra experimenta la degradación por oxidación hay ácidos carboxílicos formados. La presencia de estos materiales ácidos se pueden determinar cuantitativamente por titulación. Los detalles del procedimiento entero se dan en la norma ASTM D 974.
- **CONTENIDO DE HUMEDAD:** Es una medida directa de la cantidad de agua disuelta en el aceite en miligramos de agua por kilogramo de aceite (ppm partes por millón). Se efectúa de acuerdo a la norma ASTM D1533 por el método de la reacción de Karl Fisher Coulométrico. Contenidos de humedad mayores a 50 ppm, indican la necesidad de realizar un tratamiento del aceite para remover inmediatamente la humedad y disminuir la impregnación de la parte activa.

Sin embargo, la medición directa del tenor de agua en el papel es más difícil por la necesidad de acceder a los arrollamientos, lo cual implica en desconectar el equipo y drenar aceite. En condiciones de equilibrio [4], la relación entre a humedad relativa en el aceite (% de saturación) y el tenor de agua en el papel (% da masa) é dada pelas curvas mostradas en la Figura 2. De esta forma, por medio de estas

X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ
19, 20 y 21 DE SETIEMBRE DEL 2012

curvas, se puede determinar el tenor de agua en el papel por medio de los resultados de los ensayos *off line*. Cabe destacar, que la condición básica para la correcta aplicación de estas curvas es que exista el equilibrio entre la humedad en el aceite y la humedad en el papel. Este equilibrio es obtenido, idealmente, si la temperatura del transformador permanece estable por un largo período de tiempo. En la práctica, esta condición ideal es imposible de ser alcanzada; aunque una condición de equilibrio aceptable es obtenida, en temperaturas superiores a 80°C, si la variación total de temperatura fuese menor que 30°C durante el tiempo necesario para la migración del agua [4].

Figura 2: Relación entre H₂O (ppm) en el aceite y H₂O (%) en el papel vs. temperatura [4]



Es posible observar en la Tabla III, que todos los parámetros se encuentran dentro de los valores referenciales, excepto el tenor de agua, que en el caso del TU08-S, está con un valor de 8 ppm, por encima de los 6 ppm sugeridos por la norma ASTM D-1533; en consecuencia el valor de la humedad en el papel (% peso seco), aproximadamente 2,6 ppm, estimado a partir de la curva de la Figura 2, también se encuentra elevado. En este caso, este transformador también requeriría de un análisis más detallado, en coincidencia con el análisis realizado a través de los gases disueltos en el aceite en el ítem anterior.

TRAF0	ENTRADA EN OPERACIÓN	RIGIDEZ DIELECTRICA >60KV IEC 156	TANG DELTA A 90°C IEC 247	INDICE DE NEUTRALIZACION (mgKOH/g)	TEOR DE ÁGUA REF =< 6 (ppm) ASTM D-1533	*HUMEDAD EN EL PAPEL (%PESO SECO)
TU01-R	31/05/1984	92	0.22	0.01	5	1,8
TU03-R	09/11/1985	86	0.37	0.01	3	1,3
TU08-S	18/03/1988	84	0.32	0.01	8	2,6
TU09A-S*	15/08/2006	94	0.16	0.01	4	1,5
TU15-C	24/12/1986	87	0.22	0.01	5	1,8
TU18A-A	22/12/2006	85	0.27	0.01	5	1,8

Tabla III: Principales parámetros físico-químico del aceite aislante – parcial ilustrativo

X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ 19, 20 y 21 DE SETIEMBRE DEL 2012

2.3 Compuestos furánicos en el aceite, GP del papel y estimativa de vida utilizada

La calidad del papel para uso en transformadores puede ser verificada a través del Grado de Polimerización (GP), parámetro que exprime el número medio de anillos de glucosa, que constituyen la molécula polimérica de la celulosa [5]. Para papeles nuevos, un valor inicial estimado del GP es cerca de 1000 a 1300, siendo reducido para aproximadamente 900 a 950, aún antes que el transformador entre en operación, debido a los procesos preliminares de secado del mismo en fábrica [6] y una vez en servicio la reducción es aún mayor. A un GP entre 950 y 500, la rigidez mecánica es constante, pero en el margen de 500-200 la rigidez mecánica decrece en proporción directa al GP. A un GP de 150 la rigidez mecánica se reduce a 20% de su valor inicial y debajo de este valor el papel no tiene rigidez mecánica alguna, por lo que en la industria se considera que debajo de un GP =200, el papel pierde todas sus propiedades mecánicas y el equipo es susceptible a daños severos o fallas francas. [7].

El papel aislante que es un material polimérico, sufre degradación por efecto del medio, ocurriendo la ruptura de los enlaces covalentes y de *Van der Waals* por fenómenos físicos y químicos, siendo que cualquier cambio en la estructura afectará a las propiedades del material. Estos enlaces se rompen por la influencia de diversos factores tales como presencia de solventes, energía térmica y reacciones químicas.

El *stress* térmico combinado con el *stress* mecánico y/o eléctrico, provoca la despolimerización de la celulosa del papel de asilamiento, o sea, el valor del GP disminuye y se producen, entre otros compuestos, monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), etano (C₂H₆), acetileno (C₂H₂), agua (H₂O) y compuestos furánicos, tales como 2-furfuraldeído, comúnmente llamado 2-fal. Sin embargo, en modelos experimentales, han sido encontrados además otros compuestos furánicos como furfurool (FOL), 2-acetil-furano (AF), 5-metil-2-fufural (MF) y 5-hidroximetil-2-furfural (HMF) [8].

Se denomina papel termo estabilizado al papel convencional (tipo Kraft) modificado químicamente por acción de la temperatura. Fue, reconocido por la NEMA (National Electrical Manufacturers Association) como sustituto del papel Kraft convencional en el aislamiento de cobre de los transformadores, siendo establecido el valor de 65°C como un nuevo límite de elevación de temperatura del arrollamiento, en vez de los 55°C usados en el caso del papel convencional.

Los transformadores con papel no estabilizado térmicamente forman una concentración más elevada de 2-fal en comparación con aquellos que utilizan papel térmicamente estabilizado, siendo este compuesto furánico, el más soluble en el aceite mineral aislante, motivo por el cual, es utilizado como uno de los principales indicadores del nivel de degradación del papel aislante [9].

A partir de la década de 80, diversos estudios objetivaron una comparación entre el valor del GP del aislamiento y los resultados de los análisis de compuestos furánicos en el aceite, de modo a establecer un coeficiente de correlación entre ambos. En este trabajo fueron utilizadas las relaciones propuestas por De Pablo, Vuarchex y las sugeridas en [11], indicadas a seguir, donde se deben llevar en cuenta las unidades de medida de 2-Fal, ppm para (2) y (3) y en ppb para (3). Con el valor obtenido de GP a partir de estas ecuaciones, es posible calcular el % de vida utilizada, por medio (4) [7].

$$GP1([2\text{-Fal}] + 2,3) = 1850 \quad (1)$$

$$\text{Log } [2\text{-Fal}] = 2,5 - 0,0049 \text{ GP}2 \quad (2)$$

$$\text{GP}3 = 402.47 - 220.87 \text{ Log}(2\text{FAL}) \quad (3)$$

X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ
19, 20 y 21 DE SETIEMBRE DEL 2012

$$\% \text{ Vida Utilizada} = [\text{Log}(\text{GP}) - 2.903] / (-0.006021) \quad (4)$$

En la Tabla IV, es mostrada la concentración del contenido de 2-Fal en el aceite mineral aislantes, determinada por Cromatografía en fase Líquida de Alta Presión y Alta Resolución (HPLC) [10]. Las muestras fueron preparadas por el método de extracción líquido-líquido, bajo condiciones controladas de temperatura (20°C) y humedad del aire (55%). Son indicados además, los resultados de la aplicación de estas relaciones matemáticas, donde se constata que el valor de 2-Fal está directamente relacionado al valor de GP y este por su vez al porcentaje de vida utilizada, destacándose, como mas llamativos y en orden decreciente, los transformadores TU15-C (90,7 % de vida utilizada), TU3-R (82,7 % de vida utilizada) y el TU8-S (80,13 % de vida utilizada).

TRAFO	ENTRADA EN OPERACION	REACCION CELULOSA			2FAL			GP A PARTIR DE 2 FAL			% VIDA UTILIZADA	
		CO - MONOX	CO2 - DIOX	CO + CO2	mg/L	ppm	ppb	GP1	GP2	GP3	VU1 c/GP1	VU-FE1 c/GP1
TU01-R	31/05/1984	185	1217	1402	0,003	0,0027	2,70	422,2	803,4	969,8	46,09	19,63
		203,0	1130,0	1333								
TU03-R	09/11/1985	54	1637	1691	0,02	0,018	18,00	254,0	798,1	787,8	82,73	30,05
		48,0	1209,0	1257								
TU08-S	18/03/1988	35	1585	1620	0,018	0,0162	16,20	263,4	798,7	797,9	80,13	29,31
		30,0	862,0	892								
TU09A-S*	15/06/2006	381	2864	3245	0,001	0,0009	0,9	519,5	804,0	1075,19	31,12	15,38
		468,0	3167,0	3635								
TU15-C	24/12/1986	153	1820	1973	0,027	0,0243	24,30	227,43	795,9	759,0	90,71	32,31
		135,0	2723,0	2858								
TU18A-A	22/12/2006	481	2153	2634	0,003	0,0027	2,70	422,17	803,4	969,8	46,1	19,6
		101,0	1048,0	1149								

Tabla IV: Relación 2-Fal x GP y estimación de vida útil utilizada – parcial ilustrativo

3. Vida residual de los transformadores

A pesar de existir bastante controversia en relación a la vida útil de los transformadores de potencia, una estimativa de consenso es que los mismos son proyectados para funcionar hasta 35 años, con una vida mínima en torno de 25 años, a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65°C y 95°C, como indicado por Emsley, et al [12], esto considerando condiciones normales de operación y temperatura y otros parámetros de proyecto de acuerdo a la norma adoptada. Sin embargo, existen en las estadísticas casos de fallas de equipos con edad muy por debajo de los 25 años de vida mínima indicada por este autor, los cuales tienen merecido destaque en las investigaciones orientadas a dilucidar las causas y modos de fallas.

El término “vida”, de acuerdo a la guía de carga de la IEEE se refiere a la vida calculada del aislamiento y no a la vida real del transformador. La relación entre la vida del aislamiento y la del transformador es una incógnita todavía sin resolver, debido al hecho conocido, que bajo ciertas condiciones, la vida del transformador puede superar la vida del aislamiento [13].

Es difícil estimar de forma absoluta en años la vida remanente del equipo, debido a que implica muchas suposiciones, especialmente al respecto de la falta de definiciones claras en relación a algunos conceptos como por ejemplo “fin de vida” y la falta de certeza en relación a las condiciones de operación del equipo. El final de vida del aislamiento es una variable desconocida todavía, a juzgar por la gran controversia y discusión generada con relación a los valores esperados de “vida normal” y el criterio de “final de vida” [13].

X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ 19, 20 y 21 DE SETIEMBRE DEL 2012

La correlación entre la temperatura de operación del transformador y su vida podrían describirse, casi exclusivamente, por la degradación térmica de las propiedades del papel aislante ubicado entre el devanado del transformador. Debido a los muchos factores que causan deterioro del aislamiento del transformador y que influyen en el efecto acumulativo de la temperatura en un determinado tiempo, se imposibilita predecir con precisión la vida útil del aislamiento en condiciones controladas y mucho menos ante situaciones de servicio sujetas a cambio [13].

3.1 Temperaturas de operación de los transformadores

Las temperaturas de operación utilizadas para los diagnósticos de vida útil remanente fueron obtenidas a través del sistema SCADA, que realiza las lecturas por medio de los sensores instalados en los transformadores. Así se cuenta con la temperatura del tope del aceite y las correspondientes a las bobinas de AT y BT, que son consideradas como puntos más calientes (*hot spot*), a partir de los ajustes correspondientes a la imagen térmica, utilizando datos reales obtenidos durante el ensayo de “elevación de temperatura”, realizado durante los ensayos de aceptación en fábrica con los siguientes datos: temperatura ambiente y del aceite, gradiente de temperatura cobre-aceite (“Dt” Cu-0), corriente utilizada para la calibración en fábrica de la imagen térmica (Iin) y el valor de la resistencia de calentamiento fija (Ra) [1]. Estos valores son mostrados parcialmente en la Tabla V del ítem siguiente.

3.2 El modelo de Arrhenius-Dakin

Diversos procesos de ingeniería de materiales comparten una característica en común, esto es, la rapidez del proceso aumenta exponencialmente en función de la temperatura. Procesos tales como, la capacidad de difusión de los elementos en una aleación metálica, la rapidez de deformación por fluencia en materiales estructurales y la conductividad de los semiconductores [14], son algunos ejemplos. La ecuación general que describe esos procesos es representada por la ley de Arrhenius:

$$\text{Rapidez} = C e^{-Q/RT} \quad (5)$$

Donde C es una constante pré-exponencial; T la temperatura absoluta; Q la energía de activación; R la constante de los gases.

De forma semejante, el modelo clásico para el cálculo de la vida remanente de un transformador de potencia considera que la temperatura presenta una influencia de las más profundas en el proceso de envejecimiento del equipo, ilustrado por el modelo de Arrhenius-Dakin mostrado en (6).

$$\text{Vida Remanente (VR)} = A \exp(B/T) \quad (6)$$

Donde, A= vida inicial y B=constante, que corresponde a la energía de activación o fuerza motriz para el proceso y T es la temperatura en grados Kelvin. Los valores asumidos son, para la constante $A=9,8 \times 10^{-8}$ y $B=15000$ para 180.000 horas o 20,55 años y 110°C para una vida normal y considerando la temperatura el punto más caliente [15].

Este modelo se basa en la tasa de reacción química de Arrhenius y asume que el envejecimiento debido a las fatigas: eléctrica, mecánica y del medioambiente no tienen un impacto notable en la vida del aislamiento durante operación normal.

En la Tabla V, son presentados los resultados de la vida útil remanente estimada en años, a partir de la aplicación del modelo propuesto por Arrhenius-Dakin, donde es posible observar que este parámetro decae exponencialmente con el aumento de la temperatura de operación, específicamente el punto más

X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ 19, 20 y 21 DE SETIEMBRE DEL 2012

caliente de las bobinas, que para este estudio fue escogido el valor máximo registrado para la bobina de AT o BT. Considerando el hecho de que para dicho modelo la temperatura de operación es el parámetro fundamental, los transformadores con mayores temperaturas presentan, naturalmente, una expectativa de vida remanente menor, como ser los transformadores TU01-R (85°C), TU08-S (83°C), TU09A-S (80°C), TU03-R (79°C).

TRAFO	ENTRADA EN OPERACION	TEMPERATURAS DE OPERACIÓN (°C)				VIDA UTIL REMANENTE (AÑOS)
		AMBIENTE MEDIA ESTIMADA	TOPE ACEITE MAXIMA	BOBINA MAXIMA AT Y BT	PUNTO CALIENTE	ARRHENIUS-DAKIN
TU01-R	31/05/1984	25	95	85	85	15,41
TU03-R	09/11/1985	25	100	79	79	31,48
TU08-S	18/03/1988	25	55	83	83	19,51
TU09A-S*	15/06/2006	25	75	80	80	27,90
TU15-C	24/12/1986	25	60	66	66	161,36
TU18A-A	22/12/2006	25	61	75	75	51,38

Tabla V. Vida remanente estimada con el modelo de Arrhenius-Dakin - parcial ilustrativo

4 Conclusiones y recomendaciones

Fueron levantados los principales parámetros de desempeño de los transformadores principales de los generadores de la CHI, a partir de la entrada en operación de la primera unidad generadora el 31/05/1984. De esta forma fue elaborado un ranking, que podría ser de mucha utilidad especialmente para obtener un panorama general del estado actual de todos los transformadores, bajo una amplia gama de criterios y puntos de vista.

En este trabajo, con base en los datos disponibles para cada equipo, fueron emitidos los diagnósticos por medio del análisis de los gases disueltos, parámetros fisicoquímicos y la correlación entre 2-furfuraldehído y el grado de polimerización del papel. El pronóstico sobre la vida del material aislante y por ende la vida útil consumida y remanente de los equipos, fue obtenido a partir del GP del papel y del modelo de Arrhenius-Dakin respectivamente. De esta forma, fue constatado cuanto sigue:

- Considerando los criterios que relacionan CO y CO₂, todos transformadores analizados, cumplen las condiciones recomendadas, excepto para los transformadores TU03-R, TU08-S y TU15-C, que están fuera de dicha faja de valores.
- Llevando en cuenta el criterio de la sumatoria de gases combustibles, todos los transformadores analizados cumplen la condición sugerida, a pesar que, el TU09A-S, con un valor de 477 y el TU18A-A, con 500, pueden ser considerados relativamente altos a juzgar especialmente por la fecha de entrada en operación, ambos en 2006.
- De acuerdo a los criterios de diagnóstico por DGA, los transformadores TU01-R, TU08-S, TU09A-S y TU18A-A, presentan diagnósticos de falla, por medio de tres de los cuatro criterios utilizados.
- Del punto de vista fisico-químico, todos los parámetros se encuentran dentro de los valores referenciales, excepto el tenor de agua, que en el caso del TU08-S, está con un valor de 8 ppm, por encima de los 6 ppm sugeridos por la norma ASTM D-1533 que, de acuerdo a la estimativa,

X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ 19, 20 y 21 DE SETIEMBRE DEL 2012

correspondería a un valor de humedad en el papel de aproximadamente 2,6% (peso seco), que supera los 2%, valor a partir del cual puede existir la formación de burbujas.

- En relación al porcentaje de la vida utilizada, se destacan los transformadores TU15-C, TU3-R y el TU8-S con un valor de 90,7%, 82,7% y 80,13% respectivamente.
- De acuerdo al modelo de Arrhenius-Dakin, los transformadores que presentan una expectativa de vida remanente menor y que naturalmente son los que presentan mayor temperatura del punto más caliente de las bobinas son TU01-R (15,41% a 85°C), TU08-S (19,51% a 83°C), TU09A-S (27,9 a 80°C), TU03-R (31,48% a 79°C).

Con base a estos resultados se observa que es posible establecer una cierta correlación entre los diferentes criterios analizados ya que, en algunos casos, coinciden en la emisión de diagnósticos. De esto se puede deducir que estos transformadores ameritan un análisis y acompañamiento más detallado y criterioso en forma individual, ya que no es posible observar cualquier tendencia de un análisis por familias, una práctica común en el sector eléctrico.

Los resultados parciales presentados en este trabajo, indican el relativo buen estado de los transformadores analizados, hecho atribuible a factores, tales como, el rigor de las especificaciones técnicas, concepción del proyecto, condiciones de operación, histórico y antecedentes, proceso de fabricación, ensayos de recepción en fabrica, así como mantenimientos adecuados.

Sin embargo, es aún prematuro concluir al respecto de todos los resultados obtenidos, visto especialmente que son necesarios más datos, controles y/o ensayos para obtener los pronósticos y diagnósticos al respecto del estado operativo real de los transformadores. En ese sentido, pueden sugerirse, algunas medidas adicionales, considerando por ejemplo, la gran dificultad en obtener el valor exacto de la humedad del papel partir del tenor de humedad en el aceite, la utilización del método de Medición de la Tensión de Retorno (RVM), como alternativa más confiable; de la misma forma, se recomienda obtener los valores del GP del papel, en forma directa, por medio de muestras retiradas de posiciones que mejor representen las condiciones reales de operación, aplicando técnicas de caracterización de polímeros tales como espectroscopia, gravimetría y microscopia electrónica de barrido, a pesar de las dificultades que esto representa.

A pesar de la importancia de los resultados obtenidos, no es posible afirmar de una forma vehemente que las fallas de los transformadores tengan su origen apenas en los parámetros evaluados en este trabajo, visto que los mismos están sujetos, sea en condiciones normales de operación o en régimen de sobre carga, a otro tipo de sollicitaciones sean ellas térmicas, mecánicas, eléctricas tanto internas como externas.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] SOM – Sistema de Operación y control. Central Hidroeléctrica de Itaipu – CHI. Hernandarias - Paraguay. Julio 2012.
- [2] MILASH, M. Manutenção de Transformadores em Líquido Isolante. Editora Edgard Blücher Ltda. (1984).
- [3] IEC 60422 - Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance

X SEMINARIO DEL SECTOR ELÉCTRICO PARAGUAYO – CIGRÉ
19, 20 y 21 DE SETIEMBRE DEL 2012

- [4] Vaconcellos V, Alves M. Amorin, G.M., Monitoramento da umidade no oleo isolante de transformadores de potencia visando o aumento da confiabilidade operativa. Congreso Latinoamericano de Distribución Eléctrica – Clade 2008, septiembre 2008. Mar del Plata – Argentina.
- [5] A. Bassetto Filho, W. McNutt y P. Griffin, “Curso tutorial sobre papéis isolantes elétricos de transformadores”, (1993) pag.30. (<http://www.buenomak.com.br>).
- [6] M. A. Martins, “Envelhecimento térmico do papel isolante de transformadores. investigação experimental. Modelos de degradação”.Ciência & Tecnologia dos Materiais, Vol. 22, n.º 1/2, 2010,pags.77-86.
- [7] W. Flores, E. Mombello, G. Rattá, José Antonio Jardini, Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: Situación actual. Parte II. Correlación entre resultados de ensayos fisico-químicos. IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS, VOL. 5, NO. 8, December 2007.
- [8] G. Csépes, ”Correlation between electrical and chemical testing techniques for assessing degradation of oil-paper insulation”, CIGRE, session 1998, 15-202.
- [9] V. Aschenbrenner, T. Ucik, “The possibilities and limits of estimation of ageing degree of paper-oil insulation in power transformers by recovery voltage method”, Dielectric Materials, Meas. And Applications Conf. Publication No.473, IEE 2000.
- [10] ABNT NBR 15349. Óleo Mineral Isolante -Determinação de 2-furfural e seus derivados. Rio de Janeiro, 2006.
- [11] M. Dong, Z. Yan, G.J. Zhang, “Comprehensive diagnostic and aging assessment method of solid insulation in transformer”, Electrical Insulation and Dielectric Phenomena, 2003. Annual Report. Conference on 19-22 Oct. 2003, pp. 137– 140.
- [12] A.M. Emsley, et al., “Review of chemical indicators of degradation of cellulosic Electrical paper insulation in oil-filled transformers”, IEEE - Proc. - ci. Meas. Technol., Vol.141, no.5, September 1994.
- [13] IEEE Guide for loading mineral oil-immersed transformers. IEEE Std. C57.91-1995.
- [14] J. F. Shackelford, Ciência dos Materiais, Ed. PEARSON, Brasil, 2008,págs. 576.
- [15] www.pt.scribd.com/doc/46545808/Condition-and-Life-AssessmentofTransformers-With-Specific-Application-to-Power-Station-Transformers. Don A. Duckett, P.E. Technical Sales Engineer HD Supply Utilities www.scribd.com/doc/97879211/HDS-LIFE, accesado el 16/08/2012.