Análisis del estado y la vida remanente de un transformador elevador de 275 MVA, 18 kV/550 kV

Cynthia Jara / Domingo Maldonado

ITAIPU BINACIONAL

Paraguay

RESUMEN

El principal parámetro que indica el estado de los transformadores en operación es el de la aislación interna, formada por aceite mineral y el papel que envuelve las bobinas. Daños en la aislación resulta en la degradación de estos dieléctricos; formándose subproductos químicos que se derivan del envejecimiento y se acumulan en el aceite en forma de gases, como consecuencia se tiene la disminución de la vida útil de los transformadores.

El método que será utilizado para detectar estos gases es el AGD (Análisis de Gases Disueltos), ya que es uno de los métodos que entrega más información, este método permite diagnosticar probables fallas antes de que se presente en el transformador (fallas incipientes).

Analizando el histórico de los gases producidos en el transformador sumergido en aceite aislante, se evaluará y realizará un diagnóstico del estado de los transformadores basados en normas y criterios científicamente aceptados como son los métodos: NBR 7274, Criterios de Rogers, Criterio de Duval, Criterio de Dornemburg, junto con otros ensayos como la determinación de 2- furfuraldehido que permitirán concluir sobre el estado del papel aislante dado que el envejecimiento de un transformador está directamente relacionado con la resistencia mecánica del papel aislante.

El objetivo de este trabajo es presentar un estudio realizado a un Transformador monofásico de 275 MVA, 18/550 kV a partir de los métodos mencionados anteriormente para diagnosticar su estado actual y cuantificar aproximadamente el tiempo de vida remanente del transformador, aplicando además la formula de Arrhenius Dakin que a partir de la deterioración de la aislación en función del tiempo y de la temperatura, establece que el logaritmo de la vida de la aislación es una función inversa de la temperatura.

PALABRAS CLAVES

Aislación Interna, Análisis de Gases Disueltos, Vida útil de transformadores, fallas incipientes.

1. INTRODUCCIÓN

La vida de los transformadores de potencia es un tema de gran interés, debido a que cumplen una función muy importante en los sistemas eléctricos de potencia, una pérdida en el sistema de transformación no prevista podrá ocasionar grandes perjuicios económicos y sociales.

Por lo general, un transformador de potencia es un dispositivo muy confiable diseñado para una vida útil de 20-35 años y una vida mínima de 25 años a temperaturas de funcionamiento comprendidas entre 65 ºC y 95 ºC. Aunque en la práctica la vida de un transformador de potencia podría llegar a 60 años con un mantenimiento adecuado [1]

El transformador es básicamente compuesto por material ferromagnético laminado, envuelto por bobinas de cobre aisladas con celulosa y toda esta estructura está inmersa en aceite aislante, de allí la necesidad del estudio y acompañamiento para tomar decisiones correctas sobre cómo mantenerlo, como operarlo y como protegerlo.

Uno de los principales parámetros que indica el estado de los transformadores en operación es el de la aislación interna, formada por aceite mineral y el papel que envuelve las bobinas. Daños en la aislación resulta en la degradación de estos dieléctricos, como consecuencia, en la disminución de la vida útil de los transformadores. [2]

2. ACEITE AISLANTE

El aceite aislante es obtenido a partir de la destilación del petróleo natural, siendo constituidos por hidrocarbonatos, clasificándose en tres grupos: Nafténicos (hidrocarbonatos saturados de cadena cerrada), Parafinicos (hidrocarbonatos saturados de cadena abierta, lineal o ramificada), Aromáticos (hidrocarbonatos insaturados de cadena cerrada).

No existen aceites exclusivamente parafínicos, nafténicos o aromáticos. Todos los aceites crudos son una mezcla de los tres, pero la clasificación es realizada por la predominancia de uno de ellos. El aceite utilizado por Itaipu es de predominancia naftenica debido a que sus características son mejores para la aislación eléctrica y refrigeración de los transformadores.

Las cuatro funciones principales del aceite mineral aislante son [5]: proporciona rigidez dieléctrica, se encarga de la transferencia de calor, actúa como medio de enfriamiento, protege el aislamiento sólido, el aceite puede utilizarse para conocer las condiciones internas del equipo

3. PAPEL AISLANTE

El papel es el principal aislante sólido en los transformadores, siendo proveniente de la madera y es producido usualmente por el proceso kraft. El principal componente del papel es la celulosa (cerca de 90%) a la cual se encuentra asociada la hemicelulosa y cerca de 3% a 7% de ligninas (alcohol aromático polimerizado). [7]

El envejecimiento de un transformador está directamente relacionado con la resistencia mecánica del papel aislante, la cual tiene la característica de alterarse en función del tiempo.

El papel kraft utilizado como aislamiento en un transformador debe desempeñar mayormente tres funciones [8]: Soportar los esfuerzos eléctricos producidos por los voltajes en condiciones normales y anormales durante la operación del transformador, soportar esfuerzos mecánicos y térmicos que acompañan a un cortocircuito, prevenir una acumulación excesiva de calor.

La resistencia mecánica del material celulósico es medida por la resistencia a la tracción o grado de polimerización (GP), el GP representa el número de monómeros β de glucosa, $C_6H_{10}O_5$,

presentes en la molécula de la celulosa del papel. Durante la fabricación del transformador, el GP del se encuentra entre 1000 y 1300, el secado lo reduce a 950 y el envejecimiento en servicio lo reduce mucho más. 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 [7].

4. MECANISMO DE ENVEJECIMIENTO DEL SISTEMA AISLANTE DE TRANSFORMADORES

4.1 Degradación del aceite

El aceite mineral aislante, durante la operación del transformador, sufre un proceso de degradación continuo, con alteraciones en sus propiedades físicas, químicas y eléctricas provocadas por la acción de la temperatura, oxigeno, de la reacción con materiales utilizados en la construcción y por la exposición a los esfuerzos eléctricos, es decir, se tiene: deterioro de las propiedades aislantes del aceite, aceleración del proceso de degradación de la celulosa, Formación de lodo(borra).

A medida que el aceite envejece disminuye su capacidad para cumplir con sus funciones. Los subproductos químicos que se derivan del envejecimiento se acumulan en el aceite o descienden y se condensan en forma de lodos. Si se permite que en el proceso de envejecimiento se prolongue en el tiempo, afectara la capacidad del aceite para actuar como dieléctrico o para que transfiera el calor de forma eficiente.

4.2 Degradación del papel

A medida que el transformador envejece, su aislamiento sólido pierde resistencia mecánica. El grado de polimerización o GP mide la longitud de las moléculas de celulosa que se relaciona directamente con la resistencia mecánica de una muestra. Cuanto más larga es la cadena de moléculas (polímeros), mayor será la resistencia mecánica de la aislación [4].

5. VIDA UTIL DEL AISLAMIENTO

En síntesis, si se quiere prolongar la vida útil del material aislante y, por consiguiente, la soportabilidad del transformador, se debe buscar medios para minimizar la contribución de estos tres agentes de la Figura 1:

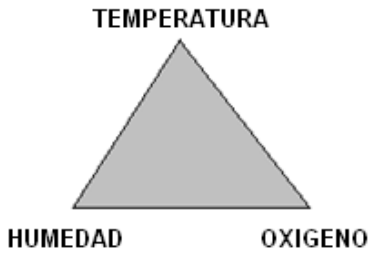

Figura 1: triangulo de agentes que afectan la vida útil de la aislación

En consecuencia, además del aumento de vida del transformador, serán reducidos los riesgos de fallas y el tiempo de mantenimiento para secado, tratamiento y recuperación del aceite aislante, reduciendo los costos de mantenimiento y el tiempo de indisponibilidad para operación [3].

Varios factores y características que van desde las fases de proyecto, fabricación, ensayos de fabrica, transporte, almacenamiento, montaje, operación y mantenimiento pueden contribuir para acelerar o minimizar los efectos de la humedad, temperatura y contenido de oxigeno en la degradación del papel.

Los tres principales mecanismos de degradación del aceite, del papel y, por consiguiente, de la soportabilidad de los transformadores son:

- Hidrólisis
- Oxidación
- Pirolisis

La elevación de la temperatura provoca daños irreparables en el aislamiento del transformador, teniendo en vista el carácter irreversible de las reacciones químicas ocurridas. Estas reacciones químicas, rompen las cadenas celulósicas, causan la reducción de la capacidad de las fibras de soportar los esfuerzos mecánicos, reduciendo la capacidad de resistir al cortocircuito o de cualquier desplazamiento de los conductores, debilitando también la rigidez dieléctrica, y, consecuentemente, el tiempo de vida útil del transformador. El efecto puede ser medido a través de la medición del grado de polimerización (GP) del papel. [3]

$$GP = \frac{1.51 - \log(2 - fur)}{0.0035}$$

Donde: GP es el grado de polimerización, 2-fur: contenido de 2-furfuraldehído medidos.

Durante la operación del transformador, a medida que el papel va envejeciendo, hay una disminución de sus propiedades mecánicas, relacionado a una disminución del grado de polimerización GP del papel. El fin de la vida del papel como aislante es considerado cuando el GP se encuentra entre 100 a 250

6. DIAGNOSTICO A TRAVÉS DEL ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS

A las temperaturas normales de funcionamiento todos los transformadores generan gases en cierta cantidad. Ocasionalmente los gases anormales generados, pueden presentarse en un transformador que está funcionando con calentamientos locales, problemas dieléctricos, o una combinación de ambos.

En los equipos eléctricos, estas anormalidades se las denomina "fallas" y pueden ocurrir debido a fallas de calentamiento, corona y presencia de arcos. Las fallas producen subproductos gaseosos en el aceite como hidrógeno (H_2), metano (CH_4), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4), y etano (C_2H_6). Cuando la celulosa está involucrada las fallas producen metano (CH_4), hidrógeno (H_2), monóxido de carbono (CO) y dióxido de carbono (CO_2). Dependiendo del tipo de falla y de la temperatura asociada, se genera cierta combinación de gases que determinados por medio de la cromatografía pueden dar indicios al usuario del origen del daño. Pero la interpretación por medio de los gases, utilizados para una determinación cualitativa de fallas individuales, puede resultar difícil cuando existe más de una falla, o cuando un tipo de falla progresa a otro tipo, tal es el caso cuando un problema eléctrico se convierte en uno térmico [6].

El método para detectar estos gases es el AGD (Análisis de Gases Disueltos), ya que es uno de los métodos que entrega más información.

Existen varios criterios para determinar el diagnostico de un transformador, entre ellas: Norma NBR 7274, Criterios de Rogers, Criterio desarrollado por Laborelec, Criterio de Duval, Criterio de Dornemburg y criterio de gases claves. Además de la aplicación de estos métodos también es muy importante el calculo de la tasa de evolución de gases (TEG); que es considerada la indicación mas significativa en el diagnostico del análisis de cromatografía.

En este artículo será utilizado el criterio de Rogers para el diagnóstico del transformador. El criterio presenta dos tablas, en la tabla I presenta la relación entre los gases metano e hidrógeno, etano y metano, etileno y etano, acetileno y etileno, y en la tabla II el diagnóstico propuesto de acuerdo a la relación obtenida en la tabla I.

Tabla I: Relación entre los gases característicos

Relació

Nota: Las relaciones con denominador cero se consideran iguales a 0.

Tabla II: Diagnóstico de fallas a través de DGA en el aceite

CH4/H2	C2H6/CH4	C2H4/C2H6	C2H2/C2H4	Diagnostico
0	0	0	0	Deterioro normal
5	0	0	0	Descargas parciales
½	0	0	0	Sobrecalentamiento, abajo de 150°C
½	1	0	0	Sobrecalentamiento de 150°C - 200°C
0	1	0	0	Sobrecalentamiento de 200°C - 300°C
0	0	1	0	Sobrecalentamiento de conductores
1	0	1	0	Corrientes de circulación en los bobinados
1	0	2	0	Corrientes de circulación en el núcleo y tanque, sobrecalentamiento en conexiones
0	0	0	1	Descarga continua
0	0	½	½	Arco con alta energía
0	0	2	2	Descarga continua de baja potencia
5	0	½	½	Descarga parcial envolviendo al papel

7. APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO Y VIDA ÚTIL

7.1 Equipo en estudio

Transformador elevador TU-01 Fase S, de 275 MVA, 18 kV/ 550 kV, tipo de refrigeración OFAF, con entrada en operación 27/04/1983, a una temperatura media de 28°C.

Figura 2: Transformador elevador de 275 MVA

7.2 Diagnostico a través de cromatografía de gases

El objetivo del trabajo es basado en el histórico de gas cromatografía del equipo, presentar un análisis de su estado en cuanto a fallas a través del criterio de Rogers.

En la tabla siguiente se presenta los resultados de gas cromatografía considerado para este equipo:

Tabla III: Resultados de gas cromatografía para el transformador en estudio (en ppm)

Fecha	C2H2 (ppm)	C2H4 (ppm)	C2H6 (ppm)	CH4 (ppm)	CO (ppm)	H2 (ppm)	CO2 (ppm)	N2 (ppm)	O2 (ppm)
23/04/11	0,0	2,0	25,0	19,0	89,0	12,0	926,0	12685,0	1864,0
02/07/12	0,0	2,0	25,0	19,0	101,0	17,0	940,0	12317,0	1560,0

7.2.1 Calculo de tasa de evolución de gases (TEG):

$$TEG = \frac{(\text{cont. de gas en la última análisis} - \text{cont. de gas en la penúltima análisis}) \times 100}{(\text{cont. de gas en la penúltima análisis} \times \text{intervalo de meses entre los análisis})}$$

Ej.: Gas Monóxido de Carbono (CO): $TEG = \frac{(101 - 89) \times 100}{89 \times 3} = 4.49$

Tabla IV: Resultados de la tasa de evolución de gases de la tabla III

C2H2	C2H4	C2H6	CH4	CO	H2	CO2	N2	02
0%	0%	0%	0%	4.49%	13.88%	6.9%	0.96%	5.43

Tabla V: Relación entre los gases del transformador en estudio

Relación de Gases	Rango de Variación	Código
CH4/H2	- - 1.11	5 0 1
C2H6/CH4	- 1.31	0 1
C2H4/C2H6	0.08 - -	0 1 2
C2H2/C2H4	0 - -	0 1 2

Comparando los resultados con la tabla II (diagnóstico) concluimos que el transformador posee sobrecalentamiento (150 – 200°C).

Posible; sobrecalentamiento localizado, puntos calientes en el núcleo, corrientes parasitas, contactos defectuosos, corrientes de circulación en el núcleo. En estos casos se recomienda seguir observando periódicamente el comportamiento de los gases de manera a analizar la evolución en cada periodo.

Otra técnica también utilizada para diagnostico es la relación CO / CO2 = 940 / 101 = 9,3. Para transformadores en inicio de operación esta relación tiene un valor menor a 7 y va aumentando con el envejecimiento normal, llegando a su estado crítico a un valor superior a 11

7.3 calculo de envejecimiento a través del furfuraldehídos

En esta sección se utiliza resultados de medición de 2-furfuraldehído para calcular el GP a través de la ecuación de Chendong , posteriormente se utiliza la ecuación de Arrhenius para estimar la vida útil del transformador. Para esta sección se consideran los ensayos de furfuraldehído medido de: 0.05

Utilizando la expresión de Chendong, podemos calcular el grado de polimerización del papel aislante de este equipo.

$$GP = \frac{1.51 - \log(2 - fur)}{0.0035} = \frac{1.51 - \log(0.05)}{0.0035} = 803$$

Utilizando la formula de Arrhenius podemos cuantificar aproximadamente el tiempo de vida remanente de este equipo para la cual debemos observar las constantes de la formula en la referencia [5]

$$\text{Logvida(horas)} = A + (B/T)$$

A= -13.391 para transformadores de clase de temperatura 65°C; B = 6972.15; T = temperatura en grados kelvin.

$$T = \text{Temperatura del punto más caliente} + 273 = (120\text{-}28) + 273 = 365\ °K.$$

$$\text{Log(vida)} = -13.391 + 6972.15/365 = 5.71 \rightarrow \textbf{VIDA = 59 años}$$

8. CONCLUSIONES

Se observa que el diagnóstico de estado basado en normas y resultados de gas cromatografía nos podría auxiliar para entender el estado y o fallas incipientes, en este caso indica que posee una falla térmica de baja energía, resultados estos confirmados por la relación de CO/CO_2, es decir el transformador envejece normalmente razón por la cual esta relación es superior a 7.

Por el grado de polimerización podemos ver que las propiedades mecánicas del papel aún se encuentra en buenas condiciones, esto se debe que aunque el transformador en estudio posee 29 años de operación ella siempre ha trabajado a potencia nominal, es decir, siempre frío, por lo cual la descomposición de la celulosa es leve.

Por la ecuación aproximada de Arrhenius vemos que el transformador operando en condiciones de carga nominal y óptimas (sin sobrecargas, sin corto circuitos, sin transitorios, etc.) posee una expectativa de vida de 59 años.

Los métodos descriptos ofrecen subsidios muy importantes para determinar el diagnóstico del transformador y estimar el tiempo de vida remanente.

9. CITAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] W. Flores, E. Mombello, et al, "Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite aislante: Situación actual". IEEE Latin America transactions, Vol. 5, N° 1, March 2007.

[2] D. Maldonado, J.Suñe, A.Ortiz. Análisis de vida útil de un autotransformador trifásico sumergido en aceite aislante basado en su histórico de ensayos químicos.

[3] Miguel Carlos Medina Pena. Falhas Em Transformadores De Potência: Uma Contribuição Para Análise, Definições, Causas E Soluções

[4] Myers, S. D., Kelly, J. J., Horning, M. Transformer Maintenance. Guide. Ohio: Transformer Maintenance Institute 350p.

[5] M. Horning, J. Kelly, S. Myers, R. Stebbins. Guia para el mantenimiento del transformador, tercera edición.

[6] J. B. DIGIORGIO, NTT-Technical bulletin dissolved gas analysis. 2001.

[7] Emsley, A.M; Stenens, G.C. Review of chemical indicators of degradation of cellulosic electrical paper insulation in oil-filled transformers. IEE proceeding. Science, Measurement and technology, 1994,141,324.

[8] Juan Nuñez Forestieri, Guia para el Mantenimiento del transformador de Potencia.

[9]IEC 60599, Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis.