



MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

R. E. Alvarez *

M. del Pozo *

*** IITREE-LAT- Facultad de Ingeniería - Universidad Nacional de La Plata, Argentina**

1. RESUMEN

Los transformadores de potencia son uno de los componentes más importantes de los sistemas de potencia. La falla de un transformador implica asumir elevados costos, no solo por el reemplazo de la unidad sino que también el lucro cesante ante la imposibilidad de abastecer consumos.

A partir de los diferentes análisis de fallas en transformadores de potencia, se ha concluido que las operaciones de mantenimiento moderno deben estar orientadas a asegurar la eficiencia del aislamiento mediante acciones preventivas y predictivas, de manera de alcanzar el ideal de operación sin fallas a lo largo de la vida útil.

Desde el aspecto económico, los ensayos y controles que se recomiendan en el mantenimiento moderno representan un costo ínfimo respecto al costo del transformador y a los montos asociados a la salida de servicio.

En el presente trabajo se analizan cuales son los principales agentes de degradación del aislamiento que conforman el transformador y cuales son los principales ensayos y controles (“*on line*” y “*off line*”) recomendados por las normativas de referencia mundial en la materia.

Se describen los fundamentos de los principales ensayos y se realiza un análisis conceptual de los resultados posibles, de forma de contribuir en el diagnóstico del estado del aislamiento del transformador y poder de esta forma, prevenir fallos incipientes.

2. PALABRAS CLAVE

Transformadores de potencia - agentes de degradación - mantenimiento predictivo - ensayos y controles - On line–Off line - diagnóstico del aislamiento.

3. INTRODUCCIÓN

En teoría un transformador es una máquina que tiene una vida útil “casi eterna”, sin embargo, a partir de estudios recientes de empresas aseguradoras, se ha demostrado que la edad media para los transformadores en general, es del orden de los 25-30 años. Durante este lapso los transformadores se encuentran sometidos a diferentes estados de carga y de sollicitaciones transitorias, que indefectiblemente influyen en el grado de envejecimiento de los aislantes.

A modo de ejemplo, en la Fig. 1 se indican las causas de fallas en transformadores de potencia entre 1997-2001 difundida por la IMIA Working Group [1], realizada en base a un universo de 94 transformadores con potencias iguales o superiores a 25 MVA, situados en diferentes partes del mundo. Asimismo para cada tipo de falla se indican los costos totales (daños + lucro cesante) asociados.

	Tipo de falla	Cantidad	Costo
Fallas de aislación		24	\$ 149 967 277
Diseño / Mat. / Manof.		22	\$ 64 696 051
Desconocidos		15	\$ 29 776 245
Contaminación del aceite		4	



XII ERIAC - Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRÉ
Foz do Iguazú-Pr, Brasil - 20 a 24 de mayo de 2007

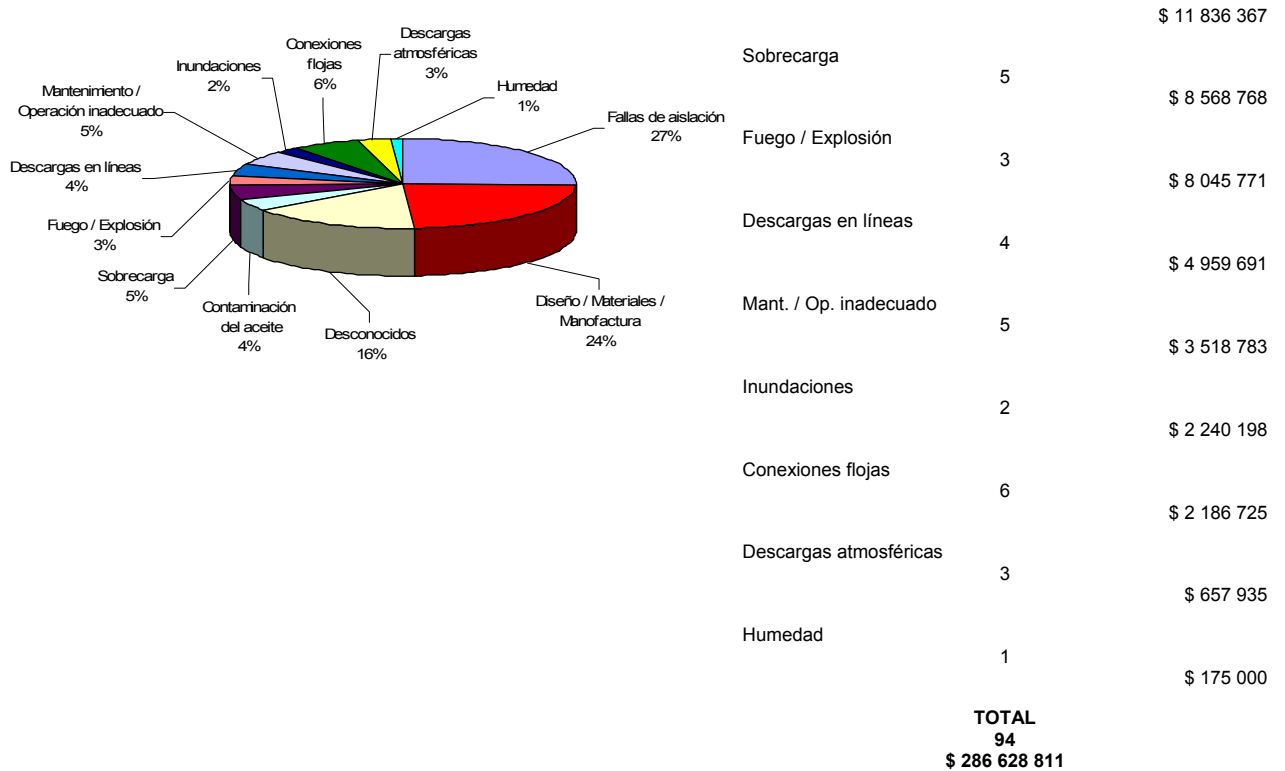


Fig. 1 - Causales de fallas en 94 transformadores de potencia durante 1997-2001 difundida por IMIA W.G.

Este estudio confirma la aseveración muchas veces expuesta, que las fallas mas frecuentes en los transformadores de potencia son debidas a problemas de aislamiento, particularmente en los arrollamientos y bushings. Es por ello que el mantenimiento debiera estar orientado fundamentalmente, al seguimiento de parámetros que caractericen el estado de estos elementos, de forma de poder alcanzar el ideal de operación sin fallas a lo largo de toda la vida útil.

3.1. Tipos de aislantes: sólidos y líquidos

En términos generales, los aislantes de los transformadores de potencia se encuentran conformados por materiales sólidos y líquidos. Entre los aislantes sólidos más utilizados en la actualidad se distinguen las cintas sintéticas, el papel kraft, empleados para envolver los conductores de los bobinados, el cartón presspan, pressboard y transformerboard que otorgan forma a estructuras de aislamiento rígidas.

Los aislantes líquidos se encuentran conformados por el aceite dieléctrico, cuyas funciones sustanciales son las de aislar, refrigerar y extinguir eventuales arcos. Históricamente los aceites minerales han sido los más empleados, no obstante en los últimos años se han desarrollado aceites sintéticos de características biodegradables con alto punto de inflamación, como las siliconas y los polyalfaolefines.

Finalmente, es conveniente resaltar que en condiciones normales el esfuerzo sobre el aceite es del 50 al 100% superior que el esfuerzo sobre el aislamiento sólido, debido a la constante dieléctrica relativamente baja del aceite. Por consiguiente, la sollicitación del aceite limita la rigidez de la estructura.

3.1.1. Agentes de degradación de aislantes sólidos

A altas temperaturas las fibras celulósicas se oxidan y llegan a carbonizarse quedando zonas expuestas sin aislante, generando gases y agua que contaminan el aceite dieléctrico.

El papel es un material muy higroscópico, tiene gran afinidad por el agua, de 600 a 800 veces más que el aceite. Esto hace que tenga una humedad de equilibrio alta, reteniendo grandes cantidades de agua lo que



favorece el proceso de disgregación de las fibras celulósicas. Este último efecto hace que se vaya disociando parte del aislamiento lo cual contamina el aceite. Por otra parte, los productos de degradación del aceite, como los ácidos, lacas etc., impregnan el papel modificando sus características originales, provocando la degradación de las fibras celulósicas, disminuyendo la resistencia eléctrica y mecánica del aislamiento.

3.1.2. Agentes de degradación de aislantes líquidos

Los gases y vapores son parcialmente solubles en los aceites, constituyendo un peligro grave para el aislamiento ya que al estar próximos al límite de solubilidad, cualquier alteración de la temperatura y/o presión produce la formación de burbujas de gas que facilitan la ionización y descargas en zonas de alto gradiente eléctrico.

El oxígeno contribuye a las reacciones de oxidación que son aceleradas por las altas temperaturas generadas por el núcleo. De esta manera se forman subproductos como ácidos, peróxidos, polímeros que alteran las propiedades originales del dieléctrico.

La contaminación con el agua es el principal enemigo del aceite aislante de transformador. El agua es soluble en el aceite en función de la temperatura y de la humedad ambiente. A medida que se supera el límite de solubilidad del aceite en agua, comienza a aparecer en forma de emulsión hasta que finalmente se separa, decantando el agua al fondo de la cuba.

La presencia de contaminantes sólidos simultáneamente con el agua reduce la constante de rigidez dieléctrica del aceite, ya que forman un puente ideal para las descargas eléctricas. Los principales sólidos que contaminan al aceite provienen del proceso de disgregación de las fibras celulósicas y de la corrosión de la cuba (partículas de óxidos).

4. MANTENIMIENTO

Como ya se ha mencionado, la vida útil de los transformadores depende fuertemente del estado de su aislamiento. Controlando su estado en lapsos regulares o bien ocasiones especiales, se pueden predecir fallas incipientes, evitando de esta manera consecuencias catastróficas. En otras palabras, con un programa de mantenimiento adecuado es posible incrementar la confiabilidad del transformador, y con ello la del sistema en el que se encuentra conectado.

En la actualidad es común observar como las políticas de muchas empresas, en el afán de reducir costos al corto plazo, han reducido las tareas de mantenimiento (no solo en transformadores). Sin embargo, es evidente que de esta manera se genera un riesgo de falla mayor al mediano y largo plazo.

En los sistemas de potencia la técnica de mantenimiento debe necesariamente desarrollarse bajo el concepto de reducir los tiempos de intervención sobre cada equipo, con el fin de obtener la menor indisponibilidad para el servicio. A partir de ello y basándose en la predicción y diagnóstico del estado de cada equipo, debe realizarse el mantenimiento predictivo de manera programada.

3.1. Mantenimiento predictivo: Ensayos y controles

El objeto del mantenimiento predictivo es encontrar pérdidas incipientes en las propiedades del aislamiento del transformador a través de diversos ensayos y controles. Esto permitirá seleccionar el momento más adecuado para la reparación, mantenimiento correctivo o retiro del servicio del transformador antes de que se produzca una falla grave.

No existe un único control o ensayo que permita obtener un diagnóstico del estado del aislamiento, salvo en casos muy puntuales. Es por ello que se requiere implementar una serie de diferentes controles no necesariamente simultáneos.

3.2. Características de los ensayos “on line” y “off line”



Dependiendo del estado de energización del transformador los ensayos y controles normalmente se pueden clasificar en “*on line*” y “*off line*”. Los ensayos *on line* se realizan con el transformador en servicio y permiten monitorear en tiempo real el comportamiento de determinadas magnitudes físicas que pueden conducir a un diagnóstico “instantáneo” del estado de aislamiento del transformador.

Los ensayos *on line* presentan las siguientes ventajas:

- Proporcionan información en tiempo real sobre la condición operativa de los transformadores, pudiéndose confeccionar un historial de datos.
- Bajo determinadas condiciones, se podría ajustar el estado de carga a condiciones extremas controladas sin reducir la vida útil de los transformadores.
- Permiten optimizar los períodos de los mantenimientos programados. En este sentido y con las consideraciones apropiadas, se podía predecir el estado de otros transformadores no monitoreados de similares características.
- Brindan un apoyo en la toma de decisiones reduciendo el riesgo de fallas incipientes y los costos asociados que éstas conllevarían.

Los ensayos *off line* son aquellos que se realizan con el transformador fuera de servicio, ya sea por una parada programada o bien ante alguna eventualidad. Esta clase de ensayos han sido históricamente los más habituales. En grandes rasgos, presentan las siguientes ventajas frente a los ensayos *on line*:

- Permiten el análisis de determinadas magnitudes, tomando como referencia, por ejemplo, las mediciones realizadas en fábrica.
- Es posible realizar ensayos y controles no destructivos.
- Posibilitan medir magnitudes que no siempre son posible medir en los ensayos *on line*.

En la actualidad los ensayos o controles *on line* ofrecen grandes posibilidades, merced al incesante avance de los sistemas de adquisición de datos (hardware y software). No obstante, para algunos parámetros característicos de los transformadores, aún se encuentran en proceso de implementación y para otros los costos asociados encarecen la implementación.

3.3. Clasificación de ensayos

Existen numerosos ensayos y controles predictivos realizables sobre los transformadores, pero desde el punto de vista económico se deben seleccionar aquellos que revelen información importante sobre el estado del transformador, de manera rápida, efectiva y económica.

Para dicha selección, también debe considerarse la importancia del transformador, y la historia del desempeño desde la puesta en servicio. Los ensayos se pueden clasificar en dos grupos:

- Ensayos del aceite
- Ensayos eléctricos

3.3.1. Ensayos del aceite

Como ya ha sido mencionado, los principales agentes de degradación de aceite son el agua, la oxidación, y los gases disueltos. Para medir la degradación del aceite se realizan diferentes ensayos sobre muestras de aceite. Los ensayos que se efectúan se clasifican en físicos, eléctricos y químicos.

En la Tabla I se indican los principales ensayos recomendados por IEEE [2] para el mantenimiento de aceites.

Tabla I – Principales ensayos del aceite recomendados por IEEE

Tipo	Ensayo	Norma de aplicación
Físicos	Punto anilina	ASTM D611-82
	Color	ASTM D1500-91
	Punto de inflamación	ASTM D92-02
	Tensión Interfacial	ASTM D971a; ASTM D2285-99
	Viscosidad	ASTM D88-94; ASTM D445-01; ASTM D2161-93
	Examen visual del color	ASTM D1524-94



XII ERIAC - Encuentro Regional Ibero-americano del CIGRÉ Foz do Iguazú-Pr, Brasil - 20 a 24 de mayo de 2007

Eléctricos	Rigidez dieléctrica	ASTM D877-00; ASTM D1816-97
	Factor de pérdidas, tgδ	ASTM D924-99c1
Químicos	Contenido de gases	ASTM D2945-90; ASTM D3284-99; ASTM D3612-01
	Sulfuros corrosivos	ASTM D 1275-96a
	Número de neutralización	ASTM D664-01; ASTM D974-02
	Contenido de inhibidor	ASTM D2668-96
	Contenido de humedad	ASTM D1553-00
	Compuestos furánicos	ASTM D5837-99

Además, IEEE [2] establece cuales son los valores recomendables, para cada uno de los ensayos, según el estado del aceite: nuevo, previo a la energización, en servicio, etc.

Estos ensayos del aceite tradicionalmente se han realizado en laboratorios sobre muestras de aceite que se extraen de la cuba, con el transformador aún en servicio. En la actualidad existen diversos sistemas de medición que monitorean *on line* algunos de estos parámetros, particularmente el contenido de gases, el grado de humedad del aceite y el análisis de compuestos furánicos.

Resulta muy difícil emitir recomendaciones generales sobre la frecuencia con que deberá examinarse un aceite de transformador en servicio, y el grado de deterioro a que se le puede permitir llegar.

Generalmente, aunque no excluyente, los usuarios de transformadores de potencia realizan exámenes frecuentes, mientras que los usuarios de transformadores de distribución asumen mayores riesgos. La valoración del riesgo no deberá basarse únicamente en el tamaño de la unidad, sino sobre todo en los efectos de una avería.

3.3.2. Ensayos eléctricos

Los ensayos eléctricos, se realizan sobre determinados parámetros característicos del transformador, ya sea sobre su aislamiento total, o una parte determinada puntual (por ej., bushings). Ahora bien, existen determinados parámetros característicos del transformador, que si bien no caracterizan el estado del aislamiento por si solos, al cambiar sus valores pueden ser indicativos del algún proceso de degradación o daño sobre el aislamiento (por ej., la tensión de cortocircuito, corriente de vacío, etc.)

Por otra parte, los ensayos eléctricos pueden clasificarse en tres grupos:

- *Fabricación / aceptación:* realizados en la fábrica, para homologar el diseño y verificar el cumplimiento de la/s normas garantizadas.
- *Puesta en marcha:* realizados en el lugar de emplazamiento, para verificar que durante el transporte e instalación, no se produjeron cambios importantes en sus parámetros más representativos.
- *Mantenimiento:* realizados en una frecuencia determinada, con el fin de verificar la evolución de los parámetros característicos que se hayan seleccionado para el seguimiento, de forma de predecir el estado del aislamiento.

Para las tareas de mantenimiento, es fundamental seleccionar los parámetros característicos adecuados sobre los cuales se hará el seguimiento, adoptando como referencia los valores medidos en fábrica. En la actualidad, los parámetros considerados para las tareas de seguimiento son:

3.3.2.1 Resistencia de los arrollamientos (*off line*)

El objetivo de medir las resistencias de los arrollamientos es detectar posibles anomalías debidas a las variaciones de resistencia en las conexiones, puentes abiertos o deteriorados, y elevada resistencia en los contactos del regulador de tensión.

Los valores de resistencia se miden para cada arrollamiento y para cada posición del conmutador. Estos valores se comparan con los medidos en fábrica o con los valores adoptados como de referencia. Para efectuar la comparación es necesario referir los valores de resistencias a igual temperatura, para lo cual se emplea la siguiente relación:



$$R_s = R_m \cdot \frac{234,5 + T_s}{234,5 + T_m}$$

Donde:

R_s: Resistencia esperada a la temperatura *T_s*. [Ω]

R_m: Resistencia medida en campo a la temperatura *T_m*. [Ω]

T_s: Temperatura de referencia.

T_m: Temperatura media del transformador obtenida en el momento de la medición.

Una vez obtenidos los valores de resistencia referidos a una misma temperatura, es posible estimar la diferencia entre las resistencias de referencia y las medidas en campo como:

$$e[\%] = 100 \cdot \frac{R_m - R_f}{R_f}$$

Donde:

e: Diferencia entre los valores de resistencias de referencia y los obtenidos durante el seguimiento.

R_m: Resistencia medida en campo. [Ω]

R_f: Resistencia de referencia. [Ω]

La ausencia del tipo de anomalías mencionadas más arriba serán confirmadas si las variaciones de resistencias están, según IEEE [3], dentro del $\pm 5\%$.

3.3.2.2 Relación de transformación, polaridad, y fase (*off line*)

La relación de transformación es la relación entre el número de vueltas entre los arrollamientos primarios y secundarios (y terciarios). Se debe medir para cada posición del conmutador.

Discrepancias significativas con los valores de referencia, pueden ser indicativos de circuitos abiertos, espiras en cortocircuito, defectos en los contactos del conmutador, etc.

De acuerdo a lo indicado por IEEE [3], las discrepancias con los valores de referencia deben ser inferiores al 0,5%.

La polaridad y el ángulo de fase tienen particular importancia cuando el transformador se encuentra conectado en paralelo con otros transformadores. Mediante este ensayo se verifica la desviación angular entre el primario y secundario de cada fase.

Las diferencias con los valores de referencia, pueden ser debidas a desplazamientos geométricos entre arrollamientos, generados por fuertes solicitaciones dinámicas.

3.3.2.3 Corriente de excitación (*off line*)

Este ensayo es muy útil para detectar daños en la estructura magnética, aislamiento entre espiras o defectos en el conmutador. Estos defectos provocan cambios en la reluctancia efectiva del circuito magnético, modificando la corriente requerida para forzar un flujo dado a través del núcleo.

La prueba consiste en aplicar un nivel de tensión del lado de alta tensión y medir el valor de la corriente, para compararlo con ensayos anteriores.

3.3.2.4 Impedancia de cortocircuito (*off line*)

La impedancia de cortocircuito del transformador depende, entre otros factores, de la distancia entre las espiras de los arrollamientos. Por ello, este parámetro se mide con el fin de detectar posibles movimientos de los arrollamientos generados en el transporte o en solicitaciones severas durante el servicio.

La medición se realiza de a una fase por vez, para ser comparada con los valores de referencia. IEEE [3] considera que las diferencias son aceptables si permanecen por debajo del $\pm 3\%$.

3.3.2.5 Resistencia de aislamiento de arrollamientos (*on line, off line*)

Este es uno de los ensayos indispensables en las tareas de mantenimiento predictivo, a través del cual se puede verificar el grado de humedad y contaminantes del transformador. También puede dar información importante acerca del estado del aislamiento de los bushing. Para este ensayo se aplica un nivel de tensión continua a cada arrollamiento con los restantes a tierra.

En la actualidad existen sistemas de monitoreo que han incorporado una medición *on line*, que en realidad no es trazable con las mediciones *off line*, aunque obviamente, no deja de ser importante.

3.3.2.6 Capacidad y tgδ de arrollamientos y bushings (*on line*, *off line*)

El deterioro del aislamiento, contaminación o daños físicos pueden originar cambios en los valores de la capacidad de los arrollamientos y bushings. A su vez, cada aislante tiene un determinado nivel de pérdidas dieléctricas. Un buen aislante implica, generalmente, bajas pérdidas dieléctricas. Por el contrario, un nivel elevado de pérdidas puede ser indicativo de problemas en la estructura del aislamiento.

Estas pérdidas pueden ser debidas a contaminación, suciedad o sustancias químicas. El coeficiente que se considera para estimar estas pérdidas, y por lo tanto el estado de la aislamiento, es la tgδ.

El costo de los bushings es poco significativo respecto al del transformador propiamente dicho. Sin embargo una falla en un bushing puede sacar intempestivamente de servicio al transformador. Es por ello que deben ser chequeados periódicamente. Para evaluar el estado de los bushings por medio de las mediciones de capacidad y tgδ, se deben considerar las dos capacidades que presentan (Fig. 2).

Para el caso de los arrollamientos, las mediciones se hacen para tensiones del orden de los 10 kV y, mediante el uso de guardas, es posible medir la capacidad y tgδ entre los diferentes arrollamientos y tierra, tal cual se indica en el ejemplo de la Fig. 3.

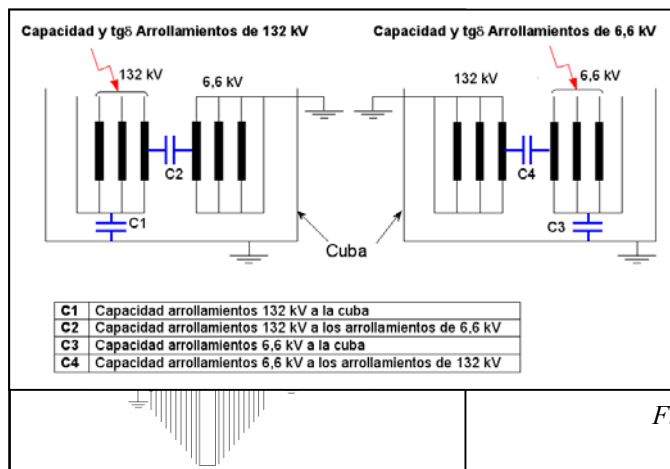


Fig. 3 – Configuraciones para la medición de la capacidad y tgδ

Fig. 2 – Tipología clásica de un bushing

En la actualidad, pueden emplearse sistemas de medición *on line*, que monitorean los valores de capacidad y tgδ de los arrollamientos y bushing, con la ventaja adicional, que dichos valores son a la tensión de servicio.

De acuerdo a IEEE [3], para los bushings las diferencias de los valores de referencia y los medidos no deben ser superiores al 1 %.

3.3.2.7 Descargas parciales (*on line*, *off line*)

Como descarga parcial se entiende cualquier descarga eléctrica que ocurra dentro de un medio aislante, estando dicha descarga restringida solamente a una porción del dieléctrico bajo prueba. De este modo, la descarga sólo produce un deterioro “parcial” de la capacidad de aislación del dieléctrico.

Los principales objetivos de este ensayo son:

- Verificar que el aislamiento del transformador sometido a la tensión de ensayo tenga descargas que no superen cierto nivel.



- Determinar el valor de la tensión a la cual aparecen subiendo (ignición) y desaparecen bajando (extinción).
- Determinar el nivel de descargas a una tensión fija.
- El estudio de la degradación del aislamiento a través del progreso de la magnitud de las descargas.

En la actualidad las descargas parciales en transformadores pueden medirse por métodos eléctricos, acústicos o químicos.

En los métodos eléctricos se miden las descargas en cada fase por vez usando el tap del bushing (si lo tuviese) o collares especialmente diseñados para tal fin. Las mediciones en campo, por lo general, tienen menor sensibilidad que las realizadas en fábrica, por ello no son habituales. No obstante con las nuevas técnicas en el procesamiento de señales, el empleo de modernos sensores de campo [4], y con las precauciones adecuadas, en la actualidad es posible realizar mediciones *on line* precisas y trazables.

Los métodos acústicos detectan la actividad de descargas parciales por medio de sensores que se instalan en el tanque del transformador. Estos métodos además de medir la magnitud de las descargas pueden entregar la ubicación física de las fuentes de descargas parciales.

Finalmente, los métodos químicos han sido los tradicionalmente empleados para comprobar indirectamente la existencia de descargas parciales en el aislamiento, utilizando la información entregada por los gases que aparecen en el aceite.

3.3.2.8 Análisis de Respuesta en Frecuencia (*off line*)

El análisis de respuesta en frecuencia, FRA (Frequency Response Analysis), ha sido exhaustivamente estudiado desde hace varias décadas, y recién en la actualidad ha tomado gran repercusión en el terreno de los transformadores de potencia [5].

Permite verificar la simetría constructiva del transformador comparando las respuestas en frecuencia de las tres fases (primario y secundario) entre sí, cuando son excitadas con una tensión de amplitud constante y frecuencia variable. En este análisis intervienen las inductancias y las capacidades distribuidas.

A partir de ello cada arrollamiento puede modelarse como un cuadripolo, con un puerto de entrada y un puerto de salida, y plantearse las correspondientes ecuaciones de la teoría de cuadripolos (Fig. 4).

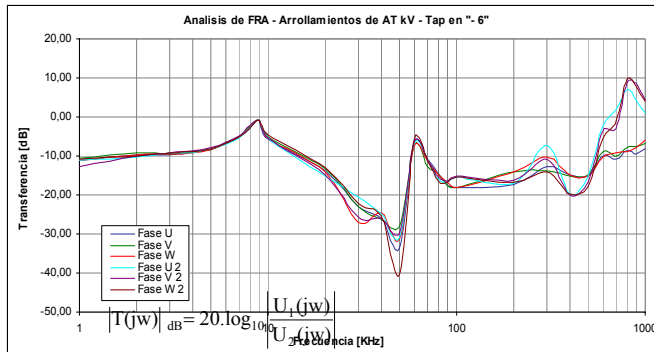
Para las pruebas se aplica una señal de excitación senoidal (U_1) y con una amplitud de 10 V (aprox.), de frecuencia variable, y se mide la tensión U_2 .

El rango de frecuencia de ensayo normalmente es de 10 Hz a 1-10 MHz. A partir de ello se puede obtener el gráfico de Bode de la función de transferencia, para cada una de las fases (Fig. 5).

Dicha representación por sí sola no brinda información sustancial. La importancia de este ensayo se manifiesta cuando las mediciones se realizan para diferentes estados del transformador, por ej., previo al transporte desde la fábrica hasta el lugar del emplazamiento y una vez instalado en su lugar definitivo.

De esta manera dependiendo del rango de frecuencias a las cuales existen discrepancias entre las diferentes mediciones, es posible verificar si hubo cambios en las capacidades distribuidas originadas por el movimiento de los arrollamientos, movimientos del núcleo, etc.. En este sentido, y si bien aún no hay normativas oficiales, existen varios trabajos especializados y publicaciones (particularmente de CIGRÉ) que tratan y continúan profundizando sobre este tema.

En términos generales, cualquier efecto que produzca una alteración en la geometría interna del transformador (transitorios, esfuerzos electrodinámicos, etc.) puede ser evidenciado por la comparación gráfica de las respuestas en frecuencia de los estados anteriores y posteriores al evento.



Regional Ibero-americano del CIGRÉ
Brasil - 20 a 24 de mayo de 2007

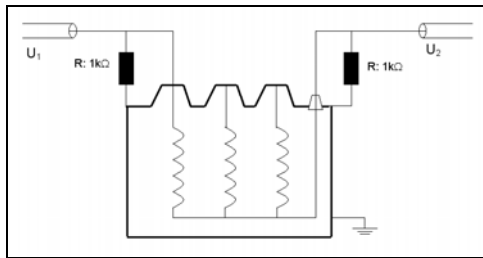


Fig. 5 – Bode para diferentes estados del transformador

Fig. 4 – Modelo circuital del ensayo

5. CONCLUSIONES

Los costos de los transformadores de potencia son muy elevados. Una contaminación no controlada del aceite, una progresiva degradación del papel, una simple falla en un bushing o anomalías en los electroventiladores el sistema de refrigeración, pueden sacar intempestivamente de servicio al transformador.

Sin embargo, y como ha sido demostrado, los costos asociados al mantenimiento predictivo son ínfimos comparados con los del transformador, lucro cesante y demás perjuicios ocasionados.

De aquí reviste la necesidad de efectuar controles periódicos en los transformadores, con el objeto de prevenir fallas intempestivas. Para ello deben considerarse que no hay un único control que informe el estado del aislamiento en su totalidad. Por tal motivo deben seleccionarse el conjunto de ensayos y/o controles que son técnico-económicamente viables, y cuyos resultados sean complementarios e integrables al resto de los controles.

En los últimos tiempos, han surgido varios sistemas y “soluciones” que permiten el monitoreo *on line* de diferentes parámetros característicos de los transformadores, que permiten caracterizar en cierto grado, el estado del aislamiento del transformador en tiempo real. No obstante, no todos los monitoreos *on line* entregan valores comparables con las mediciones equivalentes realizadas en el estado *off line*.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Analysis of Transformer Failures”, W. Bartley. International Association of Engineering Insurers 36th Annual Conference – Stockholm, 2003
- [2] IEEE C57.106-1991, “Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment”
- [3] IEEE P62-1995, “Draft Standard Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus”
- [4] “Experiencias en el desarrollo de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia”, R. Liñán G, J. Ramírez N, A. Pascacio, A Nava G. CIGRE-México, BIENAL 2001.
- [5] WG A2.26 Report “Mechanical condition assessment of transformers winding using Frequency Response Analysis (FRA)” Electra N° 228, October 2006.