

# ENSAYOS DE TRANSFORMADORES DE MEDIDA DE ALTA TENSION PARA EL DIAGNOSTICO DE FALLAS

Daniel Slomovitz, Jorge Fernández, Matilde Liz, Blanca Pereyra

UTE LABORATORIO, Paraguay 2385, Montevideo, URUGUAY  
Fax: +598-2-297710, E.MAIL: LABUTE@CHASQUE.APC.ORG

I CONGRESO LATINOAMERICANO DE GENERACION Y TRASMISION DE ENERGIA ELECTRICA,  
Octubre, 1993, Viña del Mar, Chile.

*Resumen. Se presentan técnicas de ensayo aplicables a transformadores de medida en redes de alta tensión, destinadas a la detección de fallas dieléctricas incipientes. Se analizan distintos métodos de ensayo y se discuten casos reales de transformadores con fallas, evaluándose la sensibilidad de cada método.*

*Se proponen técnicas combinadas para el mantenimiento de este tipo de transformadores, en campo.*

## 1. INTRODUCCION

Los transformadores de medida son equipos importantes en las redes eléctricas de alta tensión. Si bien no son tan costosos como los transformadores de potencia, son esenciales para los sistemas de protección. Por tal motivo, se han realizado grandes esfuerzos para la detección de fallas incipientes en estas máquinas.

Distintos métodos son aplicables para el diagnóstico de dichas fallas. Fundamentalmente pueden dividirse en dos tipos. Métodos de ensayo sobre el aceite del transformador y métodos de ensayo sobre la máquina completa.

En lo relativo a los ensayos sobre el aceite, la experiencia actual presenta una gran variedad de procedimientos y criterios. Existen diferencias en la definición de frecuencias de ensayo y niveles permisibles de degradación del aceite, dependiendo de las aplicaciones, políticas de operación, requisitos de confiabilidad y tipo de sistemas eléctricos.

Por otro lado, el método más común de ensayo de toda la máquina, es la determinación de la tangente delta a tensión reducida [13].

En los próximos capítulos se analizan distintos métodos de ensayo, discutiéndose casos particulares de transformadores averiados.

## 2. ACEITE

El aceite dentro del transformador cumple dos funciones básicas: refrigerante y aislante. Los trabajos de mantenimiento deben vigilar el estado de aceite para el buen cumplimiento de sus funciones. Adicionalmente, es posible determinar el estado de las restantes partes del transformador, mediante técnicas de análisis de gases disueltos en el aceite.

### 2.1. ENSAYOS

#### - ACIDEZ

Es un ensayo que permite la determinación de la formación de productos

ácidos. Es de aplicación simple y constituye una guía real de la condición del aceite. Se expresa mediante el índice de neutralización.

Las normas internacionales (IEC 422) recomiendan un valor menor a 0.5 mg KOH/g. Sin embargo, criterios de mantenimiento empleados por empresas eléctricas aconsejan valores límite menores, de acuerdo al voltaje del equipo, llegando a 0.15 mg KOH/g, para equipos de más de 500 KV.

#### - RIGIDEZ DIELECTRICA

Este es, probablemente, el ensayo más utilizado por ser de muy simple realización. El ensayo es capaz de revelar dos aspectos: la capacidad de la muestra del aceite de soportar altos campos eléctricos, y la cantidad relativa de agua libre, suciedad o partículas conductoras presentes en esa muestra. El ensayo de rigidez, da una idea de la sequedad y limpieza relativas del aceite.

#### - TANGENTE DELTA

Mide la cantidad de productos polares, incluidos los ácidos. En general se realiza a 90 °C. Hay productos que se disuelven a esta temperatura e influyen en el resultado.

#### - TENSION INTERFASIAL

La tensión interfasial da una medida de la concentración de dipolos en el aceite.

La utilidad de este ensayo se debe al hecho de que todas las sustancias extrañas presentes en el aceite, tienen tendencia a bajar la tensión interfasial. Sin embargo, el ensayo no puede distinguir entre los distintos compuestos. Aceites en buen estado, tienen valores de tensión interfasial de aproximadamente 40 mN/m, mientras que aceites envejecidos muestran valores de unos 15 mN/m.

### 3. DETERMINACION DEL ESTADO DEL TRANSFORMADOR

Durante el funcionamiento del transformador, el aceite aislante y la aislación celulósica sufren descomposición química con formación de compuestos gaseosos. Estos gases se disuelven y difunden en el aceite y tienen un perfil de composición característico para cada tipo de falla, así como para el envejecimiento normal de acuerdo a la edad del transformador.

Mediante el análisis cromatográfico periódico de los gases disueltos en el aceite, es posible detectar las fallas, su tipo y severidad, antes de que progresen lo suficiente como para accionar las protecciones tradicionales.

#### 3.1 GASES CARACTERISTICOS

Los gases son generados por tres procesos principales:

1. Degradación térmica (gases característicos: C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>3</sub>H<sub>6</sub>)
2. Arco (gases característicos: H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, CH<sub>4</sub>)
3. Descargas parciales (gases característicos: H<sub>2</sub>)

#### 3.2 DIAGNOSTICO

Existen varios criterios de diagnóstico. Entre los más usados están los de la IEC, Rogers, Dornenburg, Duval, Pugh y Laborelec [8] [15].

Los criterios de IEC, Rogers y Dornenburg utilizan relaciones entre las concentraciones de gases.

El criterio de Duval, calcula la cantidad relativa de cada gas en relación a la suma de los mismos. Fue desarrollado para identificar fallas en equipos que ya presentan problemas, por lo tanto siempre suministra un diagnóstico de defecto, aun cuando la unidad no presente problemas.

El criterio de Laborelec es más completo y considera, además de la composición individual de ciertos gases ( $H_2$ ,  $CO$  y  $C_2H_2$ ) el total de hidrocarburos  $C_2$  y  $C_3$  y la relación entre las concentraciones de  $CH_4$  y  $H_2$ . Este presenta menos casos de inexistencia de diagnóstico.

El criterio de Pugh utiliza el perfil de composición relativa, y es útil en los casos en que los otros criterios no suministren diagnóstico.

#### 4. TRANSFORMADORES CON FALLAS ANALIZADOS

Se describe en este capítulo un caso de transformadores de medida de corriente de la red de transmisión de UTE de 150 kV, en Uruguay. A raíz de problemas reportados en transformadores de igual marca en otros países de Latinoamérica [12] se decidió retirarlos de servicio. Los transformadores generan gases aumentando la presión interna. El deterioro de la aislación junto con alguna situación exigida de servicio llega a producir la explosión de la máquina. El daño debido a esta falla implica, no sólo el costo de reposición de este elemento, sino el costo muy alto por la salida de servicio de la línea y lo que es más grave, el daño que los trozos de cerámica puedan causar en interruptores y otros dispositivos que se encuentren cerca de estos transformadores.

Al disponer de varios de estos transformadores en distintas etapas de deterioro, se pudo realizar un plan de ensayos de laboratorio para determinar correlaciones entre los distintos ensayos y la importancia de cada uno de ellos. Es así que se realizaron ensayos de descargas parciales, tg d, rigidez dieléctrica del aceite y demás análisis convencionales del aceite y análisis cromatográfico de los gases disueltos.

##### 4.1 ENSAYO DE DESCARGAS PARCIALES.

El ensayo se realizó con un puente Enraf Nonius, variándose la tensión de ensayo desde cero a la tensión de servicio del transformador (87 kV) retornando luego a cero. Aquellos transformadores que presentan un valor alto de presión presentan un nivel excesivamente alto de descargas parciales. La tabla 1 resume los resultados de ensayos de descargas parciales. Se muestra el comportamiento de transformadores con distinto grado de defecto. El transformador rotulado A, mantiene un nivel de descargas bajo en todo el rango de tensión, aunque superior a lo admitido por las normas [10] (10 pC máximo). En el otro extremo, el transformador rotulado F comienza a generar un alto nivel de descargas parciales a partir de 35 kV, llegando a valores de 7000 pC a la tensión nominal. Este valor es 700 veces mayor a lo admitido en la norma referida.

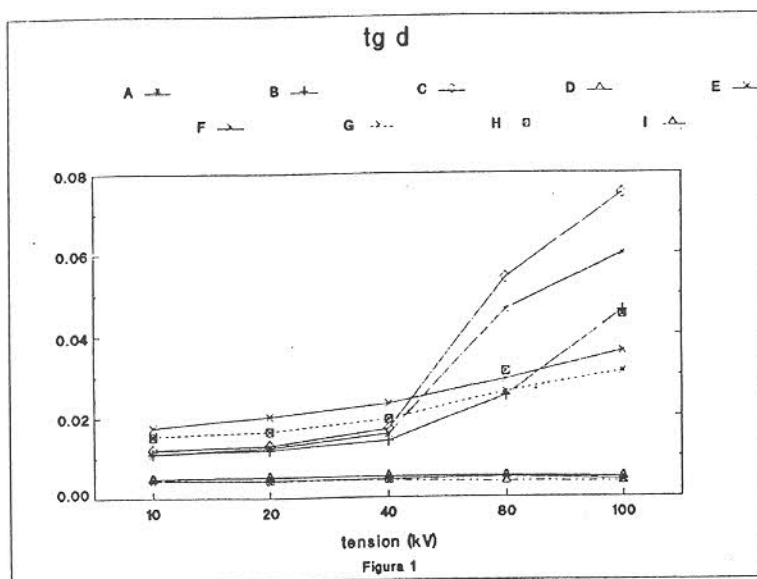
##### 4.2 ENSAYO DE TANGENTE DELTA.

Se determinó el valor de la tg d con un puente Schering para distintas tensiones de ensayo. Clásicamente, en la medición de tg d realizada en campo para determinar el estado de un transformador, se utiliza una tensión de

	Descargas parciales a 86 kV (pC)	Tensión de aparición de las descargas (kV)
Muestra A :	50	-
Muestra B :	6000	37
Muestra C :	6500	35
Muestra D :	50	45
Muestra E :	3000	45
Muestra F :	7000	35
Muestra G :	2500	36
Muestra H :	3500	34
Muestra I :	0	-

Tabla 1

10 kV. Sin embargo, la figura 1 muestra que este parámetro varía considerablemente en función de la tensión de ensayo. En la unidad C, la variación de la tg d entre 10 kV y la tensión nominal, supera el 600%. Por otro lado, el transformador A, no tiene variaciones mayores de tg d, al variar la tensión. Como es conocido, la aparición de descargas parciales produce un crecimiento de la tg d. Esto se corrobora en la curva correspondiente a la unidad C, la cual presenta un fuerte crecimiento a partir de 35 kV, tensión de aparición de descargas parciales.



La comparación de valores de tg d a 10 kV, muestra que los transformadores más deteriorados poseen, en general, mayores valores. La unidad A presenta una tg d de 0.5%, mientras que la unidad C llega al 1.2%. Sin embargo, la unidad E presenta una tg d de 0.018, superior a la del transformador C, mientras que posee menor nivel de descargas parciales. Es muy difícil determinar el estado del transformador sólo en función de la tg d, ya que los valores considerados límites para este tipo de máquinas varían entre 0.9% y 2.0%

dependiendo del modelo [14]. Ateniéndose solo al valor de tg d, se hubiera clasificado como buenas a las unidades A, D e I, siendo que todas presentan un alto contenido de gases combustibles disueltos, con diagnóstico de descargas parciales.

#### 4.3 ENSAYOS SOBRE EL ACEITE

##### Rigidez dieléctrica.

Se determinó la rigidez dieléctrica del aceite de distintas unidades, con bajo y alto nivel de descargas. Todos los resultados fueron superiores a los 70 kV, por encima de lo exigido por las normas (30 kV). Esto muestra que los severos defectos presentados por estos transformadores no afectan el resultado de este ensayo, no aportando ningún dato que pueda ayudar a inferir el estado del transformador.

##### Acidez

Se determinó el índice de neutralización del aceite de los transformadores según Norma IEC 296-82. Todos los resultados obtenidos ( $<0.02$ ) están muy por debajo de los límites recomendados por la Norma IEC 422 (índice de neutralización  $<0.5$  mg KOH/g), no detectándose diferencias apreciables entre los transformadores con distinto grado de defecto.

##### Tensión interfásial

Se determinó la tensión interfásial del aceite de los transformadores de acuerdo con la Norma ASTM D 971-77. Todos los resultados obtenidos ( $>22$  mN/m) están de acuerdo con lo solicitado por la Norma IEC 422 (tensión interfásial  $>15$  mN/m).

##### Contenido de agua.

Se determinó el contenido de agua del aceite de los transformadores según Norma ASTM E 203-75. Todos los resultados ( $<15$  ppm) están dentro de los límites recomendados por la Norma IEC 422 (contenido de humedad  $<30$  ppm).

##### Análisis cromatográfico de gases disueltos.

Se realizó el análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite de todos los transformadores con un equipamiento Mitsubishi. Los resultados obtenidos (tabla 2) mostraron una cantidad de gases combustibles muy superior a las aceptadas [16], con serio peligro de explosión, en algunos casos. Se realizó un diagnóstico tentativo a pesar de que concentraciones tan elevadas distorsionan los resultados. El único criterio que codifica la falla es el de Rogers. Para todos los transformadores el resultado es: descargas parciales de baja densidad de energía.

#### 4.4 DESARMADO DE UNA UNIDAD

Una vez realizados todos los ensayos sobre varios transformadores se desarmó uno de ellos para detectar indicios del tipo de falla. Se eligió la unidad C, que presentaba los valores de descarga muy altos.

Se encontraron acumulaciones de sustancias cerosas en varios puntos entre las distintas capas de la aislación de papel y entre éstas y las pantallas semiconductoras. Así mismo, se detectaron zonas en que el papel estaba ennegrecido. Todas estas zonas indican la presencia de descargas de baja energía. Todas estaban ubicadas en la aislación del bobinado toroidal y en su unión con el cilindro aislante de los cables de salida. Este tipo de



transformador de corriente posee el núcleo en la parte superior. Sin embargo, no se encontró ningún indicio de defectos, en la aislación cilíndrica

	Concentración de gases (ppm)	
	H2	Total
Muestra A :	7300	7900
Muestra B :	78000	110000
Muestra C :	54000	86000
Muestra D :	9600	11000
Muestra E :	80000	125000
Muestra F :	15000	32000
Muestra G :	61000	91000
Muestra H :	46000	61000
Muestra I :	3000	3400

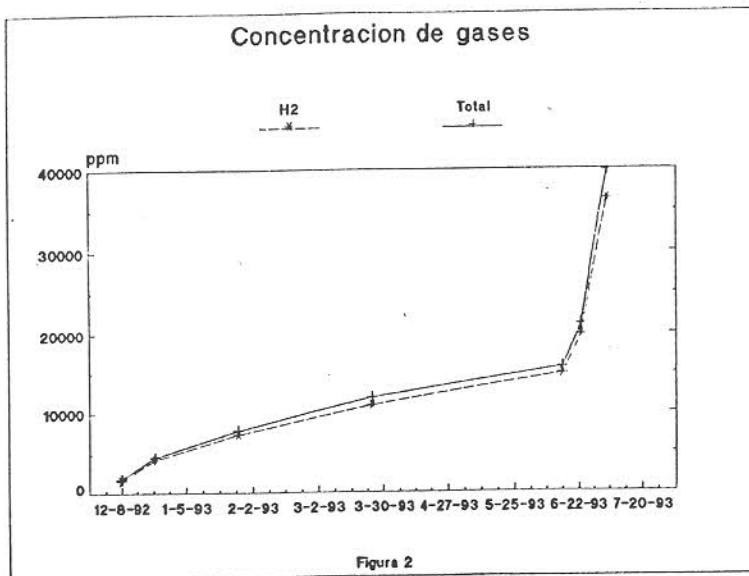
Tabla 2

de los conductores de salida.

Todas las capas semiconductoras se encontraron en perfectas condiciones, así como las pantallas metálicas y el resto de la estructura.

Estos datos indican que las descargas aparecieron por la existencia de altos campos eléctricos en algunas zonas del transformador.

Por otro lado, son descartables algunas hipótesis propuestas, en casos similares de otros países [12], para este modelo de transformador. En tal sentido, se propuso problemas mecánicos de vibración, rotura de sellos que permitiría la entrada de agua, pérdidas de nitrógeno de las bolsas de expansión, etc. El fabricante llegó a exigir un mantenimiento de revisión del nivel de presión de nitrógeno cada 6 meses. Todas estas medidas fracasaron, lo cual es explicable por el diagnóstico expuesto en este trabajo.



#### 4.5 EVOLUCION DE LOS DEFECTOS

Para completar el estudio de la evolución de los defectos, se eligió uno de los transformadores con altos valores de descargas parciales, el que se desarmó, se secó y se le cambió el aceite. Posteriormente, estando esta unidad sin tensión se le realizaron análisis cromatográficos en varias oportunidades durante seis meses. Mediante esos ensayos se determinó una curva de crecimiento natural de la concentración de gases. Esta se debe a que

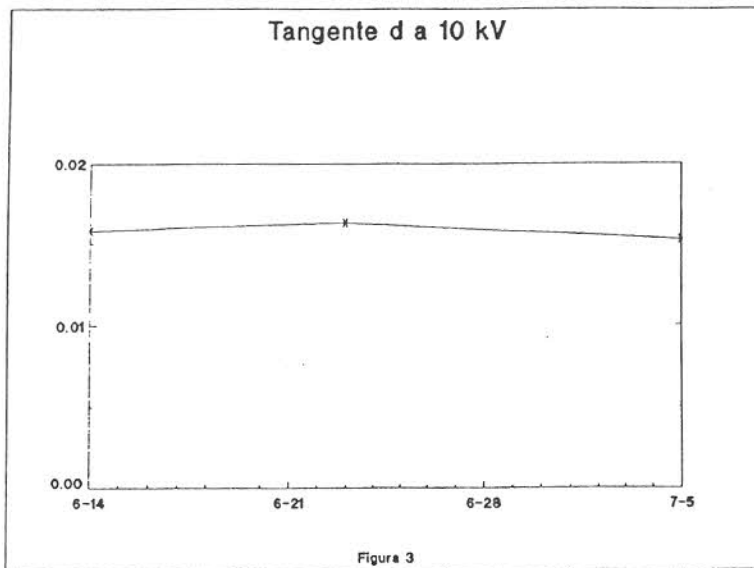


Figura 3

ensayos de tg d y descargas parciales tambien detectaron un cambio pero ambos métodos demostraron tener sensibilidad menor que la del análisis de los gases.

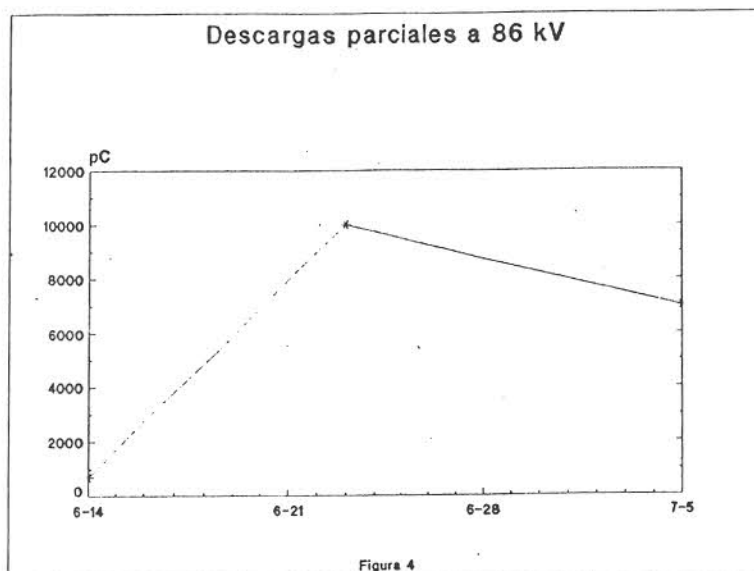


Figura 4

al desgasificar el aceite, los gases atrapados en la aislación sólida del transformador se disuelven en el aceite. Se determinó una tasa de crecimiento de 500 ppm/semana.

Posteriormente se aplicó al transformador la tensión nominal de 87 kV durante 4 semanas y se realizaron ensayos periódicos de tg d, descargas parciales y análisis de gases. Los análisis cromatográficos mostraron un aumento importante en el crecimiento de la concentración de gases, a partir del momento en que se aplicó la tensión. Los

La figura 2 muestra la curva de crecimiento de la concentración de Hidrógeno y de gases totales combustibles, mientras que las figuras 3 y 4 muestran las curvas de crecimiento de tg d y descargas parciales. Inicialmente, el nivel de descargas parciales aumentó rápidamente y luego de unos días se estabilizó, no variando apreciablemente durante el resto del ensayo. Por otro lado, el valor de tg d a 10 kV no varió en forma apreciable durante todo el período que duró la prueba.

## 5. CONCLUSIONES

El modelo de transformador estudiado presenta problemas de fabricación que hacen aparecer descargas parciales, debido a altos campos eléctricos. Los gases generados provocan un aumento de la presión hasta valores excesivamente altos.

El ensayo de tg d a 10 kV, tradicionalmente realizado en campo para determinar el estado de un transformador, demuestra no aportar información suficiente. El método tiene baja sensibilidad para detectar deterioros incipientes en los transformadores, a menos que se realice a otras tensiones

más altas, lo cual es difícil en campo. De los transformadores estudiados, al menos 3 se hubieran clasificado "en buen estado", 3 alrededor del límite y solo 3 en "mal estado". Esto muestra que dicho método de diagnóstico, usado en forma aislada puede conducir a serios errores.

Por otro lado, el trabajo muestra la alta sensibilidad del análisis de los gases disueltos, que permite detectar con anticipación los defectos incipientes en el interior del transformador. Los sistemas de mantenimiento de estas máquinas deberían incluir el análisis de gases disueltos, además de las inspecciones generales y otros ensayos convencionales.

## 6. REFERENCIAS

- [1] IEC 156: Method for the Determination of the Electric Strength of Insulating Oils.
- [2] IEC 247: Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor and d.c. resistivity of insulating liquids.
- [3] IEC 250: Recommended methods for the determination of the permittivity and dielectric dissipation factor of electrical insulating materials at power, audio and radio frequencies including metre wavelengths.
- [4] IEC 296: Specification for Unused Mineral Insulating Oils for Transformers and Switchgear.
- [5] IEC 422: Maintenance and Supervision Guide for Insulating Oils in Service.
- [6] IEC 475: Method of Sampling Liquid Dielectrics.
- [7] IEC 567: Guide for the Sampling of Gases and Oil from Oil-filled Electrical Equipment and for the Analysis of Free and Dissolved Gases.
- [8] IEC 599: Interpretation of the Analysis of Gases in Transformers and other Oil-filled Electrical Equipment in Service.
- [9] IEC 733: Determination of Water in Insulating Oils, in Oil-impregnated Paper and Pressboard.
- [10] IEC 44-4: Instruments transformers, Part 4: Measurement of partial discharges.
- [11] ISO 6295: Petroleum Products. Mineral Oil Determination of Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method.
- [12] "Explosión transformadores de corriente subestación San Carlos 230 kV. Pedido ISA 1018 tipo IH-245", Documento no. GO-002, Medellín, Colombia, diciembre ed 1990. Interconexión Eléctrica S.A.
- [13] "Experiencia em regeneracao de isolamento impregnado de transformadores de corrente de alta e extra-alta tensao com alto valor de perdas dieletricas", Vasiliy I. Shkola, Divisao de Apoio a Manutencao do Departamento de Transmissao, Brasil. Colaboracao de Furnas-Centraais Eletricas S.A. CIER, 1971.



- [14] "Doble testing of instrument transformers", D. J. Kopaczynski, M. Rivers, Doble Engineering Company, 1983.
- [15] "A review of methods for examining the analysis of gases in oil filled electrical equipment, with observations on the concentrations found and their dependence on time", I. Davies, Central Electricity Generating Board, South Eastern Region, November 1975.
- [16] "Instrument transformers technology and service behaviour checking and monitoring", CIGRE Working Group 07, Electra No 124, pp. 80-89.