



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



**Mantenimiento Basado En La
Condición De Operación Para
Transformadores De Potencia**

TESIS

**QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICÍSTA
ÁREA: ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

PRESENTA:

MARTÍNEZ MARTÍNEZ RAFAEL

ASESOR:

M. en C. RODRIGO OCON V.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



DEDICATORIAS

A MIS PADRES

Que siempre me han apoyado incondicionalmente me enseñaron el buen camino de la vida y que con sus bendiciones me acompañan siempre.

A MIS HERMANOS

Que siempre me ayudaron para que continuara con mis estudios y siempre dándome el mejor de los consejos.

A MI FAMILIA

Que son mi inspiración para que terminara esta meta y darles un ejemplo y motivarlos para que logren las suyas.

A YADIRA

Por estar conmigo en los momentos difíciles y apoyarme incondicionalmente gracias amor.



AGRADECIMIENTOS

A LA UNAM.

Por darme las herramientas para conseguir mis metas.

A MIS PROFESORES.

Por brindarme sus conocimientos y experiencias.

A TODOS MIS AMIGOS Y COMPAÑEROS.

Marco, Edgar, John y Josa Por su amistad, apoyo Y cariño.

AL M. en C. RODRIGO OCON VALDEZ.

*Por darme la oportunidad y el apoyo de dar el último pasó de esta meta, y así continuar con muchas más.
¡Gracias!*

Hay una fuerza motriz más poderosa que el vapor, la electricidad y la energía atómica: la voluntad

Albert Einstein.



MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONDICIÓN DE OPERACIÓN, PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

INDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
JUSTIFICACIÓN.....	2
OBJETIVOS.....	3
BREVE DESCRIPCION DE LA TESIS.....	4

CAPITULO I

FUNDAMENTOS DEL TRANSFORMADOR.

1.1. Leyes fundamentales.....	5
1.1.1. Ley Faraday.....	5
1.1.2. Ley Lenz.....	6
1.1.3. Ley Ampere.....	7
1.2 Definición del transformador.....	8
1.2.1. Principio de operación del transformador.....	8
1.2.2. Operación del transformador con carga.....	14
1.2.3. Circuitos equivalentes.....	16
1.3. Principales conexiones de los transformadores.....	17
1.3.1. Conexión de transformadores trifásico.....	17
1.3.2. Conexión delta - delta.....	18
1.3.3. Conexión delta abierta - delta abierta.....	18
1.3.4. Conexión estrella - delta.....	19



1.3.5. Conexión estrella - estrella.....	19
1.3.6. Conexión de transformadores en paralelo.....	19
1.4. Polaridad del transformador.....	21
1.4.1. Prueba de polaridad.....	21

CAPITULO II

CONSTRUCCION DEL TRANSFORMADOR.

2.1. Construcción del Transformador.....	23
2.2. Circuito magnético (Núcleo).....	23
2.2.1. Tipo Columnas.....	24
2.2.2. Tipo Acorazado.....	24
2.3.-Circuito eléctrico (Devanados).....	26
2.3.1. Bobinas Discoidales.....	26
2.4. Sistema aislante.....	29
2.4.1. Clasificación de materiales aislantes.....	30
2.4.2. Aislamiento Liquido.....	31
2.4.2.1. Aceites Minerales.....	31
2.4.2.2. Siliconas.....	32
2.5. Métodos de Enfriamiento del Transformador.....	32
2.6.-El Tanque.....	33
2.6.1. Accesorios.....	33

CAPITULO III

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

3.1.-Mantenimiento de Transformadores de Potencia.....	45
3.2.-Tipos de Mantenimiento.....	46



3.2.1. Mantenimiento Preventivo.....	48
3.2.2. Mantenimiento Predictivo.....	49
3.2.3. Mantenimiento Correctivo.....	49
3.3.-Mantenimiento Programado.....	50
3.3.1. Revisión Mensual.....	51
3.3.2. Revisión Trimestral.....	51
3.3.3. Revisión Anual.....	52
3.4.-Mantenimiento basado en la condición de operación.....	54
3.5.-Mantenimiento centrado en la confiabilidad.....	56

CAPITULO IV

PRUEBAS PARA LA VERIFICACION DE LA CONDICION DEL EQUIPO

4.1.-Pruebas para la verificación de la condición del equipo.....	58
4.2.-Factor de Potencia del Aislamiento.....	60
4.2.1. Fundamento Teórico.....	60
4.2.2. Análisis de Resultados.....	65
4.3.-Pruebas del Aceite Aislante.....	67
4.3.1. Introducción.....	67
4.4.-Pruebas de Rigidez Dieléctrica del Aceite.....	68
4.4.1. Fundamento Teórico.....	68
4.4.2. Análisis de Resultados.....	69
4.5.-Prueba de Acidez del Aceite.....	71
4.5.1. Fundamento Teórico.....	71
4.5.2. Análisis de Resultados.....	71



4.6.-Prueba de Color del Aceite.....	73
4.6.1. Fundamento Teórico.....	73
4.6.2. Análisis de Resultados.....	73
4.7.-Prueba de Tensión Interfacial del Aceite.....	74
4.7.1. Fundamento Teórico.....	74
4.7.2. Análisis de Resultados.....	74
4.8.-Prueba de Humedad Residual.....	77
4.8.1. Fundamento Teórico.....	77
4.8.2. Análisis de Resultados.....	78
4.9.-Prueba de Factor de Potencia en Aceites.....	79
4.9.1. Fundamento Teórico.....	79
4.9.2. Análisis de Resultados.....	79
4.10.-Prueba de Impedancia de Corto Circuito.....	81
4.10.1. Fundamento Teórico.....	81
4.10.2. Análisis de Resultados.....	81
4.11.-Prueba de Resistencia de Aislamiento.....	82
4.11.1. Fundamento Teórico.....	82
4.11.2. Análisis de Resultados.....	83
4.12.-Prueba de Relación de Transformación.....	86
4.12.1. Fundamento Teórico.....	86
4.12.2. Análisis de Resultados.....	87
4.13.-Prueba de Resistencia de Devanados.....	88
4.13.1. Fundamento Teórico.....	88
4.13.2. Análisis de Resultados.....	89
4.14.-Medición de la Corriente de Excitación.....	91
4.14.1. Fundamento Teórico.....	91



4.14.2. Análisis de Resultados.....	94
4.15.-Factor de Potencia, Pérdidas y Capacitancia del Bushing.....	96
4.15.1. Fundamento Teórico.....	96
4.15.2. Análisis de Resultados.....	98
4.16.-Análisis de Gases Disueltos.....	100
4.16.1. Fundamento Teórico.....	100
4.16.2. Análisis de Resultados.....	109
4.17.-Análisis Termográfico.....	113
4.17.1. Fundamento Teórico.....	113
4.17.2. Análisis de Resultados.....	115
4.18.-Análisis de Vibraciones.....	117
4.18.1. Fundamento Teórico.....	117
4.18.2. Análisis de Resultados.....	118
4.19.-Análisis de Barrido de Frecuencia.....	119
4.19.1. Fundamento Teórico.....	119
4.19.2. Análisis de Resultados.....	121
4.20.-Grado de Polimerización (DP).....	124
4.20.1. Fundamento Teórico.....	124
4.20.2. Análisis de Resultados.....	125
4.21.-Análisis de Furanos.....	127
4.21.1. Fundamento Teórico.....	127
4.21.2. Análisis de Resultados.....	129
4.22.-Descargas Parciales.....	130
4.22.1. Fundamento Teórico.....	130
4.22.2. Análisis de Resultados.....	137



CAPITULO V

EJEMPLOS DE EVALUACION DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

5.1. Ejemplo 1.....	138
5.1.1. Introducción.....	138
5.1.2. Descripción de la Falla.....	139
5.1.3. Pruebas que se le realizaron.....	140
5.1.4. Conclusiones.....	143
5.2. Ejemplo. 2.....	144
5.2.1. Introducción.	144
5.2.2. Descripción de la Falla.....	144
5.2.3. Pruebas que se Realizaron.....	145
5.2.4. Conclusiones.....	146
CONCLUSIONES.....	147
BILIOGRAFIA.....	148



I INTRODUCCION

Actualmente se requiere transportar grandes cantidades de fluido eléctrico desde las fuentes de generación hasta los centros de consumo, no sería concebible sin el desarrollo de ciertos equipos eléctricos como es el caso característico de los transformadores.

Como la demanda eléctrica han ido en aumento, la industria eléctrica también ha tenido un mayor crecimiento; entonces, la dificultad de trasladar este tipo de energía de un lugar a otro fue haciéndose más evidente, pues en sus principios se generaba corriente directa a baja tensión para alimentar los circuitos de alumbrado y de fuerza motriz; esto hacía sumamente ineficiente la transmisión de grandes bloques de energía.

Se vio entonces la necesidad de elevar la tensión en los centros de generación para llevar a cabo la transmisión de energía y reducirlos a los centros de carga y de consumo.

El dispositivo ideal para llevar a cabo este proceso es el transformador, cambiándose con ello el uso de corriente directa a corriente alterna, dado que el transformador solo funciona con corriente alterna.

Las grandes plantas de generación o estaciones centrales generan energía en forma masiva, la cual luego es transmitida a subestaciones en puntos cercanos a los sitios donde será utilizada.

La energía es distribuida desde las subestaciones hasta los usuarios dentro de la variedad de tipos de transformadores que existen, este trabajo se enfoca principalmente los denominados de "potencia" (mayores de 5000 KVA)¹.

¹ De acuerdo a la norma IEEE-C57-12-00-2006



II PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La realidad del sector eléctrico como cualquier sector de producción, ha requerido el uso eficientemente de los transformadores de potencia, por lo que el mantenimiento ha sido dirigido como parte importante del negocio para mantener la disponibilidad y calidad en las etapas de producción.

La operación correcta y el mantenimiento oportuno de los transformadores constituyen el negocio de cualquier empresa, más aún cuando se toman decisiones oportunas para evitar las salidas de las instalaciones o partes funcionales no programadas, por lo que la ingeniería debe enfocarse en darle una visión a las empresas tomando en cuenta las actividades de mantenimiento, desarrollando técnicas proactivas que permitan mantener e incrementar la confiabilidad de los equipos y la fiabilidad funcional en el sistema.

La falta de modernización de los equipos y reposición de los mismos sea por su régimen de operación, condición operativa o tiempo de vida del equipo, han ocasionado programas de mantenimiento caducos y no acordes a la necesidad de la empresa en términos de disponibilidad.

Todo ello ha desembocado en la ocurrencia de fallas severas que ocasionan interrupciones no planificadas en el servicio eléctrico y que a la postre significan paralización en la producción y deterioramiento prematuro del equipamiento.

Disminuyendo los ingresos económicos de cualquier empresa por desviaciones de los estándares de desempeños de los equipos en operación.

Es importante realizar un plan de mantenimiento oportuno y que permita evitar salidas de equipos por causas eventualmente prevenibles, que logre en términos de confiabilidad mantener y mejorar la calidad de servicio.

En resumen, podemos caracterizar los beneficios de la implantación del programa de mantenimiento en beneficios directos, reducción de los costos de reparación, tiempo fuera de servicio con sus costos involucrados e indirectos.

El éxito de un programa de mantenimiento basado en la condición de operación es tener datos de prueba que nos dan una idea clara del proceso de deterioración que se efectúa en el equipo. Si los datos de un mantenimiento correcto no son registrados, entonces se pierde todo el propósito de la planeación del mantenimiento basado en su condición.



III OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL.

El objetivo principal del presente proyecto es desarrollar un plan de mantenimiento predictivo que tenga la virtud de optimizar la frecuencia y actividades de mantenimiento en los transformadores de potencia, utilizando para este fin, mantenimiento basado en la condición de operación.

OBJETIVOS PARTICULARES.

Descubrir los tipos y metodologías de las pruebas modernas utilizadas para pruebas en campo de transformadores de potencia.

Satisfacer el deseo de elaborar un material que sea accesible a toda persona que tenga conocimiento de electromagnetismo.

Mostrar las metodologías y precauciones necesarias, cuando se realicen pruebas que requieran la aplicación de un voltaje en sus terminales ó cuando opere en vacío ó bajo carga.

Que sirva de motivación a la persona que lo consulte para conocer más aspectos de construcción y mantenimiento de operación del transformador.

Mostrar ejemplos de aplicación reales de diagnostico a transformadores de potencia.



IV BREVE DESCRIPCIÓN DE LA TESIS

Esta tesis consta de 5 capítulos que se describen brevemente a continuación:

El capítulo 1. Describe una síntesis de las leyes fundamentales del transformador, así como su principio de operación, conexiones y aplicaciones en estos.

El capítulo 2. Se menciona la construcción del transformador de potencia así como sus componentes principales y accesorios.

El capítulo 3. Explica los diferentes tipos de mantenimiento, su importancia en los transformadores de potencia y las diferencias en estas así como los aspectos básicos del mantenimiento de transformadores

El capítulo 4. Se desarrolla las principales pruebas que se hacen a los transformadores en sitio para la verificación de la condición del equipo.

El capítulo 5. Se presentan algunos ejemplos de diferentes pruebas en transformadores de potencia para así poder determinar su tipo de mantenimiento o decidir si se retira de servicio.



CAPITULO I

1.1 LEYES FUNDAMENTALES

Desde que, en 1831, Faraday descubriera la forma de producir corrientes eléctricas por inducción, se ha convertido en una de las formas de energía más importantes para el desarrollo tecnológico debido a su facilidad de generación, distribución y al gran número de aplicaciones que tiene.

1.1.1. LEY DE FARADAY

Esta indica que siempre que se mueve un alambre a través de las líneas de fuerza de un campo magnético, se genera en este (alambre) una corriente eléctrica, misma que es proporcional al número de líneas de fuerza cortadas en un segundo¹.

Se sabe que un campo eléctrico puede producir un campo magnético. Se entiende que el caso inverso también es cierto: un campo magnético puede dar lugar a un campo eléctrico. La inducción electromagnética es el fenómeno que origina la producción de una diferencia de potencial eléctrico (o voltaje) en un medio o cuerpo expuesto a un campo magnético variable.

Es así que cuando dicho cuerpo es un conductor se habla de la existencia de una tensión inducida. Este fenómeno fue descubierto por Michael Faraday quién lo expresó matemáticamente indicando que la magnitud del voltaje producido es proporcional a la variación del flujo magnético. Esto es válido tanto para el caso en que el la intensidad del flujo varíe, o que el cuerpo conductor se mueva respecto de él.

$$E = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (1)$$

Donde:

E= Fuerza electromotriz en voltios

Φ = Flujo magnético en Weber

t= Tiempo en segundos.

N= Numero de vueltas.

Así, la inducción electromagnética es el principio fundamental sobre el cual operan transformadores, generadores, motores eléctricos y la mayoría de las demás máquinas eléctricas.

¹ NMX-J-284-ANCE-2006



1.1.2. LEY DE LENZ.

Ley de Lenz que establece que: "La corriente inducida en un circuito cerrado posee un sentido tal que genera a través de su propio circuito un campo magnético que se opone a toda variación del campo magnético principal que la origina". Habiendo analizado cómo se produce una Fem. Inducida en un conductor cuando se lo somete a la acción de un campo magnético variable. (Figura 1) corresponde ahora observar la dirección que toma esta corriente bajo la influencia del campo citado. Dijimos que el sentido de circulación de la corriente dependía del polo del imán que enfrentaba al solenoide y de la dirección del movimiento del imán.

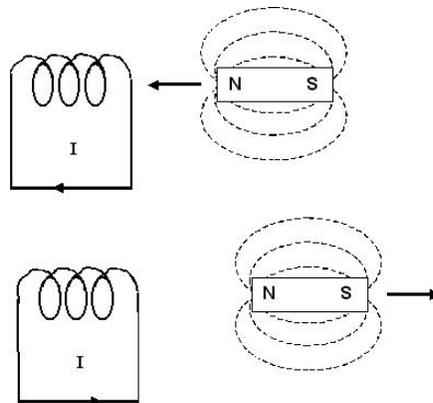


Fig. 1 inducción de una corriente mediante el movimiento de un imán dentro de una bobina

Para propósitos prácticos, la ley de Lenz puede simplificarse con la regla de la mano derecha (generador) para determinar la dirección de una fem inducida o corriente (convencional). Extendiendo el dedo pulgar, el índice y el medio, de la mano derecha, en ángulos rectos uno a otro, y haciendo índice = flujo y pulgar = movimiento del conductor, entonces, el dedo central = dirección de la fem o corriente.

Matemáticamente se puede expresar como:

$$E = -\frac{d\Phi}{dt} \quad (2)$$

E= Fuerza electromotriz en voltios

Φ = Flujo magnético en Webber

t= Tiempo en segundos

El signo - es debido a la Ley de Lenz.



1.1.3. LEY DE AMPERE.

Implica la descripción básica de la relación existente entre la electricidad y el magnetismo, desarrollada a través de afirmaciones cuantitativas sobre la relación de un campo magnético con la corriente eléctrica o las variaciones de los campos eléctricos que lo producen. Se trata de una ley que es generalmente constatable dentro del uso formal del idioma del cálculo matemático: la línea integral de un campo magnético en una trayectoria arbitrariamente elegida es proporcional a la corriente eléctrica neta adjunta a la trayectoria.

Ampère diseñó entonces un experimento en el que éste fuera neutralizado. Así encontró el verdadero efecto que tenía la corriente eléctrica sobre la aguja imantada: ésta siempre se alinea en una dirección perpendicular a la dirección de la corriente eléctrica.

Arreglo dos partes rectas de dos alambres conductores que están unidos en sus extremos con dos pilas voltaicas, en direcciones paralelas. Un alambre estaba fijo y el otro suspendido sobre puntos, de manera que pudiera moverse hacia el alambre fijo o separarse de él, pero siempre paralelo a él. Observé entonces que cuando hacía pasar una corriente de electricidad en ambos alambres simultáneamente, se atraían cuando las corrientes tenían el mismo sentido y se repelían cuando tenían sentidos opuestos. (Figura 2)

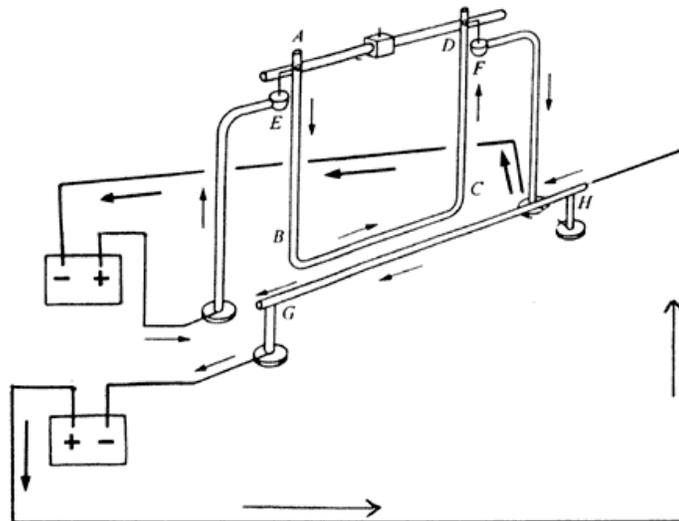


Fig.2. Esquema del experimento con el que Ampère descubrió que dos alambres (el GH y el BC) que conducen electricidad ejercen fuerza entre sí.



Ampère determinó también que estas fuerzas entre los alambres que conducían corriente eléctrica se debían a campos magnéticos: un alambre que conduce electricidad crea un campo magnético a su alrededor y el otro alambre, que también conduce corriente eléctrica, experimenta una fuerza.

Es decir, propuso que el magnetismo que produce la corriente eléctrica en uno de los alambres genera a su vez una fuerza sobre el otro alambre que conduce electricidad. Pudo verificar que estas fuerzas no se debían a las cargas eléctricas que circulaban por cada uno de los alambres.

A partir de sus experimentos Ampère encontró que las fuerzas entre los alambres dependen de la magnitud de las corrientes que circulan por ellos. A mayor corriente en cada alambre, mayor será la magnitud de la fuerza.

Posteriormente, Ampère descubrió que aun si los alambres no eran paralelos también había fuerzas entre ellos si ambos conducían corriente eléctrica, y que las características de estas fuerzas dependían de la colocación geométrica en que se encontraran. Ampère encontró cómo calcular la fuerza electromagnética entre dos conductores de electricidad que tuvieran posiciones y formas arbitrarias. Esto se ha llamado la ley de Ampère y es una de las leyes fundamentales del electromagnetismo.

En resumen, como consecuencia de los trabajos de Oersted y Ampère se descubrió que una corriente eléctrica tiene efectos magnéticos idénticos a los que produce un imán. Además, de la misma forma en que hay fuerzas entre imanes, también existen fuerzas entre alambres que conducen corrientes eléctricas.

1.2. DEFINICION DE TRANSFORMADOR.

Los transformadores se definen como dispositivos eléctricos estáticos que por inducción electromagnética transfieren energía eléctrica, de uno o más circuitos, a la misma frecuencia, transformando usualmente los valores de tensión y corriente.

1.2.1. PRINCIPIO DE TRANSFORMADOR.

Sabemos por la teoría de inducción electromagnética que en un circuito eléctrico conectado por un flujo magnético variable se induce una fuerza electromotriz; esto se puede ver en el siguiente ejemplo:



Si las terminales de una bobina aislada (Fig.3) se conectan a un galvanómetro y un campo magnético actúa sobre ella, generando éste mediante una barra imanada introducida en la bobina, el galvanómetro se desviará momentáneamente y luego volverá a su posición de reposo, lo que demuestra que temporalmente se ha generado una fuerza electromotriz en la bobina.

Cuando el flujo que atraviesa la bobina deja de variar, esta fuerza electromotriz deja de existir. Si se investigan las causas de ello se encuentra que la dirección de esta fuerza electromotriz inducida es la que indica la figura y si genera una corriente será de dirección tal que repela la barra imanada hacia fuera de la bobina, o sea que se opone a que penetre en ella. Si se retira la barra del interior de la bobina (Figura.4) el galvanómetro volverá a desviarse momentáneamente como antes, pero ahora en sentido contrario.

La dirección de la fuerza electromotriz es en este caso tal que, si se produce una corriente, esta tenderá a oponerse a que la barra magnética sea retirada de la bobina.

La fuerza electromotriz es en todos los casos transitoria y cesa en cuanto deja de variar el flujo que la bobina corta. Si se mide con cuidado el valor de la fuerza electromotriz se deduce que depende:

- a).- Del número de espiras N de la bobina.
- b).- De la rapidez con que varía el flujo que corta la bobina.

Así pues la fuerza electromotriz está dada por la expresión: (ec.3)

$$E = - \frac{\Delta \Phi}{\Delta t} \times 10^{-8}$$

(3)

En donde:

$\Delta \Phi$ = Al incremento del flujo en Maxwell durante un incremento de Δt

(-) El signo menos indica que la fuerza electromotriz está en oposición con la causa que la produce.

$\frac{\Delta \Phi}{\Delta t}$ = valor promedio de la variación de flujo, de modo que pueda decirse que la fuerza electromotriz es directamente proporcional al número de vueltas y a la velocidad de variación del flujo.

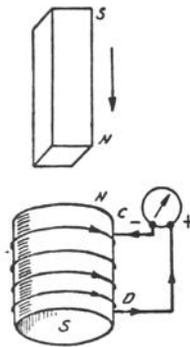


Fig.3 Al introducir el imán en el solenoide, en ese extremo se origina un polo magnético de igual sentido que el del imán.

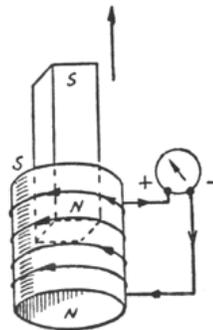


Fig. 4. Al retirar el imán del solenoide, en éste se induce un polo magnético contrario al del Imán.

Cuando el flujo no varía de una manera uniforme sino su velocidad de variación, cambia de un momento a otro, la fuerza electromotriz inducida se puede calcular también, si se conoce el valor instantáneo de la velocidad de variación del flujo, ésta condición se cumple en los transformadores en los que el flujo varía en función siguiendo una ley senoidal.

Cuando el flujo se acerca al valor cero, la velocidad de variaciones es máxima, y cuando el flujo llega a su valor máximo la velocidad de variación es nula. Para un flujo variable la fórmula de la fuerza electromotriz se escribirá: (ec 4)

$$E = -N \frac{d\Phi}{dt} \quad (4)$$

Con la ecuación anterior se demuestra la ley de inducción electromagnética conocida como ley de Lenz que dice que el sentido de la fuerza electromotriz inducida es siempre tal que la corriente



generada por ella y su campo magnético tiene la dirección opuesta a la causa que la origina, de esto ya dijimos que el signo menos en la fórmula.

El funcionamiento del transformador eléctrico de corriente alterna, se basa en el principio descrito y se aplica de la siguiente manera. (Figura 5)

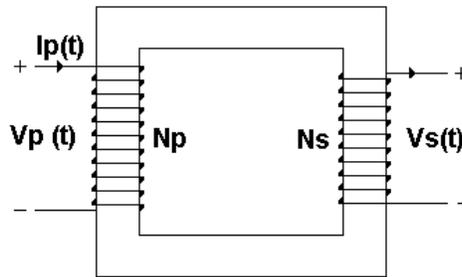


Fig.5. Transformador eléctrico.

E (~) Voltaje alterno aplicado en las terminales del devanado primario.

I_p = Corriente de magnetización.

\emptyset = Campo magnético.

V_p = Voltaje alterno inducido en el devanado primario.

N_p = Número de vueltas del devanado primario.

V_s = Voltaje alterno inducido entre las terminales del devanado secundario.

N_s = Número de vueltas del devanado secundario.

Al aplicarse un voltaje (e (~)), entre las terminales del devanado primario, empieza a circular por las vueltas de la bobina una corriente I_p , ocasionando con ello la aparición de una f.m.m. (fuerza magnetomotriz= NI amperes-vuelta), que provoca una circulación de flujo magnético (\emptyset), a través del núcleo de hierro; este flujo es abrazado por la bobina primaria y secundaria. Por las características de la corriente alterna de alimentación, el flujo varía de (0), a máximo (\pm) a (0), al pasar el tiempo, induciendo con ello una Fem. en los devanados. Confirmándose la ecuación de campos de Maxwell, que dice:

Un campo eléctrico, es inducido cuando en su vecindad un campo magnético está variando en el tiempo, esta ecuación tiene como antecedentes las leyes de Faraday y Lenz. La de Faraday establece



que una Fem, es inducida en un circuito eléctrico, cuando el eslabonamiento de flujo magnético del circuito esta variando con respecto al tiempo.

La magnitud de la Fem. Inducida en cada uno de los devanados, puede deducirse de la forma siguiente: Si analizamos en el devanado primario la relación entre la Fem. Aplicada ($e(\sim)$) y el flujo magnético resultante $\Phi = f.m.m. = IN$, tendremos gráficamente:

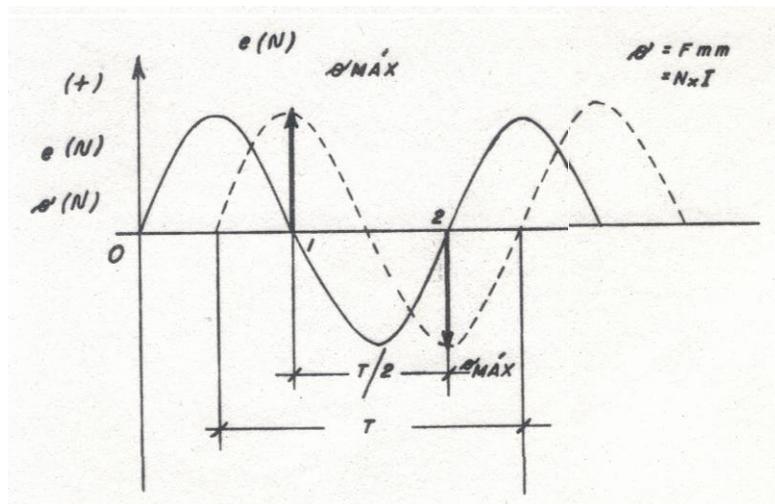


Fig. 6. Relación de la Fem aplicada y el flujo magnético

Relacionando las leyes de Faraday-Lenz a esto se tiene que la f.e.m. inducida en una espira de cualquiera De los devanados.

$$e_{le} = - \frac{d\Phi}{dt} \tag{5}$$

Por otro lado si analizamos los términos de la ecuación, se observa que Φ varía de $(0, \pm \Phi \text{ máx. } 0)$ y vemos que Φ es máxima en los puntos 1 y 2 de la grafica, asimismo, que esto es (2) máximos se alcanzan en un semi-ciclo.

$$\frac{1}{2} \text{ periodo} = \frac{T}{2} = \frac{T}{2} = \frac{1}{2f} \tag{6}$$



Sustituyendo estos valores en (5) se tiene:

$$e_{1e} = -\frac{d\phi}{dt} = -\frac{2\phi_{max}}{\left(\frac{t}{2} = \frac{1}{2f}\right)} = -4f\phi \quad (7)$$

Considerando que e (-) de alimentación es senoidal y por tanto la f.m.m. y/o ϕ resultante también lo será, podemos afectar a la ecuación (8) del factor de la forma: para este tipo de onda (factor de forma onda senoidal= 1.11), por tener cualesquiera de los devanados un número (N) de espiras se determina que la f.e.m. inducida, tendrá un valor de:

$$e = (e_{1e} = 4f\phi_{max}) \times 1.11 \times N$$

$$e = 4.44Nf\phi_{max} = -4.44 N f A B_{MAX} \quad (\text{Volts}) \quad (8)$$

Considerando estas ecuaciones en el sistema MKS

f = Frecuencia de la fuente de alimentación (Hz)

$\phi_{m\acute{a}x}$ = Número de líneas de flujo magnético (webers)

A = Sección transversal del núcleo (m^2).

B = Densidad de flujo magnético (webers/ m^2).

Como se observa el valor del voltaje inducido, depende directamente del número de vueltas de la bobina (a mayor número de vueltas corresponderá mayor voltaje inducido), de la frecuencia de la fuente de alimentación y de la densidad del flujo magnético.



1.2.2. OPERACIÓN DE UN TRANSFORMADOR CON CARGA.

Si las terminales del primario de un transformador se conectan a una fuente de voltaje, y las terminales del secundario se conectan a una carga, tal como se muestra en la figura.7

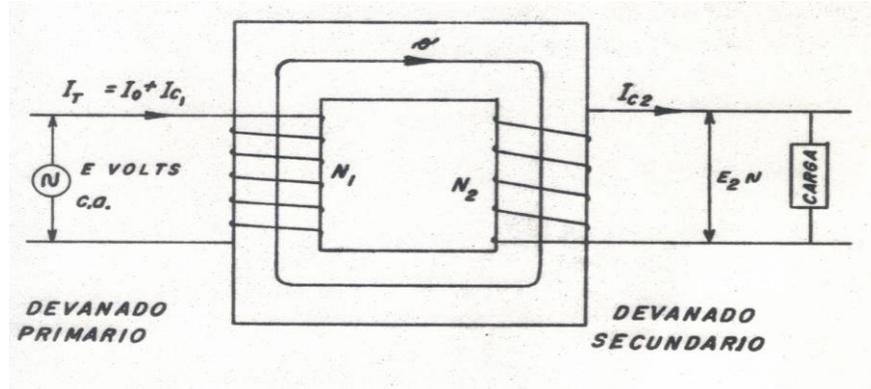


Fig. 7 Transformador con carga.

Una corriente (I_{c2}), empieza a circular del devanado secundario a la carga, a la vez el devanado primario, demanda más corriente de la fuente (I_{c1}). En este momento la corriente que circula por el devanado primario tiene un valor de ($I_T = I_0 + I_{c1}$), asimismo, los voltajes en el primario y secundario mantienen su valor muy aproximadamente igual al que tienen cuando el transformador está sin carga.

El valor I_0 , es aproximadamente igual al 1% de la corriente nominal del transformador. El total de la f.e.m. inducida será proporcional al número de espiras en el devanado, esto es:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \tag{9}$$

Donde:

E_1 y E_2 son las fuerzas electromotrices inducidas y N_1 y N_2 son los números de espiras en el primario y secundario respectivamente.

En el transformador ordinario, el voltaje terminal difiere de la f.e.m. inducida sólo por un pequeño porcentaje, así que para fines prácticos se puede escribir:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} \tag{10}$$



Donde:

U_1 y U_2 son los voltajes terminales o tensiones del devanado primario y secundario respectivamente.

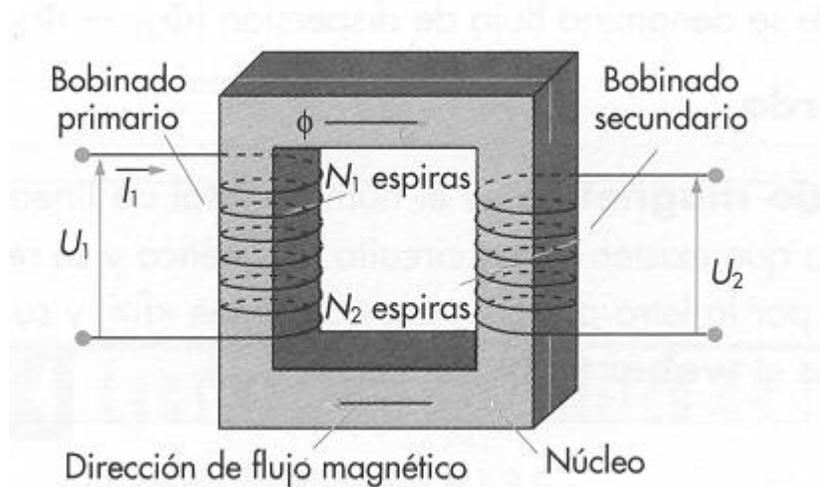


Fig. 8 U_1 y U_2 son los voltajes o tensiones de los devanados.

De esta fórmula se deduce que las veces que el número de espiras en el devanado secundario, tantas veces la tensión del devanado primario es mayor (o menor) que la del secundario.

La diferencia entre la f.e.m. y la tensión en el devanado primario del transformador se hace particularmente pequeña, cuando el devanado secundario es abierto y la corriente en éste es igual a cero (trabajo en vacío) y por el devanado primario pasa solo una corriente insignificante que se denomina corriente de trabajo en vacío, en este caso la tensión en los bornes del devanado secundario es igual a la f.e.m. que se indica en éste. El número de veces que la tensión en el devanado primario es mayor (o menor) que la tensión en el devanado secundario se denomina: Relación de transformación que se designa con la letra k .

$$K = \frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

11

La tensión nominal de los devanados de tensión máxima y mínima indicada en la placa descriptiva de fábrica del transformador, se refiere a régimen de trabajo en vacío.



1.2.3 CIRCUITOS EQUIVALENTES.

Las pérdidas que ocurren en los transformadores tienen que explicarse en cualquier modelo fiable de comportamiento de transformadores a este análisis lo resumimos en un circuito equivalente donde se obtiene:

1. *Pérdidas (FR) en el cobre.* Son pérdidas por resistencias en las bobinas primaria y secundaria del transformador. Son proporcionales al cuadrado de la corriente de dichas bobinas.
2. *Pérdidas de corrientes parásitas.* Son pérdidas por resistencia en el núcleo del transformador. Son proporcionales al cuadrado de la tensión aplicada al transformador.
3. *Pérdidas por histéresis.* Están asociadas a los reacomodamientos de los dominios magnéticos en el núcleo durante cada medio ciclo. Ellos son una función compleja, no lineal, de la tensión aplicada al transformador.
4. *Flujo de dispersión.* Los flujos f_{LP} y f_{LS} que salen del núcleo y pasan solamente a través de una de las bobinas de transformador son flujos de dispersión. Estos flujos escapados producen una auto inductancia en las bobinas primaria y secundaria y los efectos de esta inductancia deben tenerse en cuenta.

Es posible construir un circuito equivalente que tenga en cuenta todas las imperfecciones principales de los transformadores. Cada imperfección principal se considera a su turno y su efecto se incluye en el modelo del transformador. Aunque es posible construir un modelo exacto de un transformador, no es de mucha utilidad. Para analizar circuitos prácticos que contengan transformadores, normalmente es necesario convertir el circuito entero en un circuito equivalente, con un nivel de tensión único. Por tanto, el circuito equivalente se debe referir, bien a su lado primario o bien al secundario en la solución de problemas. La figura es el circuito equivalente del transformador referido a su lado primario.

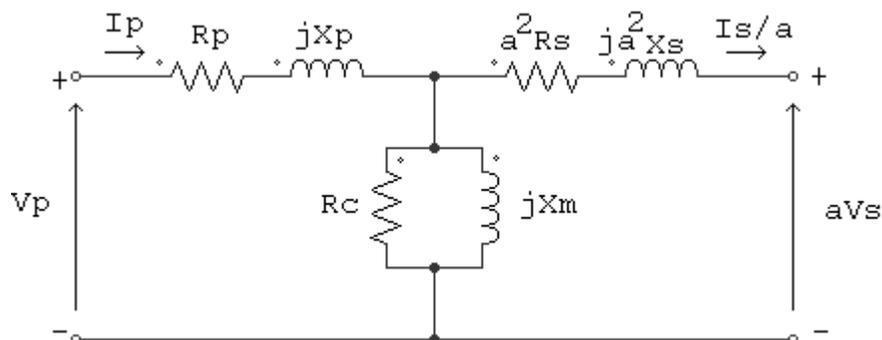


Fig.9 circuito equivalente lado primario.



Los modelos de transformadores, a menudo, son más complejos de lo necesario con el objeto de lograr buenos resultados en aplicaciones prácticas de ingeniería.

1.3. PRINCIPALES CONEXIONES DE LOS TRANSFORMADORES

Dependiendo del propósito de la instalación, un transformador se puede conectar de distintas formas. En el caso de los transformadores monofásicos, hay distintas formas de conectarlos a la fuente de alimentación y a la carga. Dos o más transformadores se pueden conectar en distintas formas para cumplir con distintos requerimientos.

1.3.1. CONEXIONES DE TRANSFORMADORES TRIFÁSICOS

Casi todos los sistemas importantes de generación y distribución de potencia del mundo son, hoy en día, sistemas de corriente alterna trifásicos. Puesto que los sistemas trifásicos desempeñan un papel tan importante en la vida moderna, es necesario entender la forma como los transformadores se utilizan en ella.

Los transformadores para circuitos trifásicos pueden construirse de dos maneras. Estas son:

Tomando tres transformadores monofásicos y conectándolos en un grupo trifásico.

Haciendo un transformador trifásico que consiste en tres juegos de devanados enrollados sobre un núcleo común.

Los transformadores trifásicos normalmente están constituidos de un núcleo que tiene 3 piernas o columnas, sobre cada una de las cuales se encuentra dispuestas los devanados primarios y secundarios de la misma fase. Estos devanados para cada una de las fases se pueden conectar en estrella, delta a Zig-Zag.

La conexiones entre los devanados secundarios pueden ser iguales o distintas de aquellas que se usen entre las fases del primario por lo que en teoría puede haber nueve combinaciones de conexión.

En la práctica se pueden usar las siguientes conexiones entre los devanados primario y secundario:

Estrella-estrella, delta-estrella, estrella zig-zag, estrella-delta, delta-delta.



1.3.2. CONEXIÓN DELTA-DELTA.

Esta conexión se usa con frecuencia para alimentar cargas de alumbrado pequeñas y cargas trifásicas simultáneamente. Para esto se puede localizar una derivación o Tap en el punto medio del devanado secundario de uno de los transformadores conectándose a tierra y se conecta también al neutro del secundario. De esta manera, las cargas monofásicas se conectan entre los conductores de fase y neutro, por lo tanto, el transformador con la derivación en el punto medio toma dos terceras partes de la carga monofásica y una tercera parte de la carga trifásica. Los otros dos transformadores cada uno toman un tercio de las cargas monofásicas y trifásicas.

Para poder cargar al banco trifásico en forma balanceada, se deben cumplir con las siguientes condiciones:

1. Todos los transformadores deben tener idéntica relación de transformación.
2. Todos los transformadores deben tener el mismo valor de impedancia.
3. Todos los transformadores deben conectar en el mismo Tap o derivación.

1.3.3. CONEXIÓN DELTA ABIERTA-DELTA ABIERTA.

La conexión delta-delta representa en cierto modo la más flexible de las conexiones trifásicas. Una de las ventajas de esta conexión, es que si uno de los transformadores se daña o se retira de servicio, los otros dos pueden continuar operando en la llamada conexión "delta-abierta" o "V". Con esta conexión se suministra aproximadamente el 58% de la potencia que entrega un banco en conexión delta-delta.

En la conexión delta abierta, las impedancias de los transformadores no necesitan ser iguales necesariamente, aunque esta situación es preferible cuando es necesario cerrar la delta con un tercer transformador.

La conexión delta abierta, se usa normalmente para condiciones de emergencia, cuando en una conexión delta-delta uno de los transformadores del banco se desconecta por alguna razón. En forma similar a la conexión delta-delta, del punto medio del secundario de uno de los transformadores se puede tomar una derivación para alimentar pequeñas cargas de alumbrado o bien otros tipos de cargas.



1.3.4. CONEXIÓN ESTRELLA-DELTA.

Esta conexión se usa con frecuencia para alimentar cargas trifásicas grandes de un sistema trifásico de alimentación conectado en estrella. Tiene la limitante de que para alimentar cargas monofásicas y trifásicas en forma simultánea, no dispone del neutro.

Por otra parte, tiene la ventaja relativa de que la impedancia de los tres transformadores no necesita ser la misma en esta conexión.

Las relaciones entre corrientes y voltajes de fase de línea a línea para la conexión estrella delta, son las mismas que se tienen en la conexión delta-estrella estudiada en el párrafo anterior.

1.3.5. CONEXIÓN ESTRELLA-ESTRELLA.

Esta conexión se usa cuando se requiere alimentar grandes cargas monofásicas en forma simultánea, con cargas trifásicas. También se usa sólo si el neutro del primario se puede conectar sólidamente al neutro de la fuente de alimentación ya sea con un neutro común o a través de tierra. Cuando los neutros de ambos lados del banco de transformadores no se unen, el voltaje de línea a neutro tiende a distorsionarse (no es senoidal). La conexión estrella-estrella, se puede usar también sin unir los neutros, a condición de que cada transformador tenga un tercer devanado que se conoce como “devanado terciario”. Este devanado terciario está siempre conectado en delta.

Con frecuencia, el devanado terciario se usa para alimentar los servicios de la subestación.

1.3.6. CONEXIÓN DE TRANSFORMADORES EN PARALELO.

Los transformadores se pueden conectar en paralelo por distintas razones, las principales están relacionadas con problemas de confiabilidad y de incremento en la demanda. Cuando se excede o se está a punto de exceder la capacidad de un transformador ya en operación.

Para conectar los transformadores en paralelo y garantizar su correcta operación, se deben cumplir ciertas condiciones como son:

- a) Deben tener los mismos voltajes primarios y secundarios.
- b) Deben tener los mismos valores de impedancia expresado en por ciento o en por unidad.



c) Se debe verificar que la polaridad de los transformadores sea la misma.

CUADRO
DE
GRUPOS DE CONEXIONES USUALES SEGÚN VDE 0532/11.71¹

Índice de desfase (horario)	SIMBOLO DE ACOPLAMIENTO O DE CONEXIONES	Esquema vectorial		Esquema de conexiones	Relación de transformación (2)
		mayor tensión	menor tensión		
0 (0°)	D d 0				$\frac{N_1}{N_2}$
	(3) Y y 0				$\frac{N_1}{N_2}$
	D z 0				$\frac{2}{3} \frac{N_1}{N_2}$
5 (150°)	(3) D y 5				$\frac{N_1}{\sqrt{3} N_2}$
	Y d 5				$\frac{\sqrt{3} N_1}{N_2}$
	Y z 5				$\frac{2}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$
6 (180°)	D d 6				$\frac{N_1}{N_2}$
	Y y 6				$\frac{N_1}{N_2}$
	D z 6				$\frac{2 N_1}{3 N_2}$
11 (330°) (-30°)	D y 11				$\frac{N_1}{\sqrt{3} N_2}$
	Y d 11				$\frac{\sqrt{3} N_1}{N_2}$
	Y z 11				$\frac{2 N_1}{\sqrt{3} N_2}$

Fig. 10 Grupo de conexiones

En la tabla se detallan los grupos de conexiones normalizados para transformadores de potencia trifásicos. Debe tenerse en cuenta que el esquema de conexionado es válido solamente en el caso que los devanados tengan el mismo sentido de arrollamiento.



1.4. POLARIDAD EN UN TRANSFORMADOR.

- a) Polaridad aditiva.
- b) Polaridad sustractiva.

Dado que es importante, cuando dos o más transformadores se conectan juntos, conocer la dirección relativa del voltaje de cada transformador, se han establecido ciertas convenciones para designar la llamada POLARIDAD de un transformador.

Si una de las terminales del devanado de alto voltaje se conecta al lado adyacente opuesto del devanado de bajo voltaje, el voltaje en las terminales restantes es, o la suma o la diferencia de los voltajes primario y secundario, dependiendo de las direcciones relativas de los devanados. Si el voltaje de B a De es la suma, se dice que el transformador tiene polaridad ADITIVA y si es la diferencia, entonces se dice que tiene polaridad SUSTRACTIVA.

Si los devanados de los lados de alto y bajo voltaje están en direcciones opuestas, los voltajes aplicado e inducido tendrán direcciones opuestas y se dice que el transformador tiene "polaridad sustractiva". Las terminales H1 y X1 estarán del lado izquierdo cuando se "ve" al transformador del lado de bajo voltaje hacia el lado de alto voltaje.

Si los devanados de los lados de alto y bajo voltaje están en la misma dirección, los voltajes aplicado e inducido tendrán la misma dirección y se dice entonces que el transformador tiene "polaridad aditiva". Cuando se desea conectar en paralelo los secundarios de dos (o más) transformadores, se conectan en forma similar, las terminales que tiene la misma marca de polaridad.

1.4.1. LA PRUEBA DE POLARIDAD.

Cuando en un transformador no está especificada la polaridad o se desconoce, se puede determinar por una simple medición de voltaje como se indica a continuación:

1. Hacer una conexión entre las terminales de alto voltaje y bajo voltaje del lado derecho cuando se ve al transformador desde el lado de las boquillas y de bajo voltaje.
2. Aplicar un voltaje bajo, por ejemplo 120 volts a las terminales de alto voltaje y medir este voltaje con un voltímetro.



CAPITULO I
FUNDAMENTOS DEL TRANSFORMADOR

Rafael Martínez Martínez



-
3. Medir el voltaje de la terminal del lado izquierdo del lado de alto voltaje al terminal del lado izquierdo de bajo voltaje.

Si el voltaje anterior es menor que el voltaje a través de las terminales de alto voltaje, el transformador tiene polaridad sustractiva. Si este voltaje es mayor, entonces la polaridad es aditiva.



CAPITULO II

2.1. CONSTRUCCION DEL TRANSFORMADOR

Las partes que componen un transformador son clasificados en cuatro grandes grupos los cuales comprenden:

1. Circuito magnético (Núcleo).
2. Circuito eléctrico (Devanados).
3. Sistema aislante.
4. Tanque y accesorios

2.2.-EL CIRCUITO MAGNÉTICO

El circuito magnético es la parte componente del transformador que servirá para conducir el flujo magnético que acoplará magnéticamente los circuitos eléctricos del transformador. El circuito magnético se conoce comúnmente como Núcleo.

El núcleo magnético. Conjunto de laminaciones de acero al silicio de baja reluctancia, con arreglo de trayectoria cerrada por donde circula el flujo magnético. En transformadores de distribución, media potencia y potencia esta formado básicamente por columnas y yugos cuyo arreglo describe la trayectoria del circuito magnético.

En transformadores de potencia existen dos tipos de construcción del núcleo, el **tipo columna** y el **tipo Shell** (Figuras 11, 12).

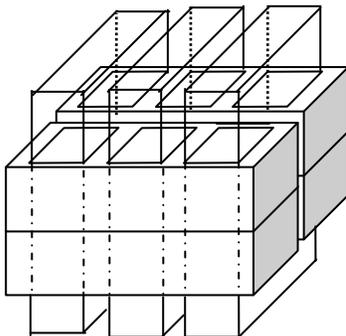


Fig. 11 Núcleo tipo Shell

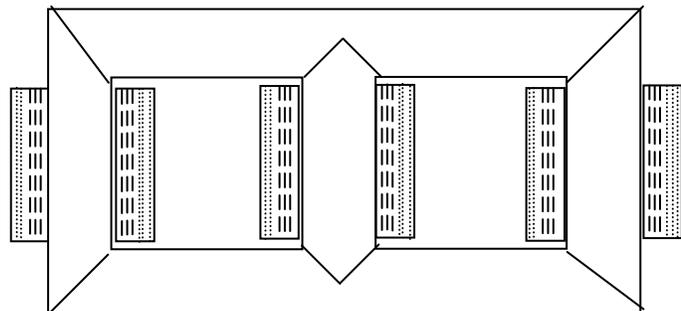


Fig. 12 Núcleo tipo columna.



2.2.1. TIPO COLUMNAS

Los bobinados son claramente visibles y están devanados sobre núcleos en forma de columnas, unidos por extremos, a las otras columnas por un yugo o puente. Las bobinas rodean a los núcleos. Se conoce también como tipo núcleo o como tipo "CORE" en esta construcción, el núcleo proporciona un solo circuito magnético formado por un yugo inferior, un yugo superior y 2º 3 columnas verticales o piernas para 1 o 3 fases respectivamente. Los devanados son ensamblados concéntricamente en cada una de las piernas del núcleo.

Para aplicación en subestaciones de tipo intermedia, reductoras o elevadoras de la tensión; así como para alimentación de la tensión de cargas trifásicas o monofásicas industriales a niveles de subtransmisión

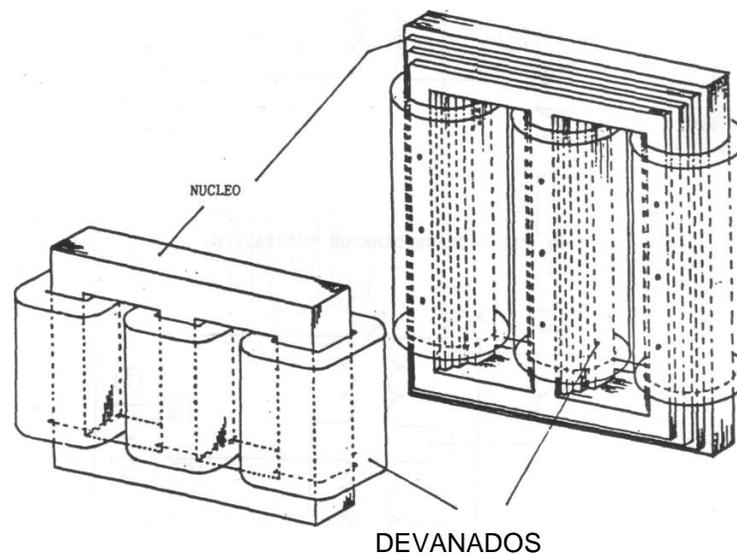


Fig.13 Núcleo Rectangular y Devanado Rectangular

Fig. 14 Núcleo Escalonado y Devanado Cilíndrico.

2.2.2. TIPO ACORAZADOS

El flujo producido por cada bobinado es encerrado en un anillo magnético, de modo que no hay interacción entre el flujo de una fase y las restantes. Los núcleos rodean las bobinas.



Esta construcción conocida también como tipo Shell, los devanados, forman un anillo y el núcleo se ensambla envolviendo a cada pierna de los devanados, formando dos o mas circuitos magnéticos rodeando al circuito eléctrico.

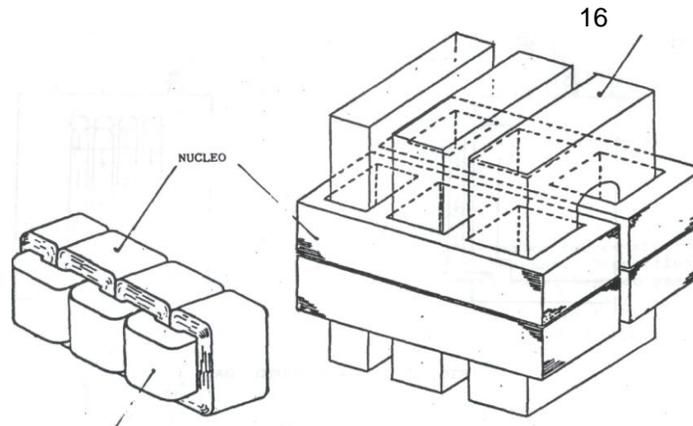


Fig.15 Núcleo Rolado y Devanado Rectangular

Fig. 16 Núcleo Laminado y Devanado tipo Galleta.

El tipo acorazado tiene alta resistencia mecánica, capacidad térmica, capacidad dieléctrica, Ideal para: Plantas generadoras. Auxiliares de subestación, subestaciones elevadoras y reductoras, reguladores de ángulo de fase, hornos de arco eléctrico, autotransformadores Reactores de potencia.



Fig. 17 Núcleo de transformador de potencia.



2.3. CIRCUITO ELECTRICO (DEVANADOS)

El devanado es un “conjunto de espiras que forman un circuito eléctrico asociado con una de las tensiones asignadas al transformador.”

2.3.1. BOBINAS DISCOIDALES

Hay básicamente dos tipos, el llamado “tipo bobina” formados de varias capas de conductores, estas bobinas tienen forma discoidal, estas bobinas se conectan, por lo general, en serie para dar el número total de espiras de una fase. El otro tipo es el llamado “de capas” constituido por una sola bobina con varias capas, esta bobina es de longitud equivalente a las varias bobinas discoidales que constituirían el devanado equivalente, por lo general, el número de espiras por capa en este tipo de devanado, es superior al constituido de varias bobinas discoidales.

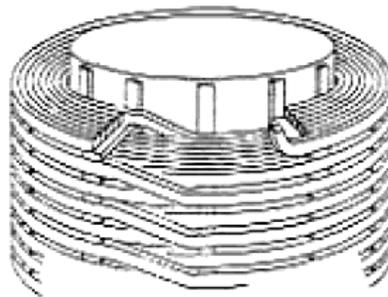


Fig. 18. Bobina Discoidal

Como aspectos generales, se puede decir que el primer tipo (bobinas discoidales), da mayor facilidad de enfriamiento e impregnarse de aceite, debido a que dispone canales de circulación más numerosos, también tiene la ventaja de que requiere de conductores de menor diámetro equivalente al otro tipo, da mayor facilidad constructiva. Tiene la desventaja de ser más tardado en su construcción.

Las bobinas discoidales se conocen también como “tipo galleta” en algunos casos, se forman cada una, de un cierto número de conductores dispuestos en capas y aisladas estas capas entre sí por papel aislante, cada bobina al terminar se “amara” con cinta de lino o algodón para darle consistencia mecánica y posteriormente se les da un baño de barniz y se hornean a una cierta temperatura, con lo cual adquiere la rigidez mecánica necesaria.



Cada bobina, está diseñada para tener una tensión no superior a 1000-1500 volts, por lo que para dar la tensión necesaria para una fase, se deben colocar varias bobinas en serie.

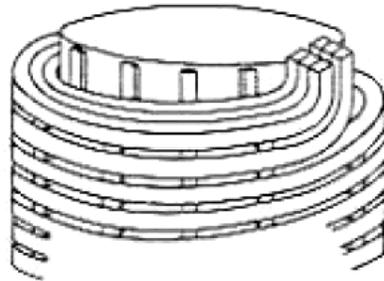


Fig. 19. Bobina Helicoidal

La disposición de los devanados en los transformadores, debe ser hecha de tal forma, que se concilien en la mejor forma las dos exigencias que son contrastantes entre sí, del aislamiento y de la menor dispersión del flujo.

La primera requiere de la mayor separación entre devanados, en tanto que la segunda, requiere que el primario se encuentre lo más cercano posible del secundario. En la práctica, se alcanza una solución conveniente del problema con la disposición de los devanados dentro e los siguientes tipos:

- Concéntrico.
- Concéntrico doble.
- Alternado.

En el tipo concéntrico, cada uno de los devanados está distribuido a lo largo de toda la columna el devanado de tensión más baja se encuentra en la parte interna (más cercano al núcleo) y aislado del núcleo, y del de tensión más elevada, por medio de tubos aislantes (cartón baquelizado, baquelita, etc.).

En la disposición de concéntrico doble, el devanado de tensión más de baja se divide en dos mitades dispuestas respectivamente al interior y al exterior uno de otro.

En el llamado tipo alternado, los dos devanados están subdivididos cada uno en un cierto número de bobinas que están dispuestas en las columnas en forma alternada.



Fig. 20 Devanado de un transformador de potencia

Devanado de baja tensión. Es la parte de circuito eléctrico, construido con cobre ó aluminio, de número reducido de espiras, de baja resistencia óhmica y alta corriente, se conoce como secundario.

Devanado de alta tensión. Es la otra parte del circuito eléctrico, construido de cobre, de número alto de espiras, de alta resistencia óhmica y baja corriente se nombra primario.

Los conductores usados para la construcción de los devanados, pueden ser de alambre de sección circular (con un diámetro comprendido entre 0.2 y 0.4 mm) o bien solera de distintas medidas.



2.4. SISTEMA AISLANTE

Este sistema aísla los devanados del transformador, entre ellos y a tierra, así como salidas de fase y terminales de derivaciones contra contactos o arcos a partes conectadas a tierra como tanque, herrajes del núcleo y otras estructuras metálicas.

En este tipo de transformadores, el sistema aislante se clasifica en dos grupos: Sistema aislante sólido y sistema aislante líquido.

El sistema aislante sólido lo forman: El cartón prensado (PRESSBOARD) en sus diferentes espesores, papel crepé, papel KRAFT, madera de Maple, boquillas, cintas de lino, etc. Figura 21.



Fig. 21 Principales Materiales Aislantes

Estos materiales tienen las siguientes características:

- Habilidad para soportar los voltajes relativamente elevados encontrados en el servicio normal (esfuerzos dieléctricos). Esto incluye ondas de impulso y transitorios de switcheo.
- Habilidad para soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos (calor) los cuales acompañan a un corto circuito.
- Habilidad para prevenir excesivas acumulaciones de calor (transferencia de calor).
- Habilidad para mantener las características deseadas para un periodo de vida de servicio aceptable con un mantenimiento adecuado.
- Estabilidad térmica.



2.4.1. CLASIFICACIÓN DE MATERIALES AISLANTES.

CLASE	CARACTERÍSTICAS
0 (90° C)	Algodón, seda, papel sin impregnar.
A (105° C)	Algodón, seda, papel impregnado en líquido dieléctrico.
B (130° C)	Fibra de vidrio, asbesto, mica; con aplicación de substancias adecuadas de liga.
F (135° C)	Mica, fibra de vidrio consubstancias adecuadas de liga; combinación de materiales inorgánicos.
H (180° C)	Elastómeros de silicón, mica, fibra de vidrio, asbesto con substancias de liga como resinas de silicón.
220° C	Materiales.
C(más de 220° C)	Mica, porcelana, vidrio, cuarzo ó combinación de materiales que sean capaces de trabajar satisfactoriamente a más de 220° C).

1 Barrera de cartón.

2 Conexión con espagueti entre bobina y terminal de alta tensión.

3 Bobinas forradas con cinta amarilla.

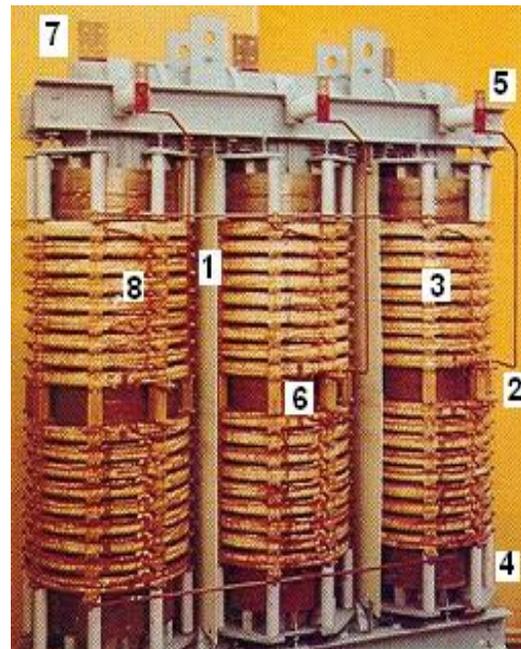
4 Tubo de cartón.

5 Terminal de alta tensión encintada.

6 Separadores de madera.

7 Terminal de baja con cinta roja.

8 Conexión entre bobinas con spagueti.





2.4.2. AISLAMIENTO LÍQUIDO

Aceites aislantes: Son hidrocarburos refinados de depósitos de petróleo crudo, se emplean en transformadores e interruptores por inmersión de estos equipos, además de su utilización en la fabricación de barnices aislantes, una de las ventajas de todos los aceites aislantes es su propiedad de auto regenerarse después de una perforación dieléctrica o una descarga disruptiva, aunque si esta es muy elevada, puede sobrecalentar el aceite provocando su combustión.

El aislamiento líquido lo forma en este caso el aceite dieléctrico, que es el que baña el conjunto interno. Formado por las bobinas, el núcleo, los materiales aislantes sólidos así como las estructuras metálicas. Este fluido tiene tres funciones primordiales:

- Proporciona una rigidez dieléctrica confiable.
- Proporciona un enfriamiento eficiente.
- Protege al demás sistema aislante

2.4.2.1. ACEITES MINERALES:

La constante dieléctrica de los aceites minerales es baja, ya que ellos son esencialmente no polares, la resistencia dieléctrica varía considerablemente con el estado de pureza; es económico en comparación con otros aceites aislantes, se inflama cuando es descompuesto por el calor o por el arco eléctrico ya que entre sus productos de descomposición se encuentra el hidrógeno que reacciona violentamente con el oxígeno y esta reacción produce incendio y explosión.

En interruptores los aceites minerales deben actuar no solamente como aislamiento entre las partes conductoras sino también apagar rápidamente el arco de ruptura en el momento de la desconexión. En transformadores debe aislar los devanados entre sí y con la cuba del transformador para evitar cualquier posibilidad de arco eléctrico y al mismo tiempo actuar como agente refrigerante evacuando las pérdidas caloríficas producidas en el devanado por efecto Joule, corrientes parásitas, etc.



2.4.2.2. SILICONAS:

Poseen gran estabilidad térmica, buena inercia química, muy pequeña tensión interfacial, excelentes propiedades dieléctricas, resistencia al oxígeno, al ozono y al efecto corona, resistencia a los agentes químicos agresivos, ausencia de envejecimiento a los agentes climatológicos y excelente resistencia a las sobrecargas a frecuencia industrial.

2.5. METODOS DE ENFRIAMIENTO DEL TRANSFORMADOR

La selección del método de enfriamiento de un transformador es muy importante, ya que la disipación del calor, como ya se mencionó antes, influye mucho en su tiempo de vida y capacidad de carga, así como en el área de su instalación y su costo, De acuerdo a las normas mexicanas (NMX-J-284-ANCE-2006) se han normalizado definido algunos métodos básicos de enfriamiento, mismos que se usan con la misma designación en México y son los siguientes:

Los transformadores de potencia se clasifican como se indica en los incisos siguientes:

Sumergidos en líquido aislante, enfriados por aire

- a) Autoenfriado (ONAN),
- b) Autoenfriado y enfriado por aire forzado (ONAN/ONAF),
- c) Autoenfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire forzado (ONAN/ONAF/ONAF).

Sumergidos en líquido aislante, enfriados por aire y por líquido aislante forzado

- a) autoenfriado, enfriado por aire forzado y enfriado por aire y liquido aislante forzados (ONAN/OFAF/OFAF)
- b) auto enfriado y con dos pasos de enfriamiento por aire y liquido aislante (ONAN/OFAF/OFAF)

Sumergidos en líquido aislante, enfriados por agua

- a) enfriado por agua forzada (ONWF).
- b) enfriado por agua y liquido aislante forzados (OFWF)
- c) enfriado por agua forzada y liquido aislante forzado y dirigido (ODWF)



Sumergidos en líquido aislante, enfriados por aire y líquido aislante forzados

- a) enfriados por aire y líquido aislante forzados (OFAF)
- b) enfriado por aire forzado y líquido aislante forzados y dirigido (ODAF)

2.6. EL TANQUE

El tanque es la parte del transformador que contiene el conjunto núcleo bobinas en su interior así como el líquido dieléctrico refrigerante (en este caso el aceite), además sirve como disipador del calor (conjunto de radiadores y ventiladores) generado por las pérdidas del transformador cuando este se encuentra en operación y como medio para colocar la serie de accesorios que requiere el equipo, dependiendo del tipo de transformador de que se trate.

2.6.1. ACCESORIOS

Los accesorios son dispositivos que el transformador necesita para su correcta operación y poder monitorear el comportamiento del mismo. A continuación se muestran algunos accesorios que normalmente llevan este tipo de transformadores, así como una breve descripción de cada uno de ellos.

1. Cambiador de derivaciones
2. Radiadores.
3. Boquillas
4. Indicador de temperatura
5. Indicador de nivel (con o sin contactos de alarma).
6. Relevador Buchholz.
7. Tanque de conservador.
8. Ventiladores (para aire forzado).
9. Motobombas para el sistema de enfriamiento FOA.
10. Placa de datos.
11. Válvula mecánica de sobrepresión.
12. Transformadores de corriente.
13. Apartarrayos.
14. Equipo Inert – air.
15. Válvula de muestreo.
16. Caja de conexiones.



1. CAMBIADOR DE DERIVACIONES

En una línea de alimentación, los valores de tensión nunca son constantes; debido a esta situación, los transformadores son equipados con un medio que permita adaptar el transformador a los cambios de tensión de la línea de alimentación. Esto se logra por medio de un cambiador de derivaciones, que aumenta o suprime espiras (normalmente en el lado de alta tensión) para bajar o subir la tensión de salida del transformador dependiendo de los requerimientos de la carga. Siempre y cuando el cambiador se encuentre dentro del rango de voltaje de la alimentación.

Estos pueden ser de dos tipos:

- Cambiador de derivaciones sin carga.
- Cambiador de derivaciones bajo carga.

El primero se usa cuando la variación de la tensión es poco frecuente y se ajusta únicamente cuando el transformador se encuentra desconectado de la red de alimentación. Este ajuste se lleva a cabo por medio de un dispositivo exterior operado manualmente (volante). Este transformador cuenta con un cambiador de este tipo y con 7 posiciones de operación

El segundo tipo de cambiadores se usa cuando la variación de tensión (regulación) debe hacerse sin interrupción del servicio (sin desconectar el equipo de la red de alimentación).

Su operación puede ser manual o automática, aunque normalmente es automática.

El cambiador de derivaciones bajo carga requiere de accesorios adicionales para su funcionamiento más eficiente y confiable, los cuales son:

1. Mando a motor.
2. Regulador automático de voltaje.
3. Transformadores de corriente y de potencial para sensar la corriente y el voltaje.
4. Válvula mecánica de operación en caso de sobrepresión en el tanque del cambiador.
5. Relevador de sobrepresión súbita.
6. Diafragma para operación del equipo de protección contra explosión e incendio.
7. Indicador de posiciones remoto.
8. Depósito de silicagel para respiración de la cámara del cambiador.

2. RADIADORES

Los radiadores son una parte fundamental del transformador dado que por medio de estos y con ayuda del aceite, se disipa el calor generado por las pérdidas en el transformador. El número y dimensiones de estos se calcula de acuerdo con las pérdidas a disipar.

Los radiadores pueden ser de tipo tubular o tipo oblea, como lo muestra la figura No.22 y 23.



Fig. 22 Radiador tipo oblea



Fig. 23 Radiador tipo tubular.

3. BOQUILLAS DE ALTA Y BAJA TENSIÓN

Las boquillas o bushings son dispositivos que se utilizan para sacar las terminales del primario y del secundario del interior del transformador hacia el exterior.

De acuerdo a la clase de aislamiento y potencia del transformador se utilizan boquillas del tipo sólido con o sin condensador (Figura 24)



Fig. 24 Boquilla tipo condensador

4. INDICADOR DE TEMPERATURA

Este accesorio se utiliza para indicar la temperatura del nivel superior del líquido aislante del transformador y tienen microswitchs internos que pueden ser utilizados para el control de ventiladores, y/o iniciar o energizar una alarma. (Figura 25)



Fig. 25 Indicador de temperatura

5. INDICADOR DE NIVEL

Este accesorio se utiliza para indicar el nivel del líquido dieléctrico, en el tanque principal del transformador y en los compartimentos asociados.

La aguja indicadora se moverá cada vez que el líquido este abajo del nivel a 25 °C.

Posee un microswitchs normalmente cerrado y otro normalmente abierto. Una leva montada en la flecha indicadora opera los microswitchs cuando la aguja caiga en la marca de “LOW” en la carátula. Cuando en nivel del líquido aumenta la aguja indica el cambio, pero el microswitchs no liberara la operación del micro hasta que el punto haya alcanzado de 5 a 10 grados arriba de la marca “LOW”

6. RELEVADOR BUCHHOLZ

La acción del Buchholz esta basada en el hecho de que cualquier accidente que sobrevenga a un transformador, esta precedido de una serie de fenómenos, sin gravedad, a veces imperceptibles pero que, a la larga conducen al deterioro del equipo.

Por lo tanto, bastará con detectar los primeros síntomas de la perturbación y avisar al hecho mediante una señal acústica u óptica; no es necesario en este caso, poner el transformador inmediatamente fuera de servicio, sino tener en cuenta la circunstancia y desacoplar el transformador cuando lo permitan las condiciones del uso del equipo.

Como puede apreciarse, el relevador es un aparato compacto de poco volumen y de fácil montaje, provisto generalmente de bridas de empalme de entrada y salida, que permiten montarlo en serie sobre la tubería que une el transformador con el tanque conservador del aceite.



Lleva dos flotadores, uno de alarma y otro de desconexión y un receptáculo de captación de los gases contenidos en el aceite, una pequeña mirilla situada en el receptáculo permite examinar el gas y juzgar la naturaleza del efecto, por el color y la cantidad de este gas.



Fig.26 Relevador Buchholz.

Una observación de la cantidad y aspecto de los gases desprendidos permite localizar la naturaleza y la gravedad del defecto. El color de estos gases, da una buena indicación sobre el lugar donde se ha producido el defecto.

- | | |
|--------------------------|---|
| - Gases blancos | Proceden de la destrucción del papel. |
| - Gases amarillos. | Proceden de la deterioración de piezas de madera. |
| - Gases negros o grises. | Proceden de la destrucción del aceite. |

7. TANQUE CONSERVADOR

Este accesorio es un depósito de expansión de lámina de acero, normalmente de forma cilíndrica o rectangular, soportado en la estructura del tanque principal por encima del nivel de la tapa.

Este tanque se dimensiona para contener aproximadamente un 10% del volumen total del aceite del transformador, con lo que hace frente sin problema alguno a la variación del nivel del aceite debido a las dilataciones o contracciones, por variaciones de cargas.

Las funciones que cumplen este accesorio son las siguientes:

- Mantener constante el nivel del aceite. Por consiguiente, resulta esencial que el tanque principal del transformador esté siempre lleno de aceite, la dilatación o contracción quedan



absorbidas en el depósito conservador, de tal forma que el nivel del aceite en el interior del tanque principal, siempre permanezca constante.

- Mantener el tanque principal a una presión positiva. El hecho de mantener un depósito con una cierta cantidad de un líquido a una cierta altura y unido a otro depósito colocado en la parte inferior por medio de un tubo (o una manguera) el depósito colocado en la parte superior provocará una presión positiva en el depósito de la parte inferior. Esta es la función del tanque conservador sobre el tanque principal que siempre se mantendrá a presión positiva y evitará que penetre humedad en el tanque donde se encuentra el conjunto núcleo-bobinas con todos sus aislamientos.

Actualmente se tienen tres modalidades que se usan con el tanque conservador:

- Utilización del tanque conservador con respiración utilizando un depósito del silica – gel.
- Utilización del tanque conservador con cámara presurizada con nitrógeno, utilizando un equipo de regulación de presión automático.
- Utilización del tanque conservador con bolsa de neopreno.

El tanque conservador se encuentra acoplado al tanque principal por medio de una tubería en la cual se encuentra montado el relé Buchholz con su válvula de bloqueo (Figura 27).



Fig. 27 Tanque conservador



8. VENTILADORES

Para atender a potencias superiores durante horas de carga pico y periodos de emergencia, sin rebasar los límites de elevación de temperatura en el aceite y en los devanados, el transformador se equipa con ventiladores. Por la acción del flujo de aire forzado, se obtiene una mejoría en el enfriamiento del aceite – aire, lo que permite disipar pérdidas mayores y consecuentemente operar en regímenes con potencias mayores a la potencia que suministra un transformador con enfriamiento natural. (Figura 28).



Fig. 28 Ventilador para transformadores

9. MOTOBOMBAS PARA SISTEMA DE ENFRIAMIENTO USANDO ACEITE FORZADO.

Dentro de los sistemas de enfriamiento en transformadores, también se utiliza el sistema ONAN/OFAF/OFAF en el cual el transformador posee tres regímenes de trabajo, el primero utiliza solo el enfriamiento natural por convección del aceite, el segundo utilizando aire forzado que enfría los radiadores con un primer grupo de moto ventiladores como mencionados anteriormente, pero también con ayuda de una motobomba que hace circular el aceite a través de los radiadores, los cuales son enfriados por los moto ventiladores y el tercero, usa otro grupo de moto ventiladores así como otra motobomba que hace la misma operación del segundo régimen de trabajo. Los grupos de moto ventiladores y motobombas, son controlados por medio de sensores de temperatura que son instalados en el transformador. (Figura 29)



Fig. 29 Motobomba

10. PLACA DE DATOS

La placa de datos consiste de una lámina de acero inoxidable en la cual se encuentran registrados todos los datos del transformador (capacidad, voltajes de alta y baja tensión, tipo de enfriamiento, impedancias, elevación de temperatura, No. De serie, fecha de fabricación, etc.). Figura 30.

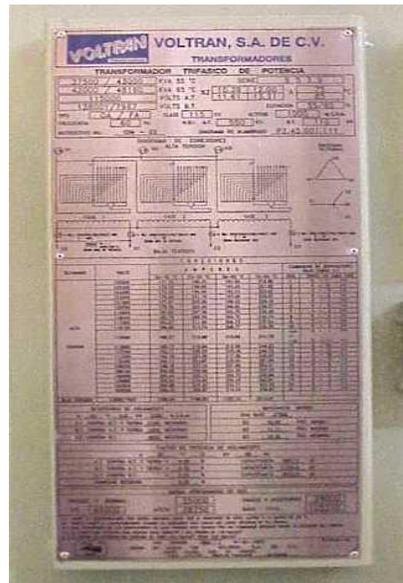


Fig. 30 Placa de datos



11. VÁLVULA MECÁNICA DE SOBREPRESIÓN

Este accesorio se monta en la cubierta del transformador, y está diseñado para liberar presiones peligrosas las cuales se pueden generar dentro del tanque del transformador. Cuando una presión determinada es excedida, una reacción de presión levanta el diafragma y desahoga el tanque del transformador.

La presión anormal seguida de un arco, es a menudo suficiente para romper el tanque, si no se instala una válvula de sobrepresión. Se suministran con contactos y sin contactos para mandar normalmente señales de disparo. En la actualidad se encuentran válvulas con una protección especial para poder dirigir el aceite que se pueda derramar cuando una válvula opera por sobrepresión, (Figura 31)



Fig. 31 Válvula mecánica de sobrepresión

12. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Los transformadores de corriente se utilizan para reducir los valores de corriente de utilización (normalmente 5 amperes) y como dispositivo de aislamiento. Los secundarios de estos dispositivos se conectan a: Amperímetros, relevadores de sobrecorriente, de protección contra fallas a tierra, elementos de corriente de wattmetros y otros medidores, relevadores direccionales, diferenciales, de distancia y equipos para reguladores automáticos de voltaje en transformadores con cambiadores bajo carga y otros aparatos más.



La selección de transformadores de corriente debe basarse en la precisión deseada, en la medición y la potencia de la carga a conectar en el secundario de estos equipos (Figura 32).

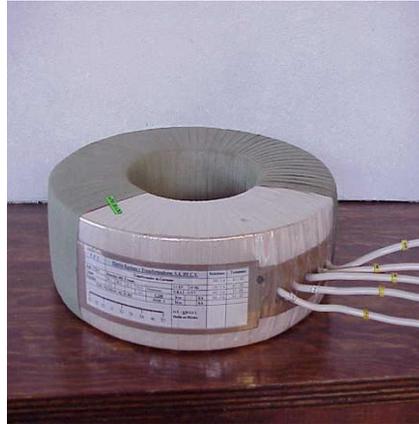


Fig. 32 Transformador de corriente

13. APARTARRAYOS

Los apartarrayos son los dispositivos empleados para la protección de un transformador conectados en las salidas del secundario o del primario, previniendo al equipo de transitorios originados por descargas atmosféricas (rayos directos o indirectos) o perturbaciones en la red originadas por ondas viajeras que emiten las maniobras de conexión y desconexión de equipos. (Figura 33).



Fig. 33 Apartarrayos



14. EQUIPO INERT – AIR

Este dispositivo se utiliza cuando las unidades son embarcadas sin aceite y sirven para presurizar el tanque del transformador a una presión positiva; la cual, con ayuda de un cilindro de nitrógeno dota al transformador de un sistema automático que evita la entrada de oxígeno, humedad y otros gases que podrían afectarlo.

Cuando se usa el método de preservación de aceite por el método de la “cámara de nitrógeno”, que consiste en sustituir el aire desde el principio por nitrógeno y asegurar que cuando necesita haber absorción para prevenir un vacío excesivo, esta sea de nitrógeno. La presión alta expulsa el nitrógeno a través de una válvula reguladora. Además posee una serie de contactos de protección y de alarma. (Figura 34).



Fig. 34 Equipo Inertair

15. VÁLVULA DE MUESTREO

Esta válvula se utiliza para sacar muestras de aceite y ser estudiadas para hacer un dictamen del estado del aceite Así como del transformador y se coloca en la parte inferior al igual que la válvula de drene (Figura 35).



Fig. 35 Válvula de muestreo



16. CAJA DE CONEXIONES

La caja de conexiones es la parte en donde llegan las terminales de los microswitchs de los accesorios como: indicadores de temperatura, indicadores de nivel, indicadores de punto caliente de los devanados, relevador de Buchholz, etc. Una resistencia calefactora asegura el calentamiento de la caja para evitar condensaciones de humedad dentro de la misma.

Este accesorio es un parte fundamental en el control y protección del transformador (Figura 36).



Fig. 36 Caja de conexiones



CAPITULO III

3.1. MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La actualidad de la situación del sector eléctrico mexicano, sumado a las grandes exigencias competitivas que la industria eléctrica enfrenta, ha originado la tendencia a considerar nuevas y mejores técnicas de mantenimiento de los equipos, que integren la fiabilidad funcional de los mismos con la eficiente funcionabilidad del sistema.

Cualquier corte de energía ocasionado por alguna falla en los equipos, representa una suspensión innecesaria en la producción, lo que significa pérdidas económicas.

Es necesario entonces, asegurar la operación del equipo, en una forma continua y libre de inconvenientes, a través de un programa de mantenimiento adecuado, en base a inspecciones periódicas cuyas frecuencias deberán ser las óptimas para el mejor desempeño del transformador.

Una estrategia de mantenimiento requiere un profundo conocimiento del impacto de las fallas en un entorno empresarial. Consecuentemente, las utilidades económicas de una estrategia de mantenimiento y la reducción de la tasa de fallos intempestivos, que además deben ser alcanzados con una optimización calidad/costo

El presente trabajo, describe el mantenimiento y los tipos de éste que se aplican a transformadores de potencia; se describen también en forma breve, algunas de las principales pruebas de fábrica que se realizan al equipo eléctrico primario para transformadores de potencia.

El objeto principal, es exponer las Pruebas eléctricas, describiendo: su teoría/ aplicación, recomendaciones para su ejecución y las figuras de conexión de las mismas y proporciona la información correspondiente para su evaluación.

Las pruebas de campo son actividades dentro de los trabajos de mantenimiento y puesta en servicio, con la finalidad de mantener Índices de confiabilidad y continuidad aceptables. Así como empresas particulares.



En base a los resultados obtenidos en pruebas realizadas a transformadores de potencial; el personal responsable del mantenimiento, tendrá los argumentos suficientes para tomar la decisión de mantener energizado o retirar de servicio un equipo en operación que requiera mantenimiento.

Para el mantenimiento del equipo, es conveniente considerar los aspectos siguientes:

- Archivo adecuado y análisis de resultados obtenidos en inspecciones y pruebas, aunadas a las condiciones operativas del equipo.
- Establecer las necesidades de mantenimiento para cada equipo.
- Formular las actividades de los programas de mantenimiento.
- Determinar actividades con prioridad de mantenimiento para cada equipo en particular.
- Se debe contar con personal competente para realizar las actividades de mantenimiento al equipo y establecer métodos para su control.

3.2. TIPOS DE MANTENIMIENTO.

Existen diferentes tipos de mantenimiento, los cuales se aplican en distintas etapas de la vida útil de un equipo.

Para poder determinar con algo de lógica el período donde es más factible aplicar cada tipo de mantenimiento, teóricamente existe la llamada "curva de falla" (figura 37), la cual indica la probabilidad de la ocurrencia de fallas y averías para determinadas etapas de operación en función del factor tiempo.



Fig. 37 Curva de falla de un equipo

La curva anterior se la puede explicar de la siguiente manera:

- *Zona 1:* Riesgo elevado en la etapa de implementación de la planta y puesta en marcha de los equipos.
- *Zona 2:* Riesgo bajo en la etapa de operación de la planta (siempre que los equipos reciban los cuidados y reparaciones adecuadas)
- *Zona 3:* Riesgo elevado en la etapa de operación de la planta luego que ha cumplido el ciclo de vida de los equipos (los cuales si reciben un óptimo mantenimiento podrían operar sin la presencia de fallas).

Mejorando las técnicas de mantenimiento, se logra una productividad mayor y se reducen los costos del mismo. Los tipos de mantenimientos que se pueden aplicar al equipo en operación, son los siguientes:

- Mantenimiento preventivo.
- Mantenimiento predictivo.
- Mantenimiento correctivo.



- Mantenimiento programado (en base al tiempo).
- Mantenimiento en base a la condición de operación.
- Mantenimiento centrado en la confiabilidad.

3.2.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO

Es también denominado "mantenimiento planificado", tiene lugar antes de que ocurra una falla o avería, se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema.

Se realiza a razón de la experiencia y pericia del personal a cargo, los cuales son los encargados de determinar el momento necesario para llevar a cabo dicho procedimiento; el fabricante también puede estipular el momento adecuado a través de los manuales técnicos.

Presenta las siguientes características:

- Se realiza en un momento en que no se está produciendo, por lo que se aprovecha las horas ociosas de la planta.
- Se lleva a cabo siguiendo un programa previamente elaborado donde se detalla el procedimiento a seguir, y las actividades a realizar, a fin de tener las herramientas y repuestos necesarios "a la mano".
- Cuenta con una fecha programada, además de un tiempo de inicio y de terminación preestablecido y aprobado por la directiva de la empresa.
- Está destinado a un área en particular y a ciertos equipos específicamente. Aunque también se puede llevar a cabo un mantenimiento generalizado de todos los componentes de la planta.
- Permite a la empresa contar con un historial de todos los equipos, además brinda la posibilidad de actualizar la información técnica de los equipos.



3.2.2. MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Consiste en determinar en todo instante la condición técnica (mecánica y eléctrica) real de la máquina examinada, mientras esta se encuentre en pleno funcionamiento, para ello se hace uso de un programa sistemático de mediciones de los parámetros más importantes del equipo.

El sustento tecnológico de este mantenimiento consiste en las aplicaciones de algoritmos matemáticos agregados a las operaciones de diagnóstico, los que, juntos pueden brindar información referente a las condiciones del equipo.

Tiene como objetivo disminuir las paradas por mantenimientos preventivos, y de esta manera minimizar los costos por mantenimiento y por no producción.

La implementación de este tipo de métodos requiere de inversión en equipos, en instrumentos, y en contratación de personal calificado.

Existen varias técnicas utilizadas para la estimación del mantenimiento predictivo, entre las cuales mencionaremos a las siguientes:

- Endoscopia (para poder ver lugares ocultos)
- Ensayos no destructivos (a través de líquidos penetrantes, ultrasonido, radiografías, partículas magnéticas, entre otros).
- Termovisión (detección de condiciones a través del calor desplegado).
- Medición de parámetros de operación (viscosidad, voltaje, corriente, potencia, presión, temperatura, etc.).
- Analizadores de Fourier (para análisis de vibraciones)



3.2.3. MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Es el tipo de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar el equipo hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución.

Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación y control, pero sus desventajas lo hacen inaceptable en grandes instalaciones, ya que el trabajo es realizado sobre una base de emergencia, la cuál resulta en un ineficiente empleo de la mano de obra y ocasiona interrupciones del servicio.

Este mantenimiento trae consigo las siguientes consecuencias:

- Paradas no previstas en el proceso productivo, disminuyendo las horas operativas.
- Afecta las cadenas productivas, es decir, que los ciclos productivos posteriores se verán parados a la espera de la corrección de la etapa anterior.
- Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados, por lo que se dará el caso que por falta de recursos económicos no se podrán comprar los repuestos en el momento deseado
- La planificación del tiempo que estará el sistema fuera de operación no es predecible.

3.3. MANTENIMIENTO PROGRAMADO

Esta estrategia se basa en una regeneración empírica en intervalos tiempos determinados y fijos, donde se reacondicionan o a su vez se reemplazan los componentes después de un período de funcionamiento especificado.

Este método de mantenimiento estuvo en auge hace ya varias décadas, pero suponía demasiadas omisiones respecto al funcionamiento del componente dentro de un sistema.

La inspección y mantenimiento periódicos de un transformador de potencia y sus accesorios, contribuyen a eliminar problemas en operación de este componente vital en su sistema de transmisión.

Estos procedimientos pueden identificar problemas potenciales antes de que estos puedan llegar a ser suficientemente serios como para ocasionar daños e interrupciones del equipo.



La frecuencia de los procedimientos de mantenimiento e inspección depende del tamaño del transformador, sin embargo, se recomienda los siguientes procedimientos e intervalos de tiempo:

3.3.1. REVISIÓN MENSUAL

1. Cheque y registre la temperatura ambiente.
2. Cheque y registre la temperatura del aceite del transformador y anote el valor máximo leído desde la última lectura.
3. Cheque y registre el valor de la temperatura en el devanado y anote el valor máximo leído desde la última lectura.
4. Cheque y registre la corriente de carga del transformador y observe el máximo valor leído desde la lectura previa.
5. Cheque y registre el voltaje de línea y anote cualquier variación con respecto al valor obtenido en la lectura previa.
6. Para transformadores equipados con equipos Sealedaire, cheque y registre las lecturas del indicador de presión - el transformador deberá verificarse por posibles fugas.

3.3.2. REVISIÓN TRIMESTRAL

1. - Cheque y registre las lecturas de todos los instrumentos indicadores tales como el indicador de nivel de liquido del tanque y todos los compartimientos llenos de aceite, indicador de temperatura máxima del aceite e indicador de temperatura en el devanado. Si el transformador esta equipado con un sistema de preservación de aceite "Inertaire", cheque y registre la presión del tanque del transformador y la presión restante en el tanque de nitrógeno que alimenta el sistema.
2. - Examine la tubería de los enfriadores o radiadores y todas las uniones, para detectar posibles señales de fuga de aceite. Apriete cualquier conexión floja y repare cualquier fuga de aceite.



3. - Examine los enfriadores o radiadores para evitar la acumulación de material extraño que pueda impedir el flujo de aire. Una limpieza anual es generalmente suficiente, pero las instalaciones sometidas a condiciones salinas o suciedad y/o polvo excesivo, pueden requerir de una revisión mas frecuente.

4. - Inspeccionar el gabinete de control para las siguientes condiciones:

- Circuitos de control de voltaje
- Acumulación de suciedad o goma
- Exceso de calentamiento de partes, evidenciada por la decoloración de piezas de metal, aislamiento carbonizado u olor.
- Libertad de movimiento de las piezas (ninguna forzada)
- Corrosión de partes de metal
- Residuos de desgaste en los contactos
- Excesivo golpe al realizar la operación
- Adecuada presión de contacto
- Conexiones flojas
- Condiciones de maniobra flexibles
- Partes mecánicas gastadas o rotas
- Excedente arqueado en apertura de circuitos
- Ruido excesivo en contactos de C.A.
- Evidencia de goteo de agua o líquidos cayendo sobre los controles
- Operación.- Incluyendo funcionamiento apropiado de dispositivos temporizados y secuencia de operación.

3.3.3. REVISIÓN ANUAL.

1. - Si el transformador esta equipado con enfriamiento por circulación de aceite forzado, cheque que no se presenten ruidos extraños en las bombas. Evidencias de ruido, diferencias en valores de flujo de aceite, corrientes de fase desbalanceadas o calentamiento en los motores de las bombas, pueden requerir retirar la bomba del transformador.

2. - Examine las válvulas de las bombas para checar si existen fugas en los sellos del vástago.



3. - Tome muestras de aceite del tanque principal y de cualquiera de los otros compartimientos separados tales como el cambiador de derivaciones bajo carga. Pruebe las muestras para checar contenidos de oxidación, lodo o humedad y cheque la rigidez dieléctrica. Una muestra de aceite deberá ser llevada a un análisis de contenido de gas en el aceite y análisis de partículas de metal. El reporte de la prueba incluirá recomendaciones en caso de que se requieran nuevas pruebas en el mismo.

4. - Las pruebas de resistencia del aislamiento deben realizarse de cada devanado a otros devanados y tierra y entre todos los devanados y tierra; luego se deben comparar estos valores con los valores tomados en pruebas anteriores. Mida el valor del factor de potencia del aislamiento y compárelo con los valores obtenidos en pruebas anteriores.

5. - Examine todas las boquillas, apartarayos y los conectores para encontrar muestras de contaminación y señales de descargas de arrastre. Realice mediciones de factor de potencia y capacitancia de las boquillas y compare estos valores con los obtenidos en las pruebas iniciales del transformador.

6. - Si el transformador esta equipado con cambiador de derivaciones bajo carga, inspecciónelo siguiendo lo especificado en el libro de instrucción correspondiente.

7. - Inspeccione cualquier respiradero y pequeños orificios en la válvula de alivio de presión o en los respiradores de presión - vacío para asegurarse que están limpios y en condiciones de operación. Inspeccione todas las tuberías de interconexión al relevador BUCHHOLZ, tanto en su pendiente como en que no este obstruida.

8. - Si el transformador esta equipado con sistema de preservación de aceite COPS con bolsa de neopreno, retire el respiradero del tanque de expansión y revise posibles fugas de aceite dentro de la bolsa de aire.

9. - Examine el acabado del transformador, especialmente alrededor de las juntas soldadas y en los accesorios tales como los radiadores, enfriadores y tuberías asociadas. Cheque las peladuras y las evidencias de oxido. Limpie las áreas afectadas con un cepillo de alambre. Pinte las áreas afectadas con primer y luego aplique una capa final de pintura.



10. - Des-energice la fuente de poder auxiliar del transformador e inspeccione los dispositivos de control en el gabinete. Remueva grasa, aceite u otros contaminantes. Repare o reemplace cualquier componente roto o en mal estado; apriete todas las conexiones falsas y elimine cualquier fuga de aceite o agua hacia el compartimiento.

3.4. MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN DE OPERACION.

• **Condition Assessment:** Cambia el foco de un mantenimiento tradicional (periodicidad) a uno basado en la condición de funcionamiento de un conjunto de transformadores, con lo cual se logra mejorar disponibilidad y aumentar la confiabilidad de la operación

La técnica de mantenimiento basado en la condición de operación se basa en dispositivos utilizados para vigilar, detectar y diagnosticar la condición de los transformadores de potencia. Por lo tanto, el objetivo de la técnica de vigilancia de la condición es suministrar información referente a la condición real del transformador y a los cambios que se producen.

Es importante entender el comportamiento del transformador al producirse la falla, para que puedan seleccionarse las técnicas de vigilancia más efectivas. La decisión sobre el estado y la selección de las técnicas de vigilancia de la condición depende en gran medida del tipo de dispositivo usado, y en último término viene determinada por consideraciones económicas y/o de seguridad. Una vez que se ha tomado la decisión sobre las técnicas a usar, es posible definir el dispositivo que se necesitará, para llevar a cabo la vigilancia de la condición.

Debido al creciente interés en esta técnica durante los últimos años, existen muchos desarrollos de dispositivos relacionados con la vigilancia de la condición de los transformadores. Los sensores, instrumentos, y dispositivos de grabación y de análisis han mejorado notablemente. Este desarrollo ha permitido obtener una información más confiable acerca de la condición de los transformadores de potencia.

Una vez que se instalan los sensores de vigilancia de la condición y se recogen los datos, es necesario tener métodos confiables de interpretación de los mismos, para detectar en qué momento ocurren las fallas. Una tarea de mantenimiento condicional eficaz exige un gran número de medidas, efectuadas a intervalos que aseguren la identificación del cambio en la condición de los equipos, con tiempo suficiente antes de la acción correctiva.



El volumen de datos necesario para determinar con precisión la condición de determinado transformador, exige una considerable cantidad de tiempo para llegar a una presentación que pueda interpretarse.

Por lo tanto, ha surgido una gran demanda de desarrollo de herramientas que diagnostiquen la condición y permitan la predicción de las fallas. La inteligencia artificial parece cubrir esta necesidad, suministrando numerosas técnicas potentes, para manejar grandes cantidades de datos.

En todos los campos de la ingeniería, se han aplicado técnicas de inteligencia artificial tales como sistemas expertos, redes neuronales y sistemas on line basados en el monitoreo. En los últimos años, se han utilizado estas técnicas en el campo de la vigilancia y diagnosis del estado de sistemas eléctricos de potencia.

Entre todas esas técnicas de inteligencia artificial, los sistemas expertos acaparan la mayor atención. Durante más de una década ha estado presente la idea de usar la tecnología de los sistemas expertos para desarrollar herramientas de apoyo de “software” para el mantenimiento de transformadores de potencia.

Los sistemas expertos extienden la las funciones matemáticas y estadísticas habituales, usando el diálogo y la lógica para determinar diversas posibles acciones o consecuencias. Los sistemas expertos tienen varias ventajas sobre los expertos humanos:

- Pueden procesar la información mucho más rápidamente y, en consecuencia, pueden reducir el tiempo de diagnóstico de mantenimiento.
- Pueden analizar situaciones con objetividad y no olvidar ningún hecho relevante, reduciendo por tanto la probabilidad de realizar un diagnóstico erróneo.
- Pueden detectar fallas incipientes mediante la vigilancia en directo de los parámetros de condición del equipo.

Actualmente hay una gran variedad de técnicas de vigilancia, bien desarrolladas, que se usan ampliamente para apoyar y mejorar las tareas de mantenimiento condicional. En general, las técnicas de vigilancia de la condición de operación pueden dividirse en diferentes categorías según distintos criterios.



A continuación se mencionan algunas de las técnicas usadas con más frecuencia.

- Análisis de vibraciones.
- Análisis de barrido de frecuencia.
- Análisis termográfico.
- Análisis de gases disueltos.
- Análisis de los aceites aislantes.

La gama de técnicas de diagnóstico disponibles es tan amplia que aquí solamente describiremos algunas de ellas en el siguiente capítulo.

Comprobación integrada: Finalizando el desarrollo de las técnicas usadas en el mantenimiento bajo condición de operación, tenemos la comprobación integrada, que es la práctica de efectuar las funciones operacionales de cada equipo, para la detección de fallas y/o errores en su funcionamiento, con el objeto principal de proteger al personal y al equipo contra presentaciones u órdenes, erróneas o engañosas. Esta función de detección de fallas es, en muchos casos, parte de la función operativa básica del equipo.

3.5. MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD

Consiste en examinar los equipos enfocándose en sus funciones, hacer un análisis de fallas y analizar sus consecuencias. Partiendo de esto, se puede determinar las tareas más adecuadas en el contexto de operación, siendo éstas, técnica y económicamente, apropiadas.

La idea central del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad es que los esfuerzos de mantenimiento deben ser dirigidos a mantener la función que realizan los equipos más que los equipos mismos. Esto implica conocer con gran detalle las condiciones en que se realiza esta función y, sobre todo, las condiciones que la interrumpen o dificultan.

En resumidas cuentas el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad es el mantenimiento que se debe hacer para que el equipo cumpla con su misión enfocándose en el funcionamiento global del sistema.



En los últimos años ha existido un gran repunte en el desarrollo de herramientas que efectivizan los procesos de mantenimiento basados en la maximización de la fiabilidad funcional de los equipos y del sistema.

Es una estrategia que permite establecer un mantenimiento del equipo, desde el punto de vista funcional, es decir, que trata al equipo de acuerdo a la funcionalidad del mismo y a la relación dentro del sistema.

Esta técnica difiere a las anteriores, principalmente porque se focaliza en la funcionabilidad del sistema y toma al componente como una parte indispensable para el normal y correcto funcionamiento del mismo, además de conjugar los tres primeros tipos de mantenimiento, tal es el caso de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, basándolos en análisis de confiabilidad.

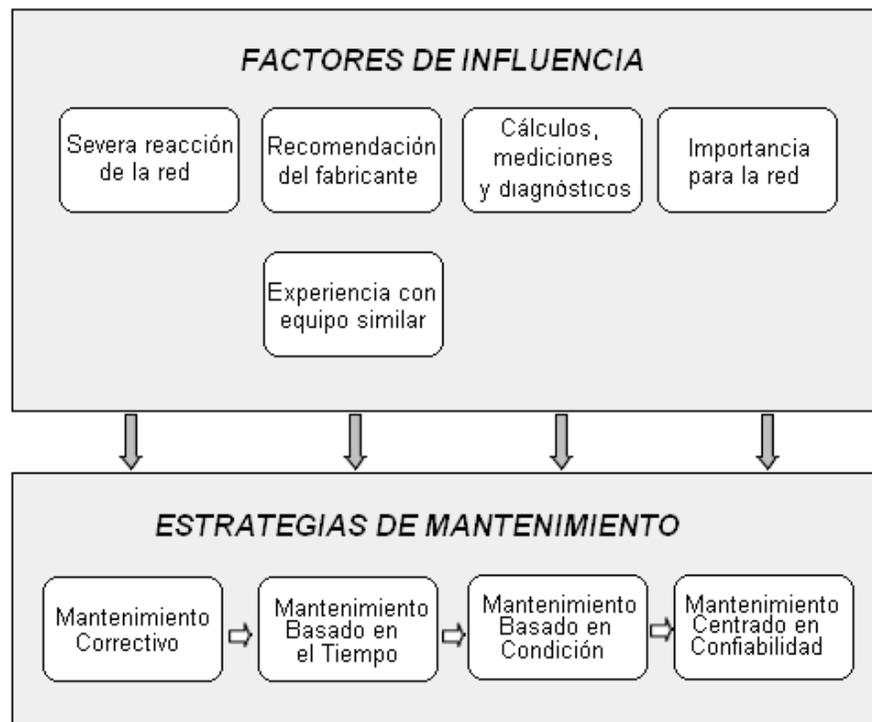


Fig.38 Evolución de las Estrategias de Mantenimiento y factores que lo influenciaron.

Como se ve, ha existido una evolución en cuanto a estrategias de mantenimiento se refiere. El siguiente cuadro sintetiza las diferentes estrategias de mantenimiento mencionadas y la evolución que existió a lo largo del tiempo. (Figura 38)



CAPITULO IV

4.1. PRUEBAS PARA LA VERIFICACION DE LA CONDICION DEL EQUIPO.

Son la base para verificar y apoyar los criterios de aceptación o para analizar los efectos, cuando sucedan cambios o variaciones con respecto a los valores iniciales de puesta en servicio.

Se consideran pruebas eléctricas, aquellas que determinan las condiciones en que se encuentra el equipo eléctrico, para determinar su operatividad. En este capítulo, se describen algunas pruebas aplicables a transformadores de potencia.

Se efectúan a los equipos que se encuentran en operación o en proceso de puesta en servicio y se consideran de la siguiente manera:

- a) Pruebas iniciales de referencia.
 - b) Pruebas continuas de monitoreo.
 - c) Pruebas para la condición del equipo.
-
- a. **PRUEBAS INICIALES DE REFERENCIA.** Se realizan a todo el equipo nuevo o reparado, considerando las condiciones de traslado; efectuando primeramente una inspección detallada de cada una de sus partes.
 - b. **PRUEBAS CONTINUAS DE MONITOREO.** Se realizan a cada uno de los equipos en campo después de haber ser sido: instalados, ajustados, secados, etc. con la finalidad de verificar sus condiciones para decidir su entrada en operación.
 - c. **PRUEBAS PARA LA CONDICION DE OPERACIÓN DEL EQUIPO.** Se efectúan periódicamente conforme a programas y a criterios de mantenimiento elegidos y condiciones operativas del equipo.



RECOMENDACIONES PARA REALIZAR PRUEBAS ELÉCTRICAS A LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

- a) Para equipos en operación y en base a los programas de mantenimiento.
- b) Tener la seguridad de que el equipo a probar no este energizado. Verificando la apertura física de interruptores y/o cuchillas seccionadoras.
- c) El tanque o estructura del equipo a probar, debe estar aterrizado.
- d) Aterrice el equipo a probar por 10 minutos aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar a la prueba y por seguridad personal.
- e) Desconecte de la línea o barra, las terminales del equipo a probar.
- f) En todos los casos, ya sea equipo nuevo, reparado o en operación, las pruebas que se realicen siempre deberán estar precedidas de actividades de inspección.
- g) Preparar los recursos de prueba indispensables como son: Instrumentos, Herramientas, Probetas, Mesas de prueba, etc.
- h) Preparar el área de trabajo a lo estrictamente necesario, delimitar para evitar el paso de personas ajenas a la prueba; procurando se tengan fuentes accesibles y apropiadas de energía.
- i) Colocar él o los instrumentos de prueba sobre bases firmes y niveladas.
- j) Compruebe que las terminales de prueba están en buenas condiciones y que sean las apropiadas.
- k) No aplicar voltajes de prueba, superiores al voltaje nominal del equipo a probar.
- l) Durante las pruebas deberán tomarse todas las medidas de seguridad personal y para el equipo.



- m) Anote las lecturas de la prueba con sus multiplicadores en la hoja de reporte correspondiente y registre también, las condiciones climatológicas.

- n) Al terminar la prueba ponga fuera de servicio el instrumento de prueba y aterrice nuevamente el equipo probado.

4.2. FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO

4.2.1. FUNDAMENTO TEÓRICO

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en por ciento, que se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle una corriente de un voltaje determinado, es en si, una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos.

Es representado como la relación entre la Potencia Activa (W) y la Potencia Reactiva (VA). La ecuación del FP se muestra a continuación:

$$FP = \frac{W}{EI} = \frac{EI \cos\theta}{EI}$$

Donde:

E = Voltaje de fase

I = Corriente total de fase

W = watts

θ = Ángulo de fase entre E y I

Debido a la situación de no ser aislantes perfectos, además de una corriente de carga puramente capacitiva (I_c), siempre los atravesará una corriente que está en fase con el voltaje aplicado (I_r), a esta corriente se le denomina de pérdidas dieléctricas, en estas condiciones el comportamiento de los dieléctricos queda representado por el siguiente diagrama vectorial. Sin embargo, cuando el transformador es energizado con el lado del secundario abierto, la corriente resistiva es muy



pequeña y prácticamente limita las pérdidas dieléctricas. En estas condiciones, el factor de potencia es muy bajo y la corriente total está compuesta casi solo por el componente capacitivo. Por consiguiente, se puede representar el factor de potencia como la relación entre la corriente resistiva y la corriente capacitiva (muy parecida a la total). En este caso, la ecuación sería:

$$FP = \frac{I_R}{I} = \frac{I_R}{I_C}$$

DONDE $I = I_C$

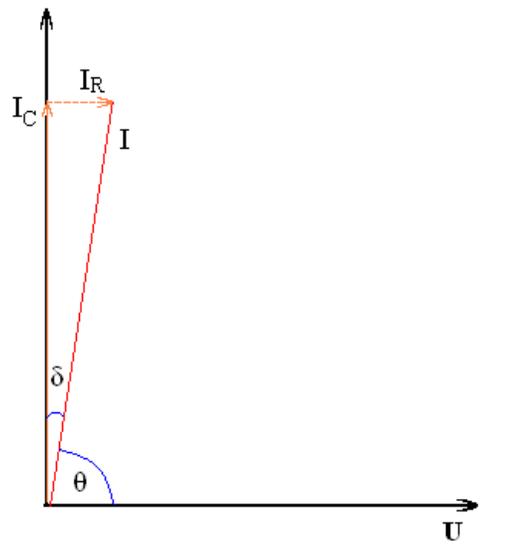


Fig. 39 Diagrama Fasorial. Factor de Potencia

Un buen ángulo de factor de potencia (θ) es grande, aproximadamente 90° , debido a que para aislamientos en buena condición, el componente resistivo debe ser muy pequeño.

El ángulo complementario a θ es delta (δ) como se indica en el gráfico anterior. Para dicho ángulo pequeño (delta) el valor de la tangente se acerca mucho al valor mismo del ángulo, por lo cual, es el mismo valor que $\cos \theta$ (Factor de Potencia).

De aquí, que “ $\tan \delta$ ” se convierte en un criterio importante para la prueba, el cual incrementa con el voltaje y este fenómeno se denomina “delta” incrementa a “tan delta”.



Para ilustrar de mejor manera el fenómeno, la figura 40 muestra el comportamiento típico de la tangente delta en función de la temperatura de aceite mineral para diferentes condiciones de envejecimiento.

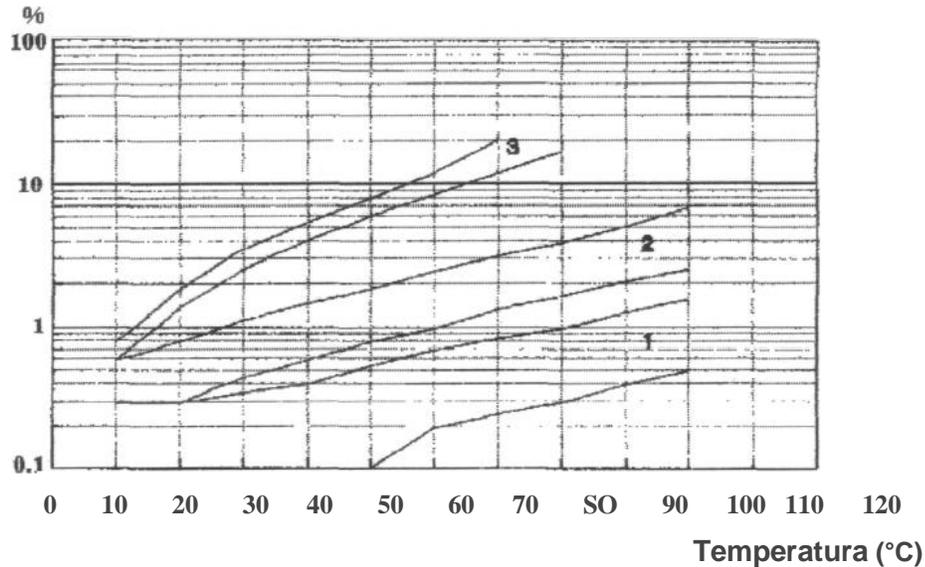


Fig. 40 Comportamiento de $\tan \delta$ para diferentes condiciones de envejecimiento

Se indican en la figura las siguientes zonas:

1. Aceite nuevo
2. Aceite envejecido en ausencia de degradamiento del aislamiento.
3. Aceite envejecido en presencia de degradamiento del aislamiento

Dentro de los límites de funcionamiento normal, el valor de tangente delta no está sensiblemente ligado a la frecuencia ni al campo eléctrico, en cambio la temperatura resulta el parámetro que más influye.

Su medición permite la evaluación de resultados de pruebas dieléctricas, poniendo en evidencia eventuales alteraciones de naturaleza físico-química o bien degradamientos del dieléctrico durante las pruebas.



El factor de disipación del aislamiento de un transformador ($\tan \delta$) se obtiene por lectura directa a través de un puente capacitivo, por su parte el factor de potencia se calcula a partir de los valores de factor de disipación obtenidos. Tanto el factor de disipación, como el de potencia deben asumir valores bajos, pues representan pérdidas indeseables en el aislamiento que pueden diagnosticar presencia de cavidades en esta y por ende aparición de descargas parciales.

Para el caso de los bushings del transformador, la medición de los factores de pérdida se realiza empleando distintos métodos, cuya aplicación dependerá del tipo de bushing presente. Para bushings capacitivos se realiza la medición con puentes capacitivos entre el terminal del bushing y el tap de voltaje. Para bushings no capacitivos, la medición de los factores de pérdida se lleva a cabo empleando el método del collar caliente.

Otra lectura que entrega la prueba del factor de potencia, son las capacitancias de devanados, que son una medida de cómo se encuentra el aislamiento de cada devanado. Con el conocimiento de los valores de la corriente de carga, el voltaje de prueba y la frecuencia, la capacitancia del aislamiento puede ser determinada de la siguiente manera.

$$C = \left(I \times \text{SEN} \frac{f}{V} \right) = \frac{I}{V}$$

La capacitancia de aislamientos secos no es afectada apreciablemente por la temperatura; sin embargo en los casos de aislamientos húmedos o contaminados, esta tiende a incrementarse con la temperatura.

Tomando en consideración que la reactancia de los aislamientos es predominantemente capacitiva y las pérdidas eléctricas reducidas, la magnitud de la corriente de carga puede calcularse por:

$$I_{CARGA} = \frac{V}{\omega C} \quad \text{Ó} \quad VA = \frac{V^2}{\omega C}$$

Donde:

I_{carga} = Magnitud de corriente de carga

V = Voltaje aplicado



ω =Frecuencia angular ($2\pi f$)

C =Capacitancia

De las fórmulas anteriores puede determinarse la máxima capacitancia que un equipo de prueba puede aceptar para obtener mediciones confiables.

La figura muestra el esquema básico y típico de un transformador.

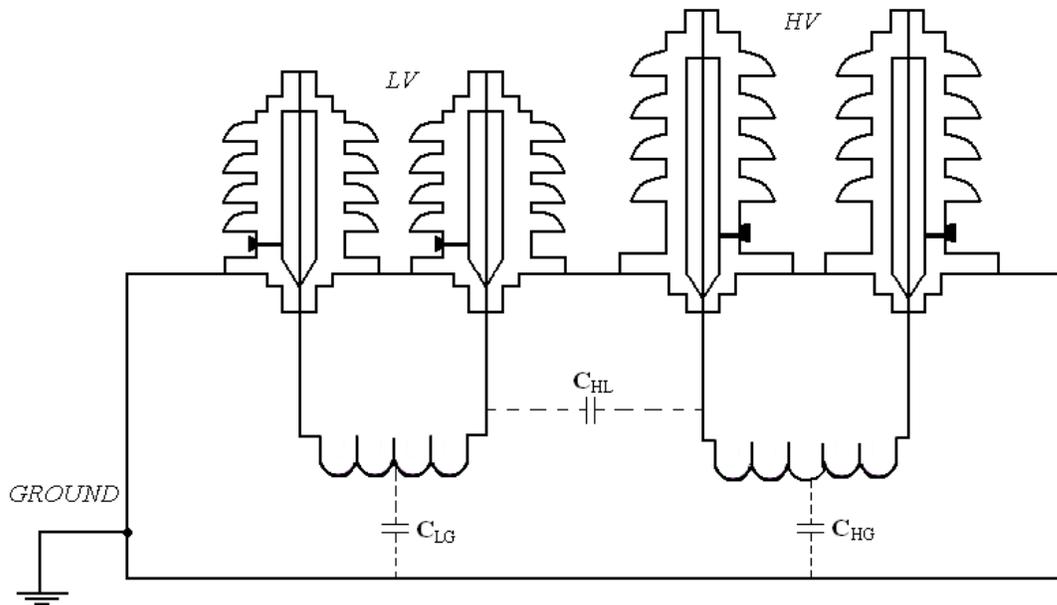


Fig. 41 Esquema de capacitancias en un transformador

Donde:

CH es el aislamiento entre el conductor de alto voltaje y las partes aterradas, incluyendo bushing, aislamiento de devanados, aislamiento de las partes de la estructura y aceite.

CL se refiere a las mismas partes y materiales entre el conductor de bajo voltaje y las partes aterradas.

CLH se refiere a todo el aislamiento de los devanados barreras y aceite entre los devanados de alta y baja tensión.



4.2.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS

En general esta prueba detecta contaminación (humedad, suciedad, agentes destructivos), deterioro (envejecimiento del aislamiento, ionización), deformaciones mecánicas (cambios físicos en el aislamiento).

El resultado global de la prueba de medición del factor de potencia refleja las condiciones aislantes de los devanados, cambiadores de taps, bushings y aceite.

Modernos transformadores llenos de aceite tienen factores de potencia de menos del 0.5%, corregidos a 20°C (68°F), para devanados independientes respecto a tierra (CHG y CLG) y entre aislamiento entre devanados (CHL). El "Nacional Gris Transformer Specification" toma como norma un factor de potencia del sistema de aislamiento que no exceda el 0.5% a 20°C. Estos valores se los especifica de mejor manera en la tabla 1.

	Porcentaje de factor de potencia		
Test	Bueno	Limite	Investigar
Devanado H	0.5 o menor	0.5 a 1.0	1.0 o mayor
Devanado X	0.5 o menor	0.5 a 1.0	1.0 o mayor
Entre devanados	0.5 o menor	0.5 a 1.0	1.0 o mayor
Bushing UST ^a	Bajo 1.0	-	-
Tanque principal de aceite, cambiador de tap, compartimiento del switch	0.5 o menos	Sobre 0.5	Reemplazar si supera 2.0

Tabla 1 Valores de Factor de Potencia en Transformadores

Las lecturas de la prueba de factor de potencia en transformadores pueden depender de ciertos factores como la temperatura y humedad. Valores aceptables de factor de potencia en transformadores suelen estar basados en valores comparativos de transformadores similares, o de pruebas anteriores al mismo transformador. La tabla 03 muestra los valores de corrección para la prueba de factor de potencia del equipo.



Rafael Martínez Martínez

Los valores de capacitancias, deben ser referidos a valores históricos (valores de pruebas anteriores) además de los valores especificados por el fabricante. Nótese que en el instante que se está realizando la prueba puede verificarse que esté correcta, simplemente comparando el resultado $CHG+CHL$ que debe ser un valor muy cercano a la suma de los dos valores independientes CHG y CHL .

Es importante tener claro que no resulta fácil emitir un juicio acerca de un determinado valor de medición de tangente delta, cuando no se dispone de otras medidas comparativas.

Los valores de factor de potencia en el transformador, pueden interpretarse en los tres sectores de la curva de vida del transformador de distinta forma, es decir, si nos encontramos en la zona de fallos iniciales, un valor de factor de potencia elevado, podría identificarse como un error en el montaje o un defecto de fábrica del aislamiento. Si se detecta un crecimiento anormal en la etapa de operación normal del equipo, éste pudo haberse debido a fallas por factores externos, como por ejemplo, descargas atmosféricas, etc. Si el crecimiento de éste valor se presenta cuando el transformador bordea, o ha entrado a la zona crítica, es importante complementar con estudios adicionales, debido a que el aislamiento puede verse afectado seriamente por causas de envejecimiento mismo del equipo.



4.3. PRUEBAS DEL ACEITE AISLANTE

4.3.1 INTRODUCCION

Los aceites aislantes son producto de la destilación del petróleo crudo, obtenidos de tal manera que deban reunir ciertas características físicas especiales en lo referente a viscosidad, temperatura de escurrimiento, punto de inflamación, peso específico, etc., y propiedades eléctricas que sean idóneas para su utilización adecuada en los diversos equipos de potencia y de distribución.

Existen fundamentalmente dos tipos de crudos básicos para la obtención del aceite aislante, los de base nafténica y los de base parafínica. Puesto que el aceite aislante es una mezcla de hidrocarburos, se le llama de base parafínica al que contenga más de un 50% de hidrocarburos parafínicos.

Los tres grupos principales de compuestos que forman un aceite aislante son los nafténicos, parafínicos y aromáticos; variando el porcentaje de cada uno de ellos, dependiendo del crudo básico y del proceso de refinación. Otros pequeños porcentajes de compuestos son azufre, oxígeno y nitrógeno (compuestos polares) los cuales influyen en la inestabilidad a la oxidación del aceite.

Los hidrocarburos aromáticos son más estables desde el punto de vista eléctrico y presentan una menor tendencia a gasificarse, que los del tipo parafínico. En cambio, los nafténicos tienen mayor estabilidad con el aumento de la temperatura y un bajo punto de congelación; ideal para usarlos en ambientes de muy baja temperatura ambiente.

El aceite dentro de los equipos eléctricos, como se mencionó anteriormente, cumple con varias funciones principales: medio aislante, medio refrigerante (disipador de calor), en el caso de transformadores y medio extintor del arco en el caso de los interruptores de potencia.



4.4. PRUEBA DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE.

4.4.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

Parte de la energía eléctrica que circula por un autotransformador se transforma como pérdidas por calor en el circuito magnético y en los devanados. Este calor se transmite a un medio refrigerante antes de que los aislamientos sólidos lleguen a temperaturas excesivas y peligrosas.

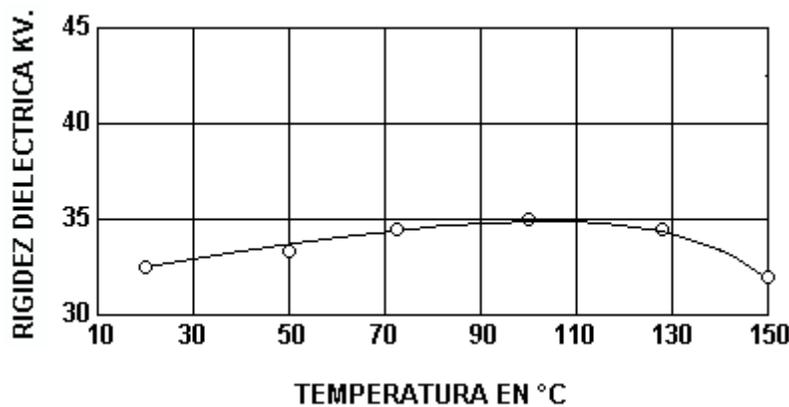


Fig. 42 Rigidez dieléctrica en función de la Temperatura

La resistencia de aislamiento del aceite, se degrada con el tiempo, razón por la cual, es imperioso que periódicamente se examine sus características a fin de evitar las averías y pérdidas de los equipos.

La rigidez dieléctrica o tensión de perforación es la tensión que produce un arco eléctrico permanente entre dos electrodos bien definidos separados 25mm, sumergidos en aceite a 20°C. Se expresa en KV/cm.

La rigidez dieléctrica orienta sobre la capacidad aislante del aceite, así como de la presencia en el mismo de impurezas tales como agua, lodos, polvo, gases, etc.

La presencia de impurezas disminuye la rigidez dieléctrica de un aceite. Las impurezas facilitan el paso de la corriente a través del aceite, especialmente las que llevan agua en disolución, tales como fibras de papel, gotas de polvo, etc. No ocurre lo mismo con el agua disuelta en el aceite, que no afecta a esta propiedad.

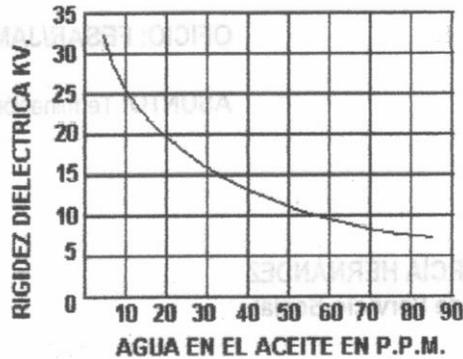


Fig. 43 Rigidez Dieléctrica en función de la Cantidad de agua.

Un alto valor de rigidez dieléctrica no indica sin embargo, la ausencia de todos los contaminantes. Indica solamente que la concentración de contaminantes, presentes en el líquido y entre los electrodos de prueba, no es tan grande como para afectar adversamente la rigidez dieléctrica del aceite.

En general, se puede afirmar que la rigidez dieléctrica, mide la presencia de agua y de sólidos en suspensión. Es un indicativo de buen manejo y uso del aceite de un determinado equipo.

Un aceite en malas condiciones, afecta también al papel aislante impregnado y sumergido en dicho aceite.

4.4.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

La prueba de rigidez dieléctrica entrega información sobre la capacidad aislante del aceite, así como de la presencia en el mismo de impurezas tales como agua, lodos, polvo, gases, etc. La rigidez dieléctrica (voltaje al cual el aceite se vuelve conductor), disminuye por la presencia de los factores mencionados.

La prueba de la rigidez dieléctrica del aceite tiene como objetivo determinar los esfuerzos eléctricos en KV; que puede soportar sin que pueda deteriorarse, revela si existe o no la presencia de partículas sólidas o materiales insolubles tales como fibra y agua en estado libre en forma de suspensión en el aceite. Su valor es prácticamente independiente del estado químico del aceite. Sin embargo no da ninguna indicación acerca del envejecimiento, y así un aceite muy envejecido puede alcanzar altos valores de rigidez dieléctrica

Para la realización de esta prueba, se puede seguir dos normas bien definidas, las cuales se diferencian esencialmente en el tipo de electrodos que se usan para el efecto.



Dichas normas son: ASTM D-877 y ASTM D-1816. La primera, es para aceites minerales, y la segunda sirve además para realizar las pruebas en líquidos sintéticos. Tabla 2

Norma	Valor de rigidez dieléctrica permisible
ASTM D877	Aceites usados: 25 KV mínimo Aceites nuevos: 35 KV mínimo
ASTM D1816	Aceites usados: 20 KV mínimo Aceites nuevos: 30 KV mínimo

Tabla 2 Valores permisibles de Rigidez Dieléctrica según normas.

En general, la siguiente tabla 3 muestra los valores de rigidez dieléctrica permisibles para diferentes condiciones de aceite.

Condiciones del aceite	Valor de rigidez dieléctrica permisible
Aceites degradados y contaminados	10 a 20 KV
Aceites carbonizados no degradados	20 a 33 KV
Aceites nuevos sin desgasificar	33 a 40 KV
Aceite nuevo desgasificado	40 a 5 KV
Aceite regenerado	50 a 60 KV

Tabla 3. Valores permisibles de Rigidez Dieléctrica según condición de aceite.

Valores de rigidez dieléctrica que se encuentren fuera del rango descrito en las tablas anteriores, pueden ser consecuencia de algún deterioro en el líquido aislante, y debe ponerse bajo consideración un reacondicionamiento del mismo.



4.5. PRUEBA DE ACIDEZ DEL ACEITE

4.5.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

La acidez o número de neutralización, es el nivel de deterioro por la oxidación del aceite debido a la formación de ácidos orgánicos. Alcoholes, acetonas, peróxidos, aldehídos, jabones, epóxicos y fundamentalmente ácidos son directamente responsables de la formación de lodos, proceso que se acelera con la presencia de tensiones eléctricas. Estos ácidos también reaccionan con los metales del transformador y forman otro tipo de lodos. También ataca la celulosa y acelera la degradación del aislamiento.

El número de neutralización, es la cantidad de Hidróxido de Potasio (KOH) que se requiere para neutralizar el contenido de ácido en 1 gramo (gr.) de aceite del transformador. En transformadores nuevos, el contenido de ácido es prácticamente nulo. Mientras más alto es el número de neutralización, más ácido es el aceite.

Básicamente la prueba consiste en titular con hidróxido de potasio una muestra de aceite, usando como indicador fenolftaleína y un solvente adecuado (alcohol desnaturalizado).

Dos de las consecuencias más importantes que la formación de lodos puede acarrear, son, la pérdida de la capacidad de disipar el calor, debido a la obstrucción de los radiadores por acumulación de lodos, y la pérdida de resistencia mecánica del sistema de aislamiento sólido.

Los datos de la prueba indican que la acidez es proporcional a la cantidad de oxígeno absorbido por el líquido. Por lo tanto, diferentes transformadores, pueden tomar diferentes períodos de tiempo antes de que el lodo empiece a aparecer. Así, transformadores con acceso libre de aire suelen presentar formaciones lodosas antes que los transformadores con conservador.

4.5.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

En general la prueba de acidez es un indicador de la cantidad de sedimentación lodosa que se encuentra en el aceite aislante. Por ende es un buen indicio de presencia de oxidación.

La siguiente curva muestra una comparación entre el valor de acidez y los años en servicio del transformador.

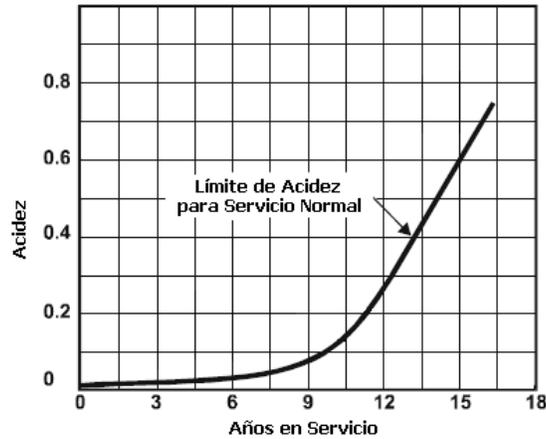


Fig. 44 Límites de acidez en función de los años de servicio

Un valor aceptable de acidez de aceite nuevo, oscila entre 0.03 mg. KOH/gr de aislante y 0.07 mg. KOH/gr de aislante, pero estos valores serán referidos en la tabla posterior.

Como se observa en la gráfica, la aparición de sedimentación lodosa, en el transformador, o el límite de acidez para un servicio normal, se da al alcanzar un valor de 0.4. Por lo tanto, es obvio que se debe realizar una regeneración del aceite antes de llegar a este punto, generalmente cuando se ha alcanzado un valor de 0.2 mgr KOH/gr. aceite. Tabla 4.

TIPO DE ACEITE	VOLTAJE (KV)	ACIDEZ (MG KOH. MAX)
Aceite Nuevo		0.03
Aceite con tiempo de servicio- aceite con condiciones para continuar en uso	<69-288>345	0.2 0.1
Aceite con tiempo de servicio-aceite que requiere solo reacondicionamiento para futuro servicio.		0.2
Aceite con tiempo de servicio-aceite en mal estado.		0.5

Tabla 4 Valor de acidez permisible según condición del aceite.



Como en las otras pruebas de aceite, la decisión no debe ser basada solamente en los resultados obtenidos en una prueba, pero se debe tomar en cuenta el incremento de acidez en el aceite cada año.

4.6. PRUEBA DE COLOR DEL ACEITE.

4.6.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

El color del aceite es un indicativo del estado del mismo. Dos son los elementos principalmente responsables por el color del aceite: uno es el aceite base, el color del aceite varía de un ámbar claro y brillante a un color pardo oscuro dependiendo del corte de extracción y el origen del crudo refinado.

Los cambios en intensidad de color generalmente están asociados con el contenido de azufre y otras impurezas aromáticas; mientras mayor sea el contenido de impureza más oscuro será el aceite; igualmente a mayor viscosidad más oscuro se torna el color del aceite básico.

El otro factor importante es el paquete de aditivos utilizado. Los aditivos tienen como función primordial fortalecer las propiedades del aceite y proteger las partes del equipo a ser lubricado. Algunos de los aditivos que conforman el paquete son determinantes en el color del aceite final, específicamente aquellos que contienen azufre, como es el caso de los aditivos detergentes e inhibidores a la corrosión y a la oxidación.

4.6.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Esta prueba es desarrollada para indicar cambios relativos en el aceite durante su uso. El color es expresado mediante un valor numérico (también de una descripción del color) basada en una comparación con una serie de colores estándar. Sin embargo no puede decirse que exista una directa correlación entre el cambio de color y un problema en el aceite.

Existen cambios normalmente después de un largo período de uso. Un rápido incremento en el número de color, suele ser un indicativo de un dramático cambio en la condición de operación y generalmente son precedidas de otros indicadores de problemas.



CAPITULO IV
PRUEBAS PARA LA VERIFICACION DE LA CONDICION DEL EQUIPO.

Rafael Martínez Martínez



Un número de color alto ocurre cuando existe presencia de contaminación o deterioro o a su vez la presencia de ambos. Los valores con una descripción de colores, se encuentran detallados en la siguiente tabla.5

Numero comparador	Color	Condiciones del aceite
0.0-.05	Claro	Aceite nuevo
0.5-1.0	Amarillo pálido	Buen aceite
1.0-2.5	Amarillo	Aceite con tiempo de servicio
2.5-4.0	Amarillo brillante	Condiciones marginales
4.0-5.5	Ámbar	Mala condición
5.5-7.0	Marrón	Condición critica (necesita regeneración)
7.0-8.5	Marrón oscuro	Condición extrema (necesita ser cambiado)

Tabla 5 Cuantificación del color del aceite



4.7. PRUEBA DE TENSIÓN INTERFACIAL DEL ACEITE.

4.7.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

Se llama tensión interfacial a la energía libre existente en la zona de contacto de dos líquidos inmiscibles. Esta energía es consecuencia de las tensiones superficiales de los dos líquidos, y evita que se emulsiones espontáneamente. En el caso de los aceites aislantes, la tensión interfacial es un indicativo de la capacidad aislante del aceite. Con el paso del tiempo, y debido a la combinación de calor, campos eléctricos, agua y oxígeno se van generando compuestos polares en el aceite que afectan a su capacidad aislante, ya que estos compuestos facilitan el paso de la corriente eléctrica a través del aceite.

Los compuestos polares se van acumulando y afectan a la tensión interfacial, reduciéndola. Esta reducción facilita que el agua y otros contaminantes se emulsionen con el aceite, aumentando su conductividad. Este aumento de la conductividad del aceite con lleva que el calor disipado por éste sea menor, lo que facilita a su vez la degradación del mismo y la acumulación de contaminantes insolubles, que forman lodos. El valor de la tensión interfacial, comparado con el del aceite nuevo, nos da una indicación bastante precisa de la capacidad aislante del aceite.

4.7.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Los resultados de la prueba indican el grado de variación de capacidad de aislamiento del aceite (por envejecimiento, nivel de oxidación y presencia de impurezas) y por ende la degradación del mismo. Cuando la tensión interfacial está debajo de 22 dinas/cm; puede ser indicativo de que es inminente o se ha iniciado ya la precipitación de lodos en un aceite en operación.

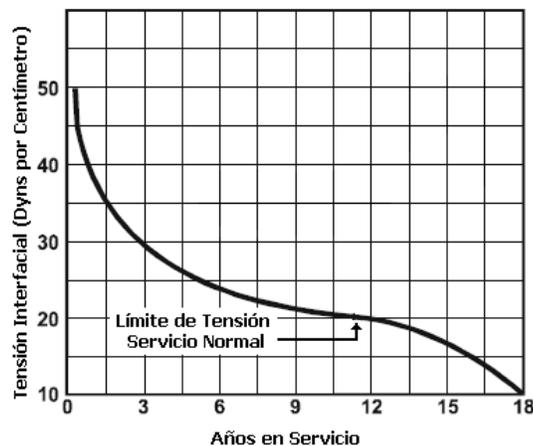


Fig. 45 Tensión Interfacial en función de los años de servicio del equipo.



Debido a que la acumulación de contaminantes y productos de la degradación del aceite hacen bajar el valor de la tensión interfacial (como se muestra en la figura 45), este valor, comparado con el del aceite nuevo, nos da una indicación del grado de envejecimiento del aceite, de su nivel de oxidación, y de la presencia de impurezas. En el aceite nuevo y sin aditivos, la tensión interfacial tiene un valor de entre 40 y 45 dinas/cm, que con el uso de aditivos puede bajar a 25-30 dinas/cm. En la tabla 6 aclara los rangos de tensión interfacial para aceites aislantes.

Aceites	Voltaje	Tensión interfacial (Dinas/cm)
Aceite nuevo		40
Aceite Nuevo recibido en equipo nuevo		35
Aceite Nuevo después del llenado y reposado, antes de la energización		35
Aceite con tiempo de servicio – Aceite con condiciones para continuar en uso.	<69	24
	69-288	26
	>345	30
Aceite a ser reacondicionado – Aceite que requiere solo reacondicionamiento para un futuro servicio		
Aceite a ser reacondicionado – Aceite en malas condiciones		16

Tabla 6 Valores permisibles de Tensión Interfacial en base a la condición del aceite.



4.8. PRUEBA DE HUMEDAD RESIDUAL.

4.8.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

La humedad dentro de un transformador, afecta su comportamiento, de la siguiente manera:

- Promueve descargas parciales.
- Puede generar burbujas
- Disminuye considerablemente la rigidez dieléctrica
- Envejece prematuramente el aislamiento sólido.

Aunque la humedad del aceite es importante y debe mantenerse lo mas baja que sea posible, lo verdaderamente importante es la acumulación de agua en el aislamiento sólido del transformador. Dichos aislamientos están compuestos principalmente por papel, cartón y madera, siendo el predominante el papel Kraft y Cartón prensado.

La humedad residual es la cantidad de agua expresada en porcentaje del peso total de los aislamientos sólidos que permanece en ellos al final de un proceso de secado.

La figura muestra curvas de equilibrio que relacionan el contenido absoluto de humedad del aceite con el contenido de agua en el papel. La utilización de estas curvas implica que el transformador se encuentra en equilibrio térmico.

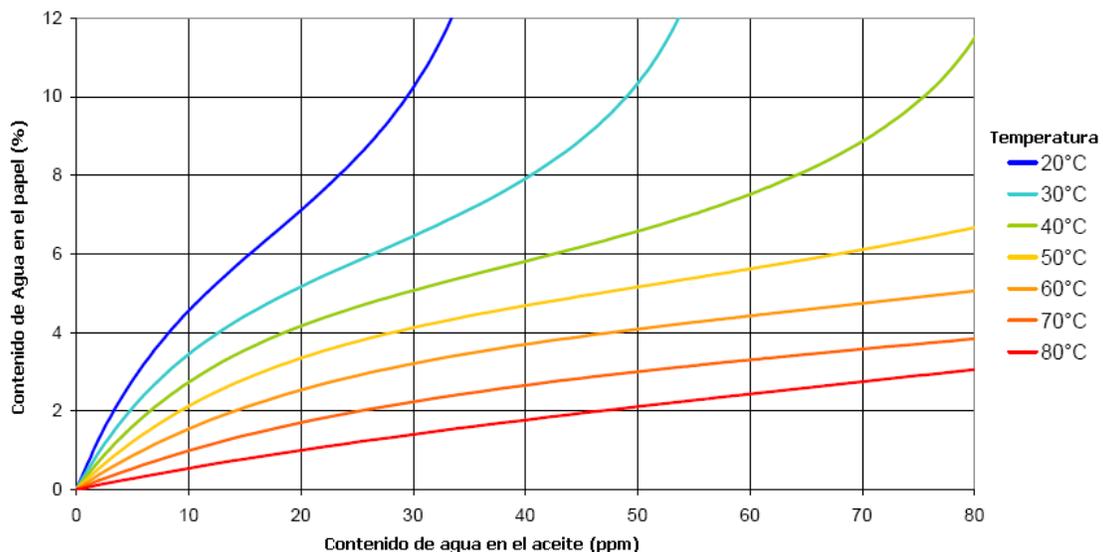




Fig. 46 Curvas de equilibrio en base al contenido de agua en el aceite.

4.8.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

El objeto de esta prueba es la determinación del estado del aislamiento sólido del transformador, en el aspecto de acumulación de humedad, es decir cuánta humedad existe en el aislamiento sólido del transformador.

Con la presencia de humedad, la capacidad dieléctrica del aceite disminuye. Es un gran indicador de la degradación de las propiedades mecánicas de la celulosa (componente inherente de los aislantes sólidos).

La experiencia de grandes fabricantes de autotransformadores de potencia, recomienda la necesidad de que el secado de este equipo sea menor de 0.5% de humedad residual.

El contenido de humedad de 0.2 a 0.3% es un buen valor de trabajo.

Humedad residual debajo de 0.1% además de ser una condición difícil de obtener, no es recomendable por los efectos en el papel mismo y la posible pérdida de vida del aislamiento.

Concluyendo, tomaremos como norma, los siguientes valores de % de humedad residual en autotransformadores en la tabla 7.

CLASE	HUMEDAD RESIDUAL EN %	
	MINIMO	MAXIMO
69 KV	0.40	0.50
115 KV	0.30	0.40
230 KV	0.20	0.30

Tabla 7 Valores de humedad residual aceptables.



4.9. PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA EN ACEITES.

4.9.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

El factor de potencia de líquido aislante, es el coseno del ángulo de fase entre el voltaje sinusoidal aplicado y la corriente resultante. El factor de potencia indica las pérdidas dieléctricas en el líquido y por consiguiente su calentamiento.

4.9.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Normalmente, un aceite nuevo, seco y desgasificado alcanza valores de factor de potencia de 0.05% relacionado a 20°C. Un alto valor de factor de potencia indica deterioro o contaminación con humedad, carbón o materiales conductores, barniz, jabón sódico, compuestos asfálticos o deterioro de productos aislantes. Cuando hay presencia de carbón o compuestos asfálticos en el aceite estos le causan decoloración.

La presencia de carbón en el aceite no necesariamente es causa de un incremento de factor de potencia a menos que también haya presencia de humedad.

Un aceite con un valor de factor de potencia de 0.05% a 20 grados centígrados, es usualmente considerado satisfactorio para operación. Un aceite con valor de factor de potencia de 0.5% y 2% a 20 grados centígrados debe ser considerado como riesgoso y ser investigado y en todo caso regenerarlo o reemplazarlo.

Como regla general se recomienda lo siguiente:

TIPO DE ACEITE	VOLTAJE (KV)	% FACTOR DE POTENCIA A 20 °C
Aceite Nuevo		0.05
Aceite Nuevo recibido en equipo nuevo		0.15
Aceite Nuevo después del llenado y reposado, antes De la energización.	<69 69-230	0.10 0.10



CAPITULO IV
PRUEBAS PARA LA VERIFICACION DE LA CONDICION DEL EQUIPO.



Rafael Martínez Martínez

Aceite con tiempo de servicio	<69	0.5
–aceite con condiciones para continuar en uso.	69-288	0.5
	≥345	0.5
Aceite con tiempo deservicio	<69	0.5
– Aceite que requiere solo reacondicionamiento para futuro servicio.	69-288	0.5
	≥345	0.5
Aceite con tiempo de servicio	<69	1.0
– Aceite en mal estado	69-288	0.7
	≥345	0.3

Tabla 8 Valores permisibles de Factor de Potencia en aceite en base a su condición



4.10. PRUEBA DE IMPEDANCIA DE CORTOCIRCUITO.

4.10.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

La impedancia de cortocircuito en transformadores de potencia, puede ser medida en ocasiones como prueba de sitio, y ser comparada con valores de placa o valores de pruebas de fábrica.

Ésta es usada para detectar movimientos en los devanados que pueden ocurrir desde que fueron realizadas las pruebas de fábrica. Los movimientos en los devanados, usualmente ocurren debido a una fuerte corriente de falla o a un daño mecánico durante la transportación o instalación del equipo.

Un método conveniente para medir la impedancia de cortocircuito es el método de voltímetro amperímetro. Es un método que puede utilizarse la mayor parte de transformadores tanto monofásicos como trifásicos. Básicamente consiste en conectar al transformador en cortocircuito por uno de los dos arrollamientos, aplicando al otro lado una tensión reducida hasta que pase por este lado del transformador la corriente nominal a través de la impedancia. La corriente y el voltaje son medidas simultáneamente. La impedancia es dada por la relación entre la medición del voltaje y la corriente.

4.10.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

El objeto de esta prueba es determinar movimientos o defectos en los arrollamientos del transformador, ya sea por fallas o movimientos en el transporte.

Un cambio en la impedancia de cortocircuito, del transformador indica un posible movimiento de los devanados dentro del transformador. Usando mediciones con 0.5% de exactitud, cambios del $\pm 2\%$ de impedancia de cortocircuito son usualmente considerados cambios no significativos.

Cambios de más del $\pm 3\%$ de impedancia de cortocircuito deben tomarse muy en cuenta.



4.11. PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO.

4.11.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

Para la medición de la resistencia de aislamiento que es la resistencia mínima soportable en operación del aislamiento, se aplica el mismo criterio que en la medición de resistencia de los devanados.

Aplicando tensión continua entre bobinados, bobinados respecto a tierra y núcleo, se obtiene los valores de la resistencia del aislamiento.

A más de la prueba de Resistencia de Aislamiento, existen dos índices que aportan con información para incrementar la exactitud de dicha prueba.

Índice de Polarización. Con la finalidad de incrementar la exactitud del estado de prueba de los aislamientos de un transformador, y en el caso de que no sea suficiente con la prueba de resistencia de aislamiento se realiza el cálculo del índice de polarización.

La relación de índice de polarización es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 10 y 1 minuto.

$$\text{Índice de Polarización} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento}_{10 \text{ min}}}{\text{Resistencia de aislamiento}_{60 \text{ seg}}}$$

Índice de Absorción. Además del índice de polarización, es factible utilizar el índice de absorción para proporcionar de mayor exactitud las pruebas anteriores. La relación de índice de absorción es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 1 minuto y 30 segundos.

$$\text{Índice de absorcion} = \frac{\text{Resistencia de aislamiento}_{60 \text{ seg.}}}{\text{Resistencia de aislamiento}_{30 \text{ seg.}}}$$

Los valores de la prueba de resistencia de aislamiento aunado con los valores de índice de polaridad y de absorción, dan una clara referencia del estado del aislamiento en un transformador.



4.11.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Esta prueba detecta:

- Problemas severos con el sistema de aislamiento.
- Sequedad en el aislamiento del núcleo y de los devanados.
- Núcleo múltiplemente aterrizado.

Los valores que resulten de la prueba de resistencia de aislamiento, deben ser comparados con registros históricos, en condiciones atmosféricas similares, tomando en consideración que diferencias entre estos valores muy excesivas, resaltan un deterioro o contaminación del aislamiento.

Otro dato de gran importancia en pruebas individuales es el índice de polarización y de absorción. Para estos índices se consideran valores normales aquellos superiores a 2 para el de polarización y superiores a 1.25 para el de absorción, valores que son adoptados para equipos nuevos. Para equipos usados, difícilmente se alcanzan. Índices menores que 1 indican problemas serios en el aislamiento del equipo.

No existe valor mínimo patrón establecido, sin embargo, para casos en que no existen resultados comparativos anteriores, se aconseja usar uno de los obtenidos por las siguientes fórmulas:

Fórmula empírica, basada en las experiencias del fabricante del MEGGER

(James Biddle)

$$R = \frac{CE}{\sqrt{kVA}} (M\Omega)$$

R = Resistencia numérica a 20oC del aislamiento medido en 1 minuto del devanado a tierra con los otros a guarda o de devanado a devanado con la carcasa a guarda.

C = Constante para medidas a 20Oc 1.5 para transformadores en aceite 30 para transformadores secos o llenos de compuestos.

KVA = Potencia nominal del devanado en prueba

E = Tensión nominal en voltios del devanado en prueba



Esta fórmula es para transformadores monofásicos. Para transformadores trifásicos se tiene:

E = Tensión nominal de uno de los devanados (fase-fase para conexiones en delta y fase neutro para conexiones en estrella)

KVA = Potencia nominal del devanado trifásico completo en prueba.

De acuerdo a la IEEE

$$R = \frac{V}{kVA + 1000} (M\Omega)$$

R = Resistencia de aislamiento a 75°C obtenido en un minuto.

V = Tensión nominal en voltios del devanado en prueba o el mayor valor entre las tensiones nominales de los devanados ensayados

KVA = Potencia nominal del transformador

Los valores resultantes tendrán que referírseles a valores estándar referidos a una temperatura de 20°C, como se muestra en la tabla siguiente.

Es recomendable realizar para cada una de las conexiones (entre devanados y devanados tierra), las curvas que indican la variación de la resistencia con el tiempo para poder iniciar el análisis de los valores obtenidos:

Curvas que presenten una estabilización del valor de la resistencia de aislamiento entre los 3 primeros minutos de prueba, indicarán un equilibrio de la característica de absorción sobre la de conducción; debido a pequeñas resistencias de dispersión presentes en el interior del autotransformador, ya sea por deterioro creciente del aislamiento o del aceite.

Curvas cuyos valores muestren un crecimiento constante durante los 10 minutos de duración de la prueba, indicarán características saludables tanto del aislamiento de los devanados así como del aceite aislante.



CAPITULO IV
PRUEBAS PARA LA VERIFICACION DE LA CONDICION DEL EQUIPO.



Rafael Martínez Martínez

FACTOR DE CORRECCION DE TEMPERATURA PARA LA PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE AUTOTRANSFORMADORES EN ACEITE							
TEMP. EQUIPO (°C)	FACTOR	TEMP. EQUIPO (°C)	FACTOR	TEMP. EQUIPO (°C)	FACTOR	TEMP. EQUIPO (°C)	FACTOR
0	0.250	24	1.310	48	6.85	72	36.40
1	0.270	25	1.400	49	7.35	73	39.60
2	0.290	26	1.510	50	7.85	74	41.70
3	0.310	27	1.680	51	8.35	75	44.70
4	0.334	28	1.73	52	9.10	76	48.73
5	0.360	29	1.84	53	9.70	77	52.20
6	0.380	30	1.98	54	10.40	78	56.00
7	0.410	31	2.12	55	11.20	79	59.60
8	0.440	32	2.28	56	12.05	80	63.75
9	0.470	33	2.44	57	12.90		
10	0.500	34	2.62	58	13.80		
11	0.540	35	2.80	59	14.85		
12	0.580	36	3.00	60	15.85		
13	0.620	37	3.22	61	17.00		
14	0.665	38	3.44	62	18.20		
15	0.704	39	3.70	63	19.50		
16	0.765	40	3.95	64	21.00		
17	0.820	41	4.25	65	22.40		
18	0.875	42	4.50	66	24.20		
19	0.935	43	4.85	67	25.80		
20	1.000	44	5.22	68	27.70		
21	1.065	45	5.60	69	29.60		
22	1.145	46	5.98	70	31.75		
23	1.230	47	6.40	71	34.00		

Tabla 9 Factores de corrección para prueba de resistencia de aislamiento



4.12. PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN.

4.12.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

La relación de transformación en un transformador es la relación entre el número de espiras del devanado primario con el número de espiras del devanado del secundario.

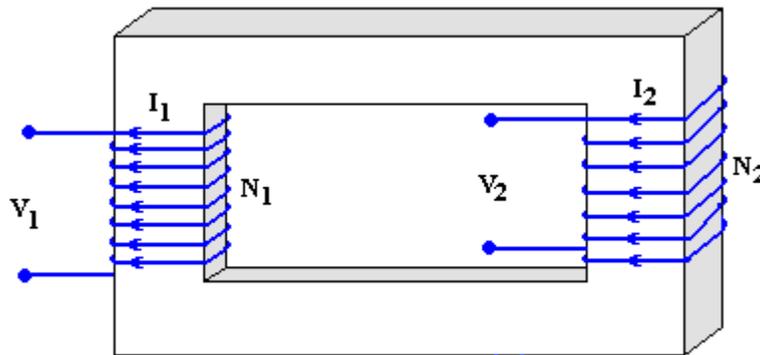


Fig. 47 Modelo de transformador

En general la ecuación fundamental de la relación entre el primario y secundario de un transformador relaciona corrientes y voltajes con la relación de transformación.

$$\text{Relacion de transformacion} = \eta = \frac{N_{\text{PRIMARIO}}}{N_{\text{SECUNDARIO}}} = \frac{V_{\text{PRIMARIO}}}{V_{\text{SECUNDARIO}}} = \frac{I_{\text{PRIMARIO}}}{I_{\text{SECUNDARIO}}}$$

Ésta puede variar por factores como daños físicos producidos por fallos, aislamiento deteriorado, contaminación y averías durante el transporte.

Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones, la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o porcentaje de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos se deberá determinar para todos los taps y para todos los devanados.

La prueba se fundamenta en la comparación de la relación calculada a partir de los valores de placa, los resultados obtenidos en pruebas anteriores y los resultados de la medición.



Esta prueba es de extrema importancia en la determinación de defectos existentes entre espiras (cortocircuitos o circuitos abiertos) y también durante operaciones o mantenimiento en conmutadores pues entrega la indicación del cierre de los contactos y la correspondiente relación de tensiones.

4.12.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Esta prueba detecta cortocircuitos o circuitos abiertos en el enrollamiento de los devanados, problemas con las conexiones del cambiador de taps, y además sirve para confirmar las relaciones de los datos de placa. Una vez registrados todos los valores de las relaciones de transformación experimentales y las teóricas, se calcula el porcentaje de error entre los valores obtenidos y los datos teóricos. Es muy importante saber que: para autotransformadores o transformadores nuevos, el porcentaje de error no debe ser mayor al 0.5%; mientras que para autotransformadores en uso durante un período de 5 a 10 años, el porcentaje de error puede llegar hasta el 1.0%.

Valores superiores a este, puede llevar a la determinación de algún deterioro de las características magnéticas del núcleo del transformador e incluso un deterioro de las bobinas que conforman al equipo o espécimen probado.



4.13. PRUEBA DE RESISTENCIA DE DEVANADOS.

4.13.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

Los puntos con alta resistencia en partes de conducción, son fuente de problemas en los circuitos eléctricos, ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia, etc.

La resistencia óhmica de un devanado se determina mediante el uso de dos principios básicos, que utilizan una fuente de corriente directa.

- Principio del puente: que compara la resistencia a ser medida con resistencias determinadas (patrones).
- Principio de caída de tensión: aplicación directa de la Ley de Ohm

$$R = \frac{V}{I}$$

Los métodos más usados para esta medición son:

Puente de Kelvin para medir resistencias desde 0.0001 a 110 Ohmios, con error de 0.3 hasta 1%.

Puente de Wheastone para medir resistencias de 0.001 hasta 1 Megaohmio.

Método de Voltímetro – Amperímetro para cualquier gama de resistencias.

Este método está sujeto siempre a tener unos valores de referencia con el fin de dimensionar de una forma correcta los equipos (Amperímetro, Voltímetro y Fuente) figura 48

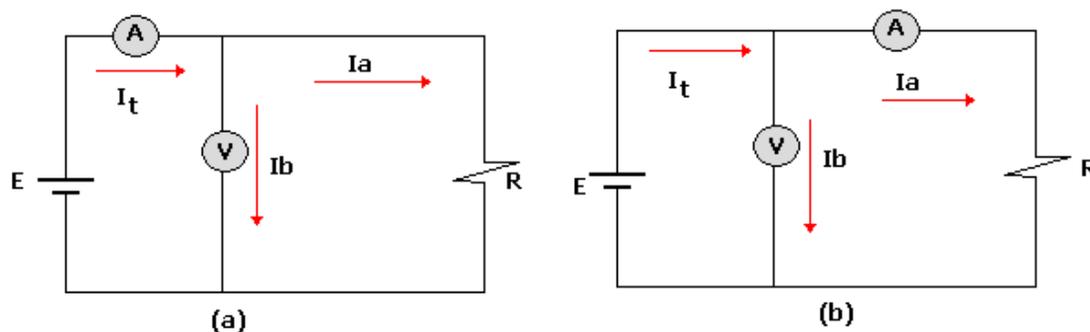


Fig. 48 Medición de resistencia de devanados



La figura (a), describe una conexión Voltímetro Amperímetro usada para medir resistencias. Nótese que va a existir un error por exceso, debiendo ser empleado para medir resistencias mucho mayores que la del amperímetro

La figura (b), resulta un error por defecto, debiendo emplearse para medir resistencias mucho menores que la del voltímetro.

4.13.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Esta prueba detecta:

- Conexiones flojas.
- Caminos conductores abiertos.
- Alta resistencia de contactos en los cambiadores de taps.

En todos estos casos existirá una variación definida del valor de resistencia de devanados considerada como normal.

En devanados trifásicos debe existir equilibrio en los valores de resistencia óhmica por fase, así como una proporcionalidad en los valores entre derivaciones, que indicará no haber influencia de resistencias adicionales.

Además, se puede hacer una comparación de los resultados obtenidos en las pruebas de aceptación en fábrica o en mantenimientos anteriores, con los obtenidos debiendo tomarse en cuenta condiciones climáticas semejantes.

Si se tiene la presencia de un bobinado trifásico conectado en delta abierto, uno de los valores obtenidos será aproximadamente igual al doble de cada uno de los otros valores medidos

Por el contrario, si se tiene un bobinado trifásico en delta o estrella con cortocircuito entre espiras de un devanado, en dicho devanado se aprecia una notable disminución de su valor óhmico. Una lectura menor que las otras dos iguales puede ser indicación de cortocircuito.

Para devanados monofásicos el criterio para el análisis es similar, sin embargo, es necesario tener resultados de pruebas anteriores o pruebas en unidades semejantes para que se puedan hacer las comparaciones debidas.



Para la realización de pruebas, es importante tener valores de temperatura, que serán calculados mediante la fórmula siguiente:

$$R_s = R_m + \frac{T_s + T_k}{T_m + T_k}$$

R_s = Resistencia a un factor de referencia de temperatura

R_m = Actual medición de resistencia

T_s = Factor de referencia de temperatura

T_m = Temperatura a la que se realizan las mediciones

T_k = Constante particular del metal del devanado

234.5 °C para cobre y 225 °C para aluminio

Valores que no excedan el 5% en relación con las comparaciones, son aceptadas para este tipo de prueba. Para el análisis en la etapa final de la vida del transformador, se puede aceptar hasta un 7 %, debiendo analizar una disminución de carga en el transformador.



4.14. MEDICIÓN DE LA CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

4.14.1. FUNDAMENTO TEÓRICO

La corriente de excitación es la que se genera en el transformador si se aplica voltaje en los terminales del primario, cuando el secundario se encuentra abierto o sin carga.

La magnitud de la corriente de excitación, depende en parte del voltaje aplicado, del número de vueltas en el devanado, de las dimensiones del devanado, de la reluctancia y de otras condiciones tanto geométricas como eléctricas que existen en el autotransformador.

Una corriente de excitación excesiva, puede deberse a un corto circuito entre una o varias espiras del devanado, cuyo valor se adiciona a la corriente normal de excitación; también el exceso de corriente puede deberse a defectos del circuito magnético, como por ejemplo a fallas en el aislamiento de los tornillos de sujeción del núcleo, o al aislamiento entre laminación.

En un autotransformador monofásico, para la medición, es suficiente conectar directamente un amperímetro en uno de los extremos del devanado energizado.

En un autotransformador trifásico conectado en estrella, la corriente de excitación puede medirse aplicando voltaje independientemente a cada una de las fases y conectando un amperímetro en serie entre el neutro y tierra, en este caso podemos observar que la corriente de excitación correspondiente a la fase central, es menor que en las otras dos fases, debido a que la reluctancia del circuito magnético es menor. Figura 49

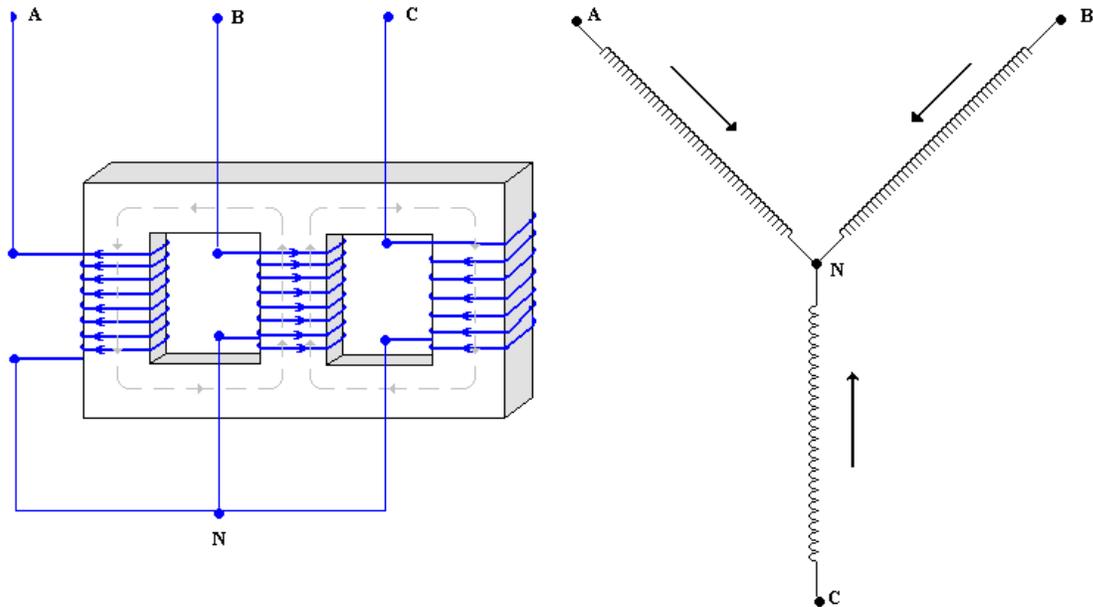


Fig. 49 Conexión de un transformador en estrella

Para devanados conectados en delta, el problema para medir las corrientes de excitación de los devanados se complica, por lo cual se analiza y concluye una descripción de la distribución de flujo en el núcleo en cada una de las conexiones propuestas, así como sus efectos en la precisión de la medición.

La figura 50 nos muestra la conexión básica y la forma de arrollamiento de un transformador en delta.

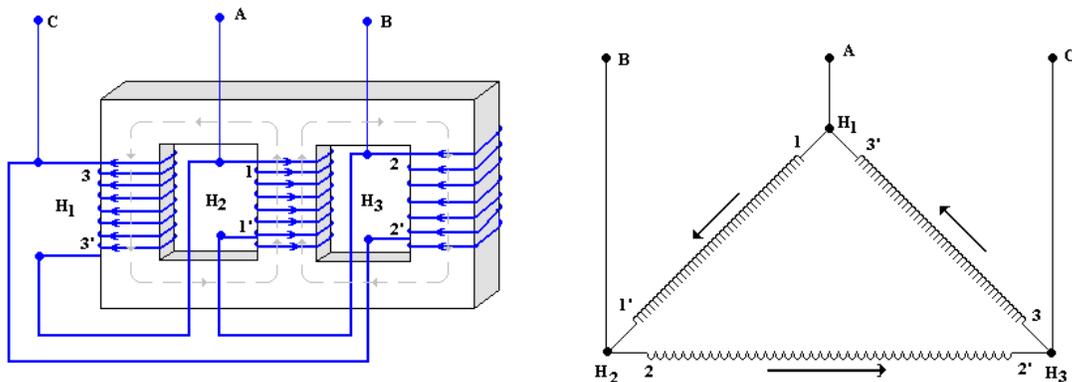


Fig. 50 Conexión de un transformador en delta



Suponiendo que los voltajes aplicados a las fases A, B y C están balanceados, la corriente en cada devanado será la corriente de excitación en cada una de las columnas del núcleo, teniendo entre el voltaje y la corriente aplicada, un ángulo muy próximo a los 90°. La suma de las corrientes en cualquier instante será igual a cero. Asimismo la suma de los 3 voltajes también será cero.

Al aplicar voltaje de prueba en uno de los devanados, la magnitud y dirección de los flujos dependerá de la magnitud del voltaje aplicado.

La figura 51 muestra el flujo producido en el núcleo por la corriente de los devanados, la dirección puede determinarse fácilmente aplicando la regla de la mano derecha.

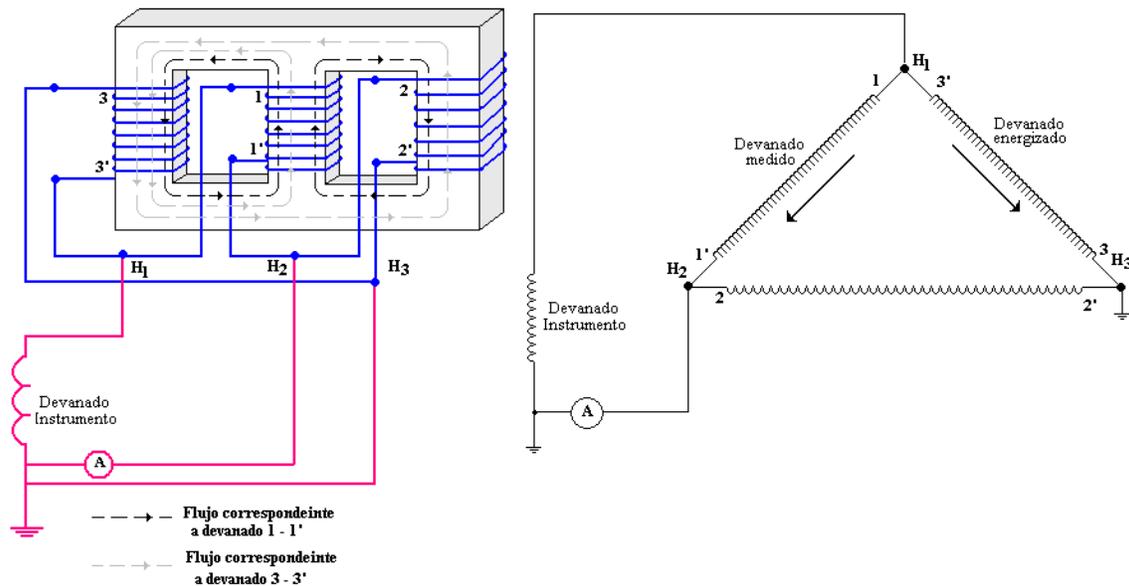


Fig. 51 Forma de medición y determinación de flujos

El devanado 1-1' produce un flujo hacia arriba en la columna central del núcleo dividido por igual en las otras dos columnas. La corriente en el desenergizado 3'- 3 produce un flujo hacia abajo en la columna donde se encuentra el devanado 2- 2', que regresa a través de las otras dos columnas. Una gran parte de este flujo va través de la columna central, en virtud de que su trayectoria es mucho más corta que por la columna del extremo. Nótese que ambos flujos están en conjunción en las dos primeras columnas (devanados 3-3' y 1-1') siendo el coeficiente de acoplamiento de un alto valor; en la columna del devanado 2-2', los dos flujos se encuentran en oposición, por lo que el flujo resultante inducido en el devanado 2-2' en la columna es menor.



Refiriéndonos a la figura anterior, en el devanado de la columna donde se encuentra el arrollamiento 2-2', el amperímetro y la tierra, constituyen una malla o circuito cerrado y circula una corriente inducida de un valor desconocido por la fuente del aparato sin pasar por el medidor.

Por tales razones, la corriente medida no es la corriente total de excitación. Para la medición de la corriente de excitación, la interrelación de flujos, en los tres devanados, juega un papel de mucha importancia. Además debe considerarse los siguientes fenómenos:

En devanados trifásicos al aplicar el voltaje en el devanado bajo prueba se produce un flujo que a su vez inducirá otro en los devanados adyacentes. La resultante de estos últimos será prácticamente igual al flujo original o de prueba.

Casi igual al de otro devanado que no esta en prueba, pero que esta aterrizado en un extremo y energizado en otro.

La suma de flujos en las tres columnas deberá ser cero.

4.14.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Esta prueba detecta:

- Falla en el aislamiento del enrollamiento de los devanados.
- Cortocircuito devanado-tierra por devanado aterrado.
- Devanados abiertos
- Resistencias altas en las conexiones del conductor.
- Camino conductor entre fase y fase.
- En el núcleo, detecta corrientes anormales
- Aislamiento de las laminaciones del núcleo deterioradas.

La corriente de excitación, es inherente al voltaje de excitación aplicado y a las características propias de cada transformador en análisis, razón por la cual, no existen valores definidos como estándar de funcionamiento.

El análisis depende de la presencia de LTCs y si la prueba es inicial o subsiguiente (debido a la corriente remanente). Cuando existe la presencia de LTC, son evaluados los valores absolutos de



la lectura y el LTC. Cuando éste no está presente solo se evalúa los valores absolutos de la lectura.

El núcleo del transformador puede tener magnetismo residual presente como resultado de estar desconectado de la línea de poder, o como resultado de mediciones en DC en la resistencia del devanado.

El magnetismo residual da como resultado una medida más alta de una corriente normal de excitación.

No hay método completamente aceptado para distinguir entre el efecto del magnetismo residual y el efecto de un problema presente en el transformador. Sin embargo, la experiencia demuestra que, aunque un cierto magnetismo residual está casi siempre presente en la base, en la mayoría de los casos no tiene ningún efecto significativo en resultados de la prueba.

En la mayor parte de los problemas detectados usando este procedimiento, la diferencia entre las corrientes individuales de la fase, en el caso de tres transformadores monofásicos, o entre las corrientes de las fases externas de un transformador trifásico, ha excedido del 10%. Esto también se aplica al comparar con medidas anteriores.

Sin embargo, cambios más pequeños en corrientes relativas pueden también ser indicativos de los problemas asociados a la base y deben ser investigados.

Si un cambio significativo en los resultados de la prueba se observa, el único método de confianza sabido de excluir el efecto del magnetismo residual es desmagnetizar la base del transformador.

Los resultados de la prueba, deben ser comparados con los históricos del transformador, es decir, con pruebas similares realizadas anteriormente. De no existir dicho registro, se debe comparar con pruebas en transformadores de características iguales al transformador bajo prueba.



4.15. FACTOR DE POTENCIA, PÉRDIDAS Y CAPACITANCIA DEL BUSHING.

4.15.1. FUNDAMENTO TEÓRICO

Un bushing, es esencialmente una serie de capacitores concéntricos entre el conductor central y el conector del soporte de tierra. La capa conductora cerca del conductor de tierra puede ser unida al terminal del tap para tener un espécimen de tres terminales.

El tap del bushing es de vital importancia como divisor de voltaje, y en diseño de alto voltaje el tap de potencial suele ser utilizado para suplantar el tap del bushing como relé y otros propósitos. En este diseño, el tap de potencial, también actúa como terminal del test de factor de potencia en bajo voltaje para el aislamiento principal del bushing C_1 ().

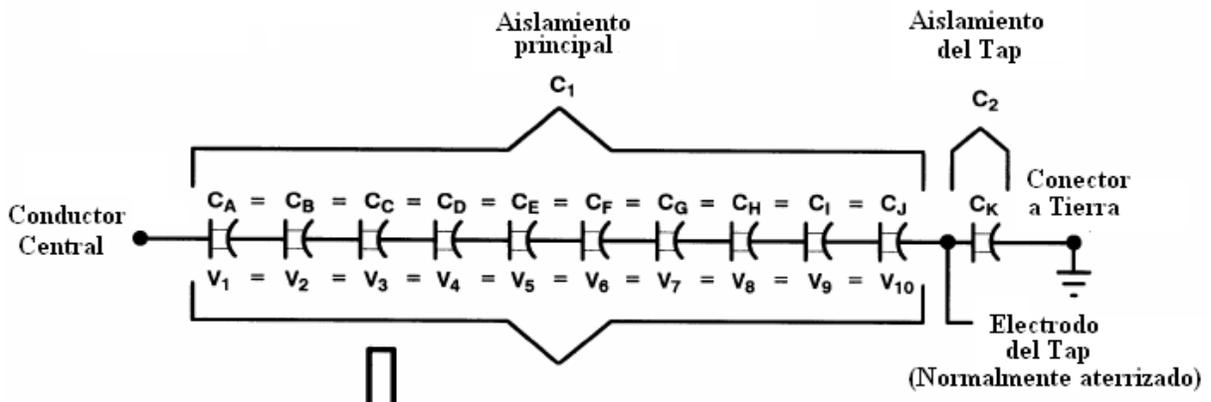


Fig. 52 Comportamiento de un bushing capacitivo

La figura anterior muestra un típico diseño de un condensador capacitor. Iguales capacitancias, C_A a través de C_1 , producen igual distribución de voltaje desde el conductor central energizado hasta la capa y brida del condensador aterrizado.

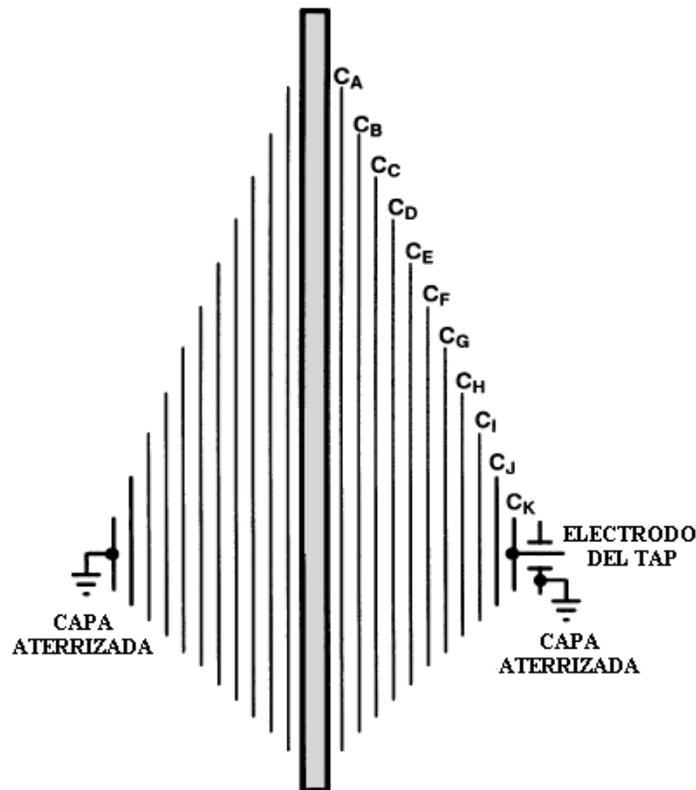


Fig. 553 Distribución de capas en un bushing capacitivo

La prueba de factor de potencia, pérdidas y capacitancia del bushing verifica el aislamiento de los bushings, además de la contaminación, deterioro y malformación del mismo (porcelana), mediante la medición de sus capacitancias. La prueba consta de realizar medición de las capacitancias C1 y C2, que se encuentran detalladas en la figura

Al realizar la medición de la capacitancia C1, básicamente se toma lectura del estado del Aislamiento Principal Núcleo C1. La medición de la capacitancia C2, toma lectura del estado del aislamiento del tap, aislamiento entre el núcleo y manga de tierra del bushing, parte del líquido o compuesto y parte de la porcelana cercana a la base.

Con esta parte de la prueba, se pueden detectar problemas como:

- Aterrizaje impropio de la base.
- Aislamiento del Tap rajado o contaminado.
- Líquido contaminado en la cámara del bushing.



El test de Factor de Potencia en los Bushings es aplicable a aquellos que poseen toma capacitiva; como medida primordial, deberán encontrarse desenergizados, montados en el equipo donde operarán normalmente.

4.15.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El objetivo global de esta prueba es obtener información sobre el estado del aislamiento de los bushings, explicadas antes. Las lecturas de la prueba de factor de potencia en bushings pueden depender de ciertos factores como la temperatura y humedad. Para los valores prácticos se debe corregir referenciado a una temperatura estándar, guiándonos por la tabla 04. Valores aceptables de factor de potencia en transformadores suelen estar basados en valores comparativos de transformadores similares, o de pruebas anteriores al mismo transformador, sin embargo, se consideran normales valores de factor de potencia por debajo de 0.5%, como se indica en la tabla 02.

Los resultados de la prueba tienen que ser referenciados a valores estándar de temperatura (20°C) y deberán ser corregidos mediante la utilización de la tabla que se encuentra en el tabla 04.

Factores de potencia con valores de placa de 5 – 10% dependen del número total de capas de condensadores.

Un incremento en el valor del factor de potencia, indica contaminación o deterioro del aislamiento el bushing, más aún, si el transformador se encuentra en la etapa de envejecimiento del aislamiento.

Un incremento en la capacitancia, indica la posibilidad de un corto circuito en las capas de condensadores.

Un decremento en la capacitancia, indica la posibilidad de que el mango de conexión de tierra esté flojo o abierto, o una defectuosa conexión del tap de prueba.

Factores de potencia negativos, acompañados de una ligera reducción de la capacitancia, pueden darse en condiciones muy ocasionales, y pueden ser resultado desde inusuales condiciones de fugas internas y externas, resultantes de caminos de carbón.

En casos de bushings equipados con taps exclusivos para pruebas, verificar cual es la tensión permitida para la ejecución del ensayo de aislamiento del tap, pues este es usualmente proyectado



CAPITULO IV
PRUEBAS PARA LA VERIFICACION DE LA CONDICION DEL EQUIPO.

Rafael Martínez Martínez



apenas con un electrodo conveniente de prueba y no es un medio para desarrollar tensiones elevadas como en el caso de tap capacitivo o de potencial. En estos casos, la medición de las capacitancias tiene que ser complementarias entre sí. Lecturas de factores de potencia para el aislamiento del tap, son generalmente alrededor del 1%, sin embargo, estos resultados deben ser comparados con resultados obtenidos en pruebas anteriores o con pruebas realizadas en bushings similares.

Para bushings con tap de potencial, la Capacitancia C2 es mucho más grande que la capacitancia C1. Para bushings con tap de factor de potencia, C1 y C2 pueden ser de la misma magnitud.



4.16. ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS.

4.16.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

El diagnóstico de fallas a partir de los gases involucrados en el aceite aislante se basa en una medida de ciertos gases que se generan cuando el transformador se somete a esfuerzos eléctricos y térmicos anormales, consecuencia de la degradación del aceite aislante.

El tipo y la concentración de estos gases, dan claras muestras del estado del aislamiento, ya que el envejecimiento normal, emite pequeñas cantidades de dichos gases, pero, condiciones incipientes o fallas declaradas generan grandes cantidades de éstos. La mayoría de las fallas incipientes proporcionan evidencias, y por lo tanto, pueden detectarse cuando el transformador está sujeto a análisis periódicos del aceite. Para ello, es muy usada la cromatografía de gases que determina cualitativa y cuantitativamente los gases disueltos en el aceite.

Los gases típicos generados por algunas fallas en transformadores de potencia se muestran en la tabla 10.

Nombre	Símbolo
Hidrógeno **	H ₂
Oxígeno	O ₂
Nitrógeno	N ₂
Metano **	CH ₄
Monóxido de carbono **	CO
Etano **	C ₂ H ₆
Dióxido de carbono	CO ₂
Etileno **	C ₂ H ₄
Acetileno **	C ₂ H ₂

** Indica gas combustible.

Tabla 10 Nomenclatura de gases analizados en el DGA



Nota: En el análisis se registran también propileno (C_3H_6), propano (C_3H_8), y butano (C_4H_{10}), que en menor escala se utilizan en procesos de diagnóstico.

Los mecanismos de falla más comunes son arqueo, corona, descargas de baja energía y puntos calientes. Cada uno de estos mecanismos puede presentarse individual o simultáneamente y resultar en la degradación de los materiales aislantes, así como en la formación de gases combustibles y no combustibles. De la operación normal se tiene también la formación de algunos gases.

En un transformador, estos gases se encuentran disueltos en el aceite aislante, en el espacio existente encima del aceite o en los dispositivos de colección de gases (relevador Buchholz). La detección de una condición anormal requiere de una evaluación de la concentración del gas generado y de la tendencia de generación. La cantidad de cada gas, con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de falla que está en proceso.

En la figura 54 se muestran las relaciones comparativas de la evolución de los gases generados en el aceite, en función de la energía disipada en el proceso de fallas.

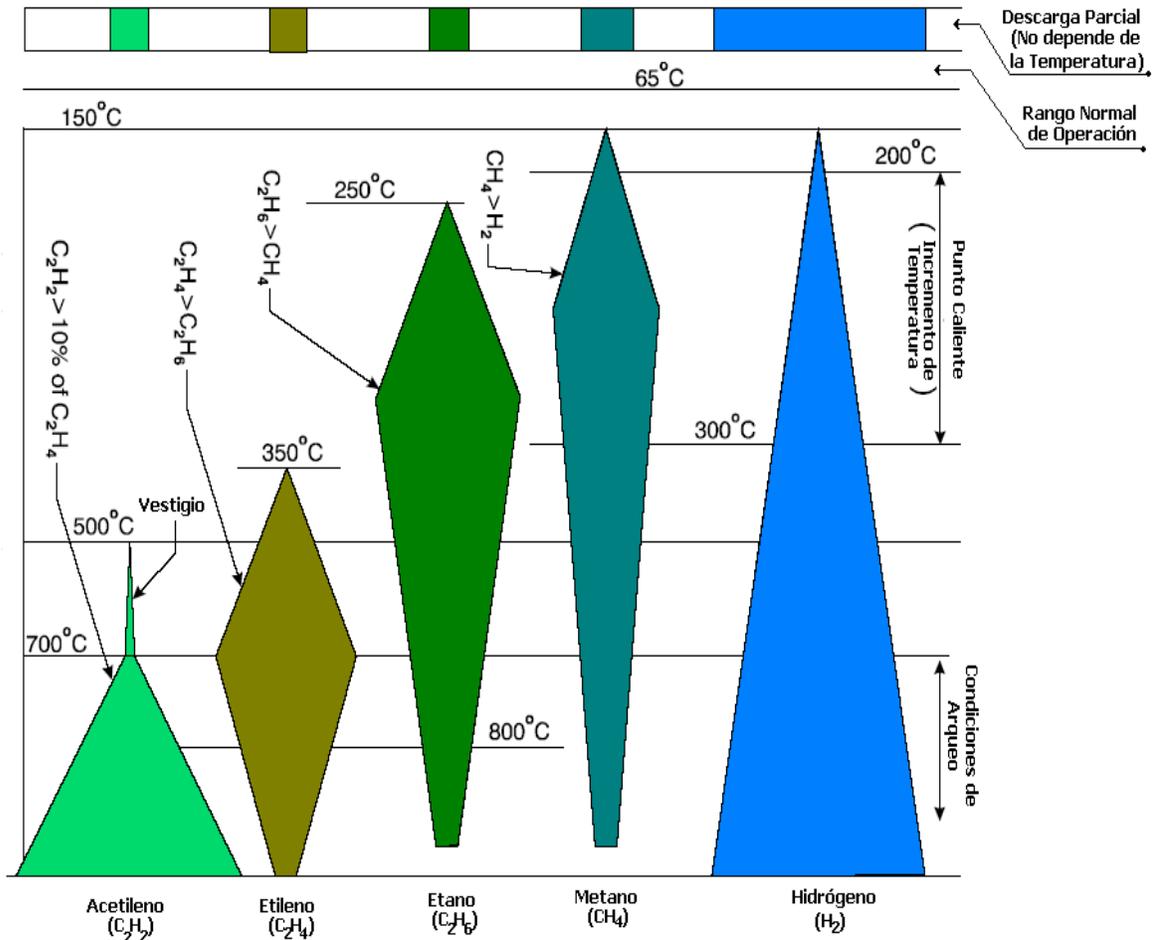


Fig. 54 Evolución de gases en función de temperatura y energía

Los gases referidos en la tabla anterior, se describen con más detalle a continuación:

Hidrógeno (H₂). Este gas se genera en cualquier incipiente falla, tanto con descargas de baja o alta energía con electrólisis de agua. Normalmente se genera a partir de los 100°C. En descargas de alta energía, los principales gases son acetileno e hidrógeno, normalmente en relación 1 a 2.

Metano (CH₄). Este gas se produce debido a descargas parciales o descomposición térmica del aceite y no es común en transformadores con corrientes altas. Sin embargo, en base a datos históricos es importante determinar el grado de producción. Generalmente su aparición se empieza a dar desde los 150°C.



Etano (C₂H₆). Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite. Se genera a partir de los 250°C y tiene una amplia concentración a partir de los 280°C.

Etileno (C₂H₄). Es generado por temperaturas desde los 350°C. Este gas normalmente se genera por descomposición térmica del aceite o el aislamiento.

Acetileno (C₂H₂). Este gas es generado por alta temperatura superior a 500 °C y es causado por una falla con presencia de arco. Esto podría ser razón de alarma, si la generación de gas resulta grande en un período corto de tiempo. En algunos casos, transformadores con altas corrientes pueden causar arcos en los componentes de acero, y un análisis total de los gases se requiere antes de realizar cualquier trabajo.

Monóxido de carbono (CO). Este gas puede indicar envejecimiento térmico o descargas en partículas de la aislación celulósica.

Dióxido de carbono (CO₂). El dióxido de carbono se genera por envejecimiento térmico o descargas en partículas del material aislante. Si la relación de CO₂ a CO es mayor de grande, algún sobrecalentamiento está afectando el aislamiento celulósico.

Totalidad de gases combustibles. La totalidad de gases combustibles se indica como porcentaje de la totalidad de gases. Niveles aceptables varían con el tipo de transformador y su ciclo de trabajo. Por tanto, las tendencias son importantes, y son necesarios datos históricos para determinar acciones a seguir. Niveles que exceden 5 % requieren incrementar la frecuencia de extracción de muestras. Se aconseja en este caso consultar al fabricante para una interpretación de algún dato cuestionable.

La Totalidad de Gases Combustibles se calcula como la sumatoria de todos los gases combustibles del total de la muestra:

$$TGC = H_2 + CH_4 + C_2H_2 + C_2H_4 + C_2H_6 + CO$$

Una vez obtenidas las concentraciones a través de la cromatografía de gases se usan varias técnicas para diagnosticar la condición del transformador, por ejemplo la gráfica de Dörnenburg, el triángulo de Duval, método de la CSUS, patrones de diagnóstico a través de análisis individuales y concentración total de gases disueltos (AGD) y relaciones entre gases. Las primeras dos están



orientadas a diagnosticar la condición del transformador basándose en una interpretación gráfica. Existen dos maneras de representar los resultados de la cromatografía de gases: a partir de las concentraciones individuales de cada gas y por las relaciones entre gases.

A continuación se mostrará algunas de las herramientas que se utilizan. Figura 55

Método de Dörnenburg

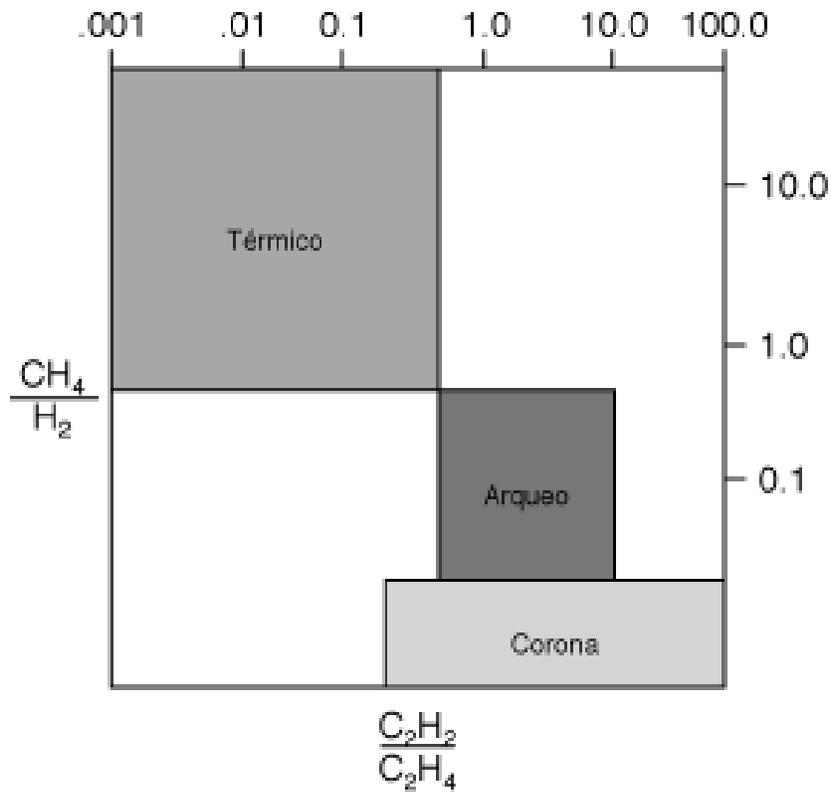


Fig. 55. Método gráfico de Dörnenburg



Método de Duval.

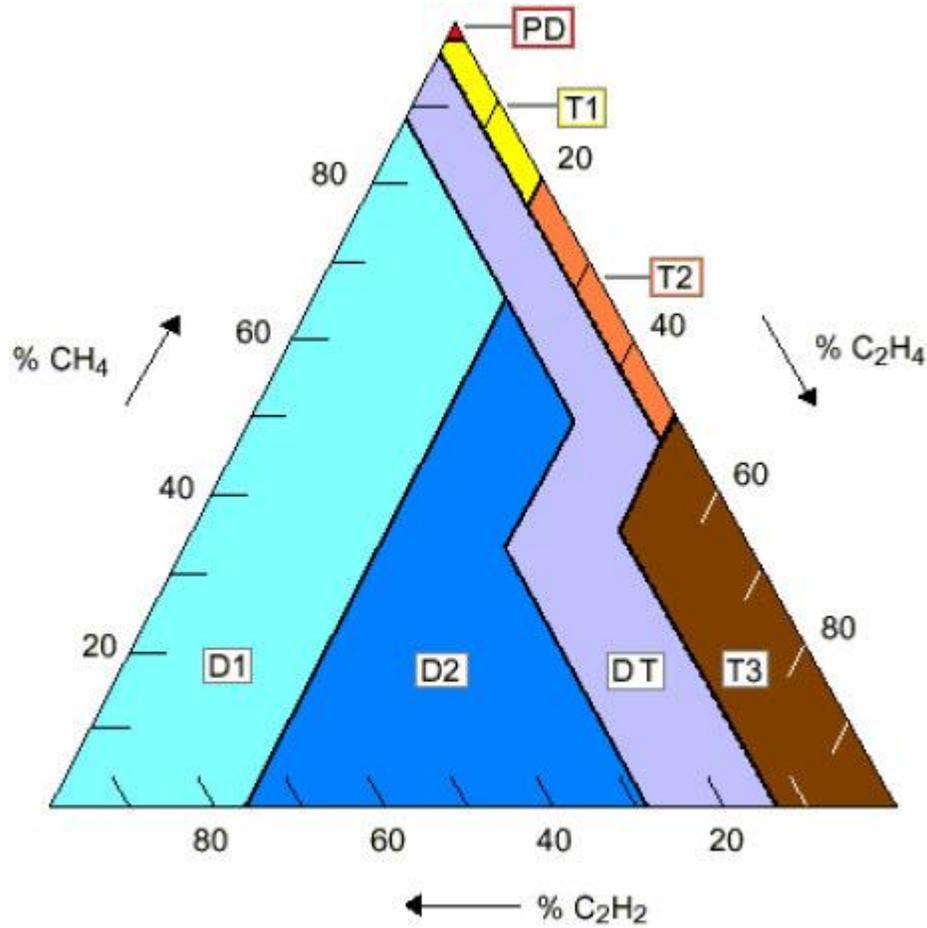


Fig. 56 Método gráfico del Triángulo de Duval.

Donde:

PD = Descarga Parcial

T1 = Falla Térmica bajo los 300°C

T2 = Falla Térmica entre 300°C y 700°C

T3 = Falla Térmica a más de 700°C

D1 = Descarga de baja energía (Chispa)

D2 = Descarga de Alta energía (Arco)

D3 = Falla Eléctrica y Térmica en conjunto



Código rango de datos		$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	Límites de detección y x10 límite de detección.		
<0.1		0	1	0	C ₂ H ₂	1 ppm	10 ppm
0.1 – 1		1	0	0	C ₂ H ₄	1 ppm	10 ppm
1 – 3		1	2	1	CH ₄	1 ppm	10 ppm
>3		2	2	2	H ₂	5 ppm	50 ppm
					C ₂ H ₆	1 ppm	10 ppm
Caso	Tipo de falla				Ejemplos Típicos		
0	No hay falla	0	0	0	Envejecimiento Normal		
1	Descargas parciales de baja energía	1	1	0	Descargas en cavidades rellenas de gas resultado de una impregnación incompleta o alta humedad.		
2	Descargas parciales de alta energía	1	1	0	Descargas en cavidades rellenas de gas resultado de una impregnación incompleta o alta humedad, pero presentando degradación o perforación de aislamiento sólido		
3	Descargas parciales de baja energía	1-2	0	1-2	Arqueos continuos en el aceite debido a malas conexiones de diferente potencial o a un potencial flotado. Ruptura de aceite entre materiales sólidos.		
4	Descargas de alta energía	1	0	2	Descargas repetitivas. Ruptura del aceite por arqueo entre devanados o bobinas, o entre bobinas y tierra		
5	Falla térmica por temperaturas inferiores a 150°C	0	0	1	Sobrecalentamiento de conductor aislado.		
6	Falla térmica por temperaturas entre 150 y 300°C	0	2	0	Sobrecalentamiento localizado en el núcleo debido a concentraciones de flujo. Incremento de temperatura en puntos calientes; sobrecalentamiento del cobre debido a corrientes circulantes, falsos contactos/uniones (formación de carbón debido a pirólisis).		
7	Falla térmica por temperaturas entre 300 y 700°C	0	2	1			
8	Falla térmica por temperaturas superiores a 700°C	0	2	2			

Tabla 11 Cuadro de códigos para método de Relaciones de Rogers

Método de diagnóstico a través de Análisis individual y total de gases disueltos (AGD).

Como se vio anteriormente, los gases que son parte de la degradación del aceite y el papel son el hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, monóxido de carbono y oxígeno. A excepción del carbono y el oxígeno, todos estos gases son formados por la degradación del aceite. El monóxido de carbono, el dióxido de carbono y el oxígeno son formados por la degradación del aislamiento de la celulosa (papel). Dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno y la humedad, pueden ser absorbidos desde el aire si existe una interfaz entre aceite – aire o a su vez si existe una fisura en el tanque. Los tipos y cantidad de gases son determinantes cuando una falla ocurre en un transformador y la severidad y energía del evento.



Se han adoptado cuatro criterios para clasificar los riesgos de un transformador, cuando no se dispone de una historia previa, para funcionamiento continuo con distintos niveles de gases combustibles. El criterio que se utiliza consiste en evaluar la concentración individual y total de todos los gases combustibles como se indica en la Tabla, que muestra la concentración de gases combustibles en forma individual y total de acuerdo con cuatro condiciones.

Condición 1: si la totalidad de gases combustibles se encuentra por debajo se considera que el transformador está funcionando en condiciones satisfactorias. Si cualquier gas combustible individual supera los niveles indicados se debe realizar una investigación adicional.

Condición 2: si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango significa que el nivel de gases combustibles es superior al normal. Cualquier gas combustible individual que supere los niveles especificados se debe realizar una investigación adicional.

Condición 3: si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango significa un alto nivel de descomposición. Cualquier gas combustible individual que exceda los límites especificados se debe realizar una investigación adicional. Probablemente se está en presencia de una o varias fallas.

Condición 4: si la totalidad de gases combustibles se encuentra dentro del rango indica una excesiva descomposición. Un servicio continuo podría provocar una falla del transformador. Se debe proceder inmediatamente y con cautela.

Rango	Límite de concentración de gases disueltos (ppm)							
	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	CO	CO2	TGC*
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2550-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Tabla 12 Concentración de gases disueltos.

***TGC: totalidad de gases disueltos.**



****La tabla es aplicable a transformadores nuevos o recientemente reparados, los valores indicados se han obtenido de la experiencia de distintos fabricantes. El usuario puede adoptar diferentes concentraciones de gases individuales o totales disueltos en función de la experiencia con otros transformadores similares.**

La tabla siguiente indica los intervalos y procedimientos de operación recomendados para distintos porcentajes de niveles de gases combustibles.

Condición	Nivel TGC (%)	Relación TGC (%/día)	Intervalos de muestras	Procedimientos de operación
Condición 4	≥ 5	> .03	diario	Sacar de servicio. Avisar al fabricante.
		.03 - 1	diario	
		< .01	semanal	Utilizar con extremo cuidado. Analizar gases individuales.
Condición 3	< 5 ≥ 2	> .03	semanal	Utilizar con cuidado. Analizar gases individuales
		.03 - .01	semanal	
		< .01	mensual	
Condición 2	< 2 ≥ .5	> .03	mensual	Utilizar con cuidado. Analizar gases individuales.
		.03 - .01	mensual	
		< .03	cuatrimestral	
Condición 1	< .5	> .03	mensual	Utilizar con cuidado. Analizar gases individuales.
		.03 - .01	cuatrimestral	
		< .03	anual	Operación normal.

Tabla 13 Condiciones para el método de TGC.

Una vez establecidos los métodos para realizar un análisis de gases, se debe determinar cuál o cuáles métodos usar, si se requiere usar métodos en conjunto.

Pueden existir combinaciones entre métodos para complementar resultado del método que analiza el total de gases disueltos.



4.16.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

La descomposición del aceite mineral entre 150°C y 500°C produce relativamente gran cantidad de gases de bajo peso molecular, tales como hidrógeno (H₂) y metano (CH₄), y alguna cantidad de gases de alto peso molecular como etileno (C₂H₄) y etano (C₂H₆). Cuando la temperatura del aceite mineral se incrementa, la concentración de hidrógeno excede la del metano, pero ahora las temperaturas están acompañadas por importantes cantidades de gases de alto peso molecular, primero etano y después etileno. En la parte superior del rango de temperatura de falla, se incrementan las cantidades de hidrógeno y etileno y se pueden producir trazas de acetileno (C₂H₂).

En contraste con la descomposición térmica del aceite, la descomposición térmica de la celulosa y otros aislantes sólidos producen monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂), y vapor de agua a una temperatura mucho menor que para la descomposición del aceite y crecen exponencialmente con la temperatura.

Debido a que el papel comienza a degradarse a menores temperaturas que el aceite, sus subproductos gaseosos se encuentran a temperaturas normales de funcionamiento del transformador.

La relación de CO₂/CO es algunas veces utilizada como indicador de la descomposición térmica de la celulosa. Esta relación es resulta normalmente mayor de 7. Para la relación CO₂/CO, los respectivos valores de CO₂ y CO pueden exceder 5000 ppm y 500 ppm pudiendo superar un factor de seguridad, por ejemplo, las relaciones son sensibles a los valores mínimos. Cuando la magnitud de CO se incrementa, la relación de CO₂/CO disminuye. Esto puede indicar una anomalía que consiste en el degradamiento de la aislación celulósica.

Descargas de baja densidad como por ejemplo las descargas parciales y arcos intermitentes de bajo nivel producen principalmente hidrógeno, con cantidades decrecientes de metano y algunas trazas de acetileno. Cuando la intensidad de las descargas se incrementa, la concentración de acetileno y etileno pueden alcanzar concentraciones significativas.

Cuando se presentan arcos o descargas continuas de alta densidad que producen temperaturas de 700 °C a 1800 °C, la cantidad de acetileno alcanza niveles importantes.



La interpretación de resultados, dependerá del método que se use, y será desarrollado con profundidad en el capítulo 3, al implementar el software para análisis de cromatografía.

PROPORCIONES RELATIVAS DE GASES EN LAS DIFERENTES CONDICIONES DE FALLA.

Las proporciones de gases significativos anteriormente descritos, "key gases", en general definen 4 tipos de falla que serán descritos a continuación:

Falla Térmica – Aceite.

Descomposición de productos como el etileno y el metano, conjuntamente con pequeñas cantidades de hidrógeno y etano. Puede encontrarse vestigios de acetileno, si la falla es severa o incluye contactos eléctricos.

El principal gas formado en esta falla es el *Etileno*.

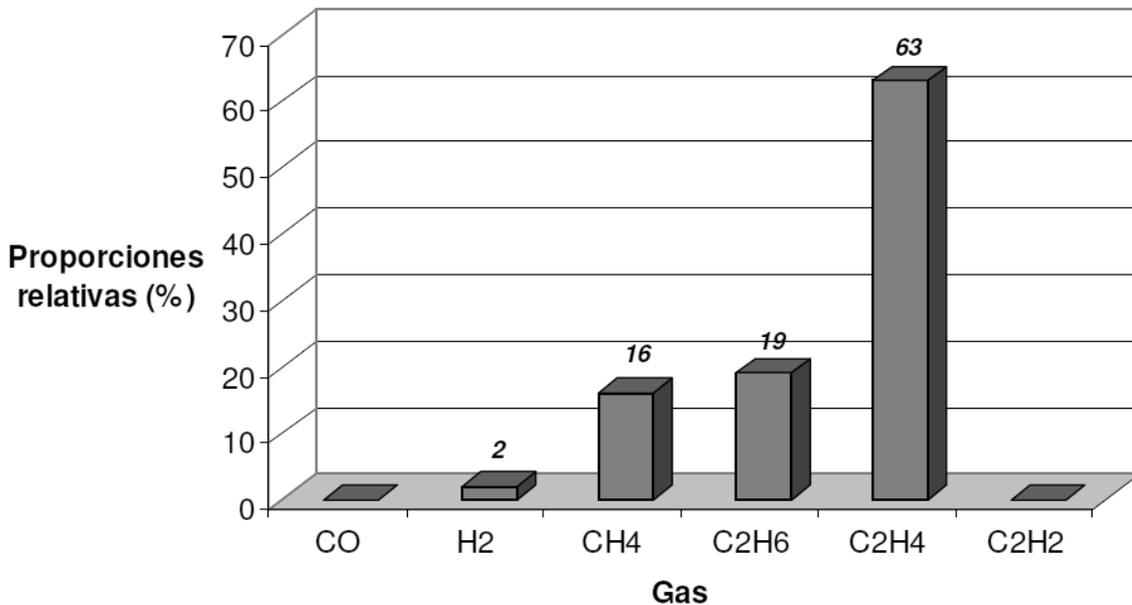


Fig. 57 Proporciones relativas de gases para Falla Térmica - Aceite



Falla Térmica – Celulosa.

Grandes cantidades de monóxido y dióxido de carbono son producidos por el sobrecalentamiento de la celulosa. Gases hidrocarbonatos como el etileno y el metano, suelen encontrarse si la falla incluye una estructura impregnada en aceite.

El principal gas formado es el *Monóxido de Carbono*.

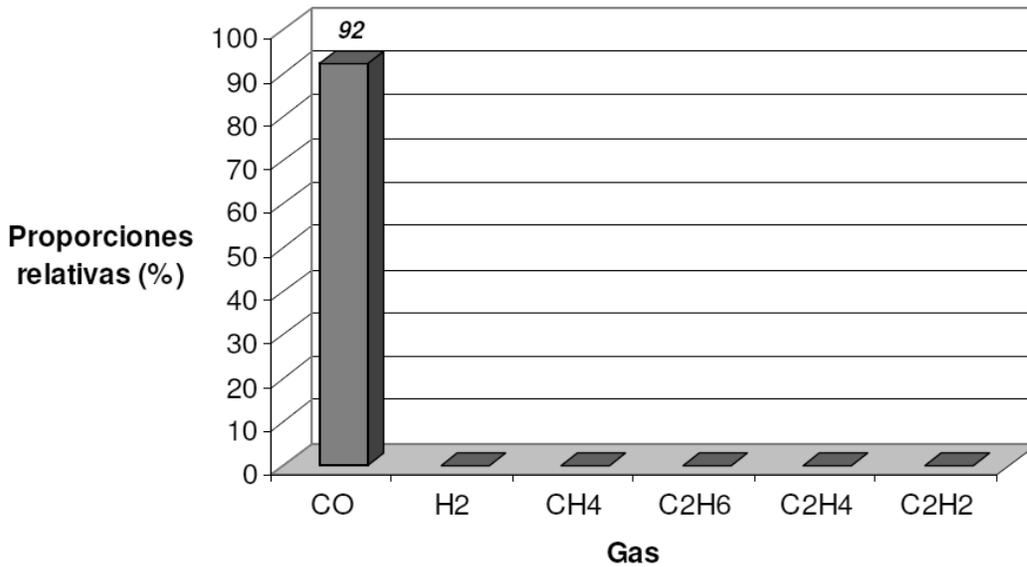


Fig. 58 Proporciones relativas de gases para Falla Térmica - Celulosa.

Falla Eléctrica – Corona.

Descargas eléctricas de baja energía producen hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno. Cantidades representativas de dióxido y monóxido de carbono suelen resultar de descargas en la celulosa.

El principal gas formado es el *Hidrógeno*.

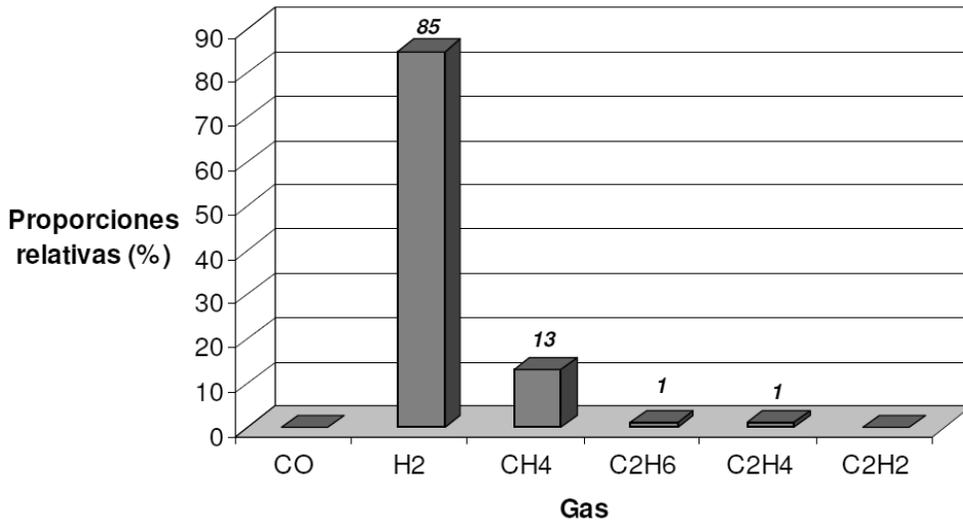


Fig. 59 Proporciones relativas de gases para Falla Eléctrica - Corona.

Falla Eléctrica – Arqueo.

Produce grandes cantidades de hidrógeno y acetileno, con cantidades menores de metano y etileno. Si la falla involucra a la celulosa, se forma dióxido y monóxido de carbono. Aquí, el aceite puede estar carbonizado.

El principal gas formado es el acetileno.

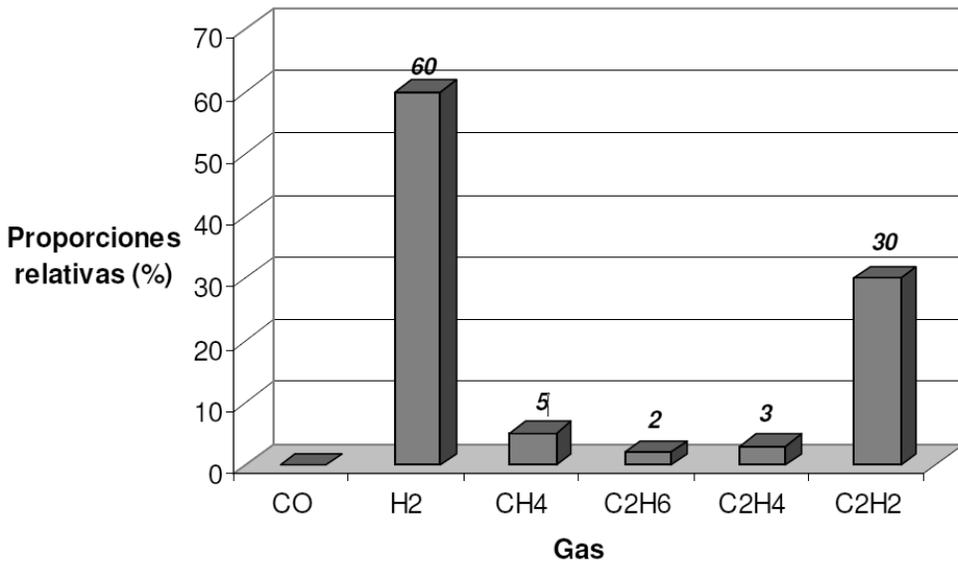


Fig. 60 Proporciones relativas de gases para Falla Eléctrica - Arqueo.



4.17. ANÁLISIS TERMOGRÁFICO.

4.17.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

Una de las técnicas de mantenimiento predictivo, que a lo largo de los últimos años ha pasado a ser de las más utilizadas, es la de Termografía Infrarroja.

Esta técnica permite detectar, sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier falla que se manifieste en un cambio de la temperatura sobre la base de medir los niveles de radiación dentro del espectro infrarrojo.

En general, una falla electromecánica antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

Si es posible detectar, comparar y determinar dicha variación, entonces se pueden detectar fallas que comienzan a gestarse y que pueden producir, en el futuro cercano o a mediano plazo, una parada de planta y un siniestro grave afectando personas e instalaciones

La inspección termográfica en sistemas eléctricos tiene como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de su resistencia óhmica. Las causas que originan estos defectos, entre otras, pueden mencionarse:

- Conexiones flojas
- Conexiones afectadas por corrosión
- Suciedad en conexiones y/o en contactos
- Degradación de los materiales aislantes

Todo equipo o elemento emite energía desde su superficie. Esta energía se emite en forma de ondas electromagnéticas que viajan a la velocidad de la luz a través del aire o por cualquier otro medio de conducción.



La cantidad de energía esta en relación directa con su temperatura. Entre más caliente esta el objeto, más energía tiende a radiar.

La diferencia entre un cuerpo caliente y uno frío es el grado en el cual ambos cuerpos emiten y absorben energía. Si el objeto absorbe más energía que la que radia se le considera frío. Si el objeto emite mas energía que la que absorbe se considera que está caliente.

La temperatura de los cuerpos determina el tipo de luz que emite, entre mas frío sea el objeto mayor es la longitud de onda en la que brilla. Ésta es la energía infrarroja, la cual es invisible al ojo humano, debido a la diferencia de longitud de onda en que trabaja, pero a través de equipos apropiados, como cámaras de termografía, es fácilmente detectable.

El espectro electromagnético se divide arbitrariamente en diversas zonas con distintas longitudes de onda llamadas bandas, que se distinguen por los métodos utilizados para producir y detectar la radiación. No existen diferencias fundamentales entre la radiación de las distintas bandas del espectro electromagnético. Todas ellas están regidas por las mismas leyes y las únicas diferencias son las debidas a las diferencias en la longitud de la onda.

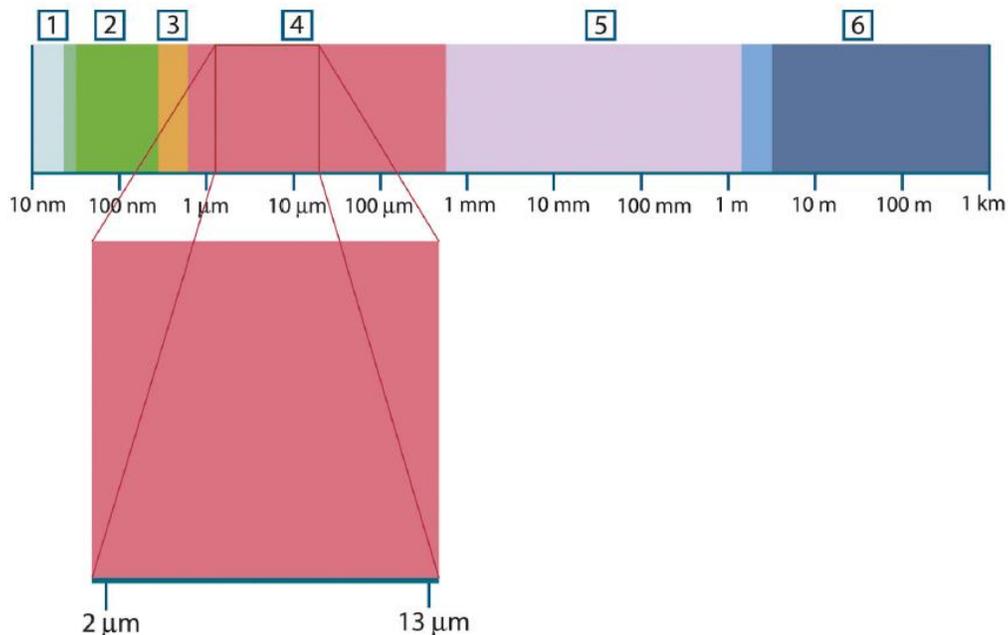


Fig. 61 El espectro electromagnético.

1: Rayos X. 2: UV. 3: Visible. 4: IR. 5: Microondas. 6: Ondas de radio.



La termografía utiliza la banda espectral del infrarrojo. En el extremo de la longitud de onda corta, la frontera se encuentra en el límite de la percepción visual, en el rojo profundo. En el extremo de la longitud de onda larga, se funde con las longitudes de onda de radio de microondas, en el intervalo del milímetro.

Con frecuencia, la banda del infrarrojo se subdivide en cuatro bandas menores cuyos límites son igualmente arbitrarios. Se trata de: la infrarroja cercana (0,75–3 μm), la infrarroja media (3–6 μm), la infrarroja lejana (6–15 μm) y la infrarroja extrema (15–100 μm). Aunque las longitudes de onda se expresan en micrómetros (μm), a menudo se siguen utilizando otras unidades para medir la longitud de onda de esta región del espectro, como el nanómetro (nm) y el ángstrom (Å). La relación entre las diferentes medidas de la longitud de onda es:

$$10\ 000\ \text{Å} = 1\ 000\ \text{nm} = 1\ \mu = 1\ \mu\text{m}$$

En base a esto se puede determinar que los filtros de diferentes colores dejaban pasar diferente nivel de calor.

Llevando un control de la temperatura en los diferentes colores del espectro encontró que más allá del rojo, fuera de la radiación visible, la temperatura es más elevada y que esta radiación se comporta de la misma manera desde el punto de vista de refracción, reflexión, absorción y transmisión que la luz visible.

4.17.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Generalmente esta prueba detecta:

- Problemas de contactos.
- Sobrecarga en el equipo.
- Bombas de refrigeración defectuosas.
- Sistema de refrigeración bloqueado.

Con la termografía se focalizan los problemas que deben ser corregidos bajo las técnicas convencionales y además puede encontrar otros problemas que en circunstancias normales no



serian detectados. Dado que la termografía infrarroja es un medio que permite identificar, sin contacto alguno, componentes eléctricos y mecánicos más calientes de lo que deberían estar, indica la probable área de falla, e indica también pérdidas excesivas de calor, probable falla por aislamiento defectuosa.

La inspección se realiza a distancia sin contacto físico con el elemento en condiciones normales de funcionamiento. Es decir no es necesario poner fuera de servicio las instalaciones.

Como el espectro de infrarrojos está estrechamente relacionado con la temperatura del equipo, es imperante que cualquier cambio que sea detectado en la coloración infrarroja de los aparatos debe tomarse como una falla en potencia.

Debe tomarse en cuenta el rango de colores de la zona infrarroja para el análisis de puntos calientes.

Esta prueba es de vital importancia en las tres fases de la vida de un transformador. Con ella, se pueden detectar fallas inminentes debido a problemas de aislamiento, mala conexión interna o externa del equipo, deficiencia en el sistema de enfriamiento y se van complementando con los análisis de gases disueltos en el aceite y factor de carga que tiene el transformador a monitorearse.

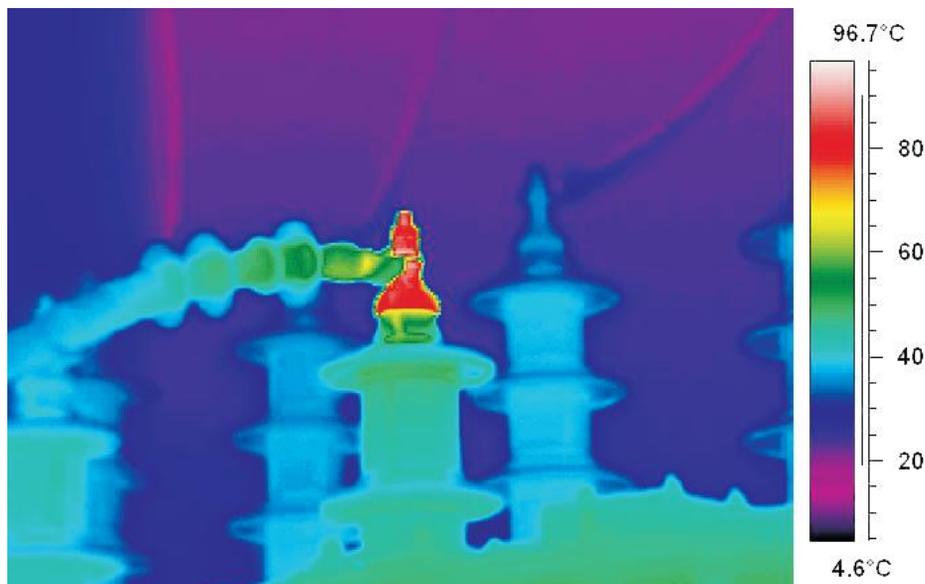


Fig. 62 Termografía de las terminales de un transformador



4.18. ANÁLISIS DE VIBRACIONES

4.18.1. FUNDAMENTO TEÓRICO

De las distintas tecnologías aplicables al mantenimiento predictivo, quizás el análisis de vibraciones sea la más popular. La razón la encontramos en la posibilidad de determinar una gran cantidad de defectos, en una amplia gama de máquinas con una inversión económica inicial razonable.

La toma de datos de vibración en máquinas evoluciona hacia sistemas automatizados (sistemas “on line”) que reportan mayores beneficios que la adquisición de datos con colectores portátiles:

- Reducción drástica de los intervalos de toma de datos. Ya que estos se toman de forma continua.
- Menor coste de explotación. Al ser la toma de datos automática, eliminamos el coste de la mano de obra por tomar los datos de vibración de la máquina.
- Mayor calidad en la toma de datos tomados. La exactitud en el punto de toma de datos es mayor, puesto que siempre se mide en el mismo sitio y con el mismo sensor y además podemos condicionar la toma de datos siempre que se den unas determinadas condiciones de operación (velocidad y carga dadas).

Proceso y mantenimiento son las dos áreas de actividad más vinculadas a la productividad en la explotación. El control de los parámetros de proceso (presión, temperatura, caudal, etc.) de los equipos ha sido objeto de automatización desde hace más de una década en base a sistemas de control distribuido y redes de autómatas programables con interfaces Scada. El control de los parámetros de mantenimiento (vibración, temperatura, etc.) de los mismos equipos tiene todavía un largo camino que recorrer antes de lograr una implantación generalizada y una integración dentro del proceso de planta.

El análisis espectral de vibraciones consiste simplemente en realizar una transformación de una señal en el tiempo al dominio de la frecuencia, donde podemos identificar la vibración característica de cada uno de los componentes o defectos que puede presentar nuestro equipo.

No es este el momento de entrar en profundidades sobre cada una de las tecnologías que vamos a presentar, cada una de ellas es motivo en si de una formación específica.



4.18.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Basta por el momento comentar algunos de los problemas que se pueden detectar fácilmente con un análisis vibracional: Desequilibrios, desalineaciones, holguras, aflojamientos, problemas de lubricación en cojinetes, daños en rodamientos, en engranajes, en motores eléctricos, problemas hidráulicos, etc.

Además un gráfico de tendencias de vibraciones en un nivel global o bien en un rango frecuencial dado es una herramienta de un valor muy alto para el control de nuestros equipos. Volver a insistir e la importancia de la creación de los niveles de alerta y de alarma en los mismos para optimizar los análisis.



4.19. ANÁLISIS DE BARRIDO DE FRECUENCIA.

4.19.1. FUNDAMENTO TEÓRICO.

Este método básicamente hace uso del equivalente eléctrico R, L y C (es decir, resistencia, inductancia, y capacitancia) de los transformadores para observar las respuestas de estos componentes ante la inyección de ondas a diferentes frecuencias.

El SFRA (Análisis de respuesta al barrido de frecuencia, por sus siglas en inglés) inyecta toda la gama de frecuencias necesarias en forma discreta pero continua y con amplitudes de voltajes constantes; por esto el término "Barrido". Este método cubre el rango dinámico completo y mantiene el mismo nivel de energía por cada frecuencia inyectada, suministrando resultados que son consistentes y precisos.

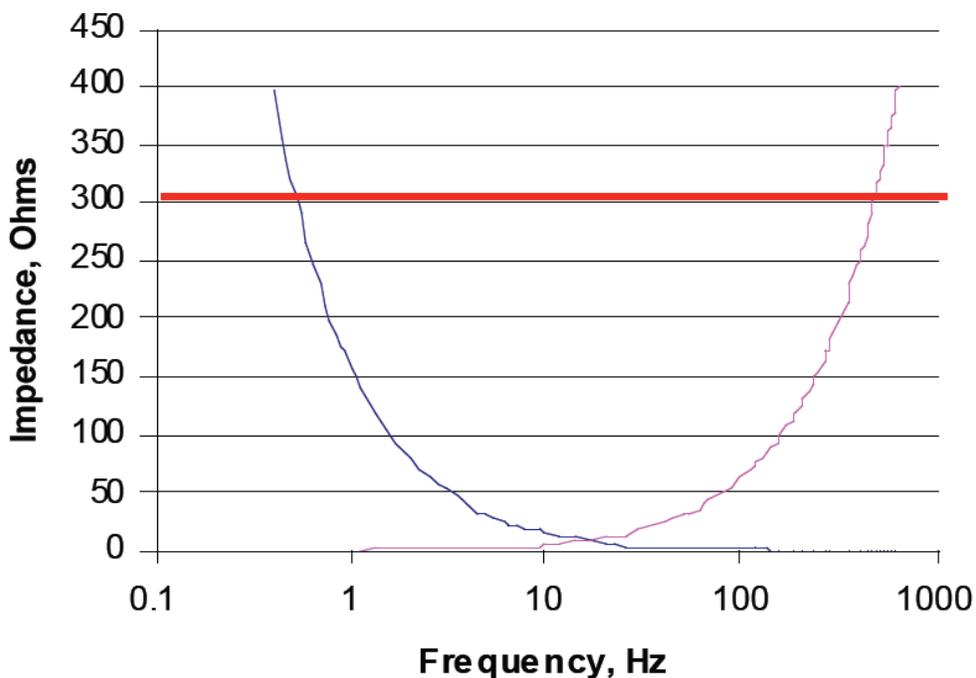


Fig. 63 Grafica de barrido de frecuencia

Resistencia: —————

Respuesta plana vs frecuencia

Inductor: —————

Aumenta impedancia al aumentar frecuencia; cortó a altas frecuencias

Capacitor: —————



Reduce impedancia al aumentar frecuencia; abierto a bajas frecuencias

- No hay una respuesta correcta o incorrecta, solo la respuesta
- Se inyecta una señal y se obtiene una respuesta

El alto cociente de señal de ruido en todo el rango de frecuencias (10 Hz a 10 MHz) asegura la validez de la medición de los resultados.

La práctica y los estudios han demostrado que el SFRA es el método más confiable y preciso para el diagnóstico del movimiento o deformaciones del núcleo y bobinas de los transformadores (fallas ocultas). Cabe destacar que el SFRA puede complementarse con los resultados de las mediciones que relacionan a la geometría física de los transformadores: Reactancia de Dispersión, Corriente de Excitación y Medición de la capacitancia.

Desde el punto de vista de redes, el transformador se puede considerar como un componente de dos puertos, como se muestra en la siguiente figura 62



Fig. 64 Diagrama del método SFRA

En el método SFRA los cables se configuran de tal manera que se utilizan los cuatro terminales de la red mostrada en la figura anterior. Estos cuatro terminales se dividen en 2 pares. Uno para la señal de entrada y otro para la señal de salida.

La meta de la prueba es la de seleccionar parámetros de prueba que permitan una función de transferencia muy exacta en un cierto período de tiempo razonable. Así, el recolectar más puntos de prueba de frecuencia daría una mucha mayor resolución, de lo contrario se corre el riesgo de perder puntos de resonancia o antiresonancia. En consecuencia, la selección del Ancho de Banda es muy importante.



4.19.2. ANÁLISIS DE RESULTADOS.

Con esta prueba es posible detectar:

- Deformación en los devanados.
- Deformación en el núcleo.
- Circuitos abiertos.
- Enrollamientos circuitados.
- Falla en las estructuras de sujeción.

Fallas eléctricas.

La figura 26 muestra una variación significativa entre el resultado del análisis de frecuencia con y sin corto circuito alrededor de los 100 Hz y los 20 kHz. La frecuencia resonante se desplazó y se nota una gran reducción en el módulo de las impedancias.

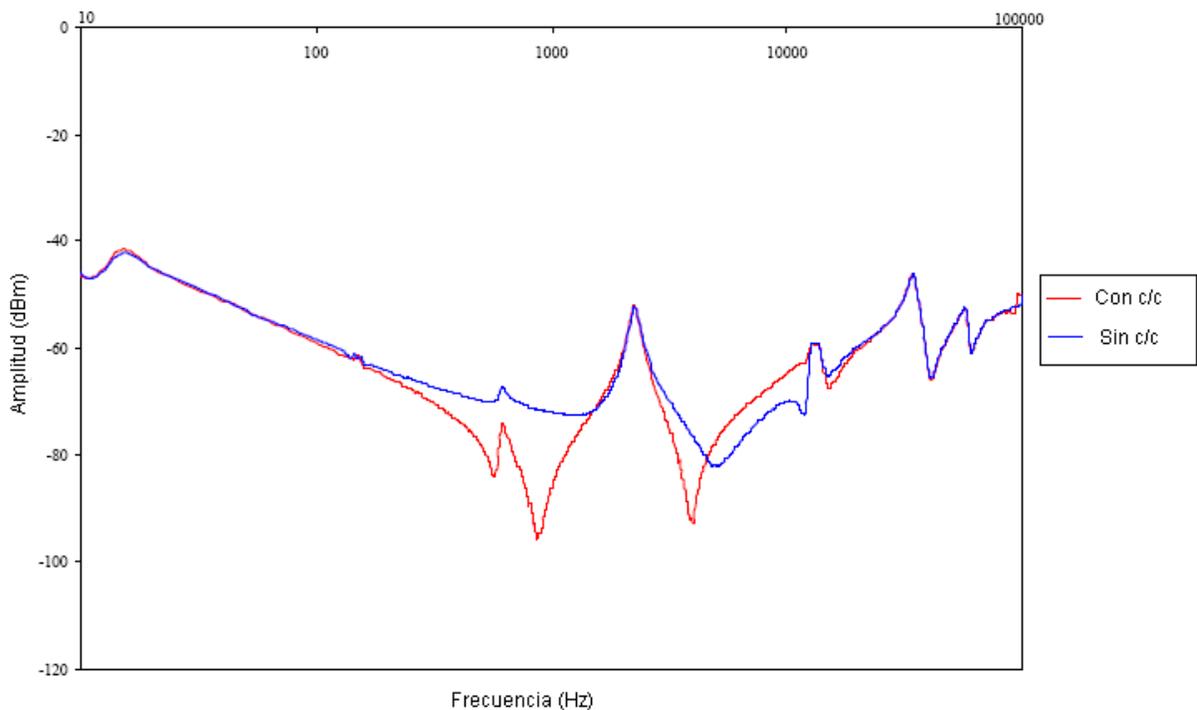


Fig. 65 Análisis de barrido de frecuencia para un transformador con falla eléctrica.



Fallas mecánicas.

La detección de daños mecánicos en los devanados de los transformadores es una de las bondades más representativas del SFRA. La falla debe ser grande para que exista un desplazamiento considerable en el resultado del barrido de frecuencias

EFFECTO DEL DESPLAZAMIENTO DE BOBINAS EN PROTOTIPO, FASE A.

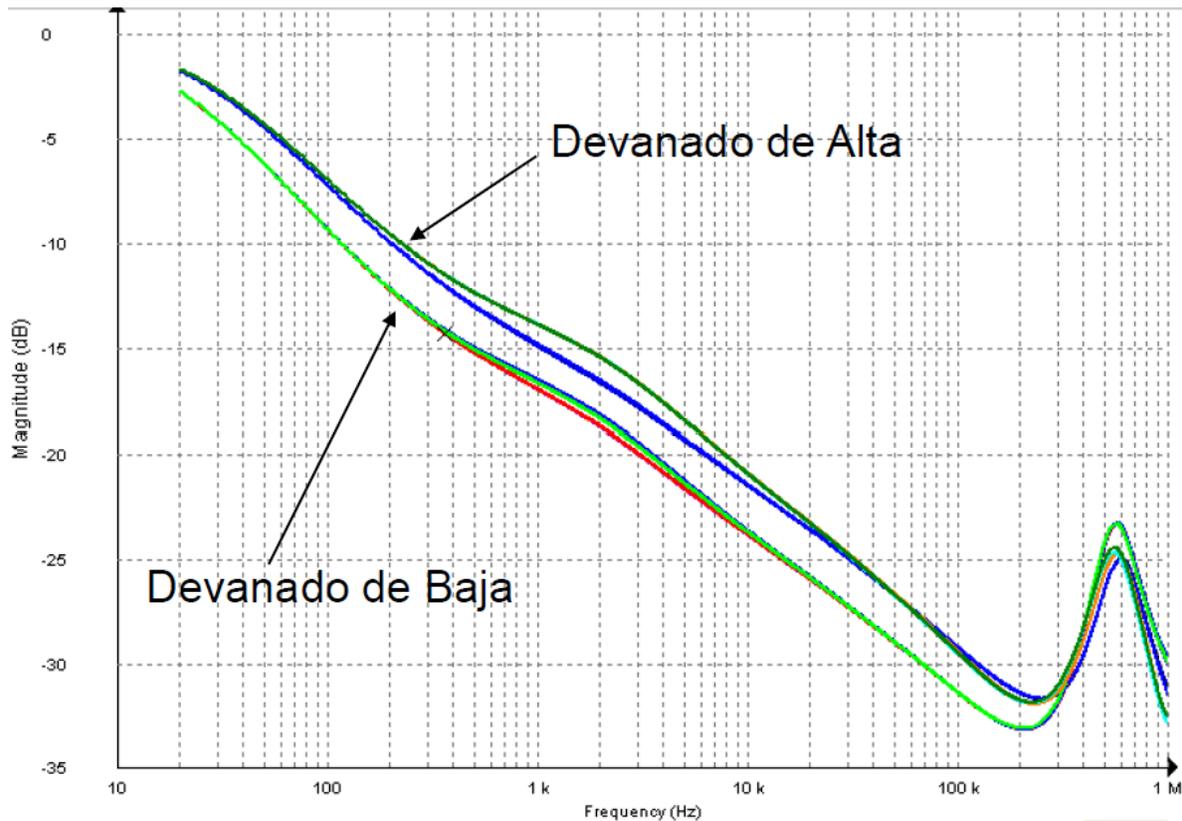


Fig. 66 Desplazamiento de Bobinas.

Esta prueba toma gran importancia tanto en la fase de fallos iniciales y en la fase de desgaste. En la primera, se puede detectar movimientos del núcleo producidos por movimientos bruscos en el transporte o en el montaje del transformador. En la segunda, se prioriza la detección de fallas en los bobinados debido al esfuerzo de los mismos.



4.20. GRADO DE POLIMERIZACIÓN (DP)

4.20.1. FUNDAMENTO TEORICO

Los valores de POLIMERIZACION DP (grado de polimerización, por sus siglas en inglés) El DP representa el número de polímeros β de glucosa, $C_6H_{10}O_5$, presentes en la molécula de la celulosa del papel. El DP se usa como una medida precisa de la degradación del aislamiento del papel usada en los transformadores. La Celulosa es una molécula polimérica lineal constituida de varios centenares de unidades de glucosa. DP es el medio número de moléculas de glucosa que hacen las cadenas de la celulosa.

Como las moléculas de celulosas se rompen y fragmentan con respecto al tiempo y a las condiciones de operación del transformador. La proporción de deterioración es también vinculada a cargo de la temperatura.

El valor del DP está críticamente relacionado con la rigidez mecánica del papel. Durante la fabricación de un transformador, el DP del papel se encuentra entre 1000 y 1300, el secado del transformador lo reduce a 950 y el envejecimiento en servicio lo reduce mucho más. A un DP entre 950 y 500, la rigidez mecánica es constante, pero en el margen de 500-200 la rigidez mecánica decrece en proporción directa al DP. A un DP 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 DP =200, el papel pierde todas sus propiedades mecánicas y el equipo es susceptible a daños.

Para evaluar el envejecimiento de papel aislante de los transformadores de poder (servicio-viejos y reguladores de voltaje), pueden analizarse, las muestras para determinar el grado de polimerización. Ésta sin embargo, es una prueba del invasiva que requiere una muestra del papel que puede presentar algunas dificultades como sacar la unidad de servicio.

Obtención del DP mediante el Muestreo del Papel Aislante

Muy a menudo la calidad de la celulosa es medida usando el valor del grado de polimerización por medio del método del promedio viscométrico. El método del muestreo del papel se considera el más exacto en la estimación del valor del DP y por tanto en la vida del aislamiento, pero presenta ciertos problemas:



- El tomar una muestra de papel del interior del transformador causa mucho trabajo y consume tiempo y dinero. Además, es necesario desencubar el transformador para obtener una muestra del papel.
- El valor de DP determinado por medio del método viscométrico solamente es una estimación aproximada de la longitud promedio de la cadena de celulosa.
- La información acerca del envejecimiento está relacionada con el lugar de donde la muestra es retirada y no provee información acerca del estado global del aislamiento ni de la condición de los lugares críticos.

El método de la prueba que debe especificarse por determinar el DP es ASTM D4243. Un método de la prueba equivalente es IEC 60450.

4.20.1. ANALISIS DE RESULTADOS.

Con esta prueba es posible detectar:

- Envejecimiento del aislamiento
- Estado del papel

El papel impregnado con aceite se utiliza con gran profusión como aislamiento de los devanados del transformador, razón por la que en la industria rige la premisa que: *la vida del transformador es la vida del papel*. Sin embargo, este tipo de aislamiento está considerado como el eslabón más débil en la cadena de cualquier sistema de transmisión.

El aislamiento papel-aceite se degrada con el tiempo y el proceso depende de las condiciones térmicas y eléctricas, de la cantidad de agua y oxígeno, y de otras condiciones presentes en el interior del transformador.

Siempre que se utiliza el término “vida” se hace referencia 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.

Es por ello la importancia de conocer el estado del papel para su mantenimiento.



Contenido de furanos (ppm)	Valor DP	IMPORTANCIA
0--0.1	1200--700	TRANSFORMADOR EN EXELENTE ESTADO
0.1--1.0	700--450	DETERIORACION MODERADA
1--10	450--250	DETERIORACION CONSIDERABLE
>10	<250	VIDA CRITICA

Tabla 14 Condiciones para el Grado de Polimerización



4.21. ANÁLISIS DE FURANOS

4.21.1. FUNDAMENTO TEORICO

Cuando los materiales de aislamiento celulósico dentro de un transformador sufren degradación de algunas de los productos formados son derivados de la sustancia aromática llamado Furano.

Furano es un heterocíclicos sistema aromático formado por cuatro carbonos y un oxígeno en un anillo cinco miembros con cada uno de los carbonos tener un conexión de hidrógeno, por lo tanto es la fórmula molecular C_4H_4O . La mayoría de cinco frecuentes derivados de Furano que surgen de la degradación de la celulosa y son solubles en el aceite en un grado apreciable son los siguientes: 2-Furaldehído; alcohol furfurílico; 2-Acetylfuran; 5-metil-2-furaldehyde; y 5-hidroxi-2-furaldehyde.

Uno de los últimos métodos de prueba de fluidos aislantes que ayuda a determinar la condición del sistema aislante, es la prueba de análisis de furanos.

Este método ayudara a determinar la degradación global de la celulosa dentro del transformador.

Al presentarse una sobretemperatura en el devanado del transformador, ya sea por una sobrecarga o por la presencia de fallas recientes, se han encontrado cantidades considerables de compuestos furánicos disueltos en el aceite.

Las temperaturas a las cuales ocurre la degradación de la celulosa y la presencia de niveles anormalmente altos de oxígeno y humedad, determinan qué compuestos son formados, tomando en consideración que el mecanismo de hidrólisis oxidativa es la fuente más importante del furano tipo 2-FAL en transformadores en operación.

En muchos casos solamente el 2-FAL ha sido encontrado por sobre el limite de detección (10 $\mu\text{g./l.}$). Existen varios modelos que relacionan el contenido de furanos en el aceite con el valor del grado de polimerización.

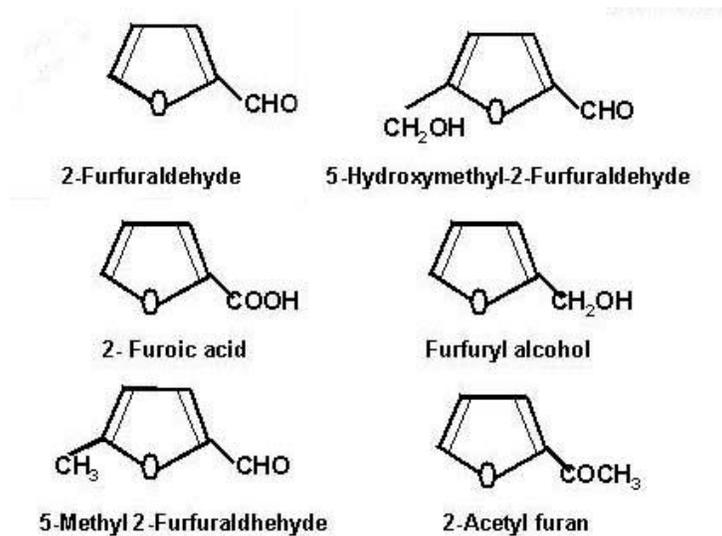


Fig. 68 Moléculas de Furanos

A raíz de la presencia de estos compuestos derivados de la degradación del papel aislante, es que se han elaborado métodos con los cuales se pueden detectar cambios en la condición de la celulosa del papel: medición del grado de polimerización, de los compuestos furánicos (furanos) disueltos en el aceite y de los gases disueltos en el aceite (CO, CO₂).

Los detalles todo el procedimiento para determinar la cantidad de compuestos furánicos en un aislante líquido figuran en el método de ASTM D 5837

Se extrae una muestra del petróleo con cualquier otro líquido como acetonitrilo o con una fase sólida cromatografía (HPLC).

Los cinco compuestos mencionados están separados en una adecuada columna y cada uno es detectado por el uso de un detector ultravioleta que se ajusta automáticamente a la longitud de onda adecuado para cada uno de los cinco componentes.

De los datos sobre las soluciones estándar, las eficiencias de extracción para cada uno se pueden calcular el componente y en consecuencia pueden hacerse correcciones. Los resultados son generalmente en términos de partes por millones (ppb).



4.21.2. ANALISIS DE RESULTADOS.

En primer lugar es un procedimiento no intrusivo. En segundo lugar que no requiere interrupción de servicio para obtener una muestra. En tercer lugar, el análisis de laboratorio requiere menos tiempo y es una determinación más sensible. Esfuerzos avanzan hacia este fin.

Método	Ventajas	Desventajas
DP (muestreo papel)	Directo y el más informativo	Muestreo no es representativo de todo el devanado Es necesario que la unidad sea abierta
DP (furanos)	No es necesario abrir el tanque Información complementaria al DGA Correlación con DP	Los furanos son inestables a ciertos valores de temperatura Varios modelos Resultados dependen de contenido de oxígeno, humedad, temperatura y tipo de aislamiento

Tabla 15 Ventajas y Desventajas entre métodos

Si se encuentra una buena correlación entre el grado promedio de polimerización y la concentración de los compuestos furánicos ya sea individualmente o en combinación, entonces esto tendría una serie de ventajas para evaluar la condición del aislamiento celulósico dentro de una unidad.



4.22. DESCARGAS PARCIALES

4.22.1. FUNDAMENTO TEORICO

Las descargas parciales es uno de los problemas más frecuentes que se presentan en los transformadores de potencia y reactores.

La medición de las DPs en transformadores, revelan la existencia de puntos calientes con intensidades de campo excesivamente altas y defectos en los materiales, se han desarrollado métodos unos más precisos que otros, los cuales entregan información sobre fallas en el sistema aislante. Es importante medir la intensidad de las descargas parciales y localizarlas a fin de eliminarlas.

La tensión excesiva en la región débil puede ser resultado de las fallas de diseño, contaminación o desviación de las tolerancias permitidas en el proceso de fabricación, fallas en los materiales aislantes, etc. Otra posibilidad es el daño oculto en la protección causado por pruebas anteriores.

La ruptura de una descarga parcial implica una transferencia de carga. Esta puede ser detectada ya sea como pulsos eléctricos de descargas individuales en un circuito externo o como un cambio en las pérdidas dieléctricas totales del sistema de aislamiento.

La DP emite luz, calor, ondas ultrasónicas y radiación electromagnética. La descarga parcial produce cambios químicos y físicos en el medio en el cual se presenta, los cuales pueden ser detectados por medio de los métodos químicos, eléctricos y acústicos.

MÉTODO QUÍMICO (ANÁLISIS CROMATOGRÁFICO).

Los principales materiales que constituyen el sistema de aislamiento de los transformadores, son esencialmente, aceite, papel y cartón. Cuando éstos componentes del aislamiento reaccionan químicamente como consecuencia del calentamiento u otras condiciones dentro del transformador originan gases, los cuales tienen menor densidad que el aceite y tienden a desplazarse al nivel superior del mismo.

La composición química de la celulosa, la cual constituye el cartón es $(C_{12}H_{20}O_{10})_n$ en donde n varía de 300 a 750 aproximadamente, la fórmula química de los compuestos parafínicos del aceite



aislante es C_nH_{2n} en donde n varía de 20 a 40. Los compuestos aromáticos y nafténicos del aceite están formados por átomos de carbono e hidrógeno, por lo tanto, la mayoría de los gases generados estarán constituidos por tres elementos químicos: Carbono, oxígeno y Nitrógeno.

FALLAS QUE ORIGINAN GASES COMBUSTIBLES.

Los gases en exceso presentes dentro del transformador se originan por algunas de las siguientes fallas:

- 1.- Corona ó Descarga Parcial.
- 2.- Pirolisis.
- 3.- Arqueo.

El propósito de este análisis es conocer exactamente las diferentes sustancias que componen los gases disueltos extraídos del aceite del transformador. De acuerdo a la naturaleza de los gases disueltos en el aceite, se puede determinar la causa de la anomalía para prevenirla y solucionarla antes que se transforme en falla.

Todos los resultados grabados durante la investigación de la fuente de DP bajo condiciones diferentes de prueba, debe ser analizado

El análisis de todos los resultados, identificará el tipo de fuente de DP (modelo de DP), dará la información sobre la ubicación del defecto de DP y proveerá una idea básica de que tan peligroso es la fuente de DP para el sistema aislante del transformador.

La solución exitosa del problema de DP puede ser alcanzado por la discusión de los resultados con los ingenieros de diseño para encontrar la causa verdadera de la fuente de DP. Dependiendo de los resultados del debate, los próximos pasos en el procedimiento será:

- a) Calibración adicional.
- b) Investigación adicional de la fuente de DP en laboratorio de HV.
- c) Condicionar la fuente de DP.
- d) Resecar la protección del transformador.
- e) Modificar la región débil identificada (causa del defecto de DP).
- f) Desarmar el transformador.



DETECCIÓN ACÚSTICA DE SEÑALES DE DESCARGAS PARCIALES.

Las técnicas acústicas 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. Una señal acústica, es una vibración mecánica en el medio elástico (onda acústica). El método acústico, utiliza dos de los fenómenos producidos por las DP.

El primero, producto de la rápida transferencia de carga que se produce, provoca una perturbación eléctrica de alta frecuencia que se propaga a través del circuito externo.

El segundo, debido a la disipación de energía, la que provoca la generación de ondas sónica y ultrasónica, que se propagan a través del medio donde se produce la descarga parcial. La perturbación eléctrica se propaga a una velocidad cercana a la de la luz (108m/s) a través del circuito eléctrico y la velocidad de la onda sonora dependerá del medio por el cual se propague, pero en general mucho menor comparada con la perturbación eléctrica, esta diferencia de tiempo permite utilizar estos dos fenómenos para la localización de la descarga parcial. De esta forma, se puede considerar que la señal eléctrica aparece en los terminales del transformador instantáneamente. El intervalo de tiempo, será una medida de la distancia entre la descarga y el punto en el cuál se detecto la señal eléctrica.

En teoría, la fuente de DP actúa como un punto de origen de onda acústica. La intensidad de la onda acústica emitida es proporcional a la energía liberada durante la descarga. La propagación de la señal acústica ocurre solo si la longitud de onda es pequeña comparada con la longitud de la trayectoria de propagación.

En el transformador, la propagación de la onda acústica es fuertemente influenciada por la estructura complicada del sistema aislante (barreras del devanado, núcleo y paredes del tanque), en donde la amplitud (atenuación) y la forma (absorción o dispersión) de la señal acústica emitida por una fuente de DP cambian a lo largo de su trayectoria de propagación. Además del fenómeno de absorción y dispersión, en general dos tipos de ondas deben ser consideradas para el análisis de las señales acústicas de DP:

a) **Ondas transversales.**- La atenuación esta en función del grosor de la pared.



b) **Ondas longitudinales.**- Velocidad más alta que las ondas transversales (aproximadamente un factor de dos).

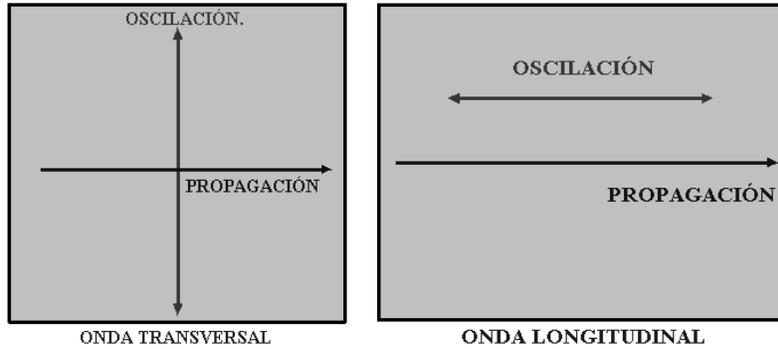


Fig. 69 Representación esquemática de dos tipos de ondas acústicas.

Las trayectorias posibles de propagación de las ondas acústicas a partir de una fuente de DP en las paredes del tanque del transformador.

PROCEDIMIENTO

Un mínimo de tres sensores acústicos (transductores piezoeléctricos) y un osciloscopio digital de cuatro canales son necesarios para localizar la fuente de DP.

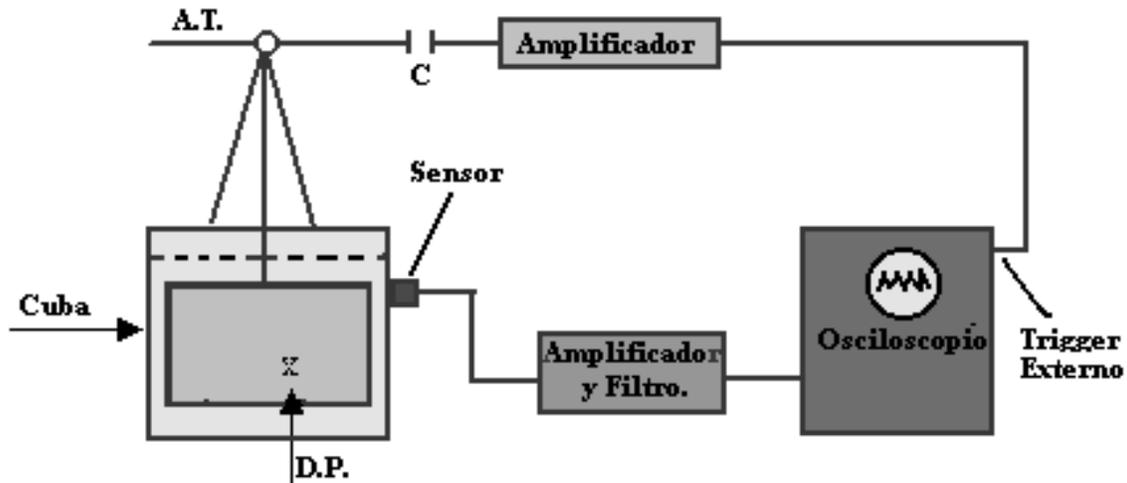


Fig. 70 Esquema básico para un sistema de localización de DPs. por ultrasonido.

Los tres transductores (cristales piezoeléctricos) son colocados cerca uno del otro (triángulo equilátero con $L=0.15$ m) con el propósito de que la trayectoria de propagación de la onda acústica sea casi la misma.



Los sensores ultrasónicos transforman las emisiones ultrasónicas provenientes de los eventos en el interior del transformador y que inciden sobre sus paredes, en señales de tensión, las cuales son directamente proporcionales en amplitud y frecuencia a las señales ultrasónicas. Estas señales de tensión, son transmitidas a través de cables triaxiales hacia el acondicionador de señales, el cual acopla las señales proporcionadas por los sensores con el equipo de registro, los acondicionadores de señales transmiten vía cables coaxiales, las señales ya acondicionadas hacia un osciloscopio digital; el cual registra, almacena y procesa la información emitida por los sensores.

- 1.- Se colocan los sensores en la pared del tanque del transformador, se realiza un monitoreo ultrasónico por las cuatro caras del mismo.

2. Si en la posición inicial en la que se colocan los sensores no se detectan emisiones ultrasónicas después de un período corto de monitoreo, se realiza un barrido a lo largo de toda esa cara del transformador, cambiando los sensores a diferentes posiciones sobre la cara. Este procedimiento se repite en las demás paredes del mismo.

3. Al detectar emisiones ultrasónicas en alguna de las caras del transformador, se localiza el punto donde exista la mayor actividad ultrasónica, en este punto, la señal con menor tiempo de arribo tendrá por consecuencia una distancia menor al punto de emisión ultrasónica (fuente de DP).

4. Se toma como referencia esta señal, manteniendo la posición del sensor correspondiente y desplazando los otros sensores a distintas posiciones, de esta forma se podrá encontrar otra señal con un nuevo tiempo de arribo menor que el anterior y de mayor amplitud, lo cual indicaría que el punto de ubicación del sensor de esta nueva señal estará mas cerca del punto de emisión ultrasónica.

5. Se obtiene el espectro de frecuencia de las señales monitoreadas, a fin de determinar la frecuencia característica de las señales obtenidas y determinar si corresponden a señales generadas por eventos de DPs.

6. Con esta metodología, es posible estimar la localización aproximada de la DPs. La ubicación de la fuente de DP en el sistema aislante, es calculada a partir del retraso de tiempo entre las señales eléctricas y acústicas de DP, usando el método de triangulación.

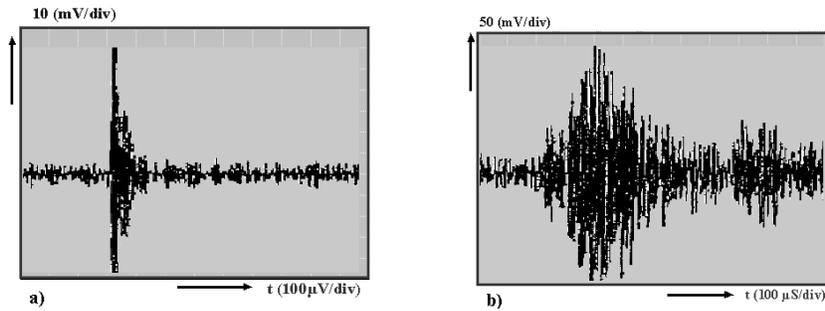


Fig. 71 Análisis de ondas acústicas de fuentes de DP: a) Detección de onda acústica Directa (a través del aceite), b) Detección de onda acústica reflejada u onda Propagada a través de diferentes medios.

7. Las acciones a tomar pueden ser programar una inspección visual, sacar de operación la unidad, realizar pruebas eléctricas adicionales, reducir la carga que alimenta para no acelerar el proceso de degradación y/o tomar muestras periódicas del aceite aislante a fin de monitorear la evolución de la falla.

DETECCIÓN ELÉCTRICA DE DESCARGAS PARCIALES.

Estas técnicas son empleadas principalmente para detectar la presencia de descargas parciales en transformadores de potencia de alta tensión por medio de alta tensión por medio de dispositivos que registran la magnitud de las descargas. Este tipo de registro resulta de gran utilidad, sin embargo los métodos eléctricos no pueden determinar el origen o ubicación física de la fuente de DPs, Además este tipo de mediciones no pueden ser aplicadas en transformadores en servicio debido a los altos niveles de interferencia electromagnética que por lo general están presentes en el entorno en el cual se desempeña el transformador.

Una descarga parcial, puede ser interpretada como el movimiento rápido de una carga eléctrica de una posición a otra. Para movimientos muy rápidos o durante el primer instante después del movimiento de la carga, los elementos de protección individuales conectados entre dos terminales de línea de diferente potencial pueden considerarse como un número de capacitores conectados en serie.

El procedimiento para la medición de DP es básicamente definido por el procedimiento de prueba de voltaje inducido.



La prueba se realiza induciendo en uno de los devanados del transformador bajo prueba (generalmente el de menos voltaje) una tensión tal que los volts/vuelta en el transformador sea dos veces la tensión nominal, de esta forma se logra que el aislamiento y secciones estén sujetos a esfuerzos dieléctricos correspondientes al doble de la tensión a la cual van a trabajar.

En un transformador trifásico esta prueba puede realizarse monofásicamente o trifásicamente, es decir; inducir el voltaje correspondiente de la prueba en una sola fase y sucesivamente en las restantes o en las tres al mismo tiempo.

La prueba se realiza alimentando al devanado de bajo voltaje, la tensión de prueba. Los otros devanados deben encontrarse en circuito abierto, el cambiador de derivaciones debe encontrarse en la posición de máximas vueltas efectivas. En la figura siguiente se muestra el circuito de medición de DPs.

1. Para pruebas de onda cortada, el tiempo mínimo de arqueo debería ser 3.0 μ S, excepto que para 110 KV NBI este debería ser de 2.0 μ S.
2. A pesar de que la columna 4 establece los niveles de impulso por maniobra de fase a tierra, no siempre es posible probar a estos niveles en devanados de baja tensión.
3. Las columnas 5 y 6 indican los niveles de prueba de fase a tierra que se aplicarían a devanados en estrella. Cuando el nivel de tensión de prueba va a medirse fase a fase, como es el caso de devanados en delta, los niveles en la columna 5 deben multiplicarse por 1.732 para obtener el nivel de prueba de tensión inducida fase a fase requerida.
4. Los niveles de aislamiento para los devanados de alta y baja tensión de los transformadores de potencia clase II se deben seleccionar de acuerdo a esta tabla.
5. La prueba de tensión aplicada no es aplicable a las terminales de línea de los devanados en estrella, a menos que hayan sido especificados como apropiados para aplicaciones en sistemas no aterrizados.

La prueba de DPs es considerada exitosa si la actividad ininterrumpida de DP no sobrepasa los valores establecidos por las normas y si no existe tendencia de incremento durante la prueba. Los valores aceptables recomendados de cargas aparentes dadas en las normas IEC son:



- a) 300 pC a 130% de U_m .
- b) 500 pC a 150% de U_m .
- c) El nivel de actividad de DP no debe exceder de 100 pC a 1.1 de U_m .

Donde:

U_m = Voltaje mas alto de acuerdo a IEC o voltaje r.m.s. fase a fase mas alto para el cual es diseñado el devanado del transformador.

4.22.2. ANALISIS DE RESULTADOS.

El análisis de esta prueba, es medir la magnitud de las descargas parciales internas en el transformador para comprobar que éstas no exceden el valor máximo normalizado ó el de garantía que disminuya su vida útil.

Esta prueba tiene por objeto comprobar el estado del aislamiento entre vueltas y entre las secciones que tienen un mismo devanado.

El conocimiento de la teoría de las descargas parciales ayuda a conocer el fenómeno y sus efectos sobre la aislación de los equipos eléctricos.

En lo respecta a transformadores, las descargas parciales están en directa relación con la corrosión química y mecánica en el interior del aislante.

Las pruebas expuestas para detectar descargas parciales en transformadores, se valen de los fenómenos que éstas producen, tales como gases disueltos en el aceite aislante detectado por un análisis cromatografico, y ondas de ultrasonido las que son detectas por sensores ubicados en la cuba del transformador.

Una vez localizada la zona de mayor actividad ultrasónica (punto de falla), es necesario revisar los planos de diseño del transformador, que aunado a la experiencia del ingeniero de campo, permite determinar las partes involucradas en la posible falla, así como la gravedad del problema y tomar las acciones correspondientes en caso de ser requeridas.



CAPITULO V

5.1. EJEMPLO 1

5.1.1. LA INTRODUCCIÓN

En esta sección se muestran dos ejemplos reales de diagnóstico en transformadores, utilizando las técnicas descritas en los capítulos anteriores.

En el primer capítulo se describe un evento externo en el cual un transformador es sometido a corto circuito. El transformador era casi nuevo y se han presentado una serie de cortos circuitos y se tiene la duda si este puede seguir operando o debe enviarse a reparación. Las preguntas formuladas fueron ¿Cómo evaluar la condición del transformador? ¿Cuál es la magnitud, del daño? ¿Debe repararse en el sitio o el transformador debe quitarse para la reparación? Es muy difícil decidir cuando una falla es bastante seria para justificar las acciones radicales. De los procedimientos y de las posibles pruebas para la valoración de la condición, se seleccionaron las más relevantes. Análisis de Barrido de Frecuencia (FRA) y Grado de polimerización (DP) fueron las herramientas de prueba esenciales tomadas para el diagnóstico y la decisión final; aunque también se realizaron otras pruebas. La prueba de FRA y DP fueron las más significativas para tomar la decisión final.

EL CASO ESTUDIO NO. 1

Descripción del transformador:

auto-transformador, trifásico, tipo columna

Potencia: 75/75/7 MVA

Tensión en AT: $120 \pm 2 \times 2.5\%$ // $69 \pm 18 \times 0.625\%$

Tensión en BT: 13.2 kV,

Frecuencia: 60 Hz.

Elevación de temperatura: 55/65°K,

Impedancias HL-12%; HT-56%; LT-41.5%. @ 75 MVA

Conexión: YNd



5.1.2. DESCRIPCIÓN DE LA FALLA

Un corto circuito entre la boquilla del terciario y la cubierta del transformador destruyó la porcelana de la boquilla y los conductores se fueron a tierra. El corto circuito trifásico se transformó en corto circuito trifásico a tierra. La corriente de corto circuito entre el conductor y la tapa aterrizada creó una perforación en la misma.

La presión del tanque conservador causó que el aceite se derramara y el aceite provocara un arco. El transformador tenía equipó de protección que no funcionó; el corte se realizó por el relevador de BUCHHOLZ después de aproximadamente 34 segundos debido por los gases producidos por el aceite caliente. El fuego se extinguió después de aproximadamente 1 hora y media.



Fig.71 Explosión del transformador



5.1.3. PRUEBAS QUE SE REALIZARON

Se realizaron las pruebas de campo rutinarias incluyendo resistencia de devanados, factor de potencia, corriente de magnetización y pruebas de reactancia de dispersión. Las cuales indicaron que no existía deformación ni desplazamientos. Los resultados de las pruebas de campo eran muy similares a los resultados obtenidos en las pruebas de fábrica. La bobina terciaria mostro un circuito abierto entre la fase 2 Y 3 (detectado con las pruebas de reactancia de dispersión y resistencia)

Los resultados de las pruebas de resistencia de la bobina del terciario se muestran a continuación.

Y1 Y2-- 35.8 mΩ	Y2 Y3--73.4 mΩ	Y1 Y3 – 36.2mΩ
-----------------	----------------	----------------

Los resultados de las pruebas de reactancia de dispersión para las bobinas de AT/BT contra el terciario son.

H1 Y1 –105.5 Ω	H2 Y2 –1625.0 Ω	H3 Y3 –105.2 Ω
X1 Y1 – 25.73 Ω	X2 Y2 –539.6 Ω	X3 Y3 – 25.73 Ω

PRUEBAS DEL ACEITE

- Las siguientes pruebas son AGD de 3 meses antes y algunas horas después del paro.

	ANTES (ppm)	DESPUES (ppm)
NITRÓGENO	31697	40742
OXIGENO	3424	6631
DIOXIDO DE CARBONO	11	592
HIDROGENO	1	48
MONOXIDO DE CARBONO	36	253
METANO	1	54
ETANO	1	13
ETILENO	0	46
ACETILENO	0	15



- Algunos gases detectados no son relevantes debido a que ellos fueron producidos por el calentamiento del fuego externo: dióxido de carbono y monóxido de carbono indican calentamientos en el papel aislante. El conductor del devanado terciario
- Contenido de agua: 3 ppm
- El la prueba de furanos en el aceite no estaban presentes debido ala falta de equipo de prueba e es momento.

Se realizo una Inspección visual interna: Había espacio suficiente para permitir una inspección visual directa y completa desde arriba hasta el fondo y alrededor de todos los devanados. Se descubrió en esta inspección visual solo un circuito abierto debido a la fusión de la primera conexión Y2- Y3 esta falla podría explicar el aumento de monóxido de carbono y dióxido de carbón en el aceite. La pared interior del tanque cerca del terciario se daño por el fuego externo.

Durante la falla. La bobina terciaria estuvo sujeta a prolongadas tensiones mecánicas y térmicas, la temperatura máxima durante el corto circuito calculada la bobina terciaria fue de aproximadamente 155 °C con un punto caliente preliminar de 75°C la temperatura del aceite 45°C y temperatura ambiente 35°Cse estimo que la temperatura llego a 750°C pero es probable que llegara mas alto.

El papel de los conductores de las bobinas se probo en grado de polimerización (DP) 6 muestras de papel de las bobinas se tomaron de la parte superior y lados de las bobinas de las conexiones. La prueba demostró que ningún daño térmico ocurrió en el aislamiento.

LOS RESULTADOS SON LOS SIGUIENTES:

T1 arriba	DP- 871	La vida de g restante estimada a DP 200: 96 %
T1 abajo	DP-1045	La vida de g restante estimada a DP 200: 100 %
T2 arriba	DP- 883	La vida de g restante estimada a DP 200: 96 %
T2 abajo	DP-1056	La vida de g restante estimada a DP 200: 100 %
T3 arriba	DP- 914	La vida de g restante estimada a DP 200: 98 %
T4 abajo	DP- 961	La vida de g restante estimada a DP 200: 99 %

Estos resultados indican que ningún daño térmico fue producido por la corriente en las bobinas.



Se realizo la prueba FRA para verificar la integridad mecánica de las. Los resultados se muestran en las siguientes graficas.

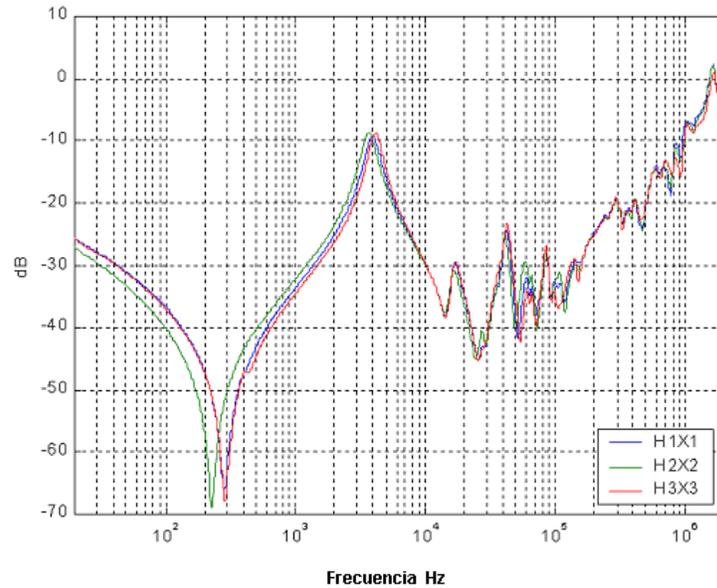


FIG. 72. Medición de respuesta en frecuencia en un transformador en 3 diferentes posiciones del cambiador de derivaciones (máxima, nominal y mínima)

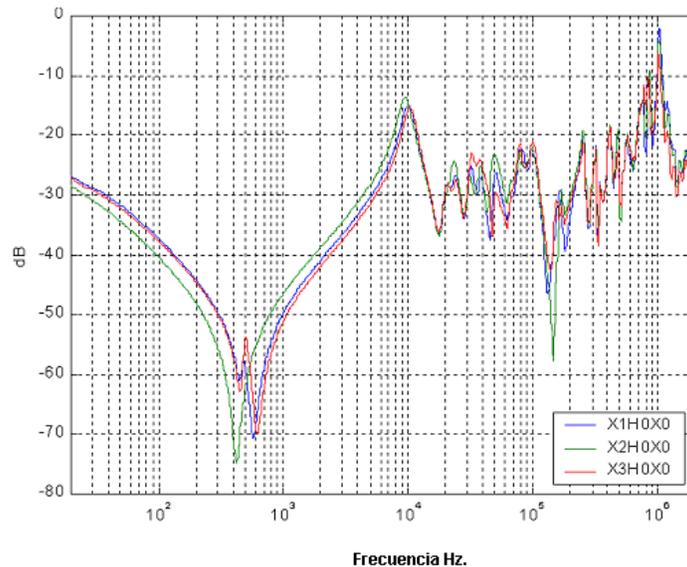


Fig.73. No hubo daño mecánico registrado al comparar las graficas se concluyo que no existían daño mecánico.



Las graficas de las 3 bobinas terciarias estaban muy similares. De modo que esto concluyo que no hubo daño mecánico. Las pequeñas variaciones a baja frecuencia se atribuyeron a las influencia del núcleo.

5.1.4. CONCLUSION

El transformador se reparó en el sitio y volvió a operar. Ha estado operando subsecuentemente durante más de un año

En algunos puntos importantes de este estudio son:

1. una combinación de parámetros calculados y datos registrados durante los eventos, son de gran utilidad en el diagnóstico y decisión-
2. En el estudio del caso todas las pruebas rutinarias y especiales ayudaron a proporcionar la información sobre la condición del equipo. FRA fue la herramienta principal usada para tomar la decisión acerca de la condición mecánica de los transformadores.



5.2. EJEMPLO 2

5.2.1. INTRODUCCIÓN

El análisis de gases disueltos es comúnmente usado para detectar fallas incipientes en el tanque principal y el compartimiento del cambiador de derivaciones de los transformadores. En este caso el AGD en una muestra del tanque principal pudo descubrir un problema en el cambiador de derivaciones bajo carga externo (LTC). Puesto que aproximadamente 40% de todas las fallas del transformador son debidas al funcionamiento defectuoso de sus cambiadores, los métodos para descubrir las condiciones de fallas incipientes en estos componentes son críticos.

5.2.2. DESCRIPCIÓN DE LA FALLA

En este caso un contacto de alta tensión en el LTC se quemó y se destruyó por efecto de un arco que pasó de condición de falla incipiente a una falla inminente.

Las características del transformador se identifican en la siguiente tabla.

DATOS DEL TRANSFORMADOR

FABRICANTE	FERRANTI PACKARD
TIPO	HORNO
MVA	18.5
PRIMARIO kV	34
SISTEMA DE PRESERVACION	CONSERVADOR CON DESHIDRATADOR
VOLUMEN DE ACEITE	10,030 litros
BOMBAS	2
EDAD	30 AÑOS (1969)
FALLA	NO

Por un largo tiempo, las muestras de aceite del tanque principal de este transformador estaban analizándose en un plan anual, se observaron sólo concentraciones muy bajas de gases combustibles que indicaban el envejecimiento normal.



Entonces en junio de 1997, se descubrió por primera vez acetileno con aumento en la concentración principalmente de etileno y metano (Figura.74).

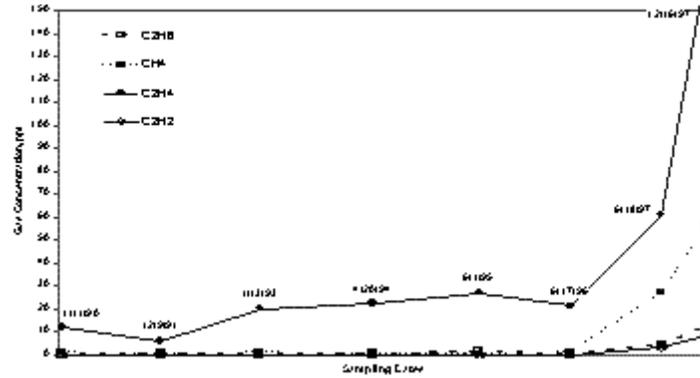


FIG.74. DGA en el Aceite en el Transformador el Tanque Principal

Los gases combustibles eran indicativos de una condición de sobrecalentamiento. Localizado el monóxido de carbono y anhídrido carbónico también aumentaron (Figura 75).

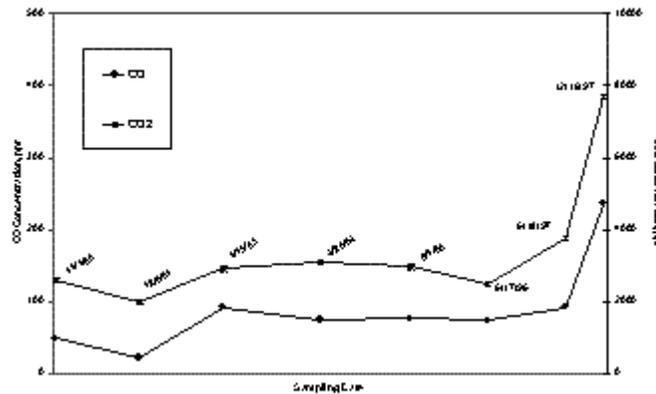


FIG 75. DGA en el Aceite en el Transformador el Tanque Principal

Pruebas adicionales confirmaron el aumento de estos gases combustibles y se tomó la decisión de realizar una investigación.

5.2.3. PRUEBAS QUE SE REALIZARON.

Una termografía infrarroja del transformador reveló que el compartimiento del Cambiador Bajo Carga estaba operando a una temperatura más alta que la temperatura del tanque principal. La termografía también pudo detectar con precisión la localización exacta de la generación de calor



dentro del Cambiador. Una inspección interior del tanque principal del transformador reveló un daño no visible que podría ser la causa del aumento de gases. Sin embargo, la inspección del cambiador reveló dos problemas. Se descubrió que la falla (destrucción) había ocurrido en el conector de alto voltaje debido a una conexión floja entre los cables y el conector de alto voltaje (Figura 76).

Esto era probablemente la fuente de los gases combustibles.



FIG 76 El Conector de Voltaje Alto destruido

Además, se observó una ruptura en el empaque que esto permitía pasar aceite del Cambiador hacia dentro del tanque principal del transformador, y esto fue el origen aparente del alto contenido de gases combustibles. El Análisis de Gases Disueltos no se realizó al aceite del Cambiador pero habría revelado un alto contenido de gases combustibles, probablemente con una composición relativamente similar al encontrado en el aceite del tanque principal. Después de que el Cambiador fue reparado y el transformador se puso en servicio, la generación de gases combustibles volvió al nivel normal.

5.2.4. CONCLUSIONES

El Análisis de Gases Disueltos complementa a los otros métodos que descubren fallas en los cambiadores de derivaciones. Estas pruebas incluyen corriente de excitación, resistencia de devanados, termografía infrarroja, etc.



CONCLUSIONES

Una metodología desarrollada permite correlacionar los resultados de todas las pruebas para detectar cualquier problemática que se presente en los devanados de los transformadores. Esto no ocurre cuando se analizan las pruebas de manera individual.

La aplicación de una metodología permite priorizar los mantenimientos correctivos y preventivos desde todos los puntos de vista del sistema aislante aceite/papel.

Esta metodología, al contar con un sistema de detección, permite de manera rápida identificar cual es la problemática de manera individualizada en cada uno de los equipos evaluados y así poder determinar cuáles actividades son prioritarias con el propósito de disminuir el riesgo de operación.

El uso de técnicas de diagnóstico permite realizar una evaluación del riesgo de manera segura y rápida, ya que utiliza las mismas pruebas que se realizan de manera rutinaria, lo que la hace una metodología segura y no invasiva.

El costo de aplicación de esta metodología es muy bajo, por lo que es factible su implantación dentro de la industria eléctrica de manera inmediata.

Su aplicación generalizada en las empresas ayudará al personal encargado de la operación de los transformadores a tomar decisiones en cuanto a la inversión de recursos, en la ejecución de los mantenimientos predictivos o correctivos.



BIBLIOGRAFIA

- **Enrique Ras Oliva** /Transformadores de potencia, de medida y de protección
Barcelona [etc.] Marcombo-Boixareu, 1994
- **Stephen J. Chapman** /Máquinas eléctricas /; revisión técnica José Demetrio Martínez,
Juan Yedra Morón
Bogotá [etc.] : McGraw-Hill, 1987
- **Moeller-Werr** /Electrotecnia general y aplicada
Barcelona [etc]: Editorial Labor, 1972
- **J. O. Church y T. J. Hauptert**, “Un método Nomográfico para la evaluación del desarrollo
de fallas en equipo eléctrico lleno de aceite usando el análisis de los gases disueltos”,
CFE.
- **H. Disenfeld, J.N.L. Sacchi**, “Estudio del envejecimiento de transformadores y reactores
por funcionamiento con tensiones superiores a la máxima de servicio” - Paper 12-02 4to.
ERLAC 1991.
- **H. Disenfeld, J.N.L. Sacchi** “Degradamiento del aislamiento de transformadores por
sobretensiones de maniobra y/o temporarias”, Revista Electrotécnica mayo/junio 1992.
- “Estadística de fallas de transformadores de potencia”, 1983-1998, CFE, Marzo 1999.
- **Roberto Liñán, Alberth Pascacio y Arturo Núñez**, “Extensión de la vida útil de
transformadores de potencia mediante el monitoreo en línea”, Reunión de Verano de
Potencia (RVP-99) de la IEEE Sección México, Acapulco, Guerrero, 11 al 16 de Julio de
1998.
- **Ramírez O.** “Metodología para el empleo de las técnicas cromatográficas en el diagnóstico
de fallas de los grandes transformadores”, Informe parcial de investigación, ISPJAE, Fac.
de Ing.Eléctrica (CIPEL, Cuba), 1992, 33pp.
- Pruebas a equipo eléctrico. CFE



- Enríquez Harper. Curso de transformadores y motores de inducción. Edit. Limusa. México 2004.
- Enríquez Harper. Elementos de corriente continua. edit. Grupo noriega editores Limusa. 1994.
- **R. E. Alvarez y Miguel del Pozo.** Mantenimiento de Transformadores de Potencia. XII ERIAC-Encuentro regional Ibero-americano del CIGRE. Brasil. 2007
- **T. Andersson, S. Forsmark, A. Jaksts,** Dryformer, nuevo transformador de potencia, sin aceite y con bajo impacto medioambiental. Revista ABB 3/2000, 59-64.
- **M. Leijon,** Powerformer, una máquina rotativa radicalmente nueva. Revista ABB 2/98, 21–26.
- **Liwschitz-Garik Michael, Clyde C. Whipple** “Máquinas de Corriente Alterna”, CECSA, 1984.
- **Enriquez Harper,** “Curso de transformadores y motores de inducción”, Limusa. 2001
- **H. A. Jesi, W. C. Elizabeth, Z. M. Jaime,** “Análisis cromatográfico”, Lima, Peru, 2000
- **Morfin Vazquez Juan Martin,** “Aplicación conjunta de técnicas de mantenimiento predictivo para la efectiva y oportuna detección de anomalías en transformadores sumergidos en aceite”, Mexico, 2004
- **FIST 3-30 Transformer Maintenance.** Facilities Instructions, Standards, and Techniques.. United States Department of the Interior Bureau of Reclamation. Denver, Colorado. 2000
- **FIST 3-31 Transformer Diagnostics.** Facilities Instructions, Standards, and Techniques.. United States Department of the Interior Bureau of Reclamation. Denver, Colorado. 2003
- **Rogers R.R.** “IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers, using gas in oil analysis”, IEEE Trans. EI, Vol EI-13, No. 5, pp. 349-354, 1978
- **Dornerburg E., Strittmatter W.** “Monitoring oil cooling transformers by gas analysis”, Brown Boveri Review, 61, pp. 238-247, 1974.
- **J. R. Lucas** “Historical” Development of the Transformer” , Sri Lanka Centre, 2000



CÓDIGOS Y NORMAS

- **NMX-J-123-ANCE-2005** Aceites minerales para transformadores – especificaciones, muestreo y métodos de prueba.
- **NMX-J-284-ANCE-2006** Transformadores y autotransformadores de potencia – Especificaciones
- **NORMAS MEXICANAS**
- **NMX J-116-1996** Productos eléctricos - Transformadores de distribución tipo poste y tipo subestación
- **NMX J-109-1977** Transformadores de corriente.
- **NMX J-285-1996** Transformadores de distribución tipo pedestal
- **NMX J-169-1987** Productos Eléctricos - Transformadores y Autotransformadores de distribución y de Potencia Métodos de Prueba.
- **NMX J-287-1998** Transformadores de distribución tipo sumergibles
- **NMX J-153-1972** Clasificación de materiales aislantes
- **NMX J-271-PARTE1-2000** Técnicas de pruebas de alta tensión.
- **NMX J-271-PARTE2-2000** Técnicas de pruebas de alta tensión.
- **NMX J-409-1982** Guía de carga de transformadores de Distribución y de Potencia sumergidos en aceite.
- **NMX J-351-1979** Transformadores tipo seco de distribución y potencia