

870117

UNIVERSIDAD AUTONOMA DE GUADALAJARA
INCORPORADA A LA UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

ESCUELA DE INGENIERIA

1
2es.



R1

"TECNICAS DE MANTENIMIENTO
PARA TRANSFORMADORES DE
POTENCIA Y DISTRIBUCION"

R1

262540

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A:
SIMON OSCAR MENDOZA SALGADO

ASESOR: ING. LUIS JORGE AGUILERA CASILLAS

GUADALAJARA, JAL. OCTUBRE DE 1998

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

J. Aguilar

[Handwritten mark]



FAC. ING. MEC. ELEC.



" FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA "

Al pasante de
Ing. Mecánico Electricista
Área: Industrial
Sr. Simón Óscar Mendoza Salgado
Presente:

Guadalajara Jal, 09 de Julio de 1997

En contestación a su solicitud de fecha 09 de julio de 1997, me es grato informar que la comisión de Tesis que me honro en presidir, aprobó como tema que usted deberá desarrollar para su examen de Ingeniero Mecánico Electricista, el que a continuación transcribo:

"TECNICAS DE MANTENIMIENTO PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y DISTRIBUCION"

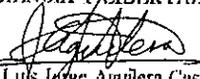
Introducción

- Capítulo 1: El Mantenimiento
- Capítulo 2: El Transformador
- Capítulo 3: Mantenimiento al Transformador
- Capítulo 4: Pruebas de Mantenimiento Predictivo
 - A) Pruebas al Aislamiento
 - B) Pruebas al Aceite Aislante
 - C) Pruebas Operativas

Apéndices
Bibliografía

Ruego a usted tomar nota que la copia fotografiada del presente oficio, deberá ser incluida en cada uno de los preliminares de su tesis.

ATENTAMENTE
" CIENCIA Y LIBERTAD "


Ing. Luis Jorge Aguilera Casillas
Presidente de la Comisión de Tesis

A mis padres:

SIMON N. MENDOZA MORENO (QEPD)

Y

ANA MARIA SALGADO DE MENDOZA,

Que gracias a un esfuerzo extraordinario lograron darnos educación y preparación superior a mí y otros cuatro hermanos sin detenerse a pensar en las limitaciones económicas por las que atravesaban.

A mis maestros:

Que gracias a su dedicación y tolerancia lograron inculcarnos las bases para un adecuado desempeño profesional. Muy especialmente al maestro ING. LUIS JORGE AGUILERA CASILLAS que no cejó en su insistencia para lograr que este último paso fuera realidad.

A mi esposa AIDE LETICIA y a mis hijos SIMON OSCAR y
LUIS JORGE, que son la mayor satisfacción de mi vida.

Técnicas de Mantenimiento para Transformadores de Potencia y Distribución

SIMÓN OSCAR MENDOZA SALGADO
Egresado de la Facultad de Ingeniería de la
Universidad Autónoma de Guadalajara.
Carrera: Ingeniería Mecánica Eléctrica
Área de Espec.: Ingeniería Industrial

Contenido

Introducción

Capítulo 1.- El mantenimiento

Capítulo 2.- El transformador

Capítulo 3.- Mantenimiento al transformador

Capítulo 4.- Pruebas de mantenimiento predictivo

a) Pruebas al aislamiento:

- a1) Resistencia del aislamiento a la corriente directa
- a2) Obtención de índices de polarización
- a3) Factor de potencia del aislamiento
- a4) Factor de potencia de boquillas y collar

b) Pruebas al aceite aislante:

- b1) Rigidez dieléctrica
- b2) Resistividad eléctrica
- b3) Factor de potencia
- b4) Número de neutralización
- b5) Tensión interfacial
- b6) Obtención del Índice de Calidad del aceite
- b7) Colorimetría ASTM
- b8) Aspecto visual y sedimentos
- b9) Gravedad específica

b10) Otras pruebas al aceite aislante

c) Pruebas operativas:

c1) Relación de transformación

c2) Polaridad

c3) Corriente de excitación

c4) Resistencia de devanados

c5) Resistencia del sistema de tierras

c6) Medición de resistencia de aislamiento de núcleo

Apéndices

Bibliografía

Fuentes de información

Introducción

Introducción

Este trabajo está hecho con el objeto de vertir los conocimientos técnicos que considero de mayor importancia para saber los aspectos básicos de este tema, el cual es en gran medida desconocido de todas las personas que de una u otra forma tienen algo que ver con el mantenimiento preventivo o con la operación de los equipos eléctricos de transformación, ya sea de potencia o distribución.

En México, los criterios modernos para su mantenimiento y conservación son solo aplicados dentro de empresas como Comisión Federal de Electricidad y algunas otras afines así como algunas dedicadas a la de manufactura de transformadores. Muchos datos de los aquí presentados provienen de fuentes con amplia experiencia y conocimientos de este tema, las cuales se indicaran en el momento de presentarlos, así mismo, todo dato, aunque al parecer se trate de información técnica de uso general, si el caso lo amerita, se indicara la fuente con el fin de establecer un estricto marco de referencia. Algunos otros son aportaciones de las experiencias personales las cuales dejo aquí plasmadas para su análisis y como aportación propia al tema referido.

Los desarrollados sistemas eléctricos actuales exigen cada vez mejores y más seguras técnicas para el mantenimiento preventivo de los transformadores y de todos aquellos equipos que lo conforman. Este trabajo comprende una suficiente exposición de los conocimientos teóricos así como un valioso acopio de datos de campo, estadísticos y estudios de personas e instituciones que han dedicado mucho tiempo para establecer medidas y parámetros útiles para su conservación y cuidado.

Muchos de los métodos y procedimientos que aquí trataremos como aplicables a los transformadores, en realidad, se han desarrollado para ser aplicados en una gran gama de equipos eléctricos de potencia de alta tensión con su correspondiente particularidad, tales como interruptores, transformadores de instrumentos, apartarrayos, aislamientos sólidos, cables, generadores, motores, etc. Aquí se tratará únicamente lo relacionado al más importante de los equipos mencionados: **El Transformador.**

El transformador eléctrico es el equipo que representa el corazón de los sistemas eléctricos actuales y la razón del gran adelanto que ha tenido la utilización de la energía eléctrica tal y como hoy la conocemos. Sin el transformador es difícil imaginar la tendencia que hubiera seguido el desarrollo de la electricidad para lograr la eficiencia que hoy se tiene, sobre todo en el aspecto de transmisión y distribución de la misma.

En México aún no existen muchas empresas, o grupos de mantenimiento dentro de empresas, que apliquen sistemas adecuados para el mantenimiento de los transformadores a excepción de las dos compañías oficiales que se dedican a la producción, distribución y venta de la energía eléctrica. Aún así, dentro de sus cuerpos técnicos de campo, salvo algunas excepciones, no se ha logrado la optimización y perfeccionamiento en la aplicación de los métodos existentes para ello y que aquí se intentarán tratar con la mayor objetividad posible. Esto se debe en gran medida a que dichos métodos tienen un buen grado de especialización y consisten básicamente de trabajos de laboratorio en el campo, que deben cumplir con un adecuado acopio de datos y de un rígido control de calidad en la mano de obra para su obtención, de tal manera que situaciones de aspecto periférico pero de gran influencia en los resultados de prueba, como la temperatura, métodos de muestreo, condiciones

ambientales, agentes externos pasados por alto, ajuste de equipos de prueba, etc., no son tomados en cuenta en la forma y medida que se requiere, de tal manera que el analista o el encargado de realizar el correspondiente diagnóstico, en un gran número de los casos, finca su dictamen en datos poco confiables. Lo anterior ocurre porque no existe en el personal de campo una preparación adecuada para este trabajo que resulta ser altamente especializado y sobre todo existe la carencia de una buena dosis de conocimientos, conciencia profesional y hasta cierto punto científica, la cual es necesaria ya que estos métodos exigen controles de este tipo para obtener datos con la confiabilidad requerida, sin embargo, la mayoría de estas personas, aparentemente desarrollan su trabajo en forma satisfactoria a los ojos de observadores ajenos al conocimiento de la materia, pero por desconocer la esencia de cada una de las pruebas y procedimientos evaluatorios carecen en ocasiones de la capacidad de detectar comportamientos erráticos en los equipos usados en su realización o por la influencia de aspectos periféricos como los indicados.

Es satisfactorio saber, por experiencias personales, que este trabajo puede llegar a servir en cierta medida de guía y base de consulta para personas que se dedican o inician sus incursiones en las actividades de preservación de estos costosos equipos y cuya operación es vital para muchos procesos productivos, así como para todos aquellos que tengan el interés de conocer un poco más a fondo el trabajo que rutinaria o eventualmente realizan.

No se tratará en esta obra de establecer nuevas técnicas para el mantenimiento de los transformadores, éstas ya están fijadas, muy estudiadas y experimentadas; la intención es solamente indicar de una manera clara y con cierto orden la serie de conocimientos que muestran la manera de como pueden ser

aplicadas así como algunas experiencias que facilitarán el entendimiento de estas interesantes medidas. No obstante, en lo relacionado a la interpretación de algunos resultados de prueba se hacen algunas propuestas personales que pueden resultar útiles y complementarias a las existentes. El estudio de los fundamentos teóricos de las diversas pruebas que se mencionarán aquí, no es el objeto de este trabajo, sin embargo, en caso de ser necesario se les comentará como auxilio en las explicaciones relativas a algún tema que así lo requiera.

CAPÍTULO 1

El mantenimiento

1. El Mantenimiento

Desde que las actividades productivas han estado apoyadas por máquinas, las cuales son propensas al desgaste y envejecimiento, así como a fallas, por esas causas o por vectores externos que pueden influir en su deterioro, se han desarrollado métodos y políticas tendientes a evitar en lo posible las pérdidas económicas a causa de dichas fallas, en otras palabras, a mantenerlas en condiciones de operación y evitar así la paralización de los procesos productivos en forma inesperada. Un paro no programado puede ser de consecuencias económicas severas en virtud de que no implica solamente el costo de reparación del elemento dañado, sino que, el costo por paralización del proceso deberá sumarse a éste. En muchas ocasiones el costo de reparación es poco significativo comparado con el costo por paralización del proceso, estos hechos han obligado al desarrollo de medidas tendientes a evitar en lo posible, primeramente, la paralización de dicho proceso, y en segundo lugar, la falla catastrófica de equipos de altos costos.

Podemos identificar básica y fundamentalmente tres tipos de mantenimiento:

1. Mantenimiento correctivo,
2. Mantenimiento preventivo y
3. Mantenimiento predictivo

Al primero de ellos es poco apropiado llamarlo **mantenimiento** porque obedece en realidad a una reparación formal debida a una falla que ha provocado la paralización del equipo o máquina, y no resulta entonces una acción tendiente a mantener la

integridad de éste y la continuidad de la productividad. Trabajar en una empresa utilizando la política de realizar únicamente acciones correctivas puede resultar de un costo más allá de lo deseable, esto no es aconsejable, salvo cuando se manejen procesos productivos con equipos de bajo costo, de fácil reposición y que en sí el proceso permita paralizaciones de tiempos cortos y de evidente poca repercusión económica, sólo bajo estas condiciones resultaría aconsejable la política de correctivos, que básicamente consiste en la ausencia total de cualquier mantenimiento preventivo o de otra índole y permitir que los equipos o máquinas trabajen hasta que ocurra una falla en ellas.

El segundo tipo de mantenimiento, el preventivo, consiste en la aplicación de medidas tendientes a no permitir fallas en los equipos y máquinas del proceso, y así evitar a su vez la paralización **no programada** del mismo. Estas medidas se aplican bajo una normativa basada en datos de muy diversa índole, dependiendo de la máquina o equipo objeto del mantenimiento. Así por ejemplo, el mantenimiento preventivo de un automóvil puede tener como base la cantidad de kilómetros recorridos o bien el tiempo entre una aplicación y otra. Existen equipos que tienen rutinas de mantenimiento para efectuar ciertas verificaciones o hasta la sustitución de algunos de sus elementos, basadas en la cantidad de horas trabajadas, esto es muy frecuente en los aviones y en algunos motores de los cuales depende la continuidad operativa de costosos procesos. Esta política de mantenimiento es la más generalizada a nivel de empresas organizadas, teniendo únicamente su punto de mayor cuidado en la adopción de los parámetros bajo los cuales deberán ser aplicadas las medidas preventivas, lo que dependerá básicamente de las características e importancia, dentro del proceso, del equipo al que se desea mantener. Este

mantenimiento resulta muchas veces costoso en virtud de que se adoptan medidas que en ocasiones no son aún necesarias.

El determinar la necesidad de aplicar medidas de carácter preventivo que pueden resultar mucho más costosas que efectuar una investigación para establecer si en realidad existe o no dicha necesidad, se ha dado por llamar **mantenimiento predictivo**. Este concepto de mantenimiento contempla la aplicación de métodos tendientes a determinar, por diversos medios, el estado operativo de la máquina o de sus componentes antes de proceder a aplicar mantenimientos propiamente preventivos. Este tipo de mantenimiento aplicado en algunos equipos, da como resultado un considerable ahorro de recursos en horas hombre, refacciones y materiales; sin embargo, en ocasiones, en principio podría parecer una política de mantenimiento costosa ya que para establecerla se debe contar con los recursos humanos adecuados así como de sofisticados y caros equipos de laboratorio para la realización de las verificaciones necesarias, las cuales se efectúan obedeciendo un plan o programa preestablecido.

Las modernas políticas de mantenimiento para los transformadores eléctricos de potencia y distribución, se basan en diversos métodos de verificación previos a la adopción de medidas de mantenimiento preventivo; esto es: **No deben ser aplicadas actividades de mantenimiento preventivo si no existe antes una rutina de mantenimiento predictivo que indique la estricta necesidad de aplicar esas costosas medidas.**

Para entender con mayor claridad las necesidades del mantenimiento de un transformador, en el capítulo 2 se explica, de una manera breve, las bases operativas, algunos aspectos de

diseño, los componentes principales y los sistemas auxiliares de los modernos equipos de transformación.

Las prácticas de mantenimiento predictivo resultan económicamente convenientes aún cuando luego sea determinado que existe la necesidad de aplicar alguna medida de mantenimiento preventivo. A continuación, en la Tabla 1, se muestra en forma proporcional y aproximada el costo de los diversos tipos de mantenimiento en los transformadores eléctricos de diferentes capacidades. Los costos de los mantenimientos están dados en porcentajes proporcionales al costo de un equipo nuevo.

KVA	Costo TR nuevo	Costo mto. correctivo	Costo mto. preventivo	Costo mto. predictivo
30	100%	50 A 60%	29%	6%
112.5	100%	50 A 60%	26%	3%
500	100%	50 A 60%	15%	1.5%
>5000	100%	60 A 70%	10%-20%	< 0.7%

Como conclusión podemos anotar que el objeto del **mantenimiento predictivo** es el de contar con la seguridad de aplicar mantenimientos preventivos sólo cuando estos sean estrictamente necesarios, con lo cual se tendrá la certeza y la tranquilidad de que los recursos económicos destinados al mantenimiento serán empleados eficientemente.

Por su naturaleza, el **mantenimiento predictivo** debe ser acompañado de un estricto seguimiento de *historiales* para poder aplicar, en la evaluación de los resultados de prueba o

verificaciones, los criterios de análisis de tendencias y comparativos con respecto a valores obtenidos con anterioridad en el mismo equipo. Estos criterios pueden convertirse en una herramienta valiosa para determinar el avance de situaciones adversas que pueden llegar a amenazar seriamente la vida del equipo. Para un adecuado seguimiento de los historiales es indispensable que los procedimientos en que se basa un **mantenimiento predictivo** sean siempre los mismos, esto es, por ejemplo, si un aislamiento es evaluado por medio de pruebas con voltajes de corriente directa (c.d.) y se desea comparar un valor actual con uno anterior, la condición principal es que ambos resultados hayan sido obtenidos al mismo voltaje además, deben tenerse en cuenta otros vectores de incidencia como la temperatura, las conexiones de prueba, etc. Existen también otros criterios de evaluación de resultados que se basan en parámetros o valores **límite** para cada una de las diversas pruebas, estos resultan de utilidad sólo cuando se carece de historiales y no existe un marco de referencia creado por comportamientos previos del mismo equipo. Dichos valores **límite** son establecidos por métodos experimentales o promedios obtenidos con bases en estadísticos generalizados, por lo que no siempre serán los marcos de referencia adecuados para todos los transformadores. Particularmente aconsejo que si se cuenta con historiales del equipo, sean estos los que sirvan de base para el análisis de los resultados y para el establecimiento de juicios predictivos, solamente, en caso de no contarse con una referencia histórica, se tendrá que recurrir a valores preestablecidos generales, o bien realizar una mezcla de ambos métodos.

CAPÍTULO 2

El Transformador

2. El Transformador

Sinopsis histórica

Cuando los físicos Sir Michael Faraday en Londres y Joseph Henry en New York, aplicando las leyes básicas del magnetismo descubrieron entre 1831 y 1832 los principios de la inducción electromagnética, estaban descubriendo las bases operativas de los modernos e indispensables transformadores. Sin embargo, correspondió a los ingenieros húngaros Max Deri, Otto Blathy y Karl Zipernowsky diseñar el primer transformador práctico, patentándolo en Austria en el año de 1885. Existieron con anterioridad otros diseños no muy prácticos como el transformador de núcleo abierto de Gibbs y Gaulard, al que llamaron **generador secundario**. Correspondió también a Deri, Blathy y Zipernowsky ser los primeros en usar el nombre de **transformador** para su diseño.

Fundamentos

El principio de inducción electromagnética se ilustra aquí con el apoyo gráfico de la Figura 1; en ella se puede observar un núcleo de hierro abierto, una bobina devanada sobre él y conectada a una fuente de corriente directa (c.d.), a esta bobina se le llama primario. Se muestra también una segunda bobina devanada sobre el mismo núcleo, pero ésta, en circuito abierto, a la cual se le llama secundario. En el circuito del primario se intercala un interruptor y en terminales del secundario un voltímetro. El efecto

de inducción electromagnética se manifiesta claramente en el secundario al accionar en forma intermitente el interruptor. Al hacerlo, en el voltímetro "v" aparecerá un pulso de tensión inducida. Este pulso se manifestará cuando el interruptor es accionado, lo que indica que la inducción sólo se hará presente cuando la tensión aplicada en el primario sufra una variación. Básicamente lo que ocurre en el arreglo es que, al aplicarse una tensión de c.d. en el devanado primario, se establece una corriente que da lugar a la formación de un campo magnético en el núcleo de hierro, dicho campo varía de cero a un valor estable máximo mientras dure la corriente en establecerse en el devanado primario. Cuando ese campo varía de cero a su máximo valor se presenta en el secundario el fenómeno de inducción, dicho fenómeno termina al cesar la variación del flujo sin importar que su presencia permanezca. Esto es, dicho en otras palabras, para que la inducción se presente, el campo magnético generado por la corriente que circula en el devanado primario debe ser de naturaleza variable, lo cual se logra fácilmente si nuestra fuente de alimentación consiste de un sistema de corriente alterna.

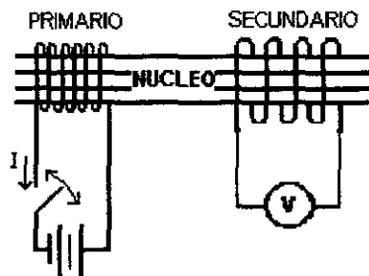


Figura 1.- Representación gráfica de un transformador elemental.

Este principio dio lugar al diseño del transformador que está representado en su forma más simplificada en la Figura 2; en virtud de que la corriente alterna está variando de acuerdo a su frecuencia, esta variación hace que el campo magnético generado y encausado por el núcleo de hierro varíe con igual frecuencia. En esa figura se muestra el devanado primario, el núcleo de hierro cerrado y el devanado secundario. Se aprecia también el camino del flujo magnético alterno a través del núcleo de hierro en un instante determinado. La variación del flujo magnético que obedece al cambio de positivo a negativo o alternancia de la onda de tensión eléctrica E_p aplicada al devanado primario, inducirá en el devanado secundario una tensión E_s , la cual es generalmente de un valor diferente a E_p . La diferencia entre la tensión primaria y la tensión secundaria esta en función directa del número de vueltas de un devanado con respecto al número de vueltas del otro. El núcleo del transformador, fabricado de acero laminado, es el camino del flujo magnético el cual enlaza a ambos devanados.

El comportamiento de la transformación en este equipo está dado por las igualdades siguientes:

$$1. \quad \frac{E_p}{N_p} = \frac{E_s}{N_s}$$

$$2. \quad \frac{E_p}{E_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

$$3. \quad \frac{I_p}{I_s} = \frac{E_p}{E_s}$$

Donde:

E_p voltaje primario

- E_s voltaje secundario
 N_p vueltas del primario
 N_s vueltas del secundario
 I_p corriente primaria
 I_s corriente secundaria

Con estas sencillas ecuaciones se establece la relación que existe entre los parámetros operativos primordiales del transformador: Tensión primaria y tensión secundaria, número de vueltas primarias y número de vueltas secundarias, corriente primaria y corriente secundaria.

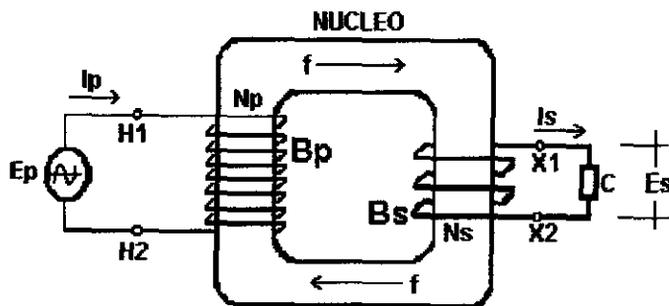


Figura 2.- Transformador simplificado con sus principales componentes operativos.

Los componentes indicados en la Figura 2 son:

- E_p es una tensión de corriente alterna (c.a.) aplicada a la bobina primaria.
 E_s es la tensión inducida en el secundario del transformador.

- I_p es una corriente establecida en la bobina primaria.
- I_s es la corriente demandada por la carga.
- N_p es el número de vueltas de la bobina primaria.
- N_s es el número de vueltas de la bobina secundaria.
- B_p es la bobina primaria (recibe de la fuente).
- B_s es la bobina secundaria (entrega a la carga).
- f es el flujo magnético que cambia de dirección de acuerdo a la frecuencia de E_p .
- C es la carga conectada al secundario del transformador.
- H_1 y H_2 son las terminales de la bobina primaria.
- X_1 y X_2 son las terminales de la bobina secundaria.

En virtud de que aquí no nos extenderemos en las teorías operativas y de funcionamiento necesarias para explicar aspectos de diseño o comportamiento eléctrico del equipo, no se ahondará en temas que tratan dicha operación del transformador y que son de importancia vital para el adecuado diseño de estos equipos. Si embargo, para tal efecto pueden ser consultados Langsdorf y Fitzgerald e Higginbotham.

Clasificación

De acuerdo con diversas consideraciones, los transformadores pueden adoptar una o algunas de las clasificaciones siguientes:

1. Por su capacidad
 - a) de distribución (de menos de 500 kva)
 - b) de potencia (mayores de 500 KVA)
2. Por su tipo de núcleo
 - a) tipo núcleo, para transformadores de núcleo no acorazado.
 - b) acorazados, para transformadores de núcleo acorazado.
3. Por su tipo de enfriamiento
 - a) clase OA para transformadores inmersos en aceite y enfriados por circulación natural del líquido aislante.
 - b) clase OA/FA, para transformadores inmersos en aceite y con circulación forzada de aire.
 - c) clase FOA para transformadores inmersos en aceite, circulación forzada de aceite y además circulación forzada de aire.
 - d) clase FOA/FOW para transformadores inmersos en aceite con circulación forzada de aceite y aire así como con intercambiador de calor a base de agua.
 - e) clase OW para transformadores inmersos en aceite, con enfriamiento natural y con enfriamiento a base de agua.
 - f) clase AA para transformadores tipo seco (al aire) con enfriamiento natural.

- g) clase AFA para transformadores tipo seco (al aire) con enfriamiento natural y aire forzado.
4. Por su voltaje de operación
- a) de baja tensión
 - b) de alta tensión
 - c) de extra alta tensión
5. Por su número de fases:
- a) monofásicos, para los transformadores de una fase
 - b) polifásicos, para los transformadores de dos o más fases
6. Por su número de devanados:
- a) de dos devanados (primario y secundario)
 - b) de tres devanados (primario, secundario y terciario)

Componentes fundamentales

Los componentes fundamentales del transformador moderno, que a continuación se detallan con atención especial, son, en principio, la razón de que estos equipos requieran algún tipo de mantenimiento. Al transformador convencional lo podemos describir como un transformador de dos devanados, inmerso en aceite y con sistema de enfriamiento OA u OA/FA, un equipo así básicamente contiene los siguientes elementos:

- a) Para todo transformador:

núcleo de hierro laminado
bobina o devanado de alta tensión
bobina o devanado de baja tensión
aislamiento sólido de devanado de alta tensión
aislamiento sólido de devanado de baja tensión
aceite aislante
soporte de núcleo y bobinas
cambiadores de derivación
tanque
radiadores
boquillas o aisladores de salidas de alta tensión
boquillas o aisladores de salidas de baja tensión
tapa principal
tapa de registro
empaquete de tapas y boquillas
tornillería de tapas y boquillas
válvula de drenado
conectores de alta y baja tensión
conectores de tierra del tanque

b) Para transformadores de potencia, (además de los anteriores):

indicadores de temperatura de aceite y devanados
indicador de nivel de aceite
sistema de enfriamiento FA
válvula de sobrepresión
sistema de gas inerte
relé de gases (buchholz)
filtros secantes
tanque compensador de dilatación volumétrica
transformadores de corriente

De estos componentes, los que revisten mayor interés con relación a la importancia que tienen para conservar la vida del transformador, y por lo tanto, con respecto al objetivo de este trabajo, son los componentes aislantes. Mientras los sistemas aislantes se mantengan en los niveles de calidad adecuados podremos considerar que el transformador permanecerá dentro de los rangos aceptables para una confiable operación, esto es: **En rangos de bajas probabilidades de falla.** Sin embargo, una gran parte de los componentes del transformador son auxiliares tendientes a mantener las condiciones requeridas para evitar el deterioro o la contaminación de dichos sistemas aislantes.

El sistema aislante

Podemos afirmar con certeza que la vida de un transformador depende de la conservación de su sistema aislante. La vida del transformador habrá llegado a su fin cuando la vida de algún punto o del conjunto en general del aislamiento haya terminado, ocurrido esto, el equipo deberá ser sometido a un costoso y tardado mantenimiento correctivo para su rehabilitación.

Esta afirmación tiene gran importancia en virtud de que una gran mayoría de las fallas en los transformadores obedecen al deterioro de los aislamientos, el cual puede ser lento o acelerado, así como a la contaminación de los mismos, ya sean estos aislamientos, líquidos o sólidos.

El aislamiento de un transformador actual, está enmarcado básicamente en dos grupos:

- a) Aislamientos sólidos
- b) Aislamientos líquidos

Los aislamientos sólidos, al contrario de los líquidos, pueden estar presentes en un transformador en varios diferentes tipos al mismo tiempo, en cambio, los aislamientos líquidos sólo lo estarán en uno solo. Actualmente los aislamientos sólidos, en su gran mayoría a base de fibras de celulosa, se pueden tener en los materiales siguientes:

- papel kraft (de .005" a .020")
- papel manila
- partículas prensadas de alta densidad
- porcelanas
- barnices
- fibras de madera prensadas
- recubrimientos epóxicos
- maderas curadas
- fibras vulcanizadas
- algodón
- plásticos
- fibras de vidrio, cemento, cintas adhesivas, etc.

Los aislamientos líquidos o medio de inmersión son generalmente los siguientes:

- aceites aislantes minerales
- compuestos de silicón
- líquidos askareles

El primero de estos tres es de uso muy generalizado por su fácil manejo y relativamente bajo costo. Los líquidos askareles son compuestos químicos a base de cloro (PCB-polychlorinated biphenyl) y en la actualidad están fuera de uso debido a su alto poder tóxico, sin embargo, pueden ser encontrados excepcionalmente en algún equipo de cierta edad generalmente de procedencia americana. Los compuestos a base de silicón son líquidos aislantes relativamente novedosos que no presentan

riesgos al ser manejados y tienen una gran estabilidad eléctrica y térmica pero aún son de alto costo comparados con los aceites minerales.

Además de la función aislante, el aceite dentro del transformador tiene también la finalidad primaria de servir de medio refrigerante. Durante la operación del transformador, en el interior de los devanados y el núcleo se genera calor, en mayor cantidad cuanto mayor es el régimen de carga al que se encuentre. El aceite recoge el calor generado en el interior y lo lleva al exterior a través de las paredes del tanque y de las de los radiadores, como lo muestra la Figura 3.

El aceite caliente sube hasta el nivel superior de donde pasa al interior de los radiadores y de estos, así como de la pared del resto del tanque, es disipado hacia el aire circundante.

Por lo anterior puede deducirse que en el interior del transformador el aceite se encuentra en constante movimiento. A este intercambio térmico del aceite en movimiento, por la diferencia de densidad, se le denomina convección y es aprovechado en el transformador para mantenerlo dentro de niveles adecuados de temperatura.

Uno de los factores principales que intervienen en el deterioro de los aislamientos es precisamente la temperatura, a cuya acción estarán sujetos una vez que formen parte del conjunto aislante del transformador. No todos los tipos de aislamientos soportan el mismo régimen térmico, por lo que el IEC (International Electrotechnical Commission, formado por un comité donde participan un total de 43 naciones que representan el 85% de la producción de energía eléctrica mundial) a preparado la clasificación mostrada en la Tabla 2 .

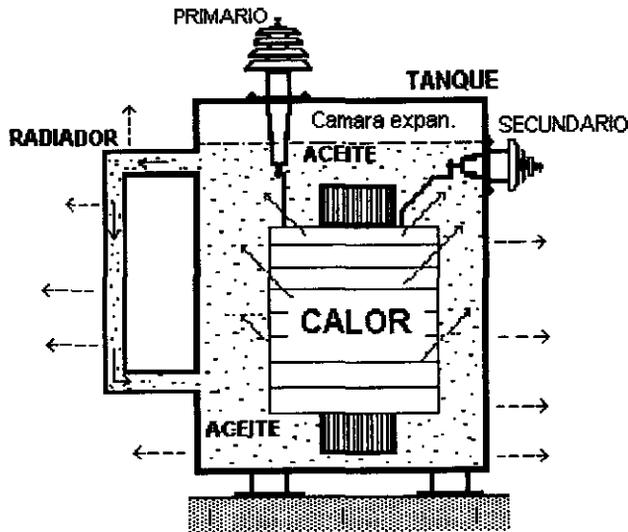


Figura 3.- Forma como se comporta el aceite dentro de un transformador para extraer el calor generado en el conjunto núcleo y bobinas.

La clasificación térmica indicada, equivale a una evaluación térmica del propio material aislante en sí, esto es, sin establecer relación con su manera de aplicarlo o utilizarlo en alguna forma o equipo en especial. Algunos de ellos pueden ser apropiados para operar a cierta temperatura en el aire y quizás sean adecuados para trabajar a una temperatura mayor si el ambiente donde se utilizan es diferente al aire, por ejemplo aceite o gas inerte. Igualmente, cuando algunos materiales son operados en líquidos dieléctricos pueden tener una mayor resistencia al efecto térmico que cuando son operados directamente en el aire. El deterioro térmico de los materiales menoscaba su poder aislante; este tipo de deterioro es de carácter irreversible por lo que es importante

cuidar, durante la operación de un transformador, su régimen de carga térmica como aspecto primordial para prolongar su vida. Lo anterior sólo se puede lograr sometiendo a los transformadores a una estrecha vigilancia durante su operación.

Tabla 2

Clase	Temp. Máx. permitida (°C)	Material
Clase 90°, tipo (Y) u (O)	90	Celulosa, fibra de algodón o seda impregnadas.
Clase 105°, tipo (A)	105	Celulosa, fibra de algodón o seda impregnadas, resinas fenólicas.
Clase 120°, tipo (B)	120	Triacetatos de celulosa.
Clase 130°,	130	Mica, fibra de vidrio y asbesto con aglomerados orgánicos.
Clase 155°, tipo (F)	155	Igual que el clase 120 pero con diversos aglomerados.
Clase 185°, tipo (H)	185	Igual que el clase 120 pero con aglomerados de silicón.
Clase 220°	220	Como el clase 185.
Clase mayor a 220°, tipo (C)	Más de 220	Mica, porcelana, cristal de cuarzo y materiales inorgánicos similares.

* De conformidad con el IEC

Una característica muy típica de los aislamiento sólidos, sobre todo los de fibras prensadas, como el papel y la madera, muy comunes en la fabricación de transformadores y otros equipos eléctricos es su alto poder higroscópico, esto es, tienen una gran capacidad para absorber rápidamente la humedad del medio circundante. Por esta razón en los métodos de mantenimiento

debe existir una forma eficaz para determinar el grado de contaminación por humedad que en un momento dado puedan tener estos materiales una vez que forman parte del conjunto aislante del transformador.

Existe también en los materiales aislantes sólidos, otra característica de suma importancia en la vida de los equipos que los contienen, ésta es, la relacionada con el aspecto mecánico o consistencia mecánica del propio material. Este aspecto juega un papel sobresaliente dentro de las características del aislamiento sólido, de hecho, puede resultar tan importante como su característica dieléctrica o de aislamiento eléctrico. La estabilidad mecánica del medio aislante proveerá a su vez una adecuada estabilidad dieléctrica, por otro lado, la razón de encontrarse dentro del transformador de muchos de los componentes aislantes, es la de dotar de sustentación o apoyo mecánico al conjunto operativo del equipo, tal como mantener la firmeza de los devanados, de los cables de unión entre ellos y algunos soportes entre devanados y núcleo, y en forma general a los componentes internos del transformador. Desde luego que por encontrarse en presencia de altos niveles de voltaje, las características de estos materiales debe cumplir adecuadamente la función de aislante eléctrico.

Durante la operación del transformador todo este conjunto está sujeto a esfuerzos mecánicos debidos a las constantes variaciones del sentido del flujo magnético, estos esfuerzos se incrementan considerablemente cuando ocurre algún disturbio o cortocircuito exterior, el brusco incremento en el nivel de flujo por la alta demanda de energía que repentinamente se presenta, somete al núcleo y bobinas a un súbito esfuerzo mecánico que debe ser soportado por la estructura de sustentación y apoyo, en gran parte compuesta por materiales aislantes.

La acción térmica afecta en realidad, en primer término, a las características mecánicas propias del material aislante tornándolo quebradizo y frágil, después de lo cual sus características como aislante eléctrico bajan a niveles indeseables; a esto se le denomina deterioro térmico o degradación por efecto térmico y es, como ya lo indicamos, de carácter irreversible.

Según el IEEE el sistema aislante de un transformador puede ser clasificado bajo la siguiente denominación de acuerdo con el lugar donde se encuentre instalado dentro del conjunto general del transformador:

- a). **Aislamiento de primer orden o mayor:** Este aislamiento es el que se encuentra localizado entre el devanado de alta tensión y el de baja tensión de una misma fase así como todos los aislamientos que se encuentran entre cualquiera de los devanados y tierra.
- b). **Aislamiento de segundo orden o menor:** este aislamiento es el localizado entre vueltas adyacentes de un devanado o entre secciones diferentes de un mismo devanado.
- c). **Aislamiento entre fases:** este aislamiento es el que se encuentra entre los devanados de diferentes fases.

La Figura 4 muestra la localización de los diferentes aislamientos según la clasificación anterior. En la Figura 5 se muestra con detalle el conjunto al que da forma el núcleo, la bobina primaria y secundaria así como sus diferentes componentes aislantes en un transformador convencional tipo núcleo. La Figura 6 muestra con mayor detalle estos mismos aspectos.

Puede resultar importante para el técnico en mantenimiento a transformadores, tener idea aproximada de las cantidades de aislamiento sólido de celulosa (papel y madera) que en un momento dado pueden estar presentes en un transformador; con este dato se puede conocer, por métodos indirectos como la prueba de humedad relativa, la cantidad de agua o humedad que está presente en un sistema aislante. señala una relación que puede ser utilizada para obtener dichas cantidades. El Transformer Maintenance Institute, USA indica una relación que puede ser utilizada para obtener dichas cantidades:

$$P_{cl} = 0.1361 \times KVA$$

Donde:

P_{cl} es el peso del aislamiento de celulosa, en Kg.

KVA es el rango de potencia del transformador

Tabla 3.					
Relación aproximada entre materiales activos y aislantes de un transformador moderno.					
KVA	KV	Peso del núcleo	Peso del cobre	Peso del aislante sólido	Peso del aceite*
3000	13.2	4082	1587	454	45.4
10000	115	15400	4760	1600	150
16000	115	18140	5000	1840	220
20000	132	26200	5900	2600	272
30000	154	35800	9525	3640	330

* Aceite necesario para impregnar el aislamiento de celulosa.

Así por ejemplo un transformador de 2000 kva tendrá aproximadamente 272 kg. de aislamiento a base de celulosas. Aplicando esta relación a diferentes rangos otros valores así obtenidos se presentan en la Tabla 3.

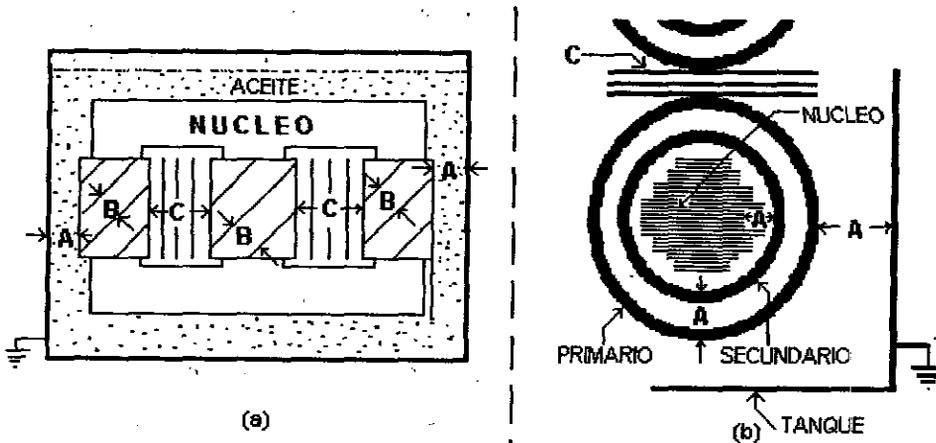
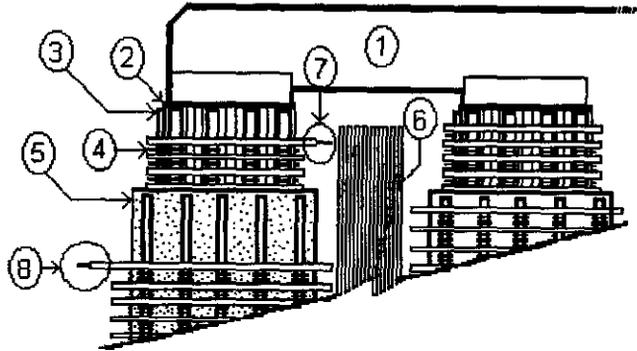
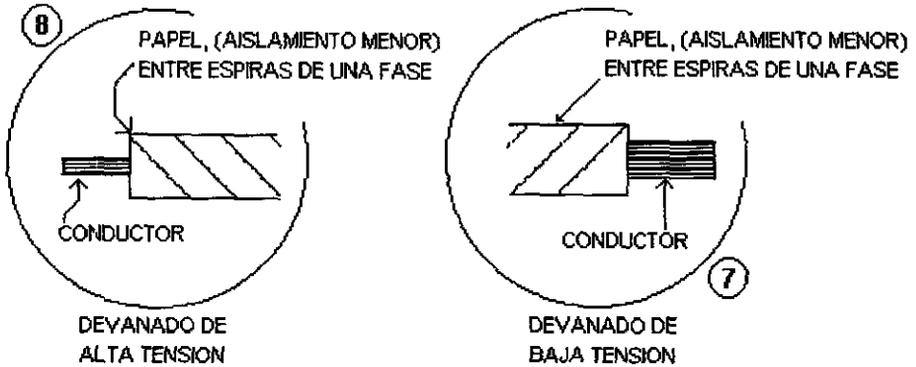


Figura 4.-Los tipos de aislamientos dentro de un transformador.

En la Figura 6 puede observarse claramente la ubicación real de los componentes del transformador mostrando una vista en corte desde la pared del tanque hasta el núcleo. Los aislamientos tipo A generalmente constan de capas múltiples de papel kraft, cartón prensado, separadores de madera o material sintético y aceite aislante. El aislamiento tipo B consta de capas sencillas de papel kraft, papel manila, papel crepé o barniz aislante alrededor de los conductores. Como puede verse, todos estos componentes a excepción del barniz y del aceite aislante son excelentes absorbentes de humedad. Lo cual es un factor determinante en la baja de las propiedades de estos aislamientos.



DETALLES: 7 y 8:



- 1.- NÚCLEO DE HIERRO LAMINADO
- 2.-PAPEL KRAFT, (AISLAMIENTO DE PRIMER ORDEN)
- 3.-SEPARADOR VERTICAL, FIBRAS PRENSADAS,(AISLAMIENTO DE PRIMER ORDEN)
- 4.- SEPARADORES HORIZONTALES, (AISLAMIENTO DE PRIMER ORDEN)
- 5.-AISLAMIENTO ENTRE DEVANADOS (DE PRIMER ORDEN)
- 6.-AISLAMIENTO ENTRE FASES.

Figura 5.- Componentes principales en un transformador convencional tipo núcleo

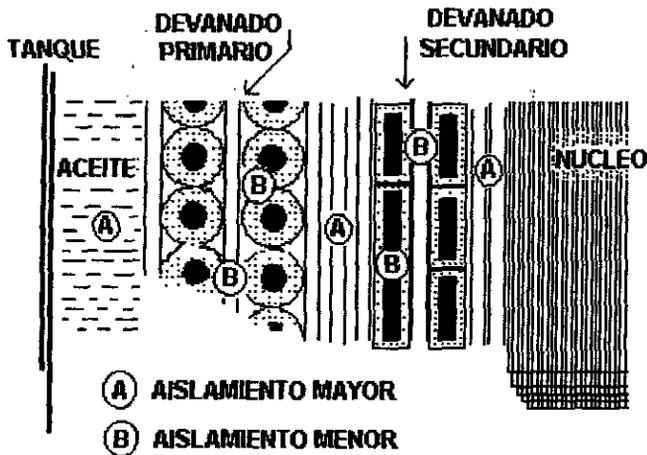


Figura 6.- Conjunto general de los devanados, núcleo y aislamientos en un transformador.

Esa pérdida del poder aislante por efecto de contaminantes, como la humedad, es en extremo peligroso para la vida del transformador. A simple vista resulta imposible determinar si la humedad o algún otro componente contaminante presenta una amenaza grave dentro del transformador. Por fortuna existen los medios y técnicas para conocer el grado de deterioro en que se encuentra el sistema aislante de estos equipos, los cuales serán tratados aquí con la intención de exponer la enorme ventaja que estos representan para los encargados del mantenimiento.

A continuación se presenta el caso real de tres transformadores monofásicos que permanecieron un tiempo sin aceite aislante, aunque se encontraban sellados, la atmósfera dentro de ellos consistía de aire ambiente introducido a su interior al extraérseles el aceite para poder aligerarlos y así facilitar su

movilización de un lugar a otro; cuando se decidió ponerlos en servicio se recomendó elaborar en ellos pruebas de **resistencia del aislamiento con c.d.** y determinar si existía pérdida del poder aislante de los aislamientos sólidos por la acción de la probable humedad que podían contener al encontrarse en un ambiente inapropiado para su adecuada conservación. Luego de verificarse que los valores de prueba encontrados no correspondían a los adecuados para proceder al llenado con aceite aislante y a su eventual energización, se optó por someterlos a un proceso de mantenimiento preventivo consistente de secado de devanados, después del cual los resultados de nuevas pruebas indicaron la recuperación satisfactoria del sistema aislante.

Enseguida se muestran los valores de prueba antes y después del secado:

Transformador 1:

Marca: GE

Serie: 9733235

Voltaje: 34500-7575/13120 volts

Conexión: Monofásico

Capacidad: 500 kva

Voltaje de prueba: 2500 vcd

Lecturas en Megaohms (Millones de ohms).

Tiempo en minutos.

RH resistencia de los aislamientos localizados entre alta tensión y tierra o tanque.

RHX resistencia de los aislamiento localizados entre alta tensión y baja tensión.

RX resistencia de los aislamientos localizados entre baja tensión y tierra o tanque.

- a). Valores de prueba con el transformador, SIN ACEITE Y CON ATMÓSFERA DE AIRE AMBIENTE (Antes del mantenimiento):

Temperatura: 23°C

Tiempo	RH	RHX	RX
0.5	5000	12000	2600
1.0	5300	17000	2750
3.0	6000	22000	2900
10	7000	22000	3000

- b). Valores de prueba con el transformador, SIN ACEITE Y CON ATMÓSFERA DE NITRÓGENO (Después de un proceso de secado en devanados):

Temperatura: 22°C

Tiempo	RH	RHX	RX
0.5	>50000	25000	>50000
1.0	>50000	35000	>50000
3.0	>50000	35000	>50000
10	>50000	35000	>50000

- c). Valores de prueba con el transformador LLENO DE ACEITE, listo para entrar en servicio.

Temperatura: 27°C

Tiempo	RH	RHX	RX
0.5	20000	35000	15000
1.0	20000	45000	20000
3.0	20000	48000	25000
10	20000	48000	25000

Durante esta prueba se tenían condiciones ambientales adversas (viento y alta humedad) por lo que se determinó verificar los valores de las conexiones RH y RX colocando un collar de GUARDA sobre la superficie de las boquillas de alta tensión y baja tensión, con lo que se eliminaba o excluían de la prueba los factores externos que pudieran distorsionar un juicio sobre el estado de los aislamientos internos, esta prueba arrojó los siguientes resultados:

Tiempo	RH	RHX	RX
0.5	30000		20000
1.0	35000		25000
3.0	40000		25000
10	45000		25000

Transformador 2:

Marca: GE

Serie: 9733234

Voltaje: 34500-7575/13120 volts

Conexión: Monofásico

Capacidad: 500 kva

Voltaje de prueba: 2500 vcd

Lecturas en Megaohms (Millones de ohms).

Tiempo en minutos.

RH resistencia de los aislamientos localizados entre alta tensión y tierra o tanque.

RHX resistencia de los aislamiento localizados entre alta tensión y baja tensión.

RX resistencia de los aislamientos localizados entre baja tensión y tierra o tanque.

- a). Valores de prueba con el transformador sin aceite y con atmósfera de aire ambiente (Antes del mantenimiento):

Temperatura: 23°C

Tiempo	RH	RHX	RX
0.5	2750	>50000	3000

1.0	2850	>50000	3200
3.0	3000	>50000	3400
10	3200	>50000	5000

- b). Valores de prueba con el transformador sin aceite y con atmósfera de nitrógeno (Después de un proceso de secado en devanados)

Temperatura: 25°C

Tiempo	RH	RHX	RX
0.5	>50000	>50000	>50000
1.0	>50000	>50000	>50000
3.0	>50000	>50000	>50000
10	>50000	>50000	>50000

- c). Valores de prueba con el transformador lleno de aceite, listo para entrar en servicio:

Temperatura: 27°C

Tiempo	RH	RHX	RX
0.5	10000	>50000	30000
1.0	10000	>50000	35000
3.0	10000	>50000	40000
10	10000	>50000	45000

Durante esta prueba se tenían condiciones ambientales adversas (viento y alta humedad) por lo que se determinó verificar los valores de las conexiones RH y RX colocando un collar de GUARDA sobre la superficie de las boquillas de alta tensión y baja tensión, con lo que se eliminaba o excluían de la prueba los factores externos que pudieran distorsionar un juicio sobre el estado de los aislamientos internos, esta prueba arrojó los siguientes resultados:

Tiempo	RH	RHX	RX
0.5	>50000		>50000
1.0	>50000		>50000
3.0	>50000		>50000
10	>50000		>50000

Transformador 3:

Marca: GE

Serie: 9733236

Voltaje: 34500-7575/13120 volts

Conexión: Monofásico

Capacidad: 500 kva

Voltaje de prueba: 2500 vcd

Lecturas en Megaohms (Millones de ohms).

Tiempo en minutos.

RH resistencia de los aislamientos localizados entre alta tensión y tierra o tanque.

RHX resistencia de los aislamiento localizados entre alta tensión y baja tensión.

RX resistencia de los aislamientos localizados entre baja tensión y tierra o tanque.

- a). Valores de prueba con el transformador sin aceite y con atmósfera de aire ambiente (Antes del mantenimiento):

Temperatura: 23°C

Tiempo	RH	RHX	RX
0.5	1800	>50000	2300
1.0	1850	>50000	2450
3.0	2100	>50000	2500
10	2800	>50000	3300

- b). Valores de prueba con el transformador **sin aceite y con atmósfera de nitrógeno** (Después de un proceso de secado en devanados)

Temperatura: 25°C

Tiempo	RH	RHX	RX
0.5	>50000	>50000	>50000
1.0	>50000	>50000	>50000
3.0	>50000	>50000	>50000
10	>50000	>50000	>50000

- c). Valores de prueba con el transformador **lleno de aceite**, listo para entrar en servicio:

Temperatura: 27°C

Tiempo	RH	RHX	RX
0.5	20000	49000	25000
1.0	20000	>50000	35000
3.0	25000	>50000	45000
10	25000	>50000	45000

Durante esta prueba se tenían condiciones ambientales adversas (viento y alta humedad) por lo que se determinó verificar los valores de las conexiones RH y RX colocando un collar de GUARDA sobre la superficie de las boquillas de alta tensión y baja tensión, con lo que se eliminaba o excluían de la prueba los factores externos que pudieran distorsionar un juicio sobre el estado de los aislamientos internos, esta prueba arrojó los siguientes resultados:

Tiempo	RH	RHX	RX
0.5	>50000		>50000
1.0	>50000		>50000

3.0	>50000		>50000
10	>50000		>50000

Como puede observarse, resulta muy difícil poder definir, sin el auxilio de un equipo de prueba, el estado o los niveles que guarda el sistema aislante de un transformador. En la serie de pruebas mostradas se pueden resaltar los siguientes aspectos que son primordiales para las acciones de mantenimiento que se tomaron:

- 1) Se determinó la necesidad de aplicar un proceso de secado en los equipos.
- 2) Después del secado se verificó que el proceso hubiese dado los resultados esperados y se procedió a efectuar el llenado con aceite en buen estado.
- 3) Se obtuvieron los valores definitivos con el sistema aislante completo que sirvieron de apoyo para tomar la decisión de energizarlos de nuevo.

Si no se cuenta con la posibilidad de aplicar métodos de **mantenimiento predictivo** o de diagnóstico como los aquí tratados, probablemente transformadores como los del caso mostrado pueden ser energizados en condiciones muy desfavorables y con altas probabilidades de que ocurra una falla prematura en su sistema aislante por efectos de contaminación.

Aspectos operativos.

Además de los sistemas aislantes que en párrafos anteriores se han indicado, existen, en el transformador eléctrico, algunos

aspectos estrictamente operativos, como su relación de transformación y su resistencia de los devanados, ambos son básico y no se deben perder de vista durante la vida de estos aparatos, aunque no tiene ninguna relación con su sistema aislante pueden eventualmente ser objeto de pruebas de mantenimiento.

La relación de transformación se refiere a la manera de como el equipo puede variar en un momento dado el voltaje de salida; el transformador normal esta diseñado para poder efectuar en su devanado primario cambios en el número de vueltas que están interviniendo en la operación del equipo, con esto se puede lograr un cambio de relación de transformación y tener una variación en el voltaje de respuesta del lado secundario; generalmente en estos equipos pueden variarse la relación de vueltas en pasos de 2.5% en cada cambio de posición del "cambiador de derivaciones" o "cambiador de taps", el número de posiciones de este cambiador es normalmente de cinco para un transformador convencional. Al efectuar los cambios de relación o de derivaciones debe tenerse cuidado de realizarlos con el equipo desconectado de la fuente de alimentación para evitar daños en el dispositivo de cambio o en el devanado primario. Existen transformadores reguladores que realizan el cambio de derivación bajo carga, estos equipos constan de un mayor número de derivaciones o taps con un rango de variación, en %, mucho menor que los transformadores normales y responden en forma automática a una señal de un sistema de monitoreo de tensión por medio de transformadores de potencial en el lado secundario. Existe una manera de verificar si la relación de transformación es la correcta o se encuentra dentro de los rangos aceptables para operación. En el capítulo correspondiente a pruebas operativas se trata el tema de **relación de transformación**.

Por otro lado, la resistencia de los devanados es, estrictamente hablando, el valor de resistencia en ohms en el conductor del devanado de cada fase, este valor puede llegar a alterarse con la aparición de algún falso contacto en alguna unión soldada, por rotura parcial del conductor o por contacto inadecuado en el cambiador de derivaciones, más adelante, en la sección correspondiente a **resistencia de devanados**, se verán algunos detalles adicionales de lo anterior.

CAPÍTULO 3

El Mantenimiento al Transformador

3. El mantenimiento al transformador

Necesidades de mantenimiento del transformador

En el capítulo 1 se define el criterio de mantenimiento, y aquí se desarrolla el concepto enfocado específicamente al transformador. Se ha definido el concepto operativo teórico, los componentes, así como el sistema aislante de estos equipos, indicándose las características y algunas propiedades de los materiales que pueden llegar a formar parte de sus sistemas aislantes, así mismo, ligeramente se han tocado los aspectos operativos o de funcionamiento básicos que se deben considerar durante la vida de un transformador.

Tomando como base el esquema convencional del transformador eléctrico, así como a sus componentes, tratados en el capítulo 2, se establece que pueden ser aplicados en este equipo tres principales acciones de **mantenimiento preventivo mayor**:

1. Secado de devanados
2. Tratamiento del aceite aislante:
 - a) con fines de regeneración del aspecto químico
 - b) con fines de deshidratación
3. Sustitución del aceite aislante

Estos tres aspectos son comunes durante la vida de un transformador. Sin embargo, aunque son relativamente pocas las acciones preventivas que pueden ser adoptadas, cualquiera de ellas puede llegar a tener un costo elevado. Por la esencia propia del equipo resulta sumamente difícil definir a simple vista o con base en parámetros de tiempo o cualquier otro referido a situaciones operativas, la necesidad de aplicar en el transformador acciones **preventivas**, por tal motivo se hace necesario recurrir a prácticas de **mantenimiento predictivo** auxiliándose de sofisticados y costosos equipos de laboratorio por medio de los cuales se podrá definir el estado de los diversos componentes del transformador y tomar la decisión de adoptar o no, alguna de las medidas indicadas arriba.

Las bases mismas para una adecuada conservación o una buena expectativa de vida de un transformador tienen que ser dadas en la fábrica, es aquí donde se deben tener los primeros cuidados así como efectuar en el equipo las primeras evaluaciones de la calidad de sus materiales y de su manufactura, su vida futura depende en gran medida de las condiciones logradas durante la fabricación, un transformador que salga de fábrica con un buen grado de sequedad, aceite aislante de alta calidad y un sistema de sellado hermético, tendrá una buena expectativa de vida. Para evaluar esa calidad de materiales y de manufactura los transformadores son sometidos en la fábrica a una serie de pruebas bajo una normativa definida garantizándose así los requerimientos para lograr que esa vida sea prolongada.

Algunas de las pruebas mas comunes y de mayor importancia que son aplicadas en fábrica para determinar aspectos cualitativos del sistema aislante, de funcionamiento y de resistencia ante las condiciones operativas adversas que deberá soportar un transformador son, para unidades ya terminadas, entre otras, las siguientes:

- a) Relación de transformación
- b) Ensayo en cortocircuito
- c) Resistencia de devanados
- d) Pérdidas en el núcleo
- e) Corriente de excitación
- f) Pruebas de impulso y de potencial inducido
- g) Resistencia del aislamiento a la c.d.
- h) Factor de potencia del aislamiento
- i) Pruebas al aceite aislante:
 - Factor de potencia
 - Resistividad eléctrica
 - Rigidez dieléctrica

Con la elaboración de este tipo de pruebas se asegura que el equipo reunirá, al salir de la fábrica, las condiciones mínimas requeridas para una operación confiable. Sin embargo, en muchas ocasiones estas rutinas no se desarrollan cabalmente o solo se realizan en equipos prototipo o en equipos seleccionados aleatoriamente de los diversos lotes en las líneas de producción, además, muchos fabricantes de transformadores carecen de la tecnología en aparatos de laboratorio para el desarrollo de estos importantes métodos de verificación de calidad con el consiguiente resultado negativo que afecta directamente la duración o vida útil de los mismos.

Algunas de las evaluaciones indicadas tales como las pruebas de aislamiento deben de ser realizadas no solo en los prototipos, sino en todos los transformadores que salen de fábrica. Otras de las razones por las que muchos fabricantes se abstienen de realizar dichas evaluaciones son por la falta de controles oficiales

para exigir calidad de manufactura así como el reducido tiempo de garantía que por ley están obligados a ofrecer. Este último punto es muy importante, es frecuente encontrar transformadores que al realizarse en ellos las **pruebas de instalación en el campo** no reúnen las condiciones para ser energizados y tener una buena expectativa de vida útil, sin embargo, cuando el fabricante es consultado al respecto la respuesta es: *"energizen el equipo bajo nuestra responsabilidad"*, esta posición resulta en extremo cómoda e irresponsable ya que, existen altas probabilidades de que el equipo no sufra daño alguno durante su energizado y logre llegar satisfactoriamente al año de vida garantizada que por ley están obligados a ofrecer, después del cual la garantía queda sin efecto. Este caso debe tenerlo muy presente el responsable de la instalación y no permitir una posición de esta naturaleza. Sin embargo un buen fabricante de transformadores no puede permitirse que sus equipos tengan expectativas de vida corta como seguramente será el caso de aquellos transformadores con valores de aislamiento o aceites no aceptables, aparatos con estas características tendrán una vida de unos pocos años en lugar de una vida esperada de más de 25 años, o bien, tendrán que ser sometidos a un servicio de mantenimiento mayor en los primeros años de su vida para poder incrementar esa expectativa.

Algunas de estas pruebas han sido diseñadas para ser desarrolladas exclusivamente en fábrica debido a que los aparatos para realizarlas son estacionarios y difíciles de movilizar, o bien los controles de condiciones bajo las cuales deben ser hechas, son estrictos y difíciles de implantar en campo, sin embargo, existen otras que fueron diseñadas para poder ser utilizadas como **pruebas de mantenimiento o instalación**, las que sí pueden ser llevadas a cabo en el sitio de montaje del transformador.

Antes de salir al mercado, los transformadores son sometidos también a un adecuado proceso de secado con el objeto de eliminar la humedad que los aislamientos de celulosa absorben durante la manufactura, al mismo tiempo son impregnados con aceite en buen estado para proveerlos de protección adicional contra nuevas entradas de humedad. Luego de concluir con estos procesos, los equipos son llenados con el aceite aislante que usarán durante su operación. En unidades de gran potencia y gran peso, el aceite que utilizarán durante su operación es cargado en el lugar de la instalación. Mientras esto no ocurra, el transformador deberá ser provisto de una atmósfera presurizada a 2 o 3 libras/pulg² de gas inerte el cual puede ser aire seco o nitrógeno con contenidos de humedad no superiores al 0.6%; esta atmósfera será mantenida durante el transporte y la instalación del transformador hasta que éste sea llenado con aceite.

Si un transformador de potencia tiene que permanecer en el sitio donde será utilizado por mucho tiempo antes de su puesta en servicio, es aconsejable que la atmósfera de nitrógeno sea sustituida por aceite para evitar que la impregnación efectuada en fábrica pierda sus concentraciones y el material sufra daños por resequedad.

Antes de exponer las diversas técnicas de mantenimiento, es necesario mencionar los factores que intervienen para que dichas técnicas deban ser aplicadas así como efectuar algunos comentarios adicionales sobre aspectos operativos relativos al transformador y hacer también algunas menciones sobre sus principales enemigos y situaciones que ponen en peligro su vida

Expectativas de vida del transformador eléctrico

Cuando es abordado el tema del transformador eléctrico, sobre todo con los dueños de estos aparatos, inevitablemente surge la pregunta: ¿cuantos años puede durar un transformador?, la respuesta no es fácil, el transformador es un aparato del cual se podría decir que está eléctricamente **vivo** y que puede llegar a **morir** lo que nos indica que tiene ciertas expectativas de duración dependiendo de algunas condiciones prevalecientes en sus diversos componentes durante la operación, ver punto (5) de la Tabla 4. Si al salir de la fábrica el sistema aislante del transformador se encuentra libre de elementos contaminantes, sobretodo de humedad, y si la calidad de los materiales usados en su manufactura fue la adecuada; suponiendo también que la condición térmica durante la operación del mismo sea favorable (de unos 45°C en la periferia del sistema aislante y unos 60 ó 70°C en el punto más caliente); suponiendo además que el sellado de su tanque sea permanente y no permita el efecto de **respiración** o que el sistema de sello con gas inerte no sea alterado, y suponiendo también que no se aplicará en él ningún tipo de mantenimiento preventivo mayor, bajo estas condiciones, la vida del equipo puede llegar a ser de 10 a 20 años, sin poderse definir el límite máximo. Sin embargo, dichas condiciones son extremadamente difíciles de mantener y el transformador estará sujeto a diversas condiciones que pueden hacerlo fallar, inclusive hasta en el instante mismo de su puesta en servicio o al poco tiempo de esto; existen otros casos en donde los equipos se reportan trabajando por más de 20 años sin ningún tipo de mantenimiento preventivo. Lo anterior no quiere decir que el transformador no necesite mantenimiento, regularmente el mantenimiento se efectuará en estos equipos para tenerlos en un **rango de baja probabilidad de falla**, un

equipo con muchos años de servicio y sin mantenimiento seguramente presentará al ser sometido a pruebas de verificación predictiva, síntomas de altas concentraciones de lodos, aceite ácido en extremo y humedad en los devanados, aún así, no podremos definir en que momento fallará, pero sí podremos afirmar que se encuentra en un **rango de alta probabilidad de falla**, esto es, el riesgo de que falle será muy alto comparado con transformadores libres de humedad en sus devanados y aceites en buen estado.

Recordando que el sistema aislante básicamente consiste de dos principales componentes susceptibles de contaminación: el aceite aislante y los aislamientos de celulosas (papel kraft, algodón y fibras prensadas) y cuando no exista ningún agente extraño como entradas de humedad, sobrecorrientes por cortocircuitos externos, sobrecargas, sobretensiones, etc., que menoscaben su poder de aislamiento, se reduce sólo al agente térmico por el flujo normal de corriente hacia la carga, el enemigo principal del transformador. Asimismo, recordemos que es sobre esos componentes que la temperatura actuará más directamente durante la operación del transformador.

El rango promedio de operación o carga térmica al que un transformador puede ser sujeto es de -40°C hasta 160°C en su punto más caliente (hot spot). Sin embargo, la temperatura que puede ser considerada como máxima permisible para operación es la indicada por la placa de los equipos como **sobre elevación de temperatura**, la cual suele ser de 55°C sobre una base de temperatura ambiente promedio de 40°C , lo que da como resultado una temperatura máxima absoluta en el punto más caliente de 95°C . Este nivel no es raro alcanzarlo bajo condiciones normales de operación, y sobre todo si se tiene al transformador trabajando próximo a su plena capacidad o más allá de esta condición.

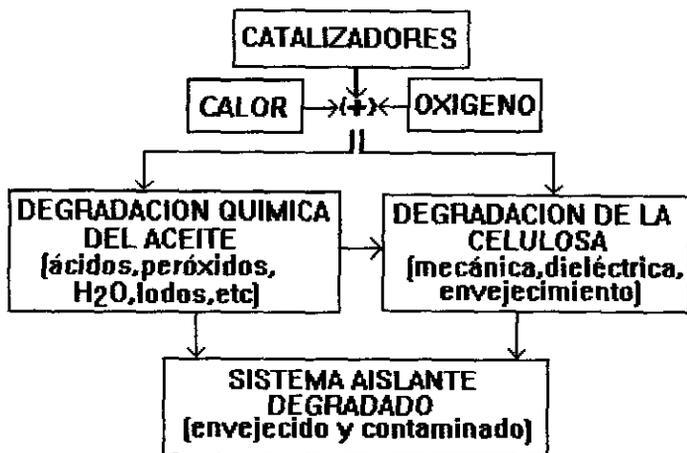
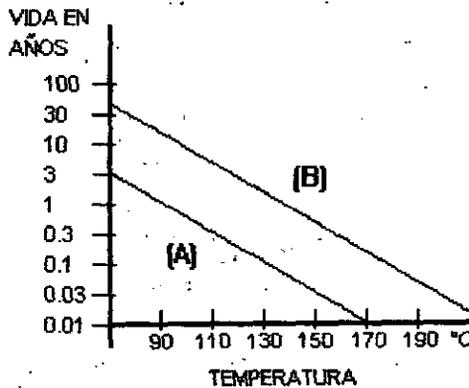


Figura 7.- Secuencia, efectos y repercusiones de la temperatura en los aislamientos compuestos de aceite y celulosa.

La forma como afecta la temperatura al sistema aislante es provocando en él un acelerado envejecimiento. Este envejecimiento del sistema aislante se presenta como una oxidación o acidificación del aceite y una alteración de las propiedades mecánicas y eléctricas de los componentes de celulosa acelerándose en presencia de oxígeno. La Figura 7 muestra la secuencia, efectos y repercusiones de la temperatura sobre un sistema aislante compuesto de aceite y celulosa.

El comportamiento de los aislamientos de celulosa con respecto a su carga térmica, ya está determinado (Transformer Maintenance Institute, año). La Figura 8 muestra la información indicada dando la vida promedio de los aislamientos de celulosa dependiendo de la temperatura a la que se encuentran expuestos. Todos estos datos son de gran interés cuando se estudia el tema que nos ocupa los cuales son obtenidos por ensayos de laboratorio o promedios de diversas experiencias, no obstante, en un momento dado cada caso en particular podrá

tener un comportamiento diferente pero con un patrón similar al indicado. Nótese en esta figura como la presencia de oxígeno acelera en forma notable el proceso de envejecimiento.



A) Alto contenido de oxígeno
B) Bajo contenido de oxígeno

Figura 8.- Vida promedio de los aislamientos de celulosa en función de la temperatura

La meta ideal en las técnicas de mantenimiento a un transformador podría ser llegar a conocer los métodos o procedimientos para definir con cierta precisión el momento exacto en el que el aparato debiera de ser sometido a una reparación mayor general, o ser sustituido por un equipo nuevo a causa del deterioro de su sistema aislante de celulosa. Establecer una forma de definir una situación similar evitaría el tener que esperar a que la falla se presente en forma inesperada, lo cual regularmente es acompañada por consecuencias económicas mayores que las que podrían resultar de una acción de sustitución programada. Se ha determinado y queda claro que el factor primordial y determinante en el deterioro de la celulosa contenida en el interior de un transformador es la temperatura.

Se considera que la vida de un aislamiento de celulosa a llegado a los límites de su vida útil a causa de la acción térmica cuando su resistencia a la tensión inicial a disminuido a alrededor del 50%. Poder determinar en el campo el momento cuando esto a ocurrido se antoja por el momento tarea poco menos que imposible. Sin embargo, en teoría, esa degradación por efecto térmico se presume que se ajusta a la ecuación de Reacción de Arrhenius, (Manual de Ingeniería Eléctrica, D.G.Fink/H.W. Beaty), la cual establece que la temperatura en la cual se desarrolla un proceso produce un incremento en su relación de reacción. Dicha ecuación indica que para el caso del proceso de degradación térmica de la celulosa utilizada en los transformadores se tendrán valores de vida Vs temperatura de operación aproximadamente como lo muestra la gráfica de la Figura 9

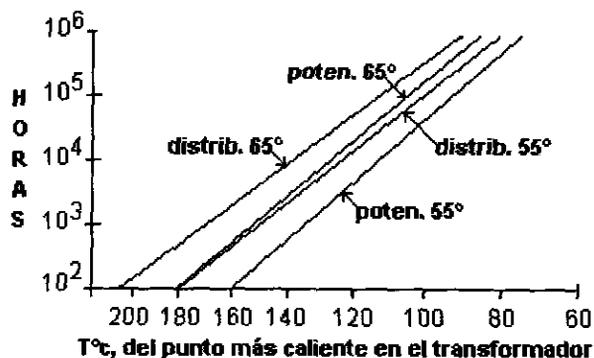


Figura 9.- Curva de vida útil para transformadores de potencia y distribución según la ecuación de reacción de Arrhenius.

Otro método para establecer el envejecimiento es el de utilizar la determinación del grado de polimerización, el cual consiste en definir químicamente el número de unidades de glucosa por molécula de material celulósico. Por medio de esta determinación

se definen aproximadamente las propiedades mecánicas de la celulosa envejecida. Todos estos métodos requieren un riguroso control para ser llevados a cabo y una pequeña variación en la consideración de la temperatura es suficiente para tener un error de proporciones indeseables. Aunque son métodos que no pueden ser utilizados en forma sistemática los mencionamos aquí por resultar de interés para toda persona interesada en esta clase de actividades.

Ahora bien, sabemos que en la realidad el transformador eléctrico es un equipo que durante su vida estará sujeto a un sinnúmero de situaciones y circunstancias que podrán poner en peligro su operación, por esto, se hace necesario implantar y llevar a cabo adecuados métodos de vigilancia y mantenimiento para contrarrestar en la medida de lo posible el efecto o la acción de dichas situaciones, de esto dependerá el prolongar su vida útil, y de una expectativa de vida como la indicada, podría llegar con cierta facilidad a una de 50 años o más.

A continuación se presenta la Figura 10 que muestra el caso de un transformador cuyo comportamiento a sido monitoreado periódicamente para fines de mantenimiento preventivo, los trabajos en él realizados se han reducido exclusivamente a mantenimientos predictivos con el apoyo del laboratorio eléctrico, sin embargo, a pesar de los once años de servicio que presenta el registro no a requerido ningún tipo de mantenimiento preventivo mayor como secados, tratamiento o sustitución de aceite. Si no se hubiese contado con el equipo de monitoreo o pruebas adecuado posiblemente se hubieran aplicado en este equipo alguno de estos mantenimientos preventivos costosos e innecesarios solo con base en parámetros de tiempo de servicio. La gráfica presenta los valores de pruebas de resistencia del aislamiento RH, RHX y RX al minuto 10 y corregidos a 20°C.

Datos del transformador:

Marca: GE
 Serie:87711
 500 Kva
 13200-220Y/127 Volts

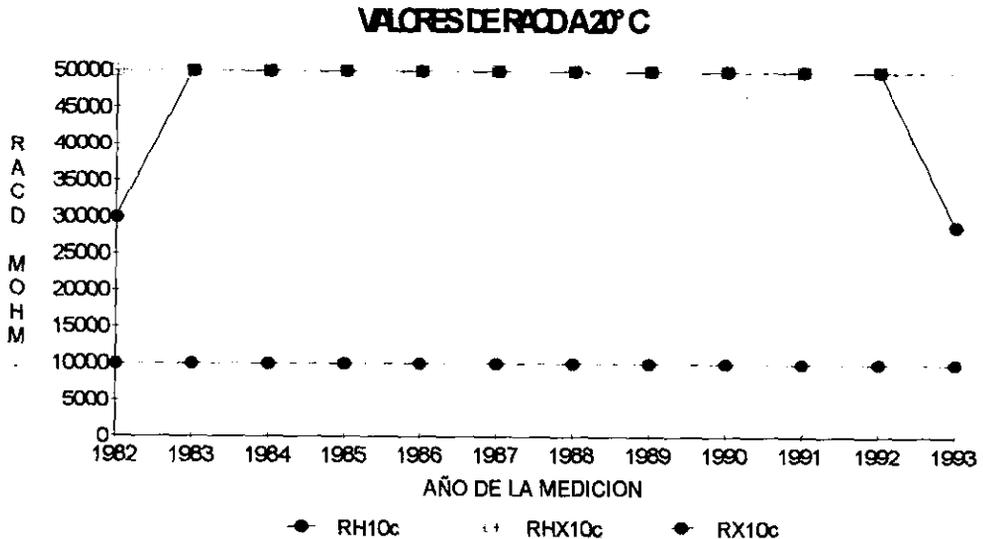


Figura 10.- Comportamiento de los valores de RACD corregidos a 20°c encontrados en diversos servicios de mantenimiento predictivo en un transformador de potencia de 500 kva.

En la gráfica indicada los valores de RH y RHX fueron realizados a un voltaje de 2,500 vcd., y RX con un voltaje de 500 vcd. estos voltajes arrojan en el equipo de prueba lecturas máximas de 50,000 megaohms y de 10,000 Megaohms respectivamente. Con una gráfica así puede observarse con mucha facilidad la tendencia de los valores durante la vida operativa de un transformador lo que nos servirá para poder definir la aplicación

oportuna de alguna medida preventiva. Por ejemplo, en este caso, se observa que en el último reconocimiento se presenta una disminución de los valores de prueba en la conexión RH que es el aislamiento entre las partes vivas de alta tensión y el tanque del transformador, en esta zona se encuentran presentes aislamientos de celulosa y en gran medida aceite aislante, por lo que en el siguiente mantenimiento predictivo debe ponerse especial cuidado en los valores de resistividad eléctrica del aceite aislante la cual es causa común de este tipo de manifestaciones, no debe perderse de vista también una probable afectación por humedad en el devanado de alta tensión.

Principales enemigos del transformador

Además de la temperatura, que en párrafos anteriores mencionamos como el principal enemigo intrínseco del transformador, éste tiene otros de importancia que lo amenazan desde el exterior.

En la Table 4 se muestran las principales causas de fallas en transformadores de distribución y de potencia de acuerdo con el Transformer Maintenance Institute, USA. Las causas enmarcadas en ella, de una u otra forma están relacionadas con todas las que aparentemente en él hacen falta. De hecho, causas de falla como el cortocircuito externo o la sobrecarga, lo que ocasionan en realidad es un incremento lento o súbito de la temperatura de algún punto del transformador, de tal manera que, el equipo en realidad falla por acción térmica (se quema). Asimismo, el deterioro del aislamiento puede llegar a ser efecto del tiempo con alguna dosis de temperatura, humedad y presencia de elementos catalizadores que aceleran los procesos de degradación del aceite con la subsecuente afectación de los aislamientos de celulosa.

Siguiendo con el contenido de la misma tabla se puede observar que a excepción de a) y de h), todas las otras causas de falla tienen en mayor o menor medida alguna posibilidad de ser evitadas con la aplicación de técnicas adecuadas de manufactura, instalación, operación y mantenimiento. Aún así, las causadas por las descargas atmosféricas a), pueden obedecer a fallas de aislamientos deteriorados por estar con bajos valores y envejecidos, no aptos para soportarlas, habilidad que un aislamiento en buen estado puede presentar satisfactoriamente.

La Figura 11 muestra un cuadro en el que aparecen los enemigos del transformador, algunos de ellos son indicados ya en la Tabla 4 (Transformer Maintenance Institute, USA); en esa figura, aparecen también algunos otros conceptos que se mencionan adicionalmente en virtud de que resulta importante considerarlos para que los programas de mantenimiento sean elaborados sobre bases adecuadas y tengan una repercusión satisfactoria en la vida de los equipos. En ella se muestra la interacción de una sobre otra así como la importante indicación del aspecto económico de una falla.

Tabla 4		
Principales causas de falla en transformadores de distribución y potencia (1).		
CAUSAS DE FALLA	PORCENTAJES	
	1963	1975 (5)
a) Descargas atmosféricas	26.46	32.3
b) Cortocircuitos externos (2)	8.5	13.6
c) Mala calidad de manufactura (3)	7.3	10.6
d) Deterioro del aislamiento	10.2	10.4 (6)

e) Sobrecargas	4.5	7.7
f) Humedad	11.4	7.2
g) Mantenimiento y operación inadecuados	6.4	6.6
h) Sabotaje o daño intencional	4.9	2.6
i) Conexiones flojas	3.7	2.1
j) Otras (4)	16.7	26.9
	_____	_____
TOTAL	100 %	100 %

- 1 - Según Hartford Steam Boiler Inspection and Insurance Co. (1976).
- 2 - El cortocircuito externo incluye las causas por animales, rompimiento de líneas, boquillas rotas o arqueos (no los producidos por contaminación).
- 3 - La mayoría de las fallas ocurridas durante el primer año de operación del transformador.
- 4 - Otras causas incluye situaciones por mala aplicación, errores de operadores, errores de los dueños o del personal encargado de su cuidado.
- 5 - El promedio de vida de un transformador considerando todas las causas de falla es de 9.4 años (el rango del servicio continuo considerado para este promedio es de un mes hasta 60 años).
- 6 - El promedio de vida de un transformador, considerando como causa de falla la de deterioro de aislamiento, es de 23 años.

A continuación se amplía un poco la información de algunos de los conceptos indicados en la Figura 11 para entender con más claridad la relación que entre ellos existe, así como la relación con otros factores que en la figura no se indican y que contribuyen o aceleran el proceso de deterioro del sistema aislante.

de manufactura (1). A la buena calidad de los materiales aislantes deberá seguir una adecuada disposición, sujeción, conexiones, deshidratación e impregnación en cuanto a la celulosa se refiere, así como un adecuado manejo y calidad de refinación en el aceite aislante que será utilizado. Se considera que fallas ocurridas en los transformadores durante su primer año de servicio pueden deberse generalmente a problemas o defectos de manufactura tanto del equipo como de los elementos auxiliares de la subestación. Esto es obvio si se toma en cuenta que no se tienen piezas móviles que por una mala operación pudieran hacerlo fallar. Se confirmaría el hecho si luego de que una falla ocurra se investiga y se determina que no existe el indicio de que se hubiese presentado cualquiera de las situaciones siguientes:

- a) El régimen de carga sobrepasa la capacidad del transformador.
- b) Se presenta una falla en terminales de baja tensión del transformador localizada antes del interruptor de protección.
- c) Se presenta una falla en la baja tensión del transformador, localizada más allá del interruptor de protección, pero el interruptor sobrepasa con mucho la capacidad de apertura de la corriente de falla en el circuito derivado.
- d) Se ha presentado una descarga atmosférica en el sitio de instalación y se detectó una alta resistencia en el sistema de tierras de los apartarrayos. (Bajo ciertas condiciones este evento por si solo puede provocar una falla en equipos sanos y sin defectos de origen).

Además de las fallas imputables exclusivamente al sistema aislante, estos equipos suelen presentar problemas de carácter puramente mecánico o estructural que los pueden hacer fallar en el momento mismo de ser energizados. Este tipo de problemas son regularmente difíciles de detectar por medio de las pruebas de campo a que regularmente se someten los transformadores antes de su puesta en operación, ya que la mayoría de las pruebas de puesta en servicio, a excepción de la de relación de transformación, corriente de excitación y resistencia de devanados, suelen ser para la evaluación del estado del sistema aislante. Dentro de esos problemas pueden mencionarse: desplazamiento de bobinas, excesivo o deficiente prensado y sujeción del conjunto núcleo y bobinas, conexiones flojas, uniones mal soldadas, fallas del circuito magnético, circuitos abiertos en primario o en secundario, etc., estas situaciones podrán eventualmente ser detectadas con el auxilio de las pruebas de corriente de excitación o resistencia de devanados cuando se presenten francas o muy severas, y dependerá también de la habilidad del personal encargado de analizar los resultados de pruebas o del encargado de realizarlas. A la buena calidad de los materiales aislantes de celulosa y aceite deberá seguir un adecuado manejo y tratamiento, ya que de ello depende la efectividad y estabilidad del sistema aislante.

Tabla 5

Valores aceptables de algunas pruebas de campo para transformadores nuevos*	
_ HUMEDAD RELATIVA EN EL AISLAMIENTO DE PAPEL Y MADERA.	0.3 A 0.6 %
_ ÍNDICE DE POLARIZACIÓN DEL AISLAMIENTO CON C.D.(Lecturas 10/1)	MAYOR DE 1.5
_ RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO A LA C.D.	(VER INFORMACIÓN RELACIONADA EN CAP 4)

_ FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO A 20°C.	1.0 % MÁXIMO
_ COLLAR CALIENTE DE BOQUILLAS CON 2.5 KV	6.0 MILIWATTS O MENOR
PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE	
_ FACTOR DE POTENCIA A 20°C (ASTM-D-924)	0.05 % O MENOR
_ RIGIDEZ DIELECTRICA (ASTM-D-877)	MAYOR DE 30 KV
_ RESISTIVIDAD ELÉCTRICA (ASTM-D-1169)	MÍNIMO: 100×10^6 MEGAOHMS-Cm
_ NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN (ASTM-D-974)	MENOS DE 0.15 Mg KOH/gr.
_ TENSION INTERFACIAL (ASTM-D-971)	40 DIN/Cm O MAYOR
_ GRAVEDAD ESPECIFICA (ASTM-D-1298)	0.875 SSU PARA ACEITE USA (NAFTÉNICO) 0.885 SSU PARA ACEITE MEX (PARAFÍNICO)
_ COLORIMETRÍA (ASTM-D-1524)	0.5 ASTM, MÁXIMO
_ ASPECTO VISUAL (ASTM-D-1524)	CLARO Y CRISTALINO
_ SEDIMENTOS (ASTM-D-1698)	NEGATIVO

*Fuente: Políticas de mantenimiento de C.F.E.; Transformer Maintenance Institute, USA.

Lo de mayor trascendencia después de la calidad indicada, es el secado de los devanados para extraer la humedad de los aislamientos de celulosa. Antes de su llenado con aceite nuevo en buen estado, el aislamiento de celulosa deberá secarse hasta lograr un contenido de humedad tal que la humedad relativa en una atmósfera sellada y formada de gas seco en su interior, no sea mayor al 0.6% ó un óptimo valor de 0.4%, luego de lo cual es impregnado con aceite nuevo y desgasificado. Un insuficiente secado del conjunto aislante permitirá la presencia de humedad en el interior del transformador la que en un determinado tiempo actuará debilitando o deteriorando el sistema aislante. A ese insuficiente secado lo identificamos en la Figura 11 como humedad de origen (2). En la Tabla 5 se indican los valores de

diferentes pruebas de campo normalmente aceptables en el aceite y conjunto aislante de transformadores nuevos.

Los empaques y el sellado deficientes (3), son el principal desencadenador del primordial problema de estos equipos que es la entrada de humedad y aire a su interior (4). Es de vital importancia mantener la hermeticidad de los tanques en los transformadores proporcionando especiales cuidados a los empaques de tapas y boquillas para evitar que, con los esfuerzos ocasionados por la presurización o descompresión interna de los tanques, se provoque el fenómeno de **respiración**. Cuando se tienen empaques en mal estado, es inevitable este efecto, el cual es ocasionado por las presiones internas del tanque debidas a la dilatación del aceite aislante en presencia de los cambios de temperatura. Un adecuado programa de mantenimiento que contemple el correspondiente chequeo y verificación de la hermeticidad del transformador podrá detectar empaques en mal estado, los que tendrán que ser sustituidos por empaques nuevos.

La humedad como tal y como fuente de oxígeno (4) adicional al del aire, es el enemigo número uno del sistema aislante del transformador. Provoca por sí sola una indeseable pérdida del poder aislante del aceite y de los aislamientos de celulosa. La humedad excesiva es causa frecuente de fallas en los transformadores, debiéndose evitar al máximo su entrada o procediendo de inmediato a su extracción cuando se determina que se encuentra ya en el interior del equipo atacando los aislamientos de éste.

Como lo hemos venido indicando, otro elemento que es causa del deterioro y envejecimiento de los aceites aislantes es el oxígeno (4). Su acción se acelera en presencia de la temperatura (10) y agentes catalizadores como el cobre y el agua libre que

actúan sobre los hidrocarburos del aceite provocando la oxidación en él. La Figura 12 muestra la acción y los resultados de la combinación de estos elementos para producir la degradación del aceite.

La sobrecarga (5) y el cortocircuito externo (9) que pueden ser provocados por mala operación (16) la primera, y por conexiones flojas (6), animales (7), contaminación del aislamiento (8) y problemas en los circuitos secundarios el segundo. Estos dos factores son fuente de calor en mayor o menor cantidad dependiendo de la severidad de cada caso. Otra probable causa de calentamiento de un transformador es la instalación desventajosa y con poca ventilación (19).

Las descargas atmosféricas (14) son un factor que suele ser causa frecuente de fallas en estos equipos. La falta de protección contra sobrevoltajes, una red de tierras ineficiente (12) que haga operar inadecuadamente estas protecciones o un sistema aislante deteriorado o débil, suelen hacer fallar al transformador en presencia de una descarga atmosférica. De hecho, por sí sola esta situación presenta un alto riesgo para el equipo. Sin embargo, las probabilidades de falla por esta causa se reducirán cuando el sistema aislante sea bueno, así como cuando sus protecciones para sobretensiones o apartarrayos y su sistema de tierras sean los apropiados. Durante una descarga atmosférica gran parte del potencial es drenado hacia tierra por los apartarrayos o por los aislamientos de líneas aéreas, no obstante, permanece por un instante un frente de onda que someterá a los aislamientos que encuentre a su paso a un esfuerzo eléctrico adicional.

La mala operación (16) de los transformadores suele someterlos a un régimen muy severo de esfuerzos que finalmente pueden llegar a provocar que fallen. Este concepto no debe ser imputable

a situaciones operativas ocasionadas únicamente por falla humana directa, ya que también obedece a fallas humanas indirectas, tales como aspectos de instalación desventajosa o ubicación del equipo por necesidades del medio o del tipo de carga.



Figura 12.- Acción de la humedad, el oxígeno y la temperatura sobre el aceite aislante.

Algunos ejemplos de problemas operativos que reducen las perspectivas de vida de un transformador se mencionan en la siguiente relación, cabe hacer notar que dichas situaciones serán más peligrosas en cuanto más deteriorado o débil se encuentre su sistema aislante:

- a) Exposición continua a picos de voltaje por switchs transitorios del sistema.

- b) Fallas al reenergizarlo después de un largo periodo inactivo, sin verificación previa.
- c) Paso de corriente de falla a través de ellos (bancos de tierra).
- d) Sobrecargas severas programadas.
- e) Impactos por movimientos de la unidad.
- f) Desventajosa operación en paralelo.
- g) Voltajes de operación inadecuados.
- h) Alta temperatura ambiente.
- i) Métodos de mantenimiento inefficientes.

Los dueños o personas encargadas de la conservación de estos equipos, incluso cuando cuentan con preparación técnica de buen nivel, generalmente desconocen las medidas para su adecuado mantenimiento. La falta de mantenimiento o la aplicación de mantenimientos inadecuados (11), provoca una considerable reducción en la vida del transformador eléctrico. Por desgracia, en nuestro medio, donde abunda el personal improvisado es común encontrar **expertos en mantenimiento a transformadores** que no cuentan con la adecuada preparación y sí con un alto grado de desconocimiento del tema así como de los aspectos operativos de estos aparatos. Es altamente notable también, el encontrar encargados de mantenimiento o dueños de equipos que presentan una gran resistencia para adoptar las nuevas técnicas de mantenimiento o darse cuenta de lo necesario que resulta para sus transformadores su adopción, a tal grado llega esto que para decidir **no** aceptar aplicar un servicio de mantenimiento predictivo en sus equipos alegan situaciones tan absurdas como: *"El transformador es nuevo, no necesita ninguna verificación"*, *"Tiene muchos años y nunca le ha pasado nada"*, *"Este equipo casi no tiene carga y trabaja muy*

descansado", "No necesita ninguna revisión, aquí cada año se le cambia el aceite", "Esta fuera de servicio y solo lo energizamos esporádicamente", "Cada seis meses se le limpia el aislamiento y sus conexiones", "Cada año se realiza al aceite una prueba de ruptura dieléctrica", "No necesita mantenimiento porque trabaja casi sin carga", etc. La frecuencia con que se hacen este tipo de alegatos es alta, denotando el total desconocimiento sobre las técnicas y los cuidados que se deben proporcionar a estos aparatos, lo más grave es cuando un encargado de mantenimiento descubre que existen estos métodos y se niega a adoptarlos por temor al reclamo de la dirección que inmediatamente indaga: "¿porqué no se había hecho antes?". Otro caso muy serio y grave es aquel en el que las técnicas aplicadas son deficientes por recurrir a personal poco calificado por el desconocimiento del encargado de tomar la decisión del otorgamiento del contrato que considera estas labores como una actividad de rutina que solo servirán para cumplir con un programa de trabajo sin importar en realidad la finalidad del servicio. Es evidente que la pasividad operativa del transformador lo condena muchas veces al olvido y abandono, pasando totalmente desapercibido hasta el momento en que ocurra una falla, la que generalmente será de consecuencias económicas severas y hará pasar momentos en extremo desagradables a los dueños o encargado de la instalación.

El sistema aislante del transformador es tan delicado que con pequeñísimas cantidades de elementos contaminantes como el agua producen una considerable merma de las propiedades dieléctricas del conjunto. Además, se han dado casos en los que un proceso de secado o un tratamiento al aceite aislante mal aplicados, por obedecer un diagnóstico mal fundamentado, han provocado en el equipo un deterioro grave de los aislamientos de papel y del aceite. El caso contrario es cuando por falta de un oportuno diagnóstico profesional avalado por adecuadas pruebas

de laboratorio no son aplicados a tiempo los mantenimientos preventivos necesarios para restituir las condiciones del sistemas aislante. El uso de equipo y técnicas inadecuadas para el manejo de los aceites aislantes nuevos que serán usados para reposición son causa frecuente de contaminación. Se puede asegurar sin temor a cometer una equivocación que el caso más grave relacionado con el mantenimiento de estos aparatos es por desgracia la ausencia del mismo, que permite el avance del deterioro de los aislamientos en forma incontenible hasta que se produce la falla. En no pocas ocasiones la falta de mantenimiento, como ya lo comentamos, obedece a que las personas encargadas de las oficinas de mantenimiento de las empresas se rehusan a adoptar las técnicas y conceptos modernos para el cuidado de estos equipos, conformándose con el tradicional mantenimiento que generalmente consiste de limpieza del aislamiento externo, apriete de conexiones de alta y baja tensión y pintura del exterior del tanque para que el equipo se vea agradable a la vista del supervisor, sin importar el estado de sus componentes internos. Esto en nada ayudará para evitar el deterioro del sistema aislante lo cual finalmente ocasionará una falla del transformador sin que la renovada pintura del tanque y la limpieza del aislamiento exterior haya podido prevenirla.

Determinación de las necesidades de mantenimiento preventivo

Un adecuado programa de mantenimiento para transformadores empezará primeramente por desechar la aplicación de algún tipo de mantenimiento propiamente preventivo o preventivo mayor sin que exista antes una verificación o **mantenimiento predictivo** que avale la necesidad de su aplicación.

Se aclaró ya el concepto de mantenimiento preventivo como la aplicación de medidas tendientes a evitar que una máquina falle, y se paralice el proceso productivo en el que se utiliza. Como se ha mencionado, por su naturaleza y componentes, el mantenimiento al transformador tiene una secuencia claramente definida: **Primeramente, la parte encargada del diagnóstico o la definición del estado del equipo y posteriormente, la que comprende la aplicación del preventivo correspondiente.**

Ambas partes, predictivo y preventivo reúnen una importancia vital y deberán integrarse por una serie de actividades que cumplan con el objeto primordial que es el de prolongar en lo posible la vida del transformador. Como paso previo e indispensable para pensar en organizar y programar cualquier actividad preventiva, a continuación se indican las pruebas y verificaciones que, en lo general, un adecuado programa de mantenimiento predictivo o de diagnóstico debe contener. Un programa como el indicado tendrá que contar con un catálogo de pruebas con las que se puedan conocer los aspectos generales siguientes:

- a) .-El estado general del sistema aislante.
- b) .-En forma particular, el estado del aceite aislante.
- c) .-El aspecto operativo básico.

El programa que cumpla con lo indicado deberá comprender los tres grandes aspectos anteriores. En este trabajo se proponen, para llevar a cabo un **mantenimiento predictivo**, las siguientes pruebas de campo con las cuales se logra en un alto porcentaje los requerimientos señalados. Las letras P y D indican el tipo de transformador donde pueden ser aplicadas: P para transformadores de potencia y D para transformadores de distribución:

1. Pruebas para conocer el estado del aislamiento en general:
 - a) Resistencia del aislamiento a la corriente directa. (P, D)
 - b) Obtención de índices de polarización. (P, D)
 - c) Factor de potencia del aislamiento. (P)
 - d) Factor de potencia de boquillas y/o collar caliente. (P)

2. Pruebas para conocer el estado del aceite aislante:
 - a) Rigidez dieléctrica. (P, D)
 - b) Resistividad eléctrica. (P, D)
 - c) Factor de potencia. (P, D)
 - d) Número de neutralización. (P, D)
 - e) Tensión interfacial. (P, D)
 - f) Color ASTM. (P, D)
 - g) Aspecto visual y sedimentos. (P, D)

3. Pruebas y mediciones para conocer el aspecto operativo básico:
 - a) Relación de transformación y polaridad. (P, D)
 - b) Resistencia de los devanados. (P)
 - c) Corriente de excitación. (P)
 - d) Medición de las temperaturas de operación. (P, D)
 - e) Determinación del régimen de carga. (P, D)
 - f) Verificación de hermeticidad del tanque. (P, D)

- g) Verificación de la resistencia del sistema de tierras. (P, D)
- h) Aislamiento de núcleo. (P)

Algunas de estas mediciones y pruebas tienen sus variantes dependiendo del alcance y del objetivo deseado por el encargado de ejecutarlas, éste podrá diversificarlas si, a su juicio, es necesario realizar una investigación más profunda ante interrogantes emanadas por resultados de prueba dudosos obtenidos bajo condiciones o métodos convencionales de conexión; esto último puede apreciarse en el ejemplo ilustrado en el capítulo 2. En el caso presentado, el encargado de realizar las pruebas del inciso c), se percató de que las condiciones ambientales no eran muy propicias, por lo que decidió eliminar el efecto que dicha situación ambiental pudiera estar provocando y realizó una nueva serie de pruebas colocando una terminal de guarda sobre la superficie de las boquillas, esta decisión fue acertada y se pudo saber que existían fugas superficiales exteriores que afectaban los resultados de prueba y que podían dar una idea errónea del estado del aislamiento interior. En este trabajo se tratará primordialmente el procedimiento que se considera el más adecuado o suficiente para lograr conocer el estado del equipo o sus componentes y poder así definir las verdaderas necesidades de mantenimiento preventivo. Lo realmente importante de este tipo de procedimientos es conocer con cierta seguridad lo que cada resultado de prueba o medición nos puede mostrar.

Antes de continuar se exponen, para fines de este trabajo, las definiciones siguientes:

Prueba: Simular una condición y valorar o medir la respuesta ante dicha condición.

Medición: Valorar los parámetros presentes durante una condición normal de operación o bajo una condición de prueba.

En el capítulo 4 se describirá la finalidad y metodología de cada una de las pruebas y mediciones propuestas. Cabe mencionar que los procedimientos de prueba se basan estrictamente en el comportamiento de los elementos eléctricos fundamentales: Resistencia, Inductancia y Capacitancia ante la presencia de voltajes de c.a. o de c.d., los fundamentos teóricos de cada una de las pruebas no son el objeto de este trabajo por lo que solamente se indicarán bajo estricta necesidad.

Es necesario recalcar, que en el caso del transformador eléctrico, la práctica de medidas de mantenimiento preventivo, como filtrados o purificados de aceite aislante, y el secado de devanados obedeciendo parámetros de tiempo, resulta hoy una práctica obsoleta y de alto riesgo. Un tratamiento realizado en forma sistemática en aceites con buenas propiedades y que han estado trabajando en condiciones favorables terminará por deteriorarlos con mayor rapidez que si no hubieran sido tocados. El uso de filtros prensa para la extracción de sólidos y de pequeñas cantidades de agua libre provocarán un incremento no recomendable del contenido de gases disueltos, generalmente aire, en el volumen de aceite.

Por otro lado, el uso de sistemas desgasificadores al alto vacío provocará situaciones aún más desfavorables, ya que además de extraer eficientemente la humedad y los gases disueltos que un aceite puede contener, extraerá también grandes cantidades de aromáticos y compuestos inhibidores necesarios en el aceite para su estabilidad química.

Si al proceso con vacío se añade temperatura para bajar el punto de flasheo del agua y no se tiene cuidado con el control del calor,

puede suceder que se someta al aceite a un acelerado proceso de envejecimiento o deterioro por efecto térmico.

Estos métodos solo deben ser aplicados cuando exista una verdadera necesidad de su aplicación, con lo que se desea dejar establecido con toda la claridad posible que no se está diciendo aquí, que los métodos indicados no son recomendables, de hecho, para aceites que se encuentren con problemas de contaminación por humedad o sólidos en suspensión es aconsejable tratarlos o purificarlos utilizando estos procesos, no así para aceites cuyos valores de características eléctricas, físicas y químicas sean satisfactorias.

Existen además tratamientos para retirar la acidez de un aceite, esto se realiza a base de tierras fuller o tierras diatomeas que puede ser aplicado a los aceites cuyo problema de acidez o envejecimiento es severo y cuando la cantidad de aceite que requiera tratamiento sea considerable y pueda justificar el costo del mismo. Con este método se extrae la acidez del aceite pero junto con ella se extraen también compuestos estabilizadores químicos o aditivos que posteriormente deberán ser agregados para evitar que en corto tiempo sufra un deterioro aún más severo.

Normalmente el problema más común de los sistemas aislantes de transformadores de potencia y distribución suele ser el deterioro de los aceites aislantes por envejecimiento. Cuando esto ocurre generalmente lo más recomendable es efectuar la sustitución del aceite y tener la precaución de realizar un lavado de devanados con un poco de aceite nuevo y con buenas características dieléctricas para eliminar todo vestigio del aceite deteriorado. Es raro encontrar durante un servicio de mantenimiento predictivo aceites cuyo problema sea la contaminación por entradas de humedad, esto solo ocurre

cuando los empaques del transformador se han deteriorado, situación que puede ser evitada si el transformador cuenta con un adecuado programa de inspecciones periódicas. Cuando un aceite se encuentra contaminado por humedad su poder dieléctrico baja considerablemente al igual que su resistividad eléctrica sin alterarse en forma inmediata su colorimetría ni su acidez, sin embargo, cuando un aceite se presenta envejecido pero sin presencia de humedad, su comportamiento es un poco diferente: Su rigidez dieléctrica suele presentar, en ocasiones, tendencias a incrementarse o al menos mantenerse en valores aceptables, esto se debe a su alto contenido de iones que en presencia de una tensión alterna presentan, en una mitad de onda, una gran oposición al establecimiento de corrientes de ruptura, su acidez o número de neutralización también tiende a incrementarse, su resistividad eléctrica se reduce en forma alarmante y su colorimetría ASTM se incrementa. De acuerdo con esto, analizando los valores de rigidez dieléctrica y resistividad se puede conocer la esencia del deterioro de un aceite ya sea por humedad o por problemas de deterioro químico o envejecimiento. En el capítulo 4 sección B relativo a aceites aislantes se presentan algunos registros donde se muestra este comportamiento.

La necesidad de aplicar un mantenimiento preventivo mayor será indicada entonces por los resultados que arroje un **mantenimiento predictivo** o lo que denominaremos también **mantenimiento preventivo menor con servicio de laboratorio**, para hacerlo un término más entendible a oídos poco especializados en la materia.

Las estadísticas indican la inconveniencia de aplicar mantenimientos preventivos mayores sin tener antes un diagnóstico avalado por pruebas de laboratorio ya que la incidencia de recomendar estos costosos mantenimientos en

realidad no es alta comparada con el número de servicios de mantenimiento predictivo otorgados. Un mantenimiento predictivo lo podemos indicar con una periodicidad de carácter anual o al menos una vez cada dos años. El National Fire Protection Association (NFPA) recomienda que, al menos una vez al año, sean realizadas al aceite aislante pruebas de Rigidez Dieléctrica, Número de Neutralización y Colorimetría. Asimismo, esta institución recomienda realizar en transformadores de potencia algunas rutinas de verificación operativa como las siguientes: Corrientes de carga (diario), voltajes (semanal), nivel del líquido (semanal) y temperatura del líquido (diario).

La Tabla 6 A - 6 B, muestra la incidencia de problemas encontrados en transformadores de distribución en operación durante servicios solicitados para mantenimientos predictivos (IMEBCSSA). La Tabla 7 A - 7 C, muestra la misma información pero para transformadores de potencia (IMEBCSSA). Las referencias de ambas tablas se realizan con respecto a valores de prueba del aislamiento y del aceite aislante. El total de servicios otorgados incluye aún los realizados en diferentes fechas para un mismo transformador. El diagnóstico y la evaluación corresponden al criterio del autor.

TABLA 6A). TRANSFORMADORES DE 13200 ó 13800 V. PRIMARIOS.

Problemas de bajo aislamiento, bajos valores del aceite y necesidades de mantenimiento preventivo mayor en transformadores trifásicos de distribución, detectados durante servicios de mantenimiento predictivo o preventivo menor con pruebas de laboratorio.

RANGO DE POTENCIA EN KVA →	45	75	112	150	225	300	≥350
TOTAL DE SERVICIOS OTORGADOS.	24	30	42	81	27	42	24
AISLAMIENTO EN RH <2000 MOH.	5	6	4	24	1	5	4
AISLAMIENTO EN RHX <2000MOH.	2	3	4	10	1	1	2

ÍNDICE POL. <1.15 EN RH	4	5	3	12	1	1	1
ÍNDICE POL. <1.15 EN RHX	2	3	2	2	0	1	2
VALOR DE RGZ DEL ACEITE <28 KV	0	2	1	8	0	0	2
VALOR DE RST DEL ACEITE <20 MOH-Cm.	6	8	11	21	3	9	5
ACIDEZ MAYOR O IGUAL A 0.15 MgKOH/g.	2	3	0	8	1	0	3
INDICACIONES DE SECADO.	2	0	2	8	0	1	0
INDICACIONES DE CAMBIO DE ACEITE.	5	8	8	19	3	6	5
INDICACIONES DE OTRO TIPO DE MTTO.*	1	1	2	4	0	1	0

TABLA 6B). TRANSFORMADORES DE 33000 ó 34500 V. PRIMARIOS.

Problemas de bajo aislamiento, bajos valores del aceite y necesidades de mantenimiento preventivo mayor en transformadores trifásicos de distribución, detectados durante servicios de mantenimiento predictivo o preventivo menor con pruebas de laboratorio.

RANGO DE POTENCIA EN KVA →	45	75	112	150	225	300	≥350
TOTAL DE SERVICIOS OTORGADOS.	15	34	27	45	7	4	0
AISLAMIENTO EN RH <4000 MOH.	2	17	17	20	3	2	
AISLAMIENTO EN RHX <4000 MOH.	0	4	9	9	0	1	
ÍNDICE POL <1.15 EN RH	0	3	7	1	1	1	
ÍNDICE POL. <1.15 EN RHX	0	2	5	2	0	0	
VALOR DE RGZ DEL ACEITE <28 KV	0	2	1	1	1	0	
VALOR DE RST DEL ACEITE <20 MOH-Cm.	0	9	14	6	1	1	
ACIDEZ MAYOR O IGUAL A 0.15 MgKOH/g.	0	3	2	2	0	1	
INDICACIONES DE SECADO.	0	5	7	4	0	1	

INDICACIONES DE CAMBIO DE ACEITE.	0	9	12	6	1.	1	
INDICACIONES DE OTRO TIPO DE MTTO.*	1	2	0	4	1	0	

*PUEDEN SER: CAMBIAR EMPAQUES DE BOQUILLAS, DE TAPAS; REPARAR CAMBIADOR DE TAPS; ACTIVAR SISTEMA DE TIERRAS; CAMBIAR BOQUILLAS; CORREGIR FUGAS DE ACEITE; REPONER NIVELES DE ACEITE; ETC. LAS INDICACIONES DE CUALQUIER MANTENIMIENTO PREVENTIVO PUEDEN HABER SIDO HECHAS EN DIFERENTE FECHA PARA UN MISMO EQUIPO.

TABLA 7A). TRANSFORMADORES DE 13200 ó 13800 V. PRIMARIOS.

Problemas de bajo aislamiento, bajos valores del aceite y necesidades de mantenimiento preventivo mayor en transformadores de potencia, detectados durante servicios de mantenimiento predictivo o preventivo menor con pruebas de laboratorio.

RANGO DE POTENCIA EN KVA →	500	750	1000	1250	1500 a 2000	2250 a 3000	≥ 5000
TOTAL DE SERVICIOS OTORGADOS.	49	17	16	3	19	13	1
AISLAMIENTO EN RH <1500 MOH.	4	0	5	0	0	0	0
AISLAMIENTO EN RHX <1500 MOH.	1	1	1	0	0	0	0
ÍNDICE POL. <1.15 EN RH	2	0	3	0	0	0	0
ÍNDICE POL. <1.15 EN RHX	2	0	1	0	0	0	0
VALOR DE RGZ DEL ACEITE <28 KV	3	0	4	1	0	0	0
VALOR DE RST DEL ACEITE <20 MOH-Cm.	4	1	0	0	0	0	0
ACIDEZ MAYOR O IGUAL A 0.15 MgKOH/g.	3	1	0	0	0	0	0
INDICACIONES DE SECADO.	1	0	0	0	0	0	0
INDICACIONES DE CAMBIO DE ACEITE.	4	1	0	0	0	0	0
INDICACIONES DE OTRO TIPO DE MTTO.*	1	0	0	2	1	3	0

TABLA 7B)..TRANSFORMADORES DE 33000 ó 34500 V. PRIMARIOS.

Problemas de bajo aislamiento, bajos valores del aceite y necesidades de mantenimiento preventivo mayor en transformadores de potencia, detectados durante servicios de mantenimiento predictivo o preventivo menor con pruebas de laboratorio.

RANGO DE POTENCIA EN KVA →	500	750	1000	1250	1500 a 2000	2250 a 3000	≥ 5000
TOTAL DE SERVICIOS OTORGADOS.	20	1	3	3	0	0	0
AISLAMIENTO EN RH <2500 MOH	13	1	2	2			
AISLAMIENTO EN RHX <2500 MOH	7	1	1	3			
ÍNDICE POL. <1.15 EN RH	5	0	1	3			
ÍNDICE POL. <1.15 EN RHX	6	1	0	3			
VALOR DE RGZ DEL ACEITE <28 KV	2	0	0	0			
VALOR DE RST DEL ACEITE <20 MOH-Cm.	3	1	1	2			
ACIDEZ MAYOR O IGUAL A 0.15 MgKOH/g.	1	1	1	0			
INDICACIONES DE SECADO.	4	0	0	0			
INDICACIONES DE CAMBIO DE ACEITE.	2	1	1	2			
INDICACIONES DE OTRO TIPO DE MTTQ.*	0	0	0	0			

TABLA 7C)..TRANSFORMADORES DE 115000 V. PRIMARIOS.

Problemas de bajo aislamiento, bajos valores del aceite y necesidades de mantenimiento preventivo mayor en transformadores de potencia, detectados durante servicios de mantenimiento predictivo o preventivo menor con pruebas de laboratorio.

RANGO DE POTENCIA EN KVA →	500	750	1000	1250	1500 a 2000	2250 a 3000	≥ 5000
TOTAL DE SERVICIOS OTORGADOS.	0	0	0	0	0	0	19
AISLAMIENTO EN RH <3500 MOH							6

AISLAMIENTO EN RHX <3500 MOH								1
AISLAMIENTO EN RX <2000 MOH								2
ÍNDICE DE POL. <1.15 EN RH								4
ÍNDICE DE POL. <1.15 EN RHX								2
ÍNDICE DE POL. <1.15 EN RX								0
VALOR DE RGZ DEL ACEITE <30 KV								2
VALOR DE RST DEL ACEITE <40 MOH-Cm.								1
ACIDEZ MAYOR O IGUAL A 0.15 MgKOH/g.								0
INDICACIONES DE SECADO.								3
INDICACIONES DE CAMBIO DE ACEITE.								0
INDICACIONES DE TRATAR EL ACEITE.								0
INDICACIONES DE OTRO TIPO DE MTTQ.*								0

*PUEDEN SER: CAMBIAR EMPAQUES DE BOQUILLAS, DE TAPAS; REPARAR CAMBIADOR DE TAPS; ACTIVAR SISTEMA DE TIERRAS; CAMBIAR BOQUILLAS; CORREGIR FUGAS DE ACEITE; REPONER NIVELES DE ACEITE; ETC. LAS INDICACIONES DE CUALQUIER MANTENIMIENTO PREVENTIVO PUEDEN HABER SIDO HECHAS EN DIFERENTE FECHA PARA UN MISMO EQUIPO.

CAPÍTULO 4

Pruebas de mantenimiento predictivo

4. Pruebas de mantenimiento predictivo

La serie de pruebas de campo que para el **mantenimiento predictivo** de los modernos transformadores se indican, en conjunto presentarán un panorama que nos darán a conocer el estado del equipo y representan un gran apoyo cuando se tiene que efectuar una toma de decisiones tendiente a la aplicación de un mantenimiento preventivo.

Un factor importante que forma parte de estos procedimientos es la interpretación de los resultados de prueba, esto tal vez sea el aspecto más difícil con que se topen los encargados de aplicar mantenimientos predictivos en los transformadores eléctricos. Para una adecuada interpretación de los resultados obtenidos en un servicio de laboratorio eléctrico sobre todo cuando se realizan pruebas de aislamiento, la experiencia de la persona o personas encargadas de su análisis es determinante. Cada prueba deberá ser analizada, en primera instancia, en forma individual y luego hacerlo como parte del conjunto de todas las que intervinieron o se realizaron para un mismo fin o que, de alguna manera, se relacionen con él. En cada sección relativa a la correspondiente prueba se tratará lo concerniente a parámetros útiles para la interpretación de resultados y en ocasiones haciéndose acompañar de datos estadísticos obtenidos de diversas fuentes. Existen algunos criterios sobre valores mínimos o máximos aceptables para que los equipos puedan continuar en operación, adoptar como responsable de un departamento encargado del mantenimiento a los transformadores, la política de esperar a que

los valores lleguen a un valor extremo permisible puede ser una medida peligrosa en virtud de que no podemos aceptar que el mantenimiento preventivo deba ser aplicado cuando las probabilidades de falla en el equipo sean muy altas pudiéndose exponer su vida en forma innecesaria. La recomendación que aquí se hará es la de ponderar adecuadamente los valores obtenidos con base en el conocimiento de los valores límite aceptables para operación pero a la vez teniendo en cuenta la tendencia de dichos valores con respecto al tiempo así como la experiencia de la persona o de terceras personas que puedan aportar su buen juicio para la decisión definitiva.

Nunca se debe perder de vista que así como existen valores extremos mínimos o máximos, según sea el caso, para continuar en operación, existen registros sobre valores óptimos que estos equipos pueden alcanzar cuando sus elementos aislantes se encuentran en buenas condiciones y es cuando estos valores se presentan cuando las probabilidades de que una falla ocurra son las más bajas posibles. **Lo deseable y lo adecuado en las políticas de mantenimiento debe ser el mantener al transformador en estos niveles donde las probabilidades de que falle sean bajas.**

Analizar la tendencia que se ha tenido en los valores de prueba a través del tiempo es, a criterio personal, el método de calificación de mayor validez. Para lograr este seguimiento deberá contarse con historiales debidamente conformados. Puede suceder que un equipo que durante varios años a presentado en forma estable un valor de prueba de aislamiento relativamente bajo se encuentre en un menor riesgo de falla que aquel que venía registrando valores óptimos y de un año para otro hayan decrecido significativamente pero a niveles aún dentro del rango **aceptable** para operación. Por otro lado, es deseable, poder llegar a tener un criterio de análisis basado en el conocimiento

pleno del alcance de cada prueba y no caer en el error de otorgar a los diversos métodos de prueba alcances que no tienen. Por ejemplo, por medio de pruebas de aislamiento no se podrá determinar si el aislamiento clasificado por el IEE como de segundo orden, (Ver Figura 4, página 29), está deteriorado y a punto de provocar una falla entre espiras. Una falla entre espiras de los devanados de alta tensión de un transformador es muy común, y aún después de la falla es difícil detectar una alteración en los valores del aislamiento del equipo, esto se podrá entender cuando se estudien las partes involucradas durante una prueba de aislamiento. Sin embargo, cuando se ha encontrado por medio de pruebas la presencia de humedad en los aislamientos de clasificación A ó C, o bien aceites en mal estado, es evidente que esos mismos contaminantes también puedan estar afectando al aislamiento de clasificación B que es donde se puede producir la falla.

Durante una sesión de mantenimiento predictivo son utilizados formatos adecuados para recabar toda la información relacionada a cada prueba. En la sección correspondiente a cada una de ellas se hará referencia, si consideramos que el caso lo requiere, al formato de campo que debe o puede ser utilizado.

4a. Pruebas al aislamiento

En el catálogo de pruebas recomendado para evaluar el estado de los aislamientos de un transformador e indicadas en la sección correspondiente a la **determinación de las necesidades de mantenimiento preventivo** del capítulo anterior, además de las pruebas al aceite aislante, se han indicado las siguientes:

- 1.- Prueba de resistencia del aislamiento a la c.d.

- 2.-Obtención de los índices de polarización del aislamiento.
- 3.- Prueba de factor de potencia del aislamiento.
- 4.- Factor de potencia de boquillas y pruebas de collar.

Las dos primeras se recomiendan para todo tipo de transformadores tanto de potencia como de distribución, y las dos últimas solamente para transformadores de potencia, lo cual no indica que no puedan ser implantadas para los anteriores. Esta diversificación obedece por un lado a parámetros económicos ya que al efectuar en transformadores de distribución las verificaciones de factor de potencia de aislamiento y boquillas encarecería el mantenimiento predictivo más allá de lo deseable, además, por el pequeño volumen de aislamiento de los transformadores de distribución, la prueba de resistencia del aislamiento con c.d. resulta altamente satisfactoria para la evaluación de sus aislamientos, además si ésta se auxilia con la obtención del índice de polarización al prolongarla hasta los 10 minutos, así como una buena serie de pruebas al aceite aislante, se logran bases suficientes para efectuar un adecuado diagnóstico.

El conjunto aislante es el principal elemento de protección del transformador y es también el elemento más vulnerable. Básicamente el cuidado de los aislamientos es el objetivo primordial de un buen programa de mantenimiento, ya se indicó a lo largo de este trabajo que son, el aceite aislante y los aislamientos de celulosa, los componentes que se deben cuidar para garantizar que un transformador esté siempre ubicado en una posición de baja posibilidad de falla. Los voltajes de operación de las partes energizadas del transformador estarán sometiendo siempre a los aislamientos a una presión eléctrica considerable, si estos se encuentran contaminados, sus propiedades y la oposición que ejercen a la presión eléctrica disminuyen, pudiendo provocar que la conducción entre partes a

diferente potencial se realice a través o sobre el material aislante contaminado, dando como resultado que el equipo falle. Se debe repetir aquí que no será posible determinar en qué momento un aislamiento contaminado cederá a la presión eléctrica de un voltaje aplicado, pero sí se puede indicar por medio de las diversas pruebas que las condiciones para soportar la tensión indicada no son ya satisfactorias y cualquier evento extraordinario en el sistema de suministro eléctrico como puede ser una oscilación de la tensión por switcheos en él o descargas atmosféricas locales o remotas pueden hacer que el aislamiento ceda y el equipo se queme.

Son las pruebas al aislamiento las que juegan un papel importante y primordial en la evaluación del estado de un transformador, por medio de ellas se determina si los aislamientos sólidos contienen cantidades de humedad peligrosas para su operación o si el aceite aislante está en posibilidades de provocar o está ya ocasionando la formación de lodos producidos por su oxidación, los que a su vez propiciarán la obstrucción de los conductos de la circulación del propio aceite útiles para el enfriamiento del equipo, esto, desencadenará el calentamiento excesivo y por lo tanto el deterioro de la celulosa y barnices aislantes. Además, el aceite puede ser contaminado con humedad de donde pasará también a los aislamientos sólidos llegando a afectar a todo el sistema aislante.

Una vez que por medio de pruebas de aislamiento se ha comprobado que el sistema aislante está siendo atacado por humedad, de inmediato deberá someterse al transformador a un mantenimiento preventivo para su secado, asimismo, puede ser detectado un aceite con tendencias a la acidificación o envejecimiento y ser determinada la influencia que sobre los valores del aislamiento en general está produciendo. Es aquí donde el mantenimiento predictivo está cumpliendo sus

propósitos y jugando un importante papel como apoyo para la toma de decisiones con respecto a la conveniencia o no de aplicar mantenimientos mucho más costosos pero que redundarán en un incremento de las probabilidades de vida útil de los transformadores.

Debe quedar muy claro el objeto de las pruebas a los sistemas aislantes; por medio de ellas podrá definirse en un alto porcentaje de casos si existen en él elementos que deterioran su poder dieléctrico y pongan en peligro de falla al transformador. Sin embargo, como ya se a indicado, no todas las fallas de estos aparatos obedecen a un deterioro o disminución del poder dieléctrico de los aislamientos como un proceso natural en ellos. En transformadores fallados por causa de esfuerzos extraordinarios provocados por cortocircuitos externos o descargas atmosféricas, se han practicado pruebas de aislamiento convencionales como FP y RACD así como pruebas al aceite aislante obteniéndose resultados muy satisfactorios y dentro de los rangos aceptados como adecuados para operación. Lo anterior obedece a que la falla del transformador corresponde a espiras de un mismo devanado en cortocircuito lo que no afecta para una evaluación general del aislamiento, este tipo de fallas solo podrán ser determinadas por medio de la prueba de relación de transformación o de corriente de excitación. Con esto queremos dar a entender que se debe tener un criterio de análisis basado en el pleno conocimiento de los alcances de cada una de las pruebas y no caer en el error de otorgarles un poder de definición que no tienen si se desean aplicar con una intención técnica equivocada.

4a.1 Prueba de resistencia del aislamiento a la c.d. (RACD).

Esta prueba tiene por objeto detectar la acción que elementos como la humedad u otros contaminantes, ejercen sobre los componentes del sistema aislante del transformador. Un aislamiento sano regularmente presenta una alta resistencia al establecimiento de corrientes de fuga o conducción a través de él o sobre su superficie al ser aplicado un potencial de c.d. Cuando estos componentes son atacados por humedad, lodos o productos de oxidación del aceite, salinidad, polvo o productos químicos presentes en el ambiente y que se depositan sobre los aislamientos externos, las corrientes de fuga se incrementan y se manifiestan como un bajo valor de resistencia del aislamiento o una disminución del valor original de la misma. Regularmente la humedad presente en el aislamiento de papel, el agua libre suspendida en el aceite aislante así como aceite deteriorado químicamente por acción térmica provocan un considerable bajo valor en el resultado de esta prueba. El monitoreo de los transformadores por medio de ella podrá establecer, llegado el momento, la necesidad de aplicar algún tipo de mantenimiento preventivo mayor como puede ser el secado de devanados, la sustitución o tratamiento de aceites en mal estado, el lavado de devanados, el desincrustado de boquillas, etc.

La prueba tiene bases muy simples y consiste esencialmente en la aplicación de la ley de Ohm. Al aplicar un potencial a la resistencia que representa el aislamiento como un elemento de circuito, se obtiene a través de él, una corriente que al ser captada con el equipo de prueba, éste realiza la analogía correspondiente y presenta en el instrumento el valor de resistencia que corresponde a la corriente captada y al voltaje aplicado. El valor de la prueba de Resistencia del Aislamiento a la C.D., (RACD), se expresa en millones de Ohms o Megohms

(MΩ). En el caso de un transformador eléctrico el comportamiento de la resistencia del aislamiento, para un mismo valor de contenido de humedad en % en el aislamiento así como igual calidad de éste, tiene un valor decreciente conforme la potencia de estos aparatos se incrementa. Lo anterior obedece a que la superficie y volumen de los aislamientos expuestos al potencial de prueba se incrementan también en forma considerable dando como resultado más volumen y superficie de fuga (efecto de resistencias en paralelo) y por ende el aparato probador registra un mayor flujo de corriente en equipos más grandes que en transformadores de baja denominación. Asimismo, el volumen del aislamiento se incrementa también con la capacidad teniéndose un efecto de corrientes de absorción dieléctrica mucho más notorio en transformadores de potencia que en transformadores de distribución.

Los procedimientos de prueba más comunes para obtener valores de resistencia a la c.d. de un aislamiento son:

- A.- Aplicación del potencial de prueba en tiempo corto, regularmente un minuto.
- B.- Aplicación del potencial de prueba en forma escalonada, iniciando con 500 vcd y continuando con incrementos de 500 v. hasta llegar a los 2500 o 5000 vcd. (Este método es muy útil para la investigación o confirmación de presencia de humedad en los devanados).
- C.- Aplicación de potencial de prueba por tiempo largo, regularmente 10 minutos.

Cuando se trata del desarrollo de programas de mantenimiento predictivo a transformadores, el procedimiento más recomendado es el método de **tiempo largo**, el cual consiste en la aplicación de un potencial de c.d., cuyo valor dependerá del nivel de voltaje de operación de la parte bajo prueba. La aplicación se hace por

un tiempo de 10 minutos tomándose las lecturas de resistencia cada 15 segundos durante el primer minuto y posteriormente cada minuto para los 9 minutos restantes de la prueba. Al prolongar el tiempo hasta el minuto 10 se logra obtener el valor real de resistencia del aislamiento ya que se da tiempo para que las corrientes de absorción dieléctrica, de un valor alto en los primeros minutos de la prueba, disminuyan a un valor estable y poco significativo permitiendo que la corriente de fuga real se manifieste de una manera más clara. (Ver sección: Obtención de índices de polarización).

Se recomienda también el uso de conexiones de prueba donde intervenga la terminal de **guarda** del equipo de prueba, solo si no se cuenta con equipos de prueba con esta terminal deberán utilizarse conexiones donde no intervenga la **guarda**. Con el uso de la **guarda**, se logrará ser más específico en cuanto a la parte del transformador que se desea evaluar. Las mediciones de resistencia del aislamiento para un transformador de dos devanados, independientemente del número de fases que se tengan, se indican a continuación:

- a).- Medición de la resistencia de los aislamientos que se encuentran entre la **alta tensión y tierra** o tanque, (RH). Deberán ser guardadas las corrientes de fuga que retornan hacia tierra desde alta tensión pero utilizando como camino el aislamiento entre ésta y el devanado de baja tensión.
- b).- Medición de la resistencia de los aislamientos que se encuentran entre **alta tensión y baja tensión** (RHX). Deberán ser guardadas las fugas que retornan hacia tierra directamente por el aislamiento localizado entre **alta tensión y tierra**.

- c).- **Medición de la resistencia del aislamiento que se encuentra entre *baja tensión* y *tierra* o tanque, (RX).** Deberán ser guardadas las corrientes de fuga que retornan hacia tierra desde baja tensión pero utilizando como camino el aislamiento entre ésta y el devanado de alta tensión.

La Figura 13 muestra gráficamente el circuito que representa el aislamiento de un transformador, sus partes vivas así como la referencia de tierra. En esta figura, RH representa el aislamiento que sera medido en el caso (a), RHX el medido según el caso (b) y RX el medido de acuerdo al caso (c).

Un equipo de prueba con cable de **guarda**, generalmente consta de tres terminales: la terminal de potencial o **línea**, la terminal de retorno con medición o **baja tensión** y la terminal de retorno evitando la medición o **guarda**.

La Figura 14 muestra las conexiones que en cada uno de los casos mencionados se requieren. Las partes involucradas para cada una de las mediciones mostrada en la figura, son:

RH.- Resistencia del conjunto de aislamientos localizados entre alta tensión y tierra o tanque del transformador, los cuales son:

- a).- Superficie exterior e interior de boquillas de alta tensión.
- b).- Aceite aislante localizado entre alta tensión y tierra o el tanque.
- c).- Celulosa y aislamientos diversos localizados entre alta tensión y tierra o el tanque.

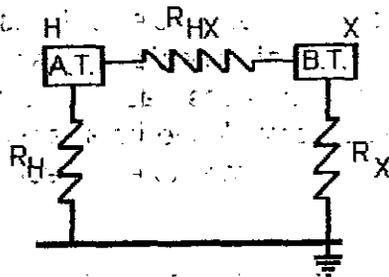


Figura 13.- Representación esquemática de los aislamientos de un transformador de dos devanados dentro de un circuito de c.d.

RHX. Resistencia de los aislamientos localizados entre alta tensión y baja tensión:

- a).- Aceite localizado entre alta tensión y baja tensión.
- b).- Celulosa y aislamientos diversos localizados entre alta tensión y baja tensión.

RX.- Resistencia de los aislamientos localizados entre baja tensión y tierra o tanque:

- a).- Superficie exterior e interior de boquillas de baja tensión.
- a) Aceite aislante interpuesto entre baja tensión y tierra o tanque.
- b) Celulosa y aislamientos diversos localizados entre baja tensión y tierra o tanque.

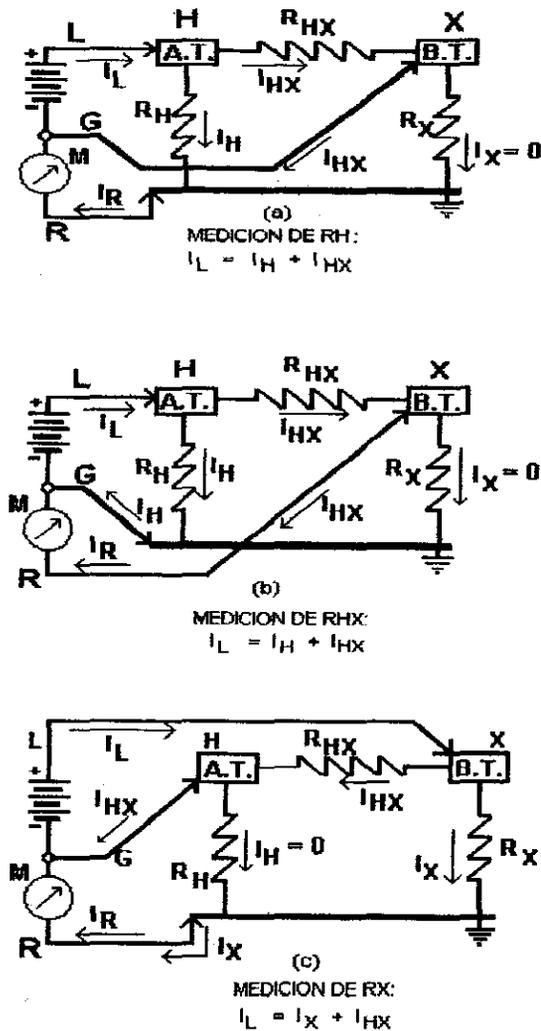


Figura 14.-Correcciones de prueba y comportamiento del circuito para las mediciones de RH, RHX y RX.

Para proceder a realizar la prueba de resistencia del aislamiento a la c.d. en un transformador se recomienda cumplir con los siguientes pasos:

1.- Definir el voltaje de prueba que será aplicado en el transformador. Lo anterior se hace con base en los voltajes de operación del equipo bajo prueba.

Cuadro guía de referencia para la adopción correcta del voltaje de prueba con aparatos a base de c.d.:

VOLTAJE DE OPERACIÓN	VOLTAJE DE PRUEBA
110 A 440 V	500 VCD
600 A 1000 V	1000 VCD
2400 V	2500 VCD
4160 V O MAS	2500 ó 5000 VCD

- 2.- Desenergizar el transformador que será probado (abrir interruptor o cuchillas de alta tensión, previamente deberá cortarse la carga que el transformador alimenta)
- 3.- Desconectar los cables que unen al transformador con su fuente de alimentación y con la carga.
- 4.- Limpiar la superficie de aislamientos exteriores tales como boquillas de porcelana o terminales tipo insertos.
- 5.- Poner en cortocircuito las salidas de alta tensión del transformador y hacer lo mismo con las de baja tensión (unir con un puente conductor)
- 6.- Realizar la conexión de prueba inicial que se desee, (se recomienda un orden RH, RHX o RX).

7.- Aplicar el potencial de prueba y tomar las lecturas indicadas por el medidor o instrumento de la siguiente forma:

- a).- Cada 15 segundos durante el primer minuto.
- b).- Cada minuto a partir del minuto 1 y hasta el minuto 10.

La Tabla 8 presenta de una forma condensada las conexiones y las partes medidas durante una prueba de RACD de un transformador de dos devanados y utilizando probador con terminal de **guarda**.

Además de las recomendaciones indicadas, durante una prueba de RACD deben considerarse los siguientes aspectos y anotarse en la hoja de control de prueba:

- 1.- La temperatura ambiente existente durante la prueba.
- 2.- La temperatura propia del transformador, tomándola directamente con un termómetro de contacto o tomar la indicada en los termómetros del aceite y de devanados propias del equipo.
- 3.- La temperatura de bulbo húmedo y obtener la humedad relativa del ambiente o medir dicha humedad directamente con un higrometro.

Si durante el desempeño de una prueba de aislamiento el valor de la humedad relativa es mayor del 70%, se recomienda no realizar la prueba para evitar que corrientes de fuga superficiales en el aislamiento exterior del transformador así como en el equipo de prueba puedan afectar los resultados. Sin embargo, si se desea realizar la prueba bajo condiciones extremas de humedad, ésta puede hacerse, colocando un anillo de guarda sobre las boquillas del transformador y proteger el equipo de prueba dentro de una cubierta para evitar al máximo que la

prueba pueda ser afectada; los resultados así obtenidos deben de tomarse con las reservas del caso.

Tabla 8

Conexiones de prueba de RACD para transformadores de dos devanados, utilizando probador con terminal de GUARDA.

PARTE MEDIDA	LÍNEA	RETORNO (TIERRA)	GUARDA
1.-Aislamiento entre alta tensión y tierra o tanque. (RH)	ALTA TENSIÓN	TIERRA o TANQUE	BAJA TENSIÓN
2.-Aislamiento entre alta tensión y baja tensión. (RHX)	ALTA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN	TIERRA o TANQUE
3.-Aislamiento entre baja tensión y tierra o tanque. (RX)	BAJA TENSIÓN	TIERRA o TANQUE	ALTA TENSIÓN

En la hoja de control de prueba de campo, se anotarán los datos del equipo que se está probando, la fecha de la prueba, etc. La Figura 16, mostrada más adelante, presenta una hoja convencional para el reporte de datos de la prueba de RACD, en ella se solicita toda la información requerida para una adecuada evaluación. Es frecuente que, por falta de profesionalismo del personal encargado de la ejecución de las pruebas en campo, no se recabe la suficiente información dando como resultado la pérdida de toda una sesión de trabajo de campo o entorpecer el seguimiento de los historiales del equipo.

Si durante una prueba de RACD se detecta un bajo valor de aislamiento esto puede deberse a las siguientes causas: 1)

envejecimiento del aceite contenido en él; 2) humedad de los aislamientos de celulosa de primer orden; 3) contaminación superficial de boquillas correspondientes al devanado donde se presenta el bajo aislamiento; 4) aceite húmedo o contaminado con compuestos químicos (solventes, diesel, resinas, etc.). Se debe estar seguro de la parte del sistema aislante que está produciendo el bajo valor de aislamiento para lo cual se tiene que efectuar una investigación que determine si existe la presencia de los siguientes hechos: Aceite ácido y con alto contenido de compuestos polares o todos productos de la oxidación, (esto puede determinarse por medio de una prueba de resistividad eléctrica al aceite); ambiente exterior salino, con altos índices de smog o altos contenidos de humedad, si esto está ocurriendo puede ser evaluado el nivel de aislamiento interno del transformador con la colocación de anillos de guarda sobre la superficie de las boquillas y conectarse a la terminal de guarda del equipo de prueba mientras se realiza una nueva prueba, cuando sea realizada una conexión o método de prueba extraordinaria se recomienda efectuar la correspondiente observación en la hoja de prueba.

La resistencia eléctrica de cualquier material varía con los cambios de temperatura. En un transformador estos cambios de temperatura obedecen a condiciones operativas y ambientales. El valor de resistencia medida durante una prueba de RACD estará de acuerdo con la temperatura que el aislamiento tenga mientras se esté probando. Si los valores obtenidos a una cierta temperatura de prueba se desean comparar con los valores obtenidos en una fecha diferente y a una diferente temperatura, ambos deben ser referidos a una temperatura base que generalmente es de 20°C para los transformadores y los aceites aislantes. Si por descuido se omite efectuar la medición de la temperatura durante una prueba de RACD los valores obtenidos

no tendrán mucha validez para poder ser integrados en los historiales del equipo. La Tabla 9 muestra los factores de corrección por temperatura para corregir valores a una temperatura base de 20°C.

El valor de temperatura del transformador solicitado por la forma para anotar los valores de prueba es el que más polémica suscita en cuanto a si el valor anotado es el correcto para poder considerarlo como el representativo del sistema aislante del transformador en el momento de la prueba. Normalmente el anotado en la forma de prueba es la temperatura correspondiente a la superficial en el exterior del transformador y si es tomado en el punto exterior más caliente del equipo (parte coincidente a la del máximo nivel del aceite aislante en el interior del transformador), se puede decir que a sido tomado correctamente. Sin embargo, siempre existirá un diferencial térmico, hasta hoy no definido claramente porque varía de un aparato a otro, entre este valor observado y el valor de temperatura real en el interior del sistema aislante.

Tabla 9

Tabla de factores de corrección por temperatura a 20°C para la prueba de RACD en transformadores inmersos en aceite.

TEMP. EN °C	FACT. Cr A 20°C	TEMP. EN °C	FACT. CR A 20°C
10	0.5	36	2.98
20	1.0	37	3.19
22	1.18	38	3.40
24	1.30	39	3.67
25	1.40	40	3.95

26	1.50	42	4.40
28	1.70	44	5.20
30	1.98	45	5.50
32	2.25	46	5.80
34	2.60	48	6.75
35	2.79	50	7.85

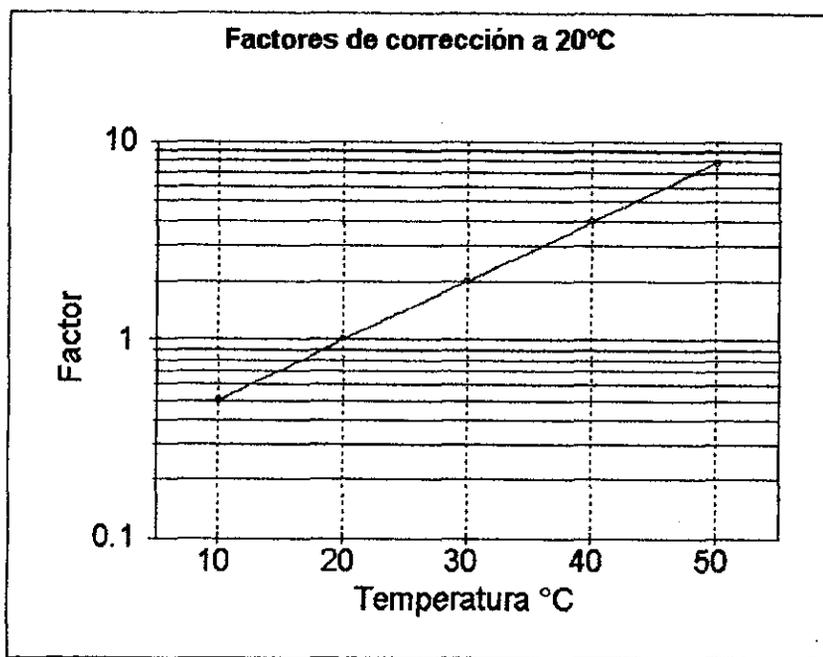


Figura 15.-Gráfica de los factores de corrección a 20°C para lecturas de RACD en transformadores y aceites aislantes

Independientemente del valor de temperatura al cual se toman las lecturas de aislamiento, se debe desarrollar un sentido de análisis de esos valores a la temperatura de prueba y poder tener, en el momento de conocerlos, una idea del estado del aislamiento, esto último ciertamente no será válido cuando el equipo en realidad presente una situación térmica totalmente fuera de lo normal.

Para transformadores en operación, el diferencial térmico está ubicado en un promedio que fluctúa entre 15 y 20°C, entre la temperatura exterior y la del punto más caliente en el interior de los devanados, pero para transformadores retirados de operación para fines de realizar la sesión de pruebas de mantenimiento este diferencial deberá estar alrededor de los 10°C o tal vez mucho menos, este diferencial existe durante la prueba en virtud de que el equilibrio térmico tarda horas en producirse plenamente por el gran volumen que representa el conjunto núcleo y devanados. Cuando se prueban transformadores que se encuentran almacenados o fuera de servicio por mucho tiempo, el valor de temperatura corresponderá normalmente a un valor muy cercano a la del medio ambiente.

Una de las formas de interpretar los resultados de esta prueba es la de recurrir a formulaciones que indiquen los valores **mínimos** aceptables de acuerdo con las características del equipo que se está probando.

Algunas de las formulaciones o reglas utilizadas frecuentemente para tal fin se exponen a continuación, ninguna de ellas podemos recomendarla aquí como la más apropiada, sin embargo, todas pueden servir para formar un criterio sobre el caso.

RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO A LA C.D. PARA TRANSFORMADORES

FECHA: _____

INSTALACIÓN: _____

LOCALIZACIÓN: _____

DATOS DEL TRANSFORMADOR: MARCA: _____, SERIE: _____

FASES: __VOLTS DE A.T.: _____, VOLTS DE B.T.: _____, KVA: _____

TEMPERATURAS: AMBIENTE: _____°C, TRANSF.: _____°C, %DE HUM.RELAT. AMB: _____

ALTA T. Vs TIERRA

ALTA T. Vs BAJA T.

BAJA T. Vs TIERRA

VCD: _____

VCD: _____

VCD: _____

MULTP: _____

MULTP: _____

MULTP: _____

t	Lectura	RH	T	Lectura	RH	t	Lectura	RX
15	_____	_____	15	_____	_____	15	_____	_____
30	_____	_____	30	_____	_____	30	_____	_____
45	_____	_____	45	_____	_____	45	_____	_____
1	_____	_____	1	_____	_____	1	_____	_____
2	_____	_____	2	_____	_____	2	_____	_____
3	_____	_____	3	_____	_____	3	_____	_____
4	_____	_____	4	_____	_____	4	_____	_____
5	_____	_____	5	_____	_____	5	_____	_____
6	_____	_____	6	_____	_____	6	_____	_____
7	_____	_____	7	_____	_____	7	_____	_____
8	_____	_____	8	_____	_____	8	_____	_____
9	_____	_____	9	_____	_____	9	_____	_____
10	_____	_____	10	_____	_____	10	_____	_____

SE UTILIZO GUARDA EN BOQUILLAS: SI NO

I.P. (RH): _____ I.P. (RHX): _____ I.P. (RX): _____

RH a 20°C _____ Moh RHX a 20°C _____ Moh RX a 20°C _____ Moh

FACT/TEMP. a 20°C: _____ EQUIPO DE PRUEBA USADO: _____

OBSERVACIONES: _____

PROBO: _____

Figura 16.- Formato para la anotación de los valores obtenidos en una prueba de RACD en transformadores.

El uso de formulaciones como guía para interpretar los resultados de esta prueba debe tomarse con las reservas del caso, siempre será más valioso usar un criterio de análisis basado en la opinión de analistas experimentados y en forma personal, la recomendación que se hace es la de aprender a utilizar el criterio de análisis comparativo o seguimiento de historiales, este método circunscribe a la vez mucha técnica con base en principios estadísticos que suelen resultar útiles.

La resistencia del aislamiento obtenida con una formulación puede estar relacionada con los niveles de voltaje, la capacidad y una contante aplicable al tipo de transformador por su forma de enfriamiento (Transformer Maintenance Institute), con dicha formulación se puede obtener el valor de resistencia del aislamiento a la c.d. mínimo aceptable para operación y para lecturas obtenidas a un minuto de prueba y a una temperatura de 20°C., se presentan aquí sólo los valores de la constante C para el uso de equipos de prueba con terminal de guarda:

$$R = \frac{C \times E}{\sqrt{KVA}}$$

Donde:

R Resistencia del aislamiento de un devanado contra tierra, con el otro devanado conectado a la guarda o entre devanados con el tanque conectado a la guarda.

E Rango de voltaje del devanado bajo prueba. (Fase a fase para conexiones delta y fase a neutro para conexiones en estrella)

KVA Rango de capacidad del devanado bajo prueba.

- C 1.6 para transformadores en aceite, a 20°C. Y 30 para transformadores tipo seco, llenos con compound o transformadores en aceite pero sin aceite (fuera de su tanque)

Como ejemplo de aplicación tomemos un transformador de 2500 kva, 34500 volts primarios y 2400 volts secundarios, con conexión delta-estrella; los valores mínimos recomendables como aceptables para que el equipo pueda seguir en operación serán los siguientes:

Valor de RACD para RH y RHX:	1104 MEGAOHMS
Valor de RACD para RX:	76.8 MEGAOHMS

Además de la anterior existen otras *recetas* que circulan en el medio como guías para la interpretación de los valores de aislamiento. En México, dentro de Comisión Federal de Electricidad (CFE), es muy común encontrar, para ser utilizados con este fin, los valores mostrados en la Tabla 10.

Debe tenerse cuidado cuando se carece de experiencia en la realización y evaluación de este tipo de pruebas en virtud de que un valor obtenido por medio de formulaciones, suele estar por abajo, en forma considerable, de los valores promedios que en el campo se pueden encontrar, pudiéndose emitir un juicio de suficiencia cuando en realidad los transformadores tienen un sistema aislante con alta contaminación o aceite aislante en estado avanzado de degradación físico-química. Con lo anterior queremos indicar que transformadores con valores de RACD muy superiores a los mínimos obtenidos por medio de formulaciones han resultado en realidad con una gran deficiencia en su sistema

aislante reflejada con respecto a valores obtenidos con los aislamientos en buen estado.

A continuación presentamos el caso de un transformador cuyo valor de RACD estaba dentro de los parámetros recomendados para continuar en operación confiable, sin embargo, al analizarse su aceite aislante se detectó que éste presentaba síntomas de envejecimiento por lo que se optó por someterlo a un mantenimiento preventivo mayor consistente de sustitución del aceite por aceite nuevo y lavado de devanados con aceite a presión leve, luego de lo cual los niveles del aislamiento arrojaron valores tendiendo a los óptimos para una confiable operación:

Datos del transformador y resultados de prueba:

Marca: GE; Serie:107832; Potencia:500 Kva; Voltaje:13200-440Y/254 Volts

Tabla 10		
Resultados de pruebas a transformadores (IMEBCSSA, 1989-90)		
Fecha del servicio	4/11/89	26/01/90
Temp. de la prueba	39°C	28°C
A).-V. de prueba RH	2500 vcd	2500 vcd
RH al minuto 1	2200 MΩ	>50000 MΩ
RH al minuto 10	3650 MΩ	>50000 MΩ
Índice de Polar. RH	1.65	NS
B).-V. de prueba RHX	2500 vcd	2500 vcd
RHX al minuto 1	5250 MΩ	50000 MΩ
RHX al minuto 10	10000 MΩ	50000 MΩ
Índice de Polar. RHX	1.9	NS
C).-V. de prueba RX	500 vcd	500 vcd
RX al minuto 1	10000 MΩ	10000 MΩ

RX al minuto 10	10000 M Ω	10000 M Ω
Índice de Polar. RX	NS	NS
D).-Rigidez Diel./aceite	29 Kv	30 Kv
Resistividad/aceite	17x10 ⁶ M Ω -cm	50x10 ⁶ M Ω -cm
No Neutralización	<0.15 mgKOH/g	<0.15 mgKOH/g
Colorimetría ASTM	5.0	0.50

Como ejemplo de diversidad en el comportamiento de los valores de la prueba RACD, de la Figura 17 a la Figura 26 se muestran gráficas de distribución de los valores en megaohms encontrados en los transformadores de potencia y distribución indicados (IMEBCSSA).

Estos valores corresponden a transformadores en operación o próximos a entrar en servicio (pruebas de puesta en servicio), ninguno de los valores pertenece a algún transformador dañado. Como puede observarse el rango de valores de aislamiento dentro del cual los equipos suelen encontrarse trabajando es amplio y regularmente alcanzan niveles muy superiores a los que por medio de una formulación se pueden determinar, es por esto, que debe tenerse en cuenta que si el valor se presenta en la franja cercana a los óptimos para operación, el **riesgo de falla** tendrá que ser más bajo, si esto puede lograrse aplicando métodos programados de mantenimiento, entonces no es deseable que un transformador este trabajando en valores de aislamiento bajos donde las probabilidades de que **una falla ocurra** son más altas.

En las figuras indicadas se presentan dos tipos de valores, uno corresponde a lecturas para la conexión de prueba RH y el otro se refiere a la conexión de prueba RHX. Puede observarse que en algunas de ellas la distribución de estos valores no son

semejantes, se puede notar que los gráficos RH tienen una mayor incidencia de valores en rangos bajos que los valores relativos a RHX. Este comportamiento lo arrojan aquellos transformadores que ya han estado algún tiempo en operación y es el indicio de una mayor afectación por la presencia de elementos como aceite con cierto grado de envejecimiento que altera primeramente a las partes involucradas en la conexión de prueba RH.

En el caso de transformadores nuevos y que en fábrica han tenido un tratamiento de secado adecuado y han sido llenados con aceite en buen estado, regularmente la ubicación de valores suele localizarse, tanto para RH, como para RHX, en el último rango (de 25×1000 a $>50 \times 1000$ megaohms).

Algunos de estos gráficos no son muy representativos en virtud del escaso valor de la muestra, sin embargo se presentan aquí para señalar todo tipo de valores que durante prácticas de campo suelen encontrarse.

En el caso de los gráficos de resistencia de aislamiento (RH y RHX) se puede observar que los valores obtenidos en los rangos de 25×1000 a $>50 \times 1000$ megaohms son los más comunes, lo que indica un buen estado de conservación del aceite y de las partes involucradas en la conexión de prueba. Sin embargo, se pueden encontrar valores en rangos inferiores, lo que puede ser indicio de un mayor envejecimiento del aceite o de una mayor afectación de las partes involucradas en la conexión de prueba.

En el caso de los gráficos de resistencia de aislamiento (RH y RHX) se puede observar que los valores obtenidos en los rangos de 25×1000 a $>50 \times 1000$ megaohms son los más comunes, lo que indica un buen estado de conservación del aceite y de las partes involucradas en la conexión de prueba. Sin embargo, se pueden encontrar valores en rangos inferiores, lo que puede ser indicio de un mayor envejecimiento del aceite o de una mayor afectación de las partes involucradas en la conexión de prueba.

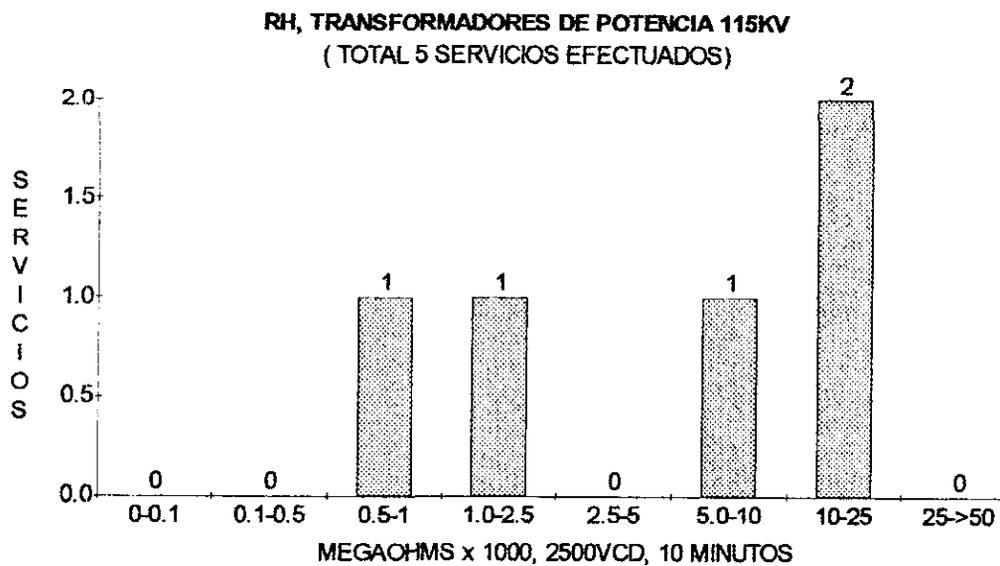


Figura 17.-Valores de RACD para la conexión RH, en transformadores de potencia de 115 kv primarios(rango térmico 20 a 32°C).

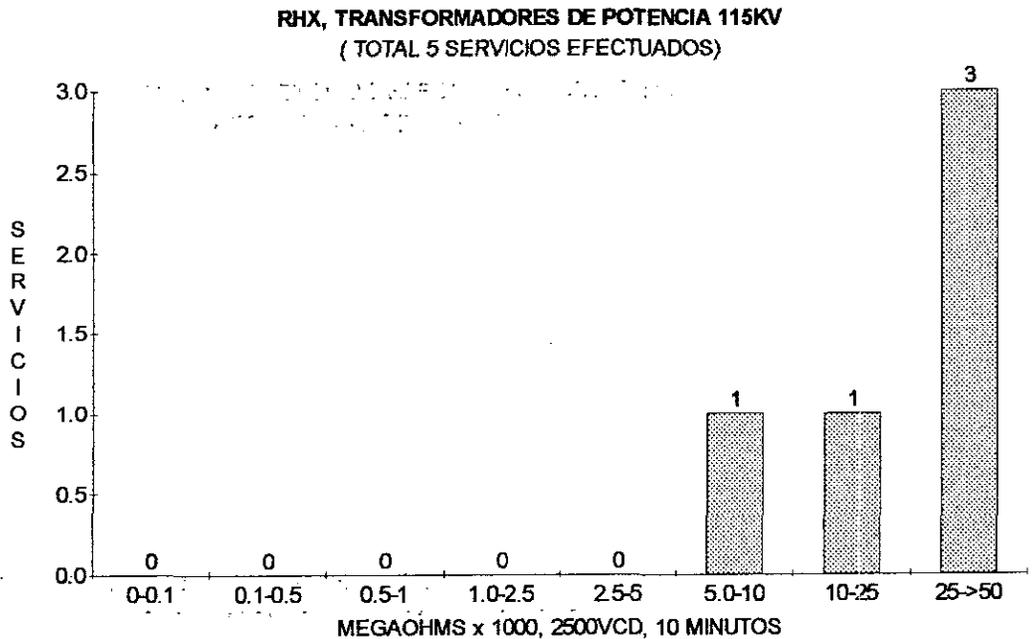


Figura 18.-Valores de RACD para la conexión RHX, en transformadores de potencia de 115 kv primarios (rango térmico 20-a 32°C).

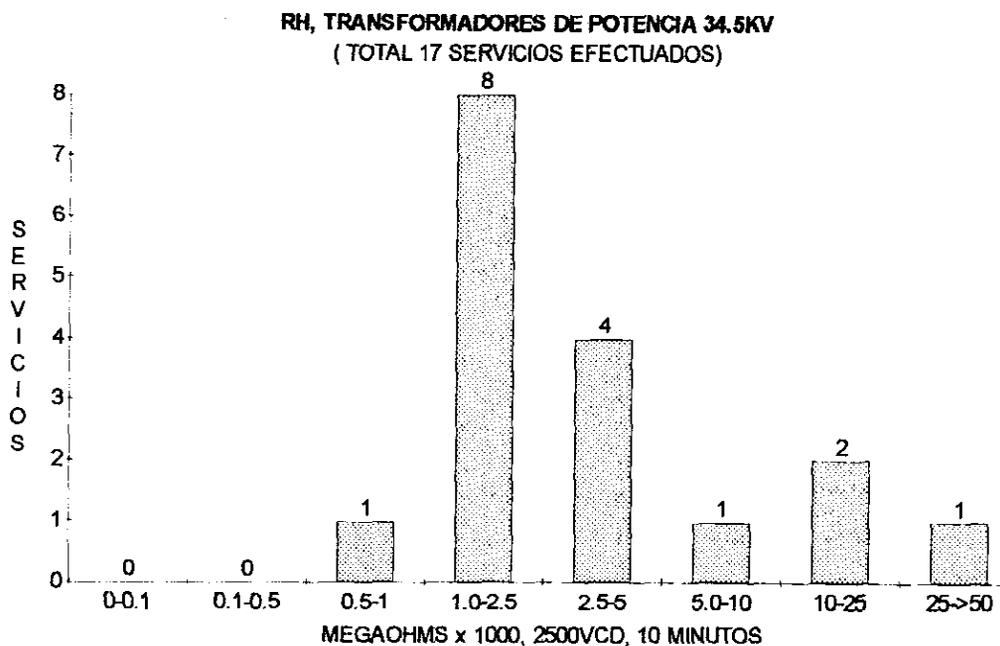


Figura 19.-Valores de RACD para la conexión RH, en transformadores de potencia de 34.5 kv primarios(rango térmico 25 a 45°C).

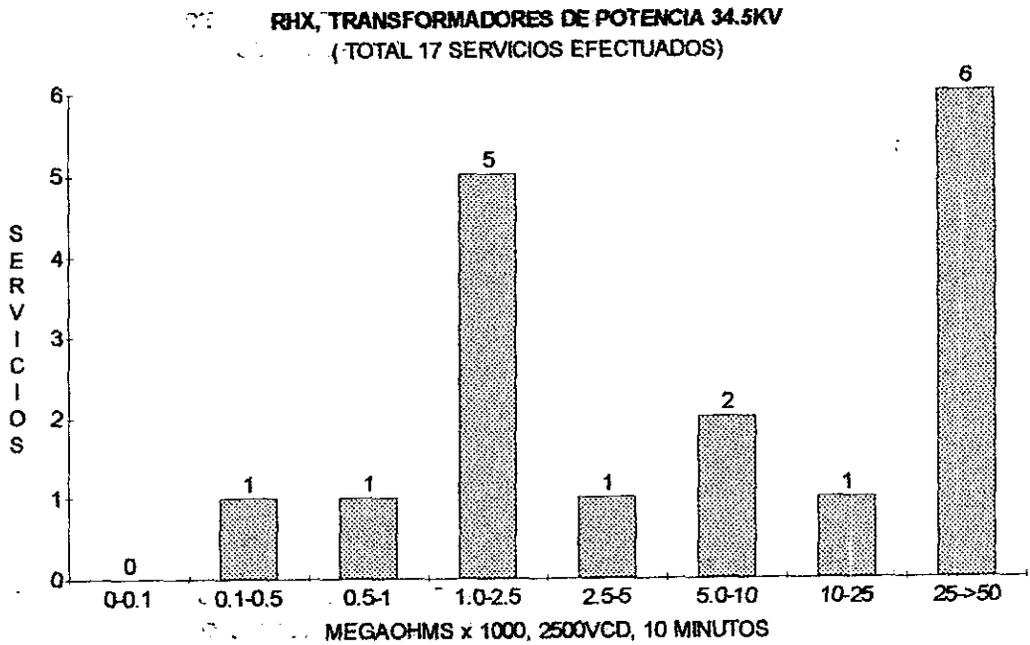


Figura 20.- Valores de RACD para la conexión RHX, en transformadores de potencia de 34.5 kv primarios (rango térmico 25 a 45°C).

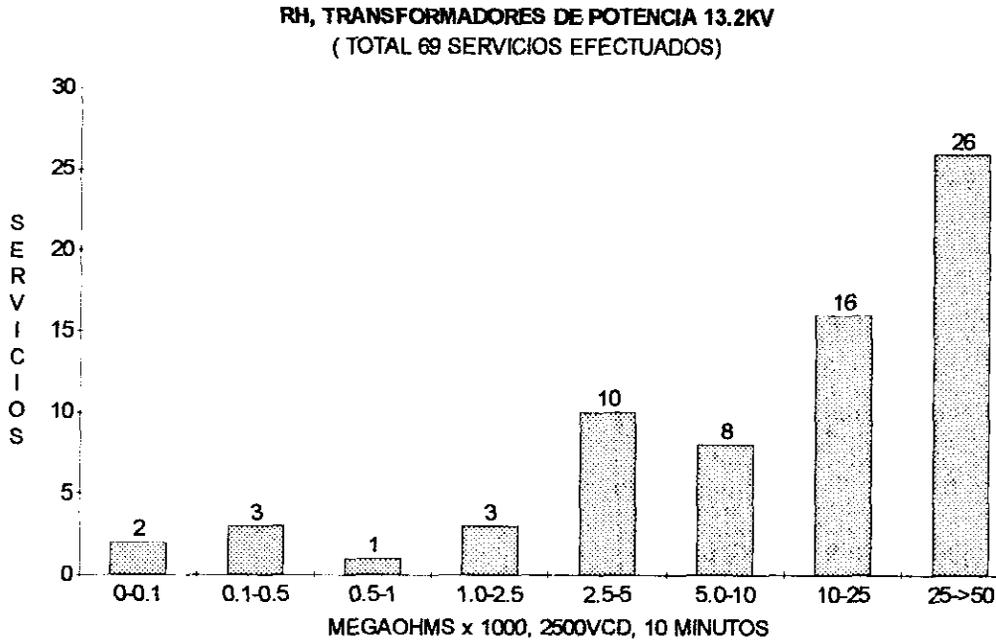


Figura 21.-Valores de RACD para la conexión RH, en transformadores de potencia de 13.2 kv primarios(rango térmico 17 a 56°c).

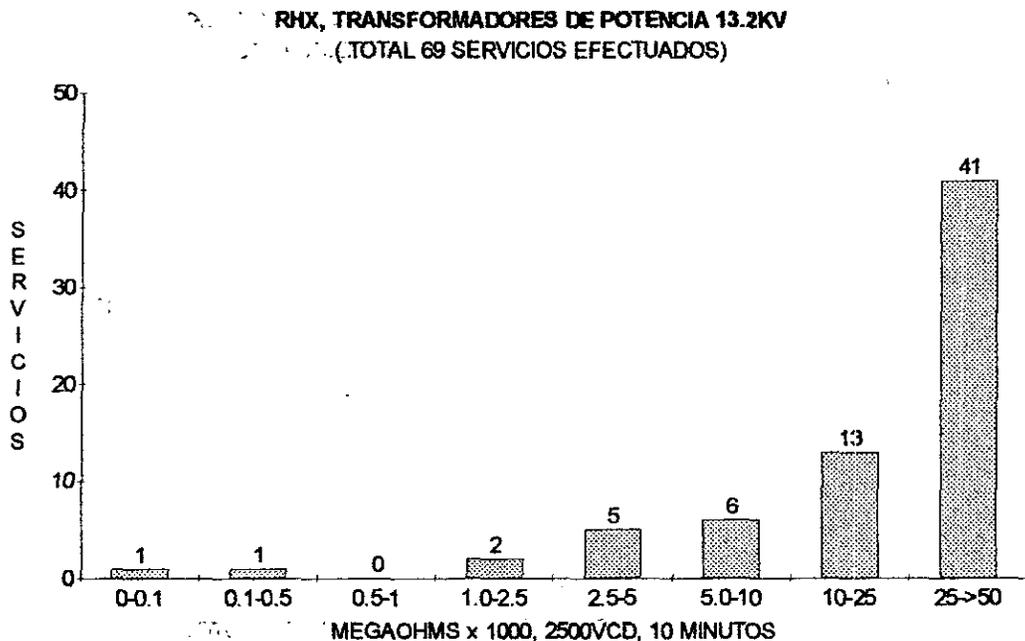


Figura 22.-Valores de RACD para la conexión RHX, en transformadores de potencia de 13.2 kv primarios(rango térmico 17 a 56°c).

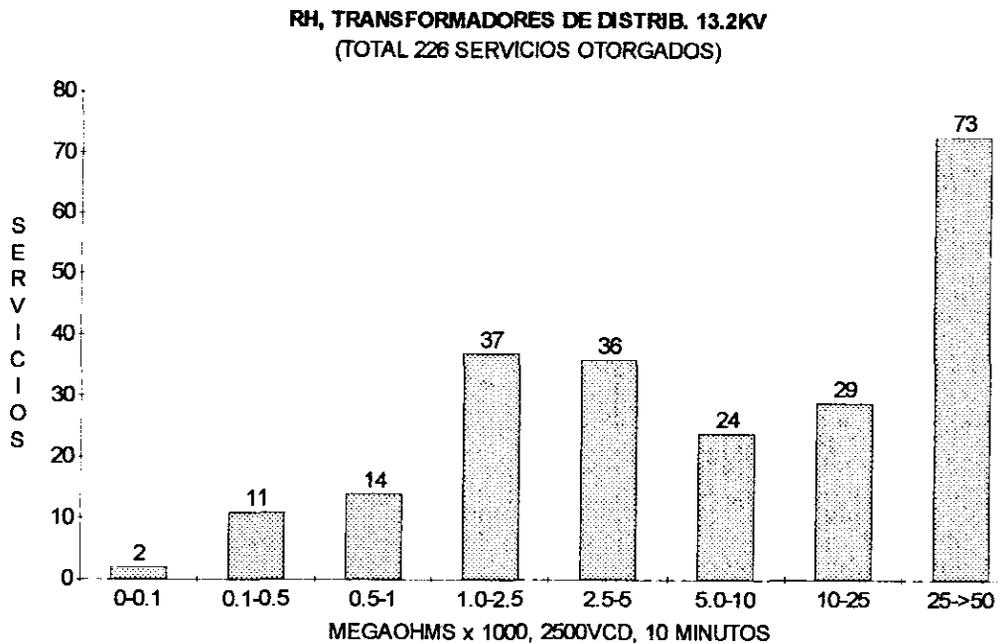


Figura 23.-Valores de RACD para la conexión RH, en transformadores de distribución de 13.2 kv primarios (rango térmico 19 a 66°C).

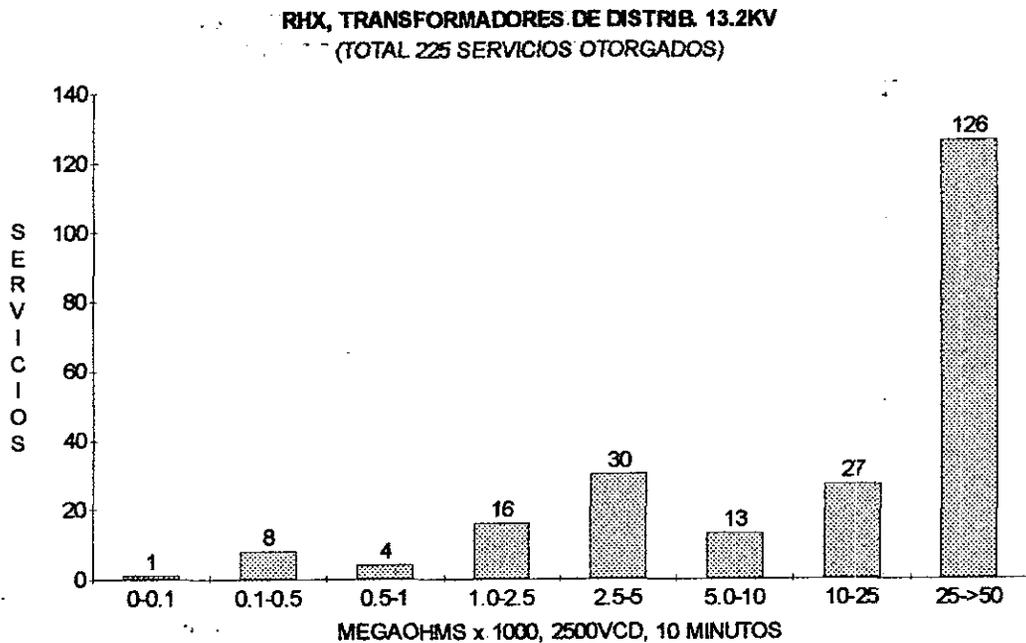


Figura 24.-Valores de RACD para la conexión RHX, en transformadores de distribución de 13.2 kv primarios (rango térmico 19 a 66°C).

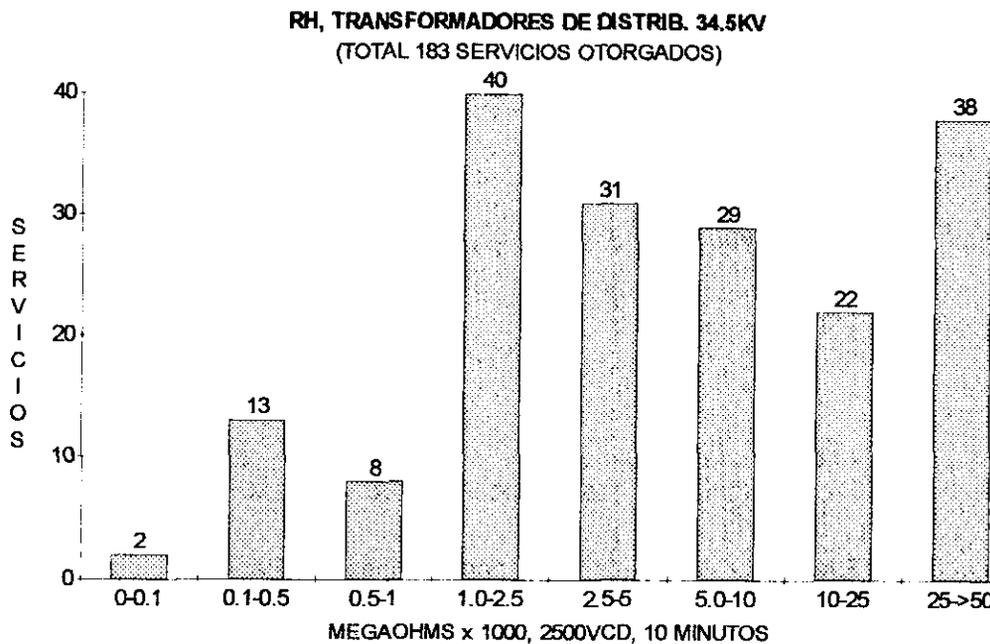


Figura 25.-Valores de RACD para la conexión RH, en transformadores de distribución de 34.5 kv primarios (rango térmico 19 a 60°C).

RHX, TRANSFORMADORES DE DISTRIB. 34.5KV
(TOTAL 183 SERVICIOS OTORGADOS)

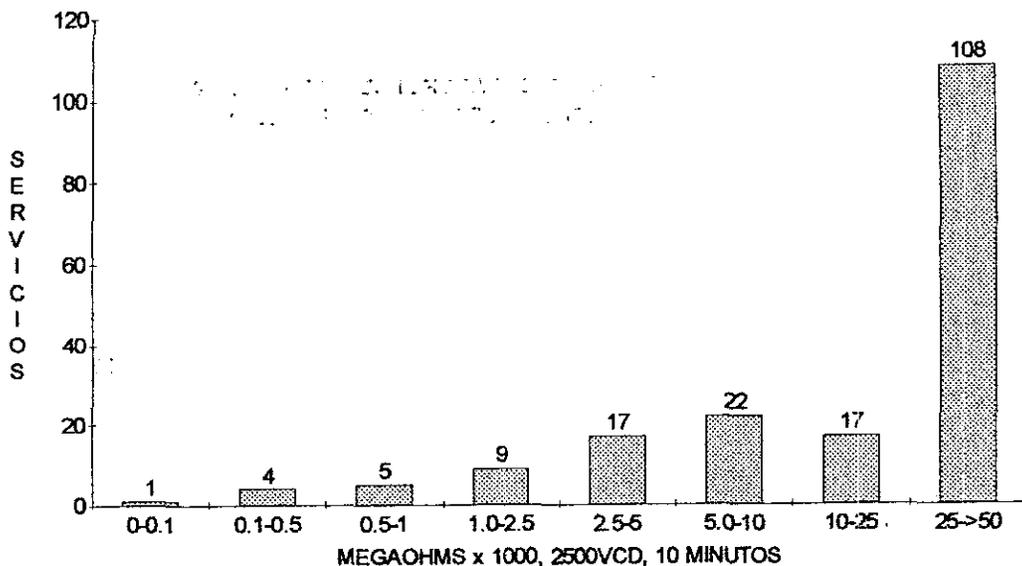


Figura 26.- Valores de RACD para la conexión RHX, en transformadores de distribución de 34.5 kv primarios (rango térmico 19 a 60°C).

Si efectuamos una práctica para determinar los valores **mínimos aceptables** para que un transformador continúe en operación, utilizando una formulación confiable y seria como la presentada por el Transformer Maintenance Institute, de Acron Ohio, USA, obtendremos los que se indican en la Tabla 11. Como ya lo hemos venido indicando, los valores así obtenidos no se deben tomar como una regla ni como una receta de cocina inequívoca para realizar una evaluación, sino que, tendrán que ser solo un

auxilio y será de primordial importancia la experiencia de las personas para efectuar el análisis definitivo.

Tabla 11

Práctica para obtener los valores de RACD para transformadores trifásicos en aceite, a 20°C y para lecturas a 1 minuto. (valores para práctica basados en las formulaciones propuestas por el TMI).

RANGO DE KVA	VALORES DE RACD MÍNIMOS PARA OPERACIÓN DE TRANSFORMADORES CON EL RANGO DE VOLTAJE INDICADO, (VALORES EN MEGAOHMS).			
NIVEL DE VOLTAJE→	2400	13200	34500	110000
45	573	3152	8238	---
75	443	2438	6374	---
112.5	362	1992	5207	---
150	313	1725	4509	---
300	221	1219	3187	---
500	171	944	2468	---
750	140	771	2016	---
1000	121	667	1745	---
2000	85	472	1234	---
5000	---	298	780	2489
6000	---	---	---	2272
10000	---	---	---	1760

NOTA.-EN ESTA PRÁCTICA, LOS VALORES EN LA PARTE SOMBREADA SON CONSIDERADOS, A CRITERIO PERSONAL DEL EXPONENTE, COMO FUERA DE LO RECOMENDABLE PARA TOMARSE COMO MÍNIMOS DE OPERACIÓN.

La Tabla 11 presenta valores para comparar lecturas tomadas a 1 minuto y a 20° c. Si se desean comparar lecturas tomadas a 10 minutos, la Tabla 12 muestra una práctica para obtener valores que pueden ser útiles para realizar ese análisis. El criterio con que dicha tabla se formuló es sencillo, se basa en el hecho de considerar que un índice de polarización mínimo aceptable sea de 1:15, esto dará la pauta para poder determinar un valor de aislamiento esperado al minuto 10, si tomamos como punto de partida los indicados en la Tabla 11, y recordamos que el I.P. es la relación entre las lecturas al minuto 10 entre las del minuto 1 para cada una de las conexiones de prueba. (ver secc. 4a.2)

Cuando se analizan valores de una prueba de RACD, suelen presentarse dudas al confundir un problema de bajo aislamiento por humedad con un problema de pérdida de propiedades del aceite aislante, lo que se refleja con valores muy bajos de esta prueba sobre todo en sus conexiones donde gran parte del aislamiento interpuesto es aceite como RH y RX. Este problema es muy común encontrarlo en cualquier tipo de transformador y regularmente se indican secados de devanados cuando la situación obedece exclusivamente a la merma de propiedades eléctricas del aceite, mas particularmente una baja en el valor de resistividad por el inicio de deterioros químicos que precipita la formación de iones en él.

Un caso como el descrito tiene un comportamiento muy particular ya que se presenta una lectura de RHX con un buen valor y las otras dos con valores francamente disminuidos. Es por esto que para evitar un error de diagnóstico un buen programa de mantenimiento predictivo debe contar con la elaboración de la prueba de resistividad eléctrica del aceite (ver mayores detalles en la secc. 4b), con la que se podrá definir plenamente si el origen del bajo aislamiento esta siendo provocado por el aceite.

Tabla 12

Práctica para obtener los valores de RACD para transformadores trifásicos en aceite, a 20°C y para lecturas a 10 minutos.

RANGO DE KVA	VALORES DE RACD MÍNIMOS PARA OPERACIÓN DE TRANSFORMADORES CON EL RANGO DE VOLTAJE INDICADO, (VALORES EN MEGAOHMS).			
	2400	13200	34500	110000
NIVEL DE VOLTAJE				
45	659	3624	9577	---
75	510	2803	7330	---
112.5	416	2290	5988	---
150	360	1983	5185	---
300	254	1401	3665	---
500	196	1085	2838	---
750	161	886	2318	---
1000	139	767	2006	---
2000	98	543	1419	---
5000	---	342	897	2862
6000	---	---	---	2613
10000	---	---	---	2024

NOTA.- EN ESTA PRÁCTICA, LOS VALORES EN LA PARTE SOMBREADA SON CONSIDERADOS, A CRITERIO PERSONAL DEL EXPONENTE, COMO FUERA DE LO RECOMENDABLE PARA TOMARSE COMO MÍNIMOS DE OPERACIÓN.

Tabla 13

Valores de RACD utilizados por C.F.E. para transformadores en aceite, a 20°C (tiempo no especificado), base: los kv de operación. valores mínimos en megohms.

KV ENTRE FASES	RACD Mínima
1.2	32
2.5	68
5.0	135
8.66	230
15.0	410
25.0	670
34.5	930
46.0	1240
92.0	2480
115.0	3100
138.0	3720
161.0	4350
196.0	5300
230.0	6200
287.0	7750
345.0	9300

A continuación ilustramos un caso donde se presentan las condiciones descritas en el párrafo anterior:

Datos del transformador (Archivos IMEBCSSA de CV, La Paz BCS Méx.):

Código: 412.01

Marca: F. Morse;

Serie: X2S-182;

Capacidad: 112.5 Kva

Voltaje: 13200-220Y/127 Volts

Resultados de pruebas antes y después de un mantenimiento preventivo:

Fecha de la prueba	21/11/92	23/12/92
Temp. de prueba	32	25
A).-V. de prueba RH	2500 vcd	2500 vcd
RH al minuto 10	2100 MΩ	50000 MΩ
Índice Polar. RH	1.19	NS
B).-V. de prueba RHX	2500 vcd	2500 vcd
RHX al minuto 10	20000 MΩ	50000 MΩ
Índice Polar. RHX	1.6	NS
C).-V. de prueba RX	500 vcd	500 vcd
RX al minuto 10	1040 MΩ	10000 MΩ
Índice Polar. RX	1.07	NS
D).-Pruebas de Aceite	1.07	NS
Rigidez Diel./aceite	34 kv	36.5 kv
Resistividad/aceite	10×10^6 MΩ-cm	50×10^6 MΩ-cm
No Neutralización	<0.15 mgKOH/g	<0.15 mgKOH/g
Colorimetría ASTM	1.5	0.50

El transformador mostrado en la referencia anterior se sometió inicialmente a un servicio de mantenimiento predictivo para poder definir su estado y así mismo establecer las necesidades de un eventual servicio de mantenimiento preventivo mayor, en este caso, las lecturas de las diversas pruebas indicaron que su sistema aislante sufría algún grado de afectación, la cual se debía por el mal estado del aceite aislante, razón por la cual se recomendó efectuar una sustitución del mismo y un lavado de los devanados con aceite nuevo en buen estado. Una vez realizados estos trabajos, los cuales fueron objeto de una adecuada programación, se realizaron una nueva serie de pruebas con los resultados indicados en la segunda fecha.

Como una guía útil para la interpretación de los resultados de la prueba de RACD en los transformadores inmersos en aceite, se establece aquí una teoría a la cual se denominó **Teoría del análisis de los perfiles**, la cual consiste en analizar el perfil que muestran al ser comparados entre si las tendencias y los valores de RH, RHX y RX cuando estos son trasladados a una referencia gráfica tal como lo muestran de la Figura 27 a la Figura 32. Dicha teoría es establecida a partir de experiencias personales y con base en el comportamiento de las pruebas efectuadas a más de 2500 transformadores de potencia y distribución inmersos en aceite, tanto monofásicos como trifásicos y en rangos de capacidades que fluctúan entre 30 kva y 20000 kva, y ante diversas situaciones que afectan a sus sistemas aislantes.

Podemos establecer que en la gran mayoría de los casos los valores de prueba de RACD presentarán, en un alto porcentaje de las veces, un comportamiento que se identificará con alguno de los seis casos que a continuación se describen y que conforman, con el auxilio de las figuras indicadas arriba, la **Teoría del análisis de los perfiles**.

Caso 1:**Comportamiento:**

Los valores obtenidos en las tres conexiones de prueba, RH, RHX y RX, se presentan en un nivel **alto** o con tendencia a permanecer cerca de la franja de **valores óptimos** para cada caso.

Significado:

Sistema aislante en buen estado, libre de elementos contaminantes en todos sus componentes. (Figura 27)

Caso 2:**Comportamiento:**

Los valores de prueba de la conexión RHX se presentan con tendencia a permanecer en niveles **elevados**, pero los valores de prueba de RH y RX tienden a ubicarse en la franja de **bajos**.

Significado:

Sistema aislante libre de humedad pero afectado por el envejecimiento del aceite aislante sin llegar aún a dañar el comportamiento de RHX. (Figura 28).

Caso 3:**Comportamiento:**

Valores de RH y RX con tendencia a mantenerse **altos** pero RHX con tendencia hacia valores **bajos**.

Significado:

Probable humedad afectando a los aislamientos sólidos (celulosa) interpuestos entre el devanado de alta tensión y el de baja tensión.(Figura 29).

Caso 4:**Comportamiento:**

Lecturas de RH, RHX Y RX dentro de la franja de valores considerados como **bajos** o con tendencia hacia ellos.

Significado:

Probable humedad afectando a todo el sistema aislante del transformador o probable aceite en muy mal estado produciendo lodos y productos de la oxidación (envejecimiento) que afectan a todo el conjunto aislante.(Figura 30).

Caso 5:**Comportamiento:**

Valores de RHX y RX con tendencia **alta** y valores de RH con tendencia **baja**.

Significado:

Probable boquillas de alta tensión con aislamiento dañado o deteriorado o bien probable humedad afectando zonas del devanado de alta tensión.(Figura 31).

Caso 6:**Comportamiento:**

Valores de RH y RHX dentro de la franja de valores **altos** pero RX con valores **bajos**.

Significado:

Probable boquillas de baja tensión con aislamiento dañado o deteriorado o bien probable humedad afectando zonas del devanado de baja tensión.(Figura 32).

Estos comportamientos, al ser presentados en forma de gráficas muestran los perfiles arrojados por estos comportamientos y señalan de una manera objetiva la ubicación de los diferentes valores con lo que se analizan fácilmente los resultados de una prueba de RACD.

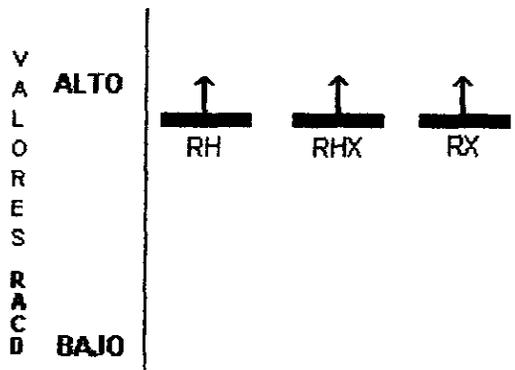


Figura 27.-Perfil del comportamiento mostrado en el caso 1

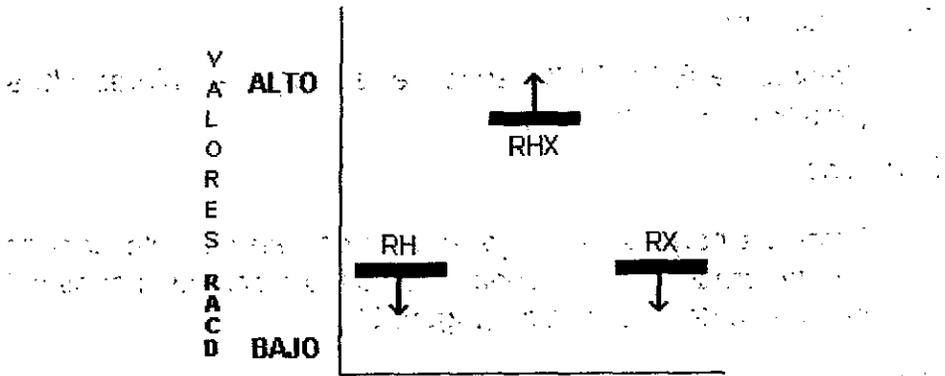


Figura 28.-Perfil del comportamiento mostrado en el caso 2

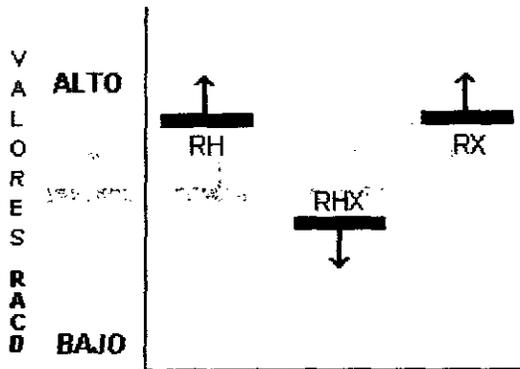


Figura 29.-Perfil del comportamiento mostrado en el caso 3

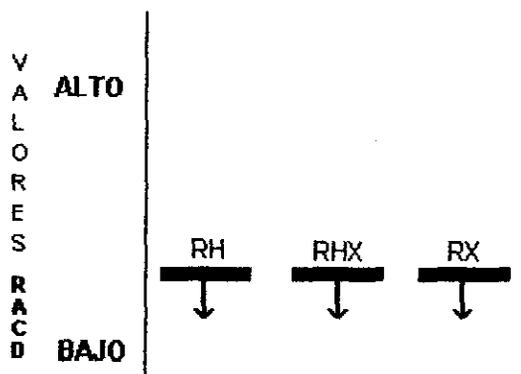


Figura 30.-Perfil del comportamiento mostrado en el caso 4

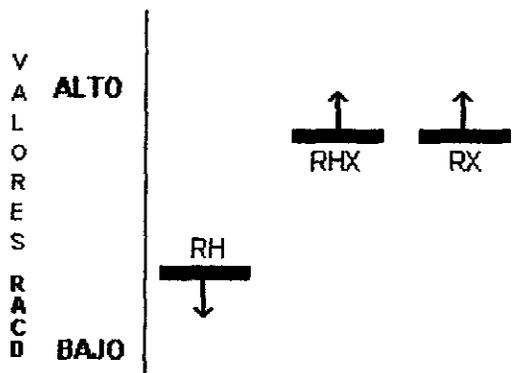


Figura 31 Perfil del comportamiento mostrado en el caso 5

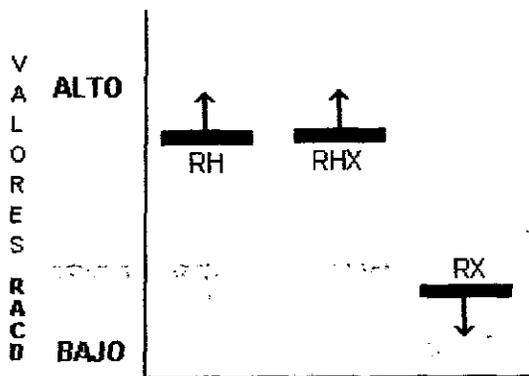


Figura 32.- Perfil del comportamiento mostrado en el caso 6.

4a.2.- Obtención de los índices de polarización (IP).

La corriente total I_t durante una prueba de RACD, cuando esta se realiza en un aislamiento sano y de cierto considerable volumen de material, es inicialmente alta para decrecer paulatinamente en aproximadamente 10 minutos o poco más a un valor próximo a cero. Esta corriente total es una resultante de la suma de varias corrientes que por diversas causas están presentes durante la prueba: Una corriente capacitiva I_c , una corriente de absorción I_a y una corriente de fuga o conducción I_f . La Figura muestra el comportamiento de estas corrientes con respecto al tiempo. I_c es alta durante los primeros instantes de la prueba pero rápidamente decrece a un valor cero, I_a es también de magnitud considerablemente alta durante los primeros minutos de la prueba y decrece paulatinamente hasta un valor cercano a cero en un tiempo aproximado de 10 minutos, finalmente I_f que es de un valor constante durante todo el tiempo.

La obtención del índice de polarización (IP) tiene por objeto establecer las magnitudes relativas de las corrientes de absorción dieléctrica con respecto a las corrientes de fuga que están presentes en un aislamiento durante una prueba de RACD con la finalidad de usar esta valoración para determinar la presencia de contaminación.

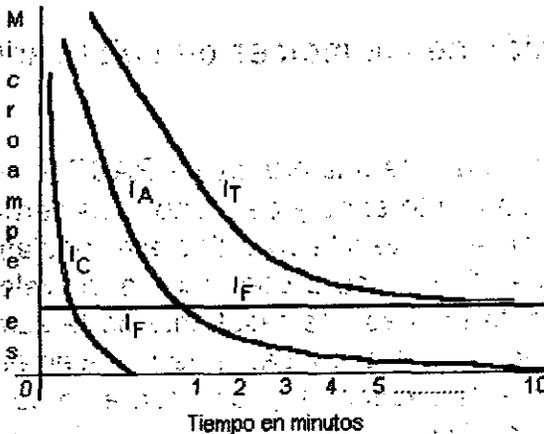


Figura 33.-Comportamiento de las corrientes presentes en el aislamiento de un transformador durante una prueba de RACD.

Cuando un aislamiento es afectado por humedad o algún otro agente contaminante, las componentes I_c e I_a , continúan de magnitud similar a la que originalmente tenían o no se incrementan en la misma proporción¹ ya que dependen en gran medida de aspectos geométricos y volumétricos del sistema aislante, pero la componente de fuga I_f se incrementa dependiendo del grado de contaminación que el aislamiento haya recibido. Cuando I_f es muy grande, I_a pierde presencia ante ella, esta presencia puede ser cuantificada en forma relativa con lo que se denomina **índice de polarización (IP)**.

¹En realidad estas corrientes dependerán también de la manera como se altere en el material aislante su constante dieléctrica en presencia de la humedad, sobre todo si ésta se encuentra uniformemente distribuida en todo su volumen.

El **IP** se obtiene dividiendo el valor de RACD obtenido al minuto 10 entre el obtenido al minuto 1 de la prueba. Si el valor encontrado es alto, mayor de 1.5, es indicio de que I_a tiene una buena presencia dentro de la composición de I_t y que por lo tanto I_f no deberá ser muy grande con respecto a I_a ; si el valor de **IP** es cercano o igual a 1.0, es indicio de que I_f tiene un valor grande con respecto a I_t y que ésta no tiene un valor significativo para aportar al valor de I_t . Si el valor de **IP** es menor a 1.0, el problema en el aislamiento debe considerarse grave ya que I_f además de ser grande, tiende a incrementarse con respecto al tiempo.

Los índices de polarización se obtienen para cada conexión de prueba de RACD, para esto, debe prolongarse la prueba en cada conexión hasta los 10 minutos y así permitir que I_a tienda a un valor estable cercano a cero. El valor de **IP** para cada caso se determina aplicando y resolviendo las siguientes ecuaciones sencillas:

1).- **IP** para la conexión de prueba RH:

$$IPRH = \frac{RH10}{RH1}$$

2).- **IP** para la conexión de prueba RHX:

$$IPRHX = \frac{RHX10}{RHX1}$$

3).- **IP** para la conexión de prueba RX:

$$IPRX = \frac{RX10}{RX1}$$

Donde:

IPRH: Es el índice de polarización para la conexión de prueba RH

IPRHX: Es el índice de polarización para la conexión de prueba RHX

IPRX: Es el índice de polarización para la conexión de prueba RX

RH10: Es la lectura de la prueba RH obtenida al minuto 10.

RH1: Es la lectura de la prueba RH obtenida al minuto 1.

RHX10: Es la lectura de la prueba RHX obtenida al minuto 10.

RHX1: Es la lectura de la prueba RHX obtenida al minuto 1.

RX10: Es la lectura de la prueba RX obtenida al minuto 10.

RX1: Es la lectura de la prueba RX obtenida al minuto 1.

La Tabla 14 muestra la clasificación para los valores de índices de polarización obtenidos por medio de las ecuaciones mostradas arriba. La Figura 16 muestra una forma que puede ser utilizada en campo para el registro de valores de prueba de RACD, en ella se puede ver la implantación un campo para indicar el valor de IP en cada una de las conexiones de prueba.

Se debe mencionar que cuando los valores de la RACD se presentan muy deteriorados este índice suele comportarse como si el aislamiento estuviera libre de contaminantes, en estos casos el criterio válido será solamente el arrojado por los valores de

RACD. Debe entenderse que el IP es un auxilio para la evaluación de la prueba de RACD, sin embargo, antes que el valor de IP, está el de la RACD; esto es, un buen índice ante bajos valores de aislamiento, no significará que éste esté libre de contaminantes, por otro lado, un buen valor de RACD con un índice malo indicará que existe alguna forma de contaminante que está afectando el comportamiento de las corrientes presentes en el aislamiento durante la prueba y deberá vigilarse la evolución de futuros valores de RACD, finalmente, un buen IP con buenos valores de RACD será indicio de aislamientos sanos.

Cuando, en la escala del aparato de prueba (Megger®), los valores de RACD tienden a estar dentro del último valor significativo y el infinito, el IP debe indicarse como **No Significativo (NS)**, ya que en realidad no es posible definir un valor finito para poder aplicar las formulaciones indicadas. Asimismo, es conveniente que el valor de RACD cuando se presente tendiendo a infinito, no se indique de esa manera sino simplemente como mayor al máximo valor significativo de la escala (>10000, >20000 ó >50000).

Tabla 14	
Clasificación de valores de índices de polarización.	
Índice de polarización(IP)	Clasificación
< 1.0	Peligroso
1.0 a 1.15	Malo
1.15 a 1.50	Dudoso
1.50 a 2.00	Regular
> 2.0	Bueno

El índice de polarización es una proporción entre la lectura del minuto 10 y la del minuto 1 por lo tanto no sufrirá variación al efectuar la corrección de las lecturas de RACD por temperatura.

Algunos valores de IP encontrados por el autor en evaluaciones de aislamiento realizadas en transformadores de distribución se presentan en los dos cuadros que se muestran a continuación y corresponden a valores de IP obtenidos en los transformadores para los cuales se muestra el valor de RACD que también fue obtenido en esa misma oportunidad.

IP encontrados en transformadores de distribución, de 30 a 450 kva en un total de 326 casos analizados:

	Conexión RH		Conexión RHX	
	Casos	%	Casos	%
< 1.0	1	0.3	0	-
1.0 a 1.11	29	8.89	18	5.52
1.12 a 1.15	16	4.9	5	1.53
1.16 a 1.25	35	10.73	23	7.05
1.26 a 1.50	83	25.46	48	14.73
1.51 a 2.0	65	19.93	41	12.57
> 2.0	35	10.73	35	10.73
NS	63	19.32	156	47.85

Este mismo análisis se realizó en una muestra de transformadores de potencia con los datos que a continuación se indican:

IP encontrados en transformadores de potencia, de 500 a 10000 kva en un total de 86 equipos analizados:

	Conexión RH		Conexión RHX		Conexión RX	
	Casos	%	Casos	%	Casos	%
< 1.0	1	1.16	1	1.16	2	2.32
1 a 1.11	8	9.30	10	11.62	21	24.41
1.12 a 1.15	1	1.16	0	-	1	1.16
1.16 a 1.25	7	8.13	3	3.48	5	5.81
1.26 a 1.50	26	30.23	10	11.62	8	9.30
1.51 a 2.0	16	18.60	10	11.62	2	2.32
> 2	13	15.11	13	15.11	8	9.30
NS	14	16.27	39	45.35	39	45.35

Las corrientes presentes en un aislamiento durante una aplicación de C.D, en lo que respecta a las corrientes de fuga I_f , pueden básicamente ser de dos tipos, una corriente superficial y una corriente de fuga volumétrica la cual corresponde a la que circula atravesando el aislamiento en todo punto donde el potencial se encuentra aplicado. Existe otra componente de la corriente total que se presenta sobretodo cuando el potencial de prueba excede cierto nivel, esta componente obedece a la aparición del efecto corona y no presenta un comportamiento estable, más bien, dicho el comportamiento es francamente irregular dependiendo en gran medida de las condiciones del medio circundante.

NS se indica cuando los valores de aislamiento en los que se basa la obtención del índice se han salido de la escala significativa del aparato de prueba. Puede observarse también que para la conexión de prueba RHX existe una mayor incidencia de indicaciones NS que para la conexión RH; esto es indicativo de que los aislamientos medidos por medio de esta última conexión así como por su disposición dentro del transformador son afectados con mayor frecuencia por agentes contaminantes sobre todo por aceites en mal estado de tal manera que los valores utilizados para evaluar el IP caen con más frecuencia dentro de las escalas significativas del aparato de prueba. Con lo anterior reafirmamos que en una gran mayoría de casos los valores de RACD son afectados principalmente por aceites en alguna fase de deterioro químico que impacta directamente a la resistividad eléctrica del mismo.

Como conclusión podemos indicar aquí que un índice de polarización esperado puede ser de 1.15 o mayor. Un índice así en combinación con valores de aislamiento por arriba de los mínimos recomendados, debe ser necesario para poder determinar no aplicar de momento algún mantenimiento preventivo para descontaminar el sistema aislante. Un índice menor de 1.1 combinado con valores de aislamiento con tendencia hacia la franja de valores bajos puede ser concluyente de presencia de humedad en los aislamientos y deberá programarse un secado de los mismos.

Independientemente de la magnitud de un valor de aislamiento no debe perderse de vista que lo mejor y más seguro es mantener a los transformadores con su sistema aislante en valores óptimos, de tal manera que la probabilidad de que una falla se presente en ellos sea la más baja posible.

4a.3.- Factor de potencia del aislamiento (FP).

El concepto de factor de potencia es del dominio de ingenieros y técnicos del área eléctrica, bajo esos mismos preceptos teóricos se ha diseñado la prueba de Factor de Potencia del Aislamiento (FP), la cual tiene por objeto, al igual que la prueba de RACD, detectar problemas de contaminación y deterioro de los aislamientos de los diversos equipos de potencia. Esta prueba tiene como base de análisis la respuesta del sistema aislante, comportándose como un elemento de circuito, en presencia de una tensión de corriente alterna.

Si se considera al sistema aislante como un elemento capacitivo puro y lo introducimos como un elemento de circuito en un circuito de corriente alterna, se tendría un comportamiento igual al de un capacitor. Pero el sistema aislante, al igual que un capacitor no ideal, tendrá siempre una componente resistiva, entonces, la respuesta eléctrica analizada por medio de los parámetros de potencia arrojará un comportamiento vectorial como lo muestra la Figura 34. Durante la prueba se obtiene un valor de **potencia aparente** en milivoltamperes y uno de **potencia real** en miliwatts. En esta figura, la componente de potencia activa o watts corresponde a las pérdidas en el sistema aislante, debidas principalmente a fugas por la presencia de elementos contaminantes en él. La componente reactiva representa el efecto puramente capacitivo del aislamiento. Si no existiera la componente activa el ángulo \emptyset sería de 90° y por lo tanto su factor de potencia ($\cos \emptyset$) sería 0. Esta condición en realidad es difícil conseguirla, pero la componente activa de aislamientos libres de contaminación o deterioro es muy pequeña, de tal manera que el ángulo \emptyset tiende a los 90° y entonces el FP de ese aislamiento será muy pequeño. Desde este punto de vista, el FP, cuando se utiliza como parámetro para

evaluar las condiciones de un aislamiento, adquiere una importante relevancia para el cuidado y mantenimiento de equipos eléctricos de potencia como es el caso de los transformadores.

La Figura 34 representa el circuito eléctrico equivalente del sistema aislante de un transformador de dos devanados introducido en un circuito de prueba de corriente alterna. En esta figura se aprecian las tres partes fundamentales del aislamiento de un transformador, donde RCH es el aislamiento entre alta tensión y tierra, RCHX el aislamiento entre alta tensión y baja tensión, y RCX el aislamiento entre baja tensión y tierra. Utilizando un equipo de prueba de FP del aislamiento se pueden evaluar las condiciones de cada una de las partes indicadas midiendo la magnitud de la corriente aparente en cada caso, (ITH, ITHX e ITX), y midiendo también para cada caso la magnitud de la corriente activa del circuito (IRH, IRHX e IRX). El equipo de prueba al medir estas corrientes hace la analogía correspondiente y presenta en forma directa los valores de la potencia aparente y de la potencia activa a partir de las cuales se obtiene para cada conexión de prueba el FP en % usando la formulación siguiente:

$$\% \text{ FP} = \text{miliwatts} \times 100 \div \text{milivolts-amp.}$$

Donde:

- %FP: El factor de potencia del aislamiento en %.
- miliwatts (mWT): La potencia activa leída en el aparato.
- milivoltamp. (mVA): La potencia aparente del arreglo leída en el aparato.

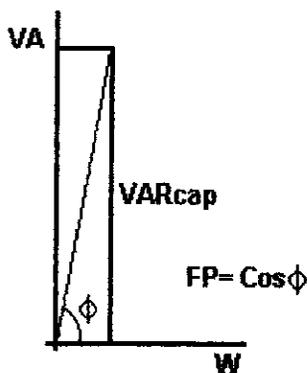


Figura 33.-Comportamiento de los parámetros de potencia presentes durante una prueba de FP del aislamiento.

Los circuitos de prueba para el aislamiento de un transformador cuando se utiliza un equipo probador Doble[®] tipo MEU-2500, se indican de la Figura 35 a la Figura 37. Este probador tiene un selector para lograr, sin modificar las conexiones en el equipo que se está probando, los circuitos de prueba señalados. Los cambios que pueden ser hechos con el selector son tres: GROUND, GUARD y Ungrounded Specimen Test (UST). La terminal de línea del probador está indicada como Terminal de alta tensión (TAT) y la terminal de retorno como Terminal de baja tensión (TBT). Existe también en el mercado, además de otros, un equipo similar Biddle[®] llamado Factor de Disipación, este equipo arroja un valor correspondiente a la tangente al ángulo entre la potencia aparente y la activa (la perpendicular a dicha tangente será la potencia aparente), a partir de ese valor podemos fácilmente encontrar el valor de FP si así se desea.

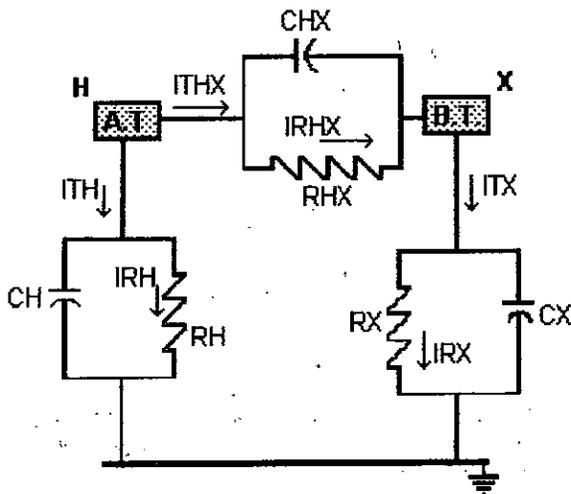


Figura 34.- Representación del circuito eléctrico equivalente de los aislamientos de un transformador dentro de un circuito de prueba de C.A.

La Tabla 15 muestra las conexiones requeridas para las pruebas de FP del aislamiento de un transformador de dos devanados y de la Figura 35 a la Figura 37, indican los circuitos eléctricos correspondientes a cada una de las conexiones adoptadas durante la prueba e indicadas en esta tabla.

El procedimiento para llevar a cabo una prueba de FP del aislamiento de un transformador es similar al utilizado durante la prueba de RACD, la preparación del transformador es la misma, las consideraciones adicionales como el tomar nota de las temperaturas y humedad es igual, la única diferencia es que con el probador de FP solo se tiene que lograr elevar el voltaje al potencial de prueba y proceder a tomar las lecturas en el medidor

de acuerdo con el manual de operación del aparato, sin necesidad de temporizar la prueba.

Tabla 15			
Conexiones para la prueba de Factor de Potencia del aislamiento en un transformador de dos devanados utilizando probador Doble® MEU-2500			
MEDICIÓN	SELECTOR	TERMINAL A.T.	TERMINAL B.T.
CRH, CRHX	GROUND	H	X
CRH	GUARD	H	X
CRHX	UST	H	X
CRX, CRHX	GROUND	X	H
CRX	GUARD	X	H
CRHX	UST	X	H

Al igual que en la prueba de RACD el valor de FP varía de acuerdo con la temperatura y deberá ser corregido a una temperatura base de referencia para fines de aplicar criterios comparativos en el análisis de las tendencias con respecto al tiempo durante la vida en operación del transformador. La compañía estadounidense DOBLE ING. Co proporciona valores de corrección por temperatura para diversos tipos de

transformadores, la Tabla 16 muestra dichos factores de corrección a 20°C.

Los valores de FP obtenidos durante una prueba podrán ser calificados de acuerdo con los rangos indicados en la Tabla 17. Es importante también efectuar un análisis de las tendencias que estos valores registran a través del tiempo para detectar sobre todo, incrementos súbitos que puedan indicar una acción peligrosa de la humedad o una degradación en los sistemas aislantes de celulosa, porcelanas o líquidos.

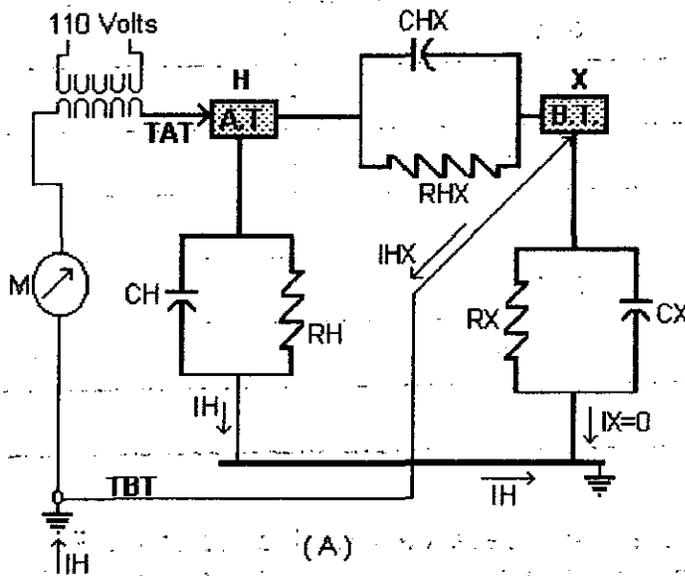


Figura 35.- Conexiones de prueba para evaluar el aislamiento utilizando un equipo MEU-2500 de Doble®, para la conexión de prueba GROUND.

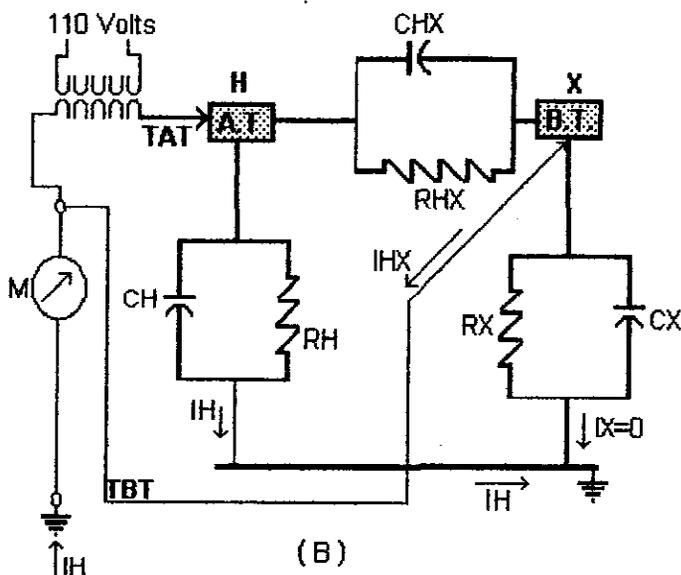
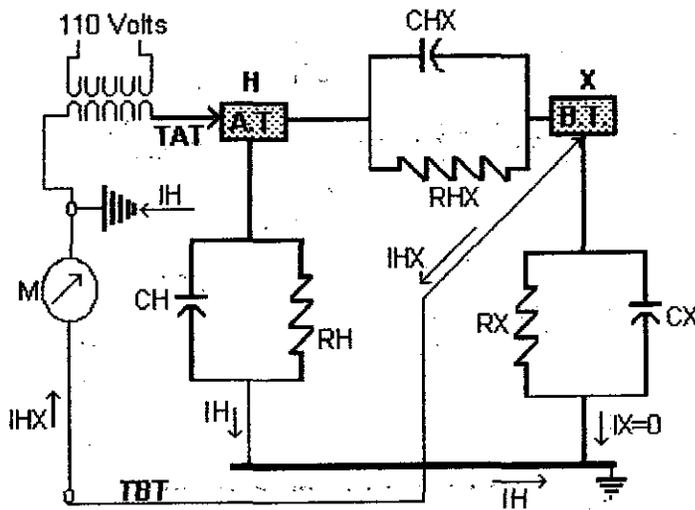


Figura 36.- Conexiones de prueba para evaluar el aislamiento utilizando un equipo MEU-2500 de Doble[®], para la conexión de prueba GUARD.

Para una evaluación más completa y satisfactoria de los valores de prueba de FP en transformadores así como otros equipos de potencia debe recurrirse a los manuales de referencias de la Doble[®], los cuales presentan estadísticos útiles para una adecuada toma de decisiones para la aplicación de actividades de mantenimiento preventivo.



(C)

Figura 37.-Conexiones de prueba para evaluar el aislamiento utilizando un equipo MEU-2500 de Doble®, para la conexión UST.

En esta prueba debe cuidarse también la aplicación del voltaje de prueba para evitar que sobrepase el nivel de voltaje nominal del equipo bajo prueba y no someterlo a excesiva tensión que pudiera dañar el aislamiento.

Tabla 16							
Factores de corrección por temperatura, a 20°C para algunos tipos de transformadores y aceites aislantes. (Doble®).							
ACEITE Y TRANSF. DE POTENCIA LLENOS DE ACEITE CON RESPIRACIÓN LIBRE.				TRANSF. DE POTENCIA HASTA 161 KV, SELLADOS, CON CÁMARA DE GAS Y TANQUE COMPENSADOR.			
TEMP. °C	FACTOR	TEMP. °C	FACTOR	TEMP. °C	FACTOR	TEMP. °C	FACTOR
15	1.2	36	0.49	15	1.11	36	0.70
16	1.16	37	0.47	16	1.09	37	0.69
17	1.12	38	0.45	17	1.07	38	0.67
18	1.08	39	0.44	18	1.05	39	0.66
19	1.04	40	0.42	19	1.02	40	0.65
20	1.0	41	0.40	20	1.0	41	0.63
21	0.96	42	0.38	21	0.98	42	0.62
22	0.91	43	0.37	22	0.96	43	0.60
23	0.87	44	0.36	23	0.94	44	0.59
24	0.83	45	0.34	24	0.92	45	0.57
25	0.79	46	0.33	25	0.90	46	0.56
26	0.76	47	0.31	26	0.88	47	0.55
27	0.73	48	0.30	27	0.86	48	0.54
28	0.70	49	0.29	28	0.84	49	0.52
29	0.67	50	0.28	29	0.82	50	0.51
30	0.63	51	0.26	30	0.80	51	0.49
31	0.60	52	0.23	31	0.78	52	0.47
32	0.58	53	0.21	32	0.76	53	0.45
33	0.56	54	0.19	33	0.75	54	0.43
34	0.53	55	0.17	34	0.73	55	0.41
35	0.51			35	0.71		

Tabla 17

Valores limites de aceptación para la prueba de Factor de Potencia en transformadores y aceites aislantes.

APLICACIÓN	% DE FP A 20° C.
TRANSF. DE POTENCIA NUEVO	DE 0.0 A 0.51
TRANSF. DE POTENCIA EN OPERACIÓN.	DE 0.51 A 2.0
ACEITE AISLANTE NUEVO	DE 0.0 A 0.08
ACEITE AISLANTE EN OPERACIÓN	DE 0.08 A 2.5

4a.4.- Factor de potencia de boquillas y collar.

La verificación del estado del aislamiento de las boquillas o bushings de un transformador puede realizarse aplicando en ellas la prueba de FP o un análisis de las fugas superficiales de las mismas por medio de la prueba de **collar**. En boquillas tipo condensador pueden ser realizadas ambas evaluaciones, La prueba de FP se hace utilizando la salida del tap capacitivo de la boquilla y la de **collar** se efectúa, para cualquier tipo de boquilla, ciñendo el cuerpo de la misma a la altura del segundo faldón con un cordón conductor el cual servirá como conexión de prueba. La conexiones para ambas pruebas se muestran en la Tabla 18 para un probador de FP Doble[®] tipo MEU-2500.

Para la prueba de FP, la terminal de línea TAT, del probador se conecta al conductor de la boquilla y la terminal de retorno, TBT, a la salida del tap capacitivo, la posición del selector del equipo de prueba debe ser UST. En caso de que se opte por energizar directamente el tap capacitivo, debe tenerse cuidado de aplicar un voltaje de prueba adecuado. (Ver manuales de referencia de Doble[®] para voltajes de prueba recomendados de acuerdo al tipo y marca de la boquilla).

Para la prueba de **collar**, la terminal de línea TAT, se conecta al collar conductor que ciñe la boquilla, la terminal de retorno TBT se conecta al conductor de la boquilla. Si se desean medir las pérdidas totales en la boquilla el selector del probador debe estar en la posición GROUND; en la posición UST si solo se quieren medir las pérdidas del primer faldón o en la posición GUARD si se desean medir las pérdidas del resto de la boquilla hacia tierra.

La Figura 38 muestra la conexión para la prueba de FP de boquillas y la Figura 39 muestra las conexiones para la prueba de collar, la misma Tabla 17 muestra las conexiones de prueba así como la posición del switch selector para un equipo MEU-2500 de Doble® para las pruebas de **collar**, **factor de potencia** y/o **capacitancia**.

La **capacitancia** de la boquilla podrá ser obtenida leyéndola en el dial capacitivo del aparato de prueba, teniéndose cuidado del multiplicador correspondiente de acuerdo la posición de la escala de la lectura de mWT.

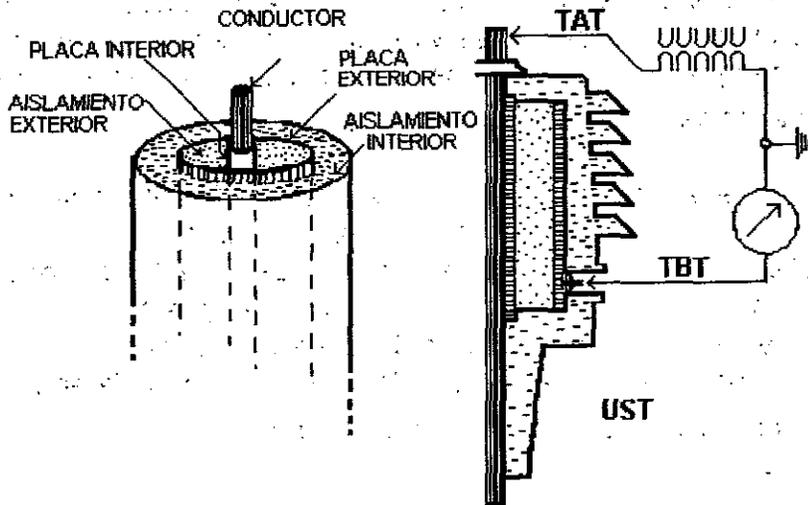


Figura 38.-Conexión de prueba de FP para una boquilla tipo condensador.

La prueba de FP de boquillas y **capacitancia** en una boquilla servirá para determinar si el capacitor que ésta representa a sufrido alguna alteración. Cualquier cambio en el dieléctrico interpuesto significará un cambio en el valor de FP o de la **capacitancia**.

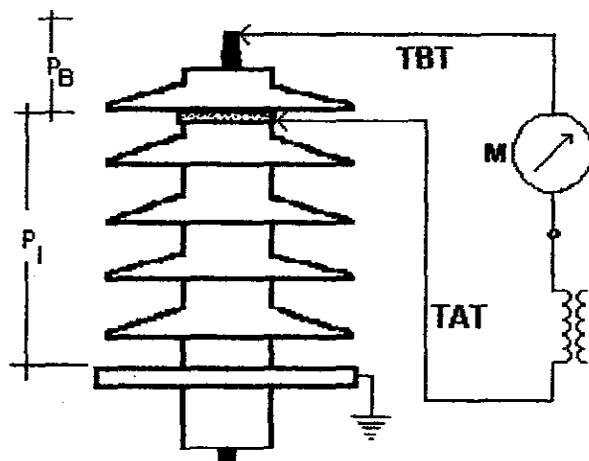


Figura 39.-Conexión de prueba de collar en una boquilla.

Algunos valores útiles y de uso generalizado para la calificación de los resultados de prueba de FP se muestran en la Tabla 18. Para mayor información y apoyo en la interpretación de los resultados deberá consultarse los manuales de referencia de Doble®.

Tabla18			
Conexiones de prueba para Factor de Potencia y Collar en boquillas.			
1.- FACTOR DE POTENCIA			
TERMINAL DE A.T.	TERMINAL DE B.T.	SELECTOR	MEDICIÓN DE:
Conductor	Tap capacitivo	UST	FP de la boquilla y/o capacitancia
2. COLLAR CALIENTE			
TERMINAL DE A.T.	TERMINAL DE B.T.	SELECTOR	MEDICIÓN DE:
Collar	Conductor	GROUND	Pérdidas totales
Collar	Conductor	GUARD	Pérdidas inferiores (Pi).
Collar	Conductor	UST	Pérdidas superiores (Pb).

La prueba de **collar** puede ser evaluada utilizando también un criterio de uso muy generalizado, sobre todo dentro de Comisión Federal de Electricidad, el cual se expone a continuación:

Se toma como base las perdidas en miliwatts obtenidos durante la prueba:

a).- Abajo de 8.0 miliwatts

Bueno

- b).- Entre 9.0 y 18.0 miliwatts Investigar¹
- c).- Mayor de 18.0 miliwatts Retirar la unidad.

En cuanto a la interpretación de los resultados de una lectura de capacitancia la cual es consecuencia de la misma prueba de factor de potencia, el resultado obtenido debe ser comparado con el proporcionado por el fabricante para el tipo y modelo de la boquilla. Si una alteración es detectada es probable que el dieléctrico de la boquilla este contaminado o se haya escurrido al exterior.

Tabla 19	
Guía para la evaluación de resultados de las pruebas de Factor de Potencia de boquillas.	
KV de operación	% de Factor de Potencia
14.4	de 0.5 a 1.5
23.9	de 0.5 a 1.5
34.5	de 0.5 a 1.5
69	1.0
115	0.5

¹Investigar: sellos superiores de la boquilla, posible entrada de humedad, deterioro de la porcelana (estrellamiento o flameo)

4b.- Pruebas al aceite aislante.

Las pruebas de campo que se recomiendan aquí para el aceite aislante son sólo una parte del total de pruebas que pueden ser realizadas para analizar en forma plena las condiciones de un aceite. Sin embargo, las indicadas aquí son suficientes para determinar si el aceite utilizado en un transformador reúne las condiciones eléctricas, físicas y químicas que requiere para estar contenido en él. Las personas encargadas de realizar pruebas al aceite deben tener plena conciencia de que cada una de ellas, solo representa una pieza del rompecabezas, que una vez armado indicará el estado general de este líquido aislante. No es aconsejable basar un diagnóstico sobre el estado del aceite usando como apoyo el resultado de una única prueba aunque ésta se haya realizado de forma correcta y cuidadosa.

Las pruebas más comunes que pueden ser realizadas en el campo para definir el estado de un aceite aislante son:

- 1.- Rigidez Dieléctrica (KV), (ASTM-D-877)
- 2.- Resistividad Eléctrica (MW-Cm), (ASTM-D-1169)
- 3.- Factor de Potencia (%FP), (ASTM-D-924)
- 4.- Número de Neutralización (mg. KOH/g), (ASTM-D-974)
- 5.- Tensión Interfacial (Dinas/Cm.), (ASTM-D-971)
- 6.- Colorimetría ASTM, (ASTM-D-1500)
- 7.- Gravedad Específica, (ASTM-D-1298)
- 8.- Aspecto Visual y Sedimentos, (ASTM-D-1524, ASTM-D-1698)
- 9.- Obtención del índice de calidad del aceite.

Un aspecto de importancia en la realización de las pruebas de campo para un aceite aislante, sobre todo las eléctricas, es el cuidado que se tenga al realizar la toma de muestras, lo correcto en estos casos es poder efectuar el muestreo directamente del transformador al recipiente de prueba, este recipiente debe ser lavado con solvente dieléctrico y luego enjuagado con un poco de aceite del mismo que será probado. En caso de que el aceite tenga que ser transportado a un laboratorio para su prueba, se recomienda hacerlo en una botella especial para muestreo previamente esterilizada. Es muy frecuente que personas o encargados de mantenimiento con escasos conocimientos efectúen muestreos sin el cuidado necesario y en recipientes no apropiados proveyendo al laboratorio de una muestra poco significativa y que normalmente arrojará resultados que no son los representativos del aceite que se desea evaluar. Regularmente cuando el aceite se muestrea así, es contaminado al hacerlo o en el depósito usado para el transporte.

Las razones y necesidades para efectuar las pruebas a un aceite aislante fueron expuestas ampliamente en los primeros capítulos. En resumen, podemos indicar que la principal razón obedece a que se convierte en un elemento desestabilizador del conjunto aislante cuando es atacado por contaminantes como la humedad, así como por su propio proceso degenerativo dentro del transformador por efectos de la temperatura, oxígeno y otros compuestos.

Existen procesos para la recuperación del estado de un aceite aislante. Sin embargo, bajo ciertas condiciones, es preferible efectuar la sustitución de un aceite cuando su estado no es conveniente para asegurar la vida de un transformador. En transformadores de pequeño volumen de aceite (<2000 litros), es recomendable esta práctica. Para volúmenes mayores, deberá

ponderarse la aplicación de algún proceso de regeneración antes de decidirse por la sustitución. Cuando el problema de un aceite aislante es el envejecimiento lo mejor es proceder a cambiarlo por aceite nuevo. Debe recordarse que un aceite no tiene un tiempo definido para su proceso de degradación y que puede esto ocurrir en algunas horas, en unos cuantos meses o tener una duración de muchos años. Por esto mismo, se hace necesario practicar rutinariamente un adecuado servicio de laboratorio que nos pueda definir su estado, con lo que se logrará proteger al transformador que lo contiene.

4b.1 Rigidez dieléctrica (RDZ).

La prueba de rigidez dieléctrica (RGZ) es la medición del nivel de voltaje al cual ocurre la ruptura eléctrica del aceite al ser aplicado un potencial de c.a. bajo ciertas condiciones normalizadas de prueba.

Esta prueba es la de uso más común dentro de las indicadas para el aceite aislante, se a difundido ampliamente entre el personal dedicado al mantenimiento de los transformadores y se le a asignado una importancia que no tiene cuando se trata de conocer el estado general de un aceite aislante. Por sí sola, esta prueba podrá definir si existe, suspendido en la masa de aceite aislante que se esta probando, algún contaminante conductor como lo es el agua libre o pequeñísimas partículas de limaduras metálicas. Sin embargo, será incapaz de definir deterioros químicos sobre todo en etapas iniciales o intermedias del proceso de degeneración u oxidación, de hecho aceites con un avanzado grado de acidez e inclusive ya con alto contenido de lodos, frecuentemente opondrán una gran resistencia a la ruptura dieléctrica, de tal manera que, a las personas que desconocen las condiciones de trabajo así como la evolución y esencia del deterioro químico del aceite, les dará la impresión de que éste se encuentra en un excelente estado.

El procedimiento para la prueba consiste en extraer una muestra de aceite en el recipiente de prueba, teniendo la precaución de efectuar una limpieza previa en él y cuidando que al extraerse la muestra, el aceite no sea contaminado con elementos externos que puedan alterar el valor propio de la muestra. Antes de iniciar la aplicación del voltaje se permitirá que la muestra tenga un reposo razonable, de 2 a 3 minutos, para dar oportunidad a que

se liberen las burbujas que se forman al realizar el muestreo. Deben efectuarse de 3 a 5 muestreos y hacer la ruptura en cada uno, al final se procede a promediar el valor de ruptura de la serie para tener el valor que sea representativo del volumen de aceite que se está probando. Muestras con una desviación de más de 5 kv deberán ser rechazadas y evitar que formen parte del promedio indicado. Pueden ser efectuadas a cada muestreo más de una ruptura para estar seguro de su aportación al promedio general, debiendo permitir el correspondiente reposo entre una prueba y otra para evitar que turbulencias, productos del arqueo, afecten el nuevo resultado. Cuando se sospecha que la muestra fue contaminada por polvo, humedad de las manos del operario o algún otro elemento se tendrá que rechazar y no ser probada.

El recipiente de prueba contiene un par de electrodos de caras planas y paralelas. Un electrodo fijo y otro móvil, de tal manera que la separación entre ambos puede ser ajustada a la distancia de 2.5 mm que es la especificada para la prueba, para tal efecto, se utiliza un calibrador que se proporciona con el equipo de prueba.

Para esta prueba la aplicación del voltaje está indicado en incrementos continuos a partir de 0 y a una velocidad promedio de 3000 volts (3 kv) por segundo hasta que ocurra la ruptura. Existen equipos de prueba de operación manual y otros cuya operación es automática, en éstos, el valor de ruptura no es el indicado por la aguja del medidor al momento de observarse la descarga, sino que, es el que dicha aguja marque cuando haya detenido su carrera. El alcance de los aparatos de prueba de rigidez dieléctrica que suelen usarse en el campo varían en un rango que van desde 0 a 30 kv y hasta los 90 kv

El valor de rigidez dieléctrica promedio que normalmente se considera para aceites nuevos en buen estado es como mínimo

de 30 KV. Para aceites en operación el valor mínimo aceptable suele fijarse en 25 KV, sin embargo, existen diferentes criterios al respecto, el Transformer Maintenance Institute, Acron, Ohio, USA, reporta algunos de dichos criterios de acuerdo con autoridades diversas y con respecto a la valor mínimo aceptable:

20 kv según el criterio de Westinghouse (1977).

26 kv de acuerdo con General Electric(1979)

24 kv según Kemper (1979).

26 kv el IEE (1980).

30 kv de acuerdo con el IEC (1973).

Un deterioro de los niveles de ruptura o bajo valor de RGZ es raro encontrarlo en transformadores cuyo sistema de sello se a mantenido inalterable durante su operación y definitivamente casi imposible si el transformador se encuentra instalado dentro de un cubiculo protegido, siempre y cuando no haya existido humedad de origen (de fábrica) en el equipo. Rutinas de mantenimiento tendientes a detectar empaques en mal estado ayudarán significativamente a conservar adecuadamente los valores de RGZ.

Se han efectuado investigaciones tendientes a determinar la relación existente entre el contenido de agua libre en PPM dentro del volumen de aceite y el valor de su ruptura dieléctrica. La Figura 40 muestra una curva de amplia difusión en los diversos boletines y publicaciones alusivas, la cual establece dicha relación. Debe entenderse que estos valores pertenecen a aceites donde la ausencia de otros contaminantes a excepción del agua es total.

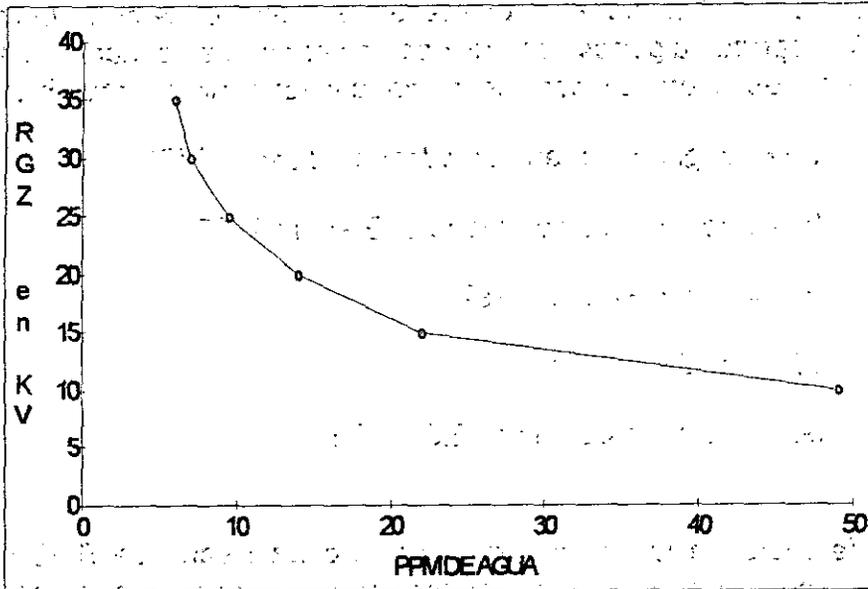


Figura 40.- Valores de RGZ con respecto al contenido de agua en PPM en el volumen de aceite

La Figura 41 muestra la distribución de valores de RGZ encontrados en los servicios de mantenimiento predictivo y registrados por el autor en transformadores de potencia. La Figura 42 muestra la misma información para transformadores de distribución.

Estos registros indican claramente la baja incidencia de valores de RGZ por abajo de los niveles no recomendados para operación en los transformadores, sin embargo, la incidencia de valores bajos de resistividad eléctrica en un aceite es mucho más alta, por lo que se debe insistir en poder establecer que los valores de prueba de RACD que muestren tendencias no

recomendables sean bien analizadas sus causas o el origen que las está provocando.

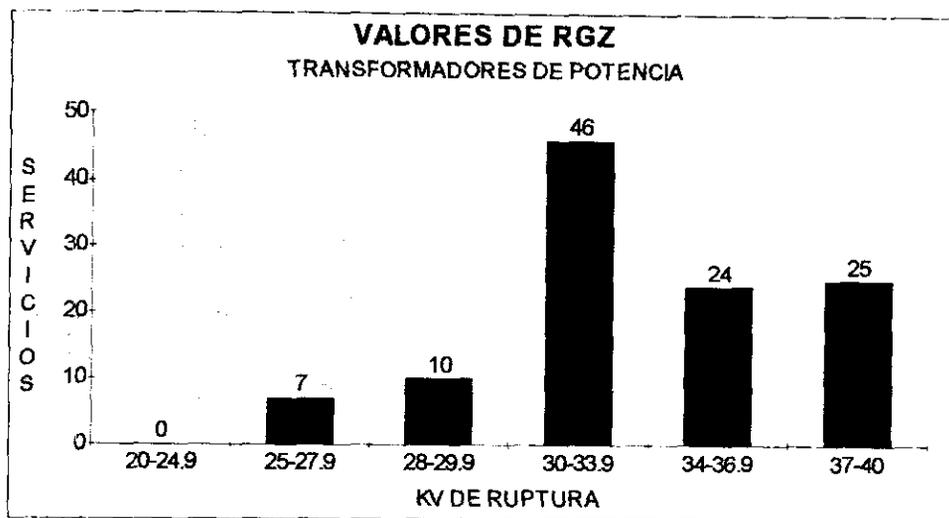


Figura 41.-Distribución de los valores de RGZ en 112 servicios de mantenimiento predictivo otorgados en transformadores de potencia en un rango de 500 a 10000 kva y voltajes primarios de operación de 13200 a 115000 v.(IMEBCSSA)

Lo anterior podemos verlo con mayor amplitud en la siguiente sección. La recomendación que aquí podemos hacer con respecto a la adopción de un valor determinado de RGZ como **aceptable para operación** es en forma definitiva que este **no debe ser inferior a 28 kv**, sin embargo, lo deseable es que los

aceites permanezcan siempre por arriba de los 30. kv para una operación confiable.

Figura 42.- RGZ

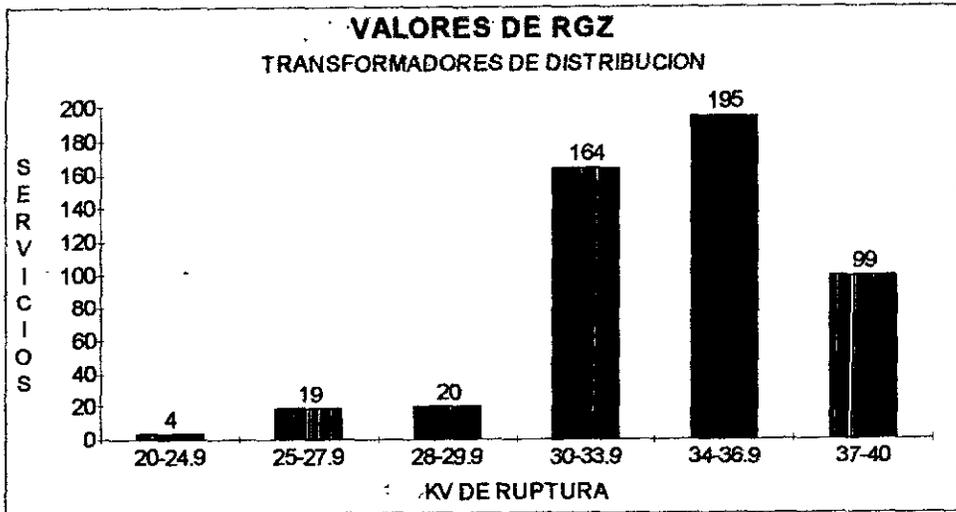


Figura 42.-Distribución de los valores de RGZ en 501 servicios de mantenimiento predictivo otorgados en transformadores de distribución en un rango de 10 a 499 kva y voltajes primarios de operación de 2400 a 34500 v. (IMEBCSSA).

Los valores de la gráfica de la Figura 40 podemos convertirlos a tabla dando aproximadamente los indicados en el siguiente cuadro:

Figura 43.- RGZ

KV	PPM de agua existente		KV	PPM de agua existente
35	6		20	14
30	7		16.5	20
25	9.5		15	22
24	10		13.2	30

4b.2.-Resistividad eléctrica (RST).

La resistividad eléctrica (RST) es la medida de las propiedades eléctricas o de la resistencia específica del aceite y la prueba mide la resistencia eléctrica a través de una porción de material de 1 cm^2 de superficie y de 1 cm. de longitud (cubo de $1 \times 1 \text{ cm.}$), la cual está expresada en Ohms-cm. En este caso las unidades usadas son Megaohms-cm ($\text{M}\Omega\text{-cm}$). Esta prueba indicará la concentración de iones libres y partículas polares (lodos) suspendidas en el volumen del aceite y en general advierte de la presencia de cualquier contaminante que afecte en forma volumétrica la propiedad aislante y propicie la conductividad eléctrica a través del aceite que se está probando.

El valor de la resistividad de un aceite aislante se ve seriamente afectado por su deterioro químico o envejecimiento. Otros factores que pueden afectar los valores de resistividad son la humedad y la presencia de elementos conductores disueltos o en solución dentro de la masa de aceite, como sales metálicas solubles, otros derivados del petróleo disueltos en el aceite, etc. Un bajo valor de resistividad de un aceite que se encuentra libre de humedad es un posible indicio de avance en el deterioro químico y seguramente será la primera manifestación de la presencia de lodos en suspensión en el aceite.

Para aceites nuevos, el valor de resistividad deberá ser como mínimo de $100 \times 10^6 \text{ M}\Omega\text{-cm}$ (International Electrotechnical Commission). El valor de resistividad mínimo para aceites en operación deberá ser de $50 \times 10^6 \text{ M}\Omega\text{-cm}$ valores menores provocarán, en algunos transformadores, una sensible reducción en las lecturas de pruebas de RACD, corriéndose el riesgo de confundir este comportamiento con problemas de contaminación

por humedad. Con base en lo anterior podemos recomendar que una prueba de RACD deberá estar siempre acompañada de una prueba de RST al aceite aislante para definir con certeza la verdadera esencia de los valores del aislamiento. Sistemas aislantes con valores de RST del aceite menores de $20 \text{ M}\Omega\text{-cm}$, deberán considerarse candidatos a la aplicación de algún tipo de mantenimiento para corregir este valor, ya sea por medio de procesos de purificación o sustitución del aceite.

Cuando los resultados de una prueba de RACD, en un transformador inmerso en aceite se presentan muy por abajo de los niveles recomendados, la causa puede ser un aceite cuyas propiedades eléctricas se encuentren disminuidas por la presencia de lodos en suspensión debido al avance de la acidez y oxidación o a contaminantes disueltos en él. Como se mencionó arriba, en la práctica se a podido comprobar que valores inferiores a $50 \times 10^6 \text{ M}\Omega\text{-cm}$, provocan una sensible baja de la RACD del conjunto aislante del transformador, esto lo podemos ver claramente en la Tablas 19 (IMEBCSSA), la cual presenta valores de RACD en transformadores donde la resistividad del aceite se presentó inferior a $12 \text{ M}\Omega\text{-cm}$ a causa de contaminación del propio aceite, por el inicio de acidificación o envejecimiento y valores de la misma prueba, luego de efectuar un mantenimiento preventivo mayor consistente de sustitución del aceite deteriorado y lavado de los devanados con aceite en buen estado. Ante valores bajos de RACD se corre el riesgo de recomendar procesos de secado de devanados de transformadores si estos no son enfrentados con valores de prueba de RST.

La prueba de RST al aceite consiste en la aplicación de un voltaje de CD a una muestra de aceite contenida en un recipiente de prueba con una celda dimensionada para el caso. El voltaje de prueba es de 2500 vcd, aplicándose durante un tiempo

mínimo de 1 minuto luego del cual se tomará la lectura. Para realizar esta prueba puede utilizarse la celda fabricada por Biddle® y un Megger® para 2500 vcd y 50,000 MΩ o más. El valor de resistividad se puede obtener también utilizando un Teraóhmetro como el Yew® tipo OE que utiliza potencial de prueba de 1000 vcd o algún otro equipo similar.

El procedimiento consiste en tomar cuidadosamente la muestra de aceite permitiéndole un reposo de 2 a 3 minutos antes de aplicar el potencial de c.d., la lectura se toma al minuto 1 y se repite el muestreo al menos por tres ocasiones obteniéndose el valor promedio de las lecturas. Debe tomarse la temperatura a la cual se realiza la prueba para poder referirla a una temperatura base en caso de que se desee efectuar un análisis de las tendencias o comparativo con valores de prueba de fechas anteriores o para ser integrados a un historial.

En muchos programas de mantenimiento, esta prueba a sido sustituida por la de FP del aceite, sin embargo la prueba de FP, sin restarle méritos de gran valor, resulta menos objetiva por los rangos donde se desenvuelven los valores. Además, un bajo valor de aislamiento durante una prueba de RACD no es fácil relacionarlo con problemas del aceite con el uso del FP. Por esto, es necesario comprobar la procedencia de un deteriorado nivel de RACD como ya lo hemos indicado en párrafos anteriores. Cuando el bajo valor de RST es una manifestación del avance del deterioro químico del aceite, la RGZ se comporta muy satisfactoriamente, de tal manera es esto, que en aceites con una avanzada acidez, la ruptura dieléctrica raramente decaerá por abajo de los 25 KV, existiendo casos en los cuales se produce incluso en valores muy elevados. La Tabla 20 muestra los valores de RGZ en casos reportados por IMEBCS donde fueron observados valores de RST por abajo de los 12 MΩ-cm y en

todos los casos los valores de número de neutralización resultaron iguales o superiores a 0.15 MgKOH/g.

Tabla 19									
Valores de RACD en transformadores de distribución antes y después de corregir el problema ocasionado por aceite aislante con deterioro por envejecimiento y evidenciado por la prueba de RST.									
EQUIPO	ANTES				DESPUÉS				
DATOS DEL TRANSFORMADOR	RST, MQ-cm ² 10 ⁶	RH10, MQ	RHX10, MQ	RHX, MQ	RST, MQ-cm ² 10 ⁶	RH10, MQ	RHX10, MQ	RHX10, MQ	RHX10, MQ
150KVA,34.5KV,CD IME 13.01	2.5	2000	2200	530	50	25000	25000	10000	
112.5KVA,33KV,CD IME 16.01	4.0	1900	4700	822	50	35000	50000	10000	
150KVA,34.5KV,CD IME 18.01	.30	350	270	27.2	50	2450	17500	10000	
400KVA,13.2KV,CD IME 92.01	6.2	2500	2800	520	50	13500	10000	1440	
225KVA,34.5KV,CD IME 180.01	14.0	1850	7200	10000	>50	50000	50000	10000	
300KVA,13.2KV,CD IME 167.01	4.0	1500	2300	1200	>50	35000	8200	10000	
200KVA,2.4KV,CD IME 318.01	1.4	376	355	800	>50	20000	4550	10000	
400KVA,13.2KV,CD IME 196.01	3.0	800	2450	640	>50	16000	50000	10000	
300KVA,34.5KV,CD IME 199.01	1.25	700	3700	384	>50	50000	24000	10000	
500KVA,13.2KV,CD IME 246.01	5.0	1200	2700	280	>50	17500	18000	10000	
500KVA,34.5KV,CD IME 264.01	6.6	1560	22000	3000	>50	50000	50000	10000	

Los valores de pruebas de RACD reportados en la tabla pertenecen a lecturas al minuto 10 de cada conexión de prueba indicada.

Una gran mayoría de los casos de baja RST esta relacionada con problemas de deterioro del aceite aislante ya sea leve o severo, podemos asegurar que un valor disminuido de esta prueba puede ser un indicio casi seguro de que se está iniciando dentro de un transformador un cambio químico en el aceite, sin embargo, no se debe perder de vista que casos de RST por abajo de los indicados, pueden estar siendo ocasionados por contaminación de otra índole o una combinación de varias causas. Esta prueba se manifestará baja también cuando el origen de la contaminación sea la mezcla del aceite con otros productos derivados del petróleo como diesel o solventes diversos.

Tabla 20

Ejemplo de algunos Valores de campo de RGZ para RST menores de 12 M Ω -cm y Número de Neutralización mayor o igual a 0.15 MgKOH/g (IMEBCS, SA de CV, La Paz BCS, Méx.)

RST	RGZ		RST	RGZ
2.0	25		1.2	34
4.6	25.8		0.50	34
1.7	30.8		2.5	35
0.06	30		0.75	33
0.17	29.5		3.3	30.8
1.19	32.3		2.0	26
2.3	28.5		0.14	33
3.9	28		1.27	32.5

12.5	25		1.2	25.7
10	29		1.3	29.5
0.72	31		1.3	28
0.62	27.7		0.50	34.8
0.35	39.4		2.5	25.3
2.45	35.7		0.73	33.4
1.2	34.2		2.5	32

La Tabla 21 muestra valores de factores de corrección a 20°C para la resistividad de aceites aislantes. En temperaturas cercanas a los 20°C, el factor es similar al utilizado para la prueba de RACD en transformadores inmersos en aceite, sin embargo, de los 30°C en adelante empiezan a tener una desviación apreciable tendiendo a ser mayores los que se utilizan para la RST.

Tabla 21	
Factores de corrección a 20°C para la resistividad de aceites aislantes	
TEMPERATURA	FACTOR A 20°C
20	1.0
25	1.5
30	2.2
40	4.75

Continuando con las observaciones en cuanto a la presencia de altos valores de la prueba de RGZ cuando existen bajos valores de RST, se efectuó un conteo con base en una muestra de 180 transformadores probados, en los que se reportaron valores de RST por abajo de lo 20×10^6 Megaohms-cm, de estos equipos solo el 16.6 % (30 unidades) presentaron valores de RGZ por abajo de los 28 kv de ruptura y el otro 83.4 % (150 unidades) fueron valores iguales o por arriba de los 28 kv de ruptura. (IMEBCSSA). Lo anterior es muestra clara que una gran mayoría de los aceites contenidos en transformadores no son amenazados por contaminantes conductores de peligro extremo como el agua libre, pero que sin embargo, no están exentos de la amenaza de los problemas de merma de las propiedades eléctricas por el ataque o avance del deterioro químico o envejecimiento que darán como resultado final un sistema aislante seriamente afectado.

4b.3.- Factor de potencia (FP).

Esta prueba es igual que la de FP del Aislamiento y consiste en obtener el valor de FP en % de una muestra de aceite depositado en un recipiente de prueba que básicamente es un capacitor cuyo dieléctrico, durante la prueba, será el aceite de la muestra. Con esta prueba se puede establecer la presencia de contaminantes como la humedad, resinas disueltas, partículas polares productos de la oxidación (lodos) disueltas en el aceite, etc. Cualquier alteración en la composición del dieléctrico (aceite) del capacitor representará una variación en la componente de pérdidas (watts) del conjunto, (ver la Figura 34).

Cuando el aceite se encuentra libre de contaminantes, el capacitor que representa el recipiente de prueba y el aceite, al ser intercalado en el circuito de prueba, tendrá un comportamiento tal, que la componente de pérdidas será muy pequeña en comparación con la componente reactiva dando como resultado un valor de FP tendiendo a cero. Cuando el aceite contiene elementos contaminantes, la componente de pérdidas a través de él aumenta considerablemente en comparación con la componente reactiva, la cual depende, en gran parte, de factores geométricos, dando como resultado un incremento en el valor de FP.

La prueba se realiza aplicando un voltaje de 2500 vca con un equipo de Doble®, modelo MEU-2500 o alguno similar de otra marca. Valores de FP de 0.80% o más a 20°C se consideran con riesgo para operación debiéndose proceder a su rehabilitación. Un aceite nuevo debe presentar valores del orden de 0.05% a 20°C. En esta prueba, al igual que en la de RGZ y RST se deben tomar las mismas precauciones al efectuar el muestreo del aceite

y evitar contaminarlo con agentes externos, se permitirá también el reposo necesario para la salida de las burbujas formadas al muestrear. Se tendrá que tomar y anotar la temperatura del aceite a la que se hizo la prueba para poder convertir los valores obtenidos a una temperatura base de referencia de 20°C. La Tabla 22 muestra los factores de corrección por temperatura a 20°C proporcionada por Doble® para pruebas de FP al aceite.

Tabla 22				
Tabla de factores de corrección a 20°C para la prueba de FP de aceites aislantes.				
TEMP. °C	F. CORR.		TEMP. °C	F. CORR.
10	1.38		36	0.49
12	1.31		37	0.47
14	1.24		38	0.45
16	1.16		39	0.44
18	1.08		40	0.42
20	1.00		41	0.42
21	0.96		42	0.38
22	0.91		43	0.37
23	0.87		44	0.51
24	0.83		45	0.34
25	0.79		46	0.33
26	0.76		47	0.31
27	0.73		48	0.30
28	0.70		49	0.29

29	0.67		50	0.28
30	0.63		52	0.26
31	0.60		54	0.23
32	0.58		56	0.21
33	0.56		58	0.19
34	0.53		60	0.17
35	0.51		62	0.16

4b.4 Número de neutralización (acidez) (NN).

En el capítulo 3 se trató lo relacionado con los elementos y los factores que intervienen en el deterioro de los aceites aislantes. El deterioro químico se manifiesta con un incremento en el contenido de ácidos, los que pueden ser medidos por medio de la prueba de **numero de neutralización**, (NN), con la cual se determina la cantidad de Hidróxido de Potasio (KOH), en miligramos (mg), necesario para contrarrestar la acidez presente en un gramo de aceite, el resultado se expresa en mg.KOH/g.

Al envejecer, el aceite se convierte en un compuesto nocivo dentro del transformador ya que se desencadenan una serie de situaciones como la formación de lodos, ácidos e incluso agua; esto ocurre por efectos de la temperatura en presencia de oxígeno y elementos catalizadores como el cobre. El tiempo necesario para que un aceite se torne ácido será función directa de la temperatura y la presencia de oxígeno. (ver Figura 11).

Para efectuar en el campo una medición de la acidez contenida en una muestra de aceite, existe un método sencillo que consiste en tomar un volumen definido de aceite, se agrega una cantidad también definida de una solución neutra a base de alcohol etílico añadiendo luego una cierta cantidad de una solución de KOH cuya titulación es conocida; al mezclar los tres compuestos, cuando la cantidad de KOH utilizada fue suficiente para neutralizar la acidez contenida en el aceite de la muestra la solución obtenida adquirirá una coloración guinda. Si la coloración obtenida es café amarillento, quiere decir que la cantidad de KOH utilizada no fue la suficiente para neutralizar la acidez de la muestra de aceite. La proporción entre el volumen

de aceite, el volumen de KOH, su titulación y la coloración obtenida, indicarán si el NN esta arriba o abajo de cierto valor.

Un valor de NN superior a 0.15 mg. KOH/g puede considerarse fuera del límite aceptable, aceites cuya acidez es de 0.15 mgKOH/g presentarán una coloración ASTM mayor a 2.0. El aceite iniciará la formación de lodos entre 0.15 y 0.30 mg. KOH/g.

Para obtener el valor de NN de una forma más precisa se puede recurrir al siguiente procedimiento:

Colocar 20 cm³ de aceite en un matraz y agregar 80 cm³ de una muestra neutral formada de una parte de alcohol etílico al 96%, dos partes de benzol puro y 2 cm³ de indicador de tintura azul de tornasol al 2 %. En una probeta se coloca una solución de KOH normal a 1/10. Se agita el contenido del matraz y se agrega poco a poco (a gotas) el KOH hasta que la mezcla tome una coloración rojiza, la cual permanece luego de agitar por un tiempo mínimo de 10 seg. Cuando se logren estas condiciones, la acidez se obtiene con la siguiente fórmula:

$$P = V \times (0.3145)$$

Donde:

V Es el volumen de KOH, en cm³, utilizado para lograr la tonalidad mencionada para los volúmenes de aceite y solución neutral indicados.

El avance de la acidez en un aceite aislante incrementa o modifica algunos otros aspectos como el color, el cual se tomara más intenso; también se modificará de una manera significativa el valor de RST, el cual disminuirá sensiblemente y será causa de alarmantes disminuciones en los niveles de prueba de RACD

en un transformador; por el contrario, no se afectará notoriamente el valor de RGZ, el que inclusive en algunos casos tenderá a incrementarse o simplemente se mantendrá en valores muy satisfactorios.

El tiempo necesario para que un aceite pueda llegar a un valor crítico de NN estará, principalmente, en función directa de su temperatura de operación y contribuirán para ello la presencia de oxígeno (agua, aire, etc.). Para retardar este efecto, la gran mayoría de los transformadores de potencia cuentan con un sistema de gas inerte que generalmente utiliza nitrógeno seco, con esto se evita que la cámara de absorción de las dilataciones volumétricas del aceite por variaciones térmicas de su masa, pueda contener aire y éste entre en contacto con el aceite y en consecuencia con el oxígeno que contiene.

Un aceite aislante de buena calidad que esté protegido del contacto con el aire y la humedad del exterior y que su régimen térmico este entre los 40° y 60°C, podrá llegar a tener una vida superior a los 15 años; por otro lado, un aceite cuyo régimen térmico sea de 100° a 115°C lo más probable es que no dure sin presentar un deterioro químico severo más allá de un año.

Analizando lo indicado en el párrafo anterior, podemos darnos cuenta claramente que resulta imposible poder definir en un transformador, por medio de un parámetro de tiempo-operación, el momento de aplicar un mantenimiento preventivo en él, y que la degradación del aceite depende grandemente del régimen térmico al que estará sujeto, sin considerar otros aspectos como el que la hermeticidad de su tanque no permita la entrada de agentes externos que afecten por otras causas los niveles del aislamiento.

4b.5.- Tensión interfacial (TI).

La prueba de **tensión interfacial (TI)**, determina la tensión existente entre las interfaces del agua y del aceite cuando se encuentran en un mismo recipiente. Esta prueba es útil para definir la presencia de contaminantes polares presentes en el aceite aislante. Estos contaminantes, además de afectar la cohesión molecular del aceite, bajan drásticamente los valores de la tensión existente entre las interfaces del agua y el aceite, en otras palabras, harán que el agua y el aceite **tiendan a mezclarse**; entre mayor oposición presenta el aceite a mezclarse con el agua más puro será y por lo tanto, mayor será el valor de tensión interfacial.

La fuerza o tensión interfacial se expresa en Din/cm.² y uno de los procedimientos para efectuar esta medición es el método de **la gota de agua**, el cual consiste en medir el tamaño que adquiere una gota de agua destilada cuando es formada dentro de la masa de aceite; el tamaño así obtenido se relaciona con el tamaño de una gota de la misma agua pero formada en el aire. Para realizar estas mediciones se utiliza un micrómetro tipo jeringa (bureta graduada), con la cual, por diferencia, se pueden obtener los tamaños de cada gota que sea formada. Para lograr esta medición, es necesario tomar en forma correcta y precisa los siguientes parámetros: Tensión superficial del agua a la temperatura de la prueba, densidad del agua, densidad del aceite, temperatura del agua y temperatura del aceite.

La fórmula para obtener el valor de TI a partir de las mediciones indicadas es la siguiente:

$$Tl = R1 \times (D - d) \times \left(\frac{S}{R2} \right)$$

Donde:

- R1 Es el tamaño de la gota de agua hecha en el aire
- R2 Es el tamaño de la gota de agua hecha en el aceite
- d Es la densidad del aceite a la temperatura de la prueba
- D Es la densidad del agua a la temperatura de la prueba
- S Es la tensión superficial del agua la cual se obtiene por tablas.

El procedimiento para determinar los tamaño de las gotas de agua se indica a continuación:

- R1. Se ubica la punta de la bureta o jeringa micrométrica 1/4" por arriba de la superficie de la muestra de aceite, el cual se coloca en un vaso de precipitados o algo similar. Se desarrollan 10 gota o más de una manera lenta evitando transmitir cualquier vibración a la jeringa que pudiera hacer caer prematuramente la gota. Al finalizar la serie se anota el recorrido completo del micrómetro y se divide entre el número de gotas para obtener el valor promedio de cada gota, este será el valor denominado: **tamaño de la gota de agua en el aire.**
- R2. Se coloca la punta de la bureta 1/2" por abajo de la superficie del aceite y se procede a desarrollar lenta y cuidadosamente **la primera gota anotándose el valor de**

su tamaño; para obtener las gotas subsecuentes, se procede como sigue: se desarrollan en una primera etapa hasta tener el 75% del tamaño alcanzado por la primera gota y se dejan envejecer por 30 sg, luego de lo cual se continúan desarrollando lentamente hasta que ocurra su caída. Se recomienda hacer cuando menos 10 gotas tomando en cada una el valor total alcanzado, al final se obtiene el valor promedio que será R_2 al cual se denomina: **tamaño de la gota en el aceite.**

Una vez obtenidos los parámetros necesarios se aplica la formulación indicada arriba, con lo que se conocerá el valor de la TI.

Otra manera de obtener el valor de TI es utilizando el tensiómetro de DU-NOY que medirá esta fuerza en forma directa haciendo pasar un aro calibrado entre las interfaces del agua y aceite contenidos a la vez en un recipiente. La oposición registrada al ocurrir el paso del aro entre un líquido y otro es medida por el aparato dando por resultado el valor de TI.

Valores de TI inferiores a 24 Din/cm. se consideran fuera del rango aceptable para operación, aceites con una TI de 24 Din/cm. presentarán ya indicios de lodos disueltos en él. Valores de TI superiores a 30 Din/cm. se consideran aceptables para operación. La Tabla 23 y la Tabla 24 indican los valores de TI relacionados con el NN, el COLOR y la CLASIFICACIÓN.

4b.6 Obtención del índice de calidad del aceite (IC).

El índice de calidad (IC), es una forma de determinar el estado de un aceite aislante a partir del NN y la TI. Este índice relaciona los valores de TI y de NN bajo la siguiente fórmula:

$$IC = \frac{TI}{NN}$$

el valor obtenido deberá ser ubicado dentro de la clasificación indicada en la Tabla 23. En ella también se relaciona el color del aceite con el rango de IC indicado. El índice es un simple valor numérico que proporciona otra forma de calificar el estado de un aceite.

Tabla 23		
Clasificación del aceite aislante de transformador a partir del IC		
CLASIFICACIÓN	PRUEBA	RANGO
1) ACEITE EN BUEN ESTADO.	NN TI IC COLOR	0.00 A 0.10 MgKOH/g 30.0 A 45.0 Din./cm 300 a 1500 Amarillo pálido.
2) ACEITE REGULAR.	NN TI IC COLOR	0.05 A 0.10 27.0 A 29.9 271 A 600 Amarillo firme

3) ACEITE EN EL LIMITE.	NN TI IC COLOR	0.11 A 0.15 24.0 A 27.0 160 A 318 Amarillo intenso
4) ACEITE MALO.	NN TI IC COLOR	0.16 A 0.40 18.0 A 23.0 45 A 159 Ámbar
5) ACEITE MUY MALO.	NN TI IC COLOR	0.41 A 0.65 14.0 A 17.9 22 A 44 Café firme
6) ACEITE EXTREMADAMENTE MALO.	NN TI IC COLOR	0.66 A 1.50 9.0 A 13.9 6 A 21 Café oscuro

La obtención del índice de calidad de un aceite aislante debe ser efectuado a partir de valores exactos de NN y TI.

4b.7.- Colorimetría.

La clasificación colorimétrica de la American Society for Testing and Materials (ASTM) para la valoración de los aceites aislantes, está estrechamente relacionada con el NN y la TI, tal como se puede observar en la Tabla 23. Conforme envejece un aceite, se presentan cambios en su colorimetría, este envejecimiento es causado por cambios químicos que desencadenan a la vez cambios físicos, como una disminución de la TI, por efecto de los productos de la oxidación, y un incremento en el color que va de amarillo tenue o casi incoloro en aceites nuevos y hasta el café oscuro o casi negro cuando a llegado a extremos severos de deterioro. Además del envejecimiento, algunos barnices y resinas que logran diluirse en el aceite harán que su color cambie; este cambio de color no está relacionado con los valores de NN o TI y de esta manera se puede determinar que su origen no obedece al color propio del envejecimiento.

La Tabla 24 muestra la clasificación colorimétrica del aceite así como la escala numérica y la relación entre la NN y TI para cada rango de color. Esta tabla contiene una breve descripción de los efectos que se producen en un transformador en aceite para cada etapa de la clasificación.

El color se determina por comparación de una muestra de aceite contra la escala de colores de ASTM la cual consiste de un disco con ventanas de cristales de color con los diferentes colores que el aceite puede adoptar en su proceso de envejecimiento.

En la tabla indicada se hace también una leve indicación del comportamiento aproximado de la resistividad del aceite con

respecto al avance del envejecimiento y el comportamiento de la colorimetría,.

Tabla 24

Relación entre la colorimetría ASTM, el NN y la TI de un aceite aislante, así como las consecuencias de los rangos indicados en el sistema aislante de un transformador eléctrico.

CLASIFIC.Y COLOR	COLOR ASTM	NN (MgKO H/gr)	TI Din/ cm	CONSECUENCIAS EN EL TRANSFORMADOR.
ACEITE NUEVO. INCOLORO O AMARILLO TENUE	0.5	0.03 A 0.05	30.0 A 45.0	REFRIGERACIÓN EFICIENTE Y MUY BUENA, LOS AISLAMIENTOS SE CONSERVAN ADECUADAMENTE. EL RIESGO DE FALLA EN EL TRANSFORMADOR ES BAJO.
ACEITE REGULAR. AMARILLO FIRME	1.0	0.05 A 0.10	27.0 A 29.0	INDICIOS LEVES DE COMPUESTOS POLARES (LODOS) EN SOLUCIÓN, PROBABLE DISMINUCIÓN DE LA RST DEL ACEITE. REFRIGERACIÓN EFICIENTE Y ADECUADA CONSERVACIÓN DE LOS AISLAMIENTOS. EL RIESGO DE UNA FALLA EN EL TRANSFORMADOR CONTINUA BAJO.
ACEITE EN EL LIMITE. AMARILLO INTENSO	1.5	0.11 A 0.15	24.0 A 27.0	EL ACEITE TIENDE A ESTAR ÁCIDO Y EXISTEN LODOS EN SOLUCIÓN. LA RST DEL ACEITE DISMINUYE. LOS NIVELES DEL AISLAMIENTO EN LA RACD DISMINUYEN. EXISTE LA PROBABILIDAD DEL INICIO DE DEPOSICIÓN DE LODOS SOBRE LAS SUPERFICIES AISLANTE QUE DARÁ INICIO A UN ENFRIAMIENTO MENOS EFICIENTE. SE INCREMENTA EL RIESGO DE QUE UNA FALLA OCURRA.

ACEITE MALO. ÁMBAR	2.0 A	0.16 A 0.40	18.0 A 24.0	EXISTE LA PRESENCIA DE LODOS EN EL AISLAMIENTO DE CELULOSA QUE AFECTAN LA ADECUADA REFRIGERACIÓN DEL TRANSFORMADOR. LA ACIDEZ AFECTA SERIAMENTE LA PROPIEDAD ELÉCTRICA DEL ACEITE, RST, Y EXISTE UNA DISMINUCIÓN ALARMANTE EN LOS NIVELES DE LA PRUEBA DE RACD. EL RIESGO DE QUE UNA FALLA OCURRA ES MAYOR DE LO DESEABLE.
ACEITE MUY MALO. CAFÉ FIRME.	3.0 A 4.0	0.41 A 0.60	14.0 A 18.0	EL SISTEMA AISLANTE ES AFECTADO SERIAMENTE POR LODOS PRODUCTOS DE LA OXIDACIÓN. LOS VALORES DE RACD Y RST SE PRESENTAN EN EXTREMO BAJOS. EL TRANSFORMADOR SE ENCUENTRA DENTRO DE ALTO NIVEL DE RIESGO DE QUE UNA FALLA OCURRA.
ACEITE MALO EN EXTREMO. CAFÉ OSCURO.	5.0 A 6.0	> 0.66	< 14.0	LOS LODOS AFECTAN GRAVEMENTE LA REFRIGERACIÓN. EL RIESGO DE FALLA ES EXTREMADAMENTE ALTO.

4b.8 Aspecto visual y sedimentos.

Estas pruebas son la valoración de la apariencia de un aceite aislante a la vista del encargado de realizarlas. La calificación deberá ser **aceptable** cuando se defina el aspecto del aceite bajo los siguientes términos:

Claro, cristalino y sin sedimentos.

La calificación de **no aceptable** y/o **investigar** debe indicarse cuando el aceite se ajuste a cualquiera de las siguientes

definiciones, o cualquier combinación donde aparezcan algunos de los aspectos negativos indicados:

- 1) Oscuro, cristalino, sin sedimentos
- 2) Claro, turbio, sin sedimentos
- 3) Claro, cristalino, con sedimentos
- 4) Oscuro, turbio, con sedimentos

La valoración debe realizarse depositando el aceite en un recipiente de vidrio claro y limpio para hacer una adecuada observación a contraluz. La prueba de Sedimentos deberá realizarse, de preferencia, con el auxilio de un centrifugador para aglomerar los posibles sedimentos, el resultado de esta prueba debe ser **negativo** para aceites libres de partículas y se tendrá que investigar cuando exista evidencia de ellas o el resultado sea **positivo**.

La clasificación **claro** se asignará cuando la coloración del aceite sea equivalente a 2.0 ASTM o menor, **oscuro** dará a coloraciones iguales o mayores a 2.0.

La clasificación **cristalino** se utiliza para definir el grado de opacidad de la masa de aceite cuando es observado a contraluz, si en un aceite su coloración es clasificada como clara, pero a pesar de ello la masa de aceite evita que la luz se filtre con nitidez a través de ella, se debe indicar como un aceite **turbio** o **no cristalino**, en estos casos el aceite presentará un aspecto **lechoso**. Por otro lado, el aceite pudo haberse clasificado como oscuro por tener un color ASTM superior a 2.0, pero sin embargo la masa de aceite permite observar la luz a través de ella en forma nítida aunque atenuada por la coloración, este debe indicarse como **cristalino** o **no turbio**.

4b.9.- Gravedad específica.

Esta prueba es la comparación de la masa de un volumen determinado de aceite con respecto al mismo volumen pero de agua pura a una temperatura dada. Los aceites aislantes presentan un valor de densidad dependiendo de su procedencia, ver Tabla 5, este valor puede sufrir alteraciones cuando el aceite se contamina con otros productos que se pueden mezclar con él, como diesel, aceites hidráulicos, gasolinas, solventes, etc. La prueba se realiza utilizando un densímetro o hidrómetro de flotación, debiéndose obtener la lectura en los meniscos formado por el líquido y la pared de la escala indicadora.

4c.- Pruebas operativas

Dentro de las pruebas que se han indicado como útiles para definir aspectos relacionados con el estado eléctrico operativo de los transformadores y que deben ser incluidas en un programa de mantenimiento predictivo están las siguientes:

1. Relación de transformación
2. Polaridad
3. Corriente de excitación
4. Resistencia de devanados
5. Aislamiento de núcleo
6. Resistencia del sistema de tierras

Aunque la prueba de **resistencia del sistema de tierras** no es una prueba propia del transformador, es necesario mencionarla por la importancia que tiene para las adecuadas referencias y operación de neutros aterrizados así como de los dispositivos de protección contra sobretensiones del transformador. Si recordamos, uno de los principales enemigos del transformador son las descargas atmosféricas así como las sobretensiones transitorias del sistema, por esta razón, es deseable que los dispositivos encargados de transportar a tierra estos disturbios mantengan una resistencia de contacto con tierra lo más baja posible lográndose con esto una adecuada protección del equipo y de las personas.

Las pruebas operativas tienen por objeto determinar el estado que guardan algunos aspectos básicos de cuya integridad dependen las respuestas eléctrica-operativa del aparato durante su funcionamiento tales como: Voltajes de salida, temperaturas de operación, nivel de ruidos, etc.

4c.1.- Relación de transformación (RTR).

La relación de transformación (RTR), en un transformador, es la relación que hay entre el número de vueltas de la bobina primaria con respecto al número de vueltas de la bobina secundaria (ver Fundamentos, capítulo 2). Existe la manera de poder determinar por medio de pruebas y con una precisión satisfactoria este valor de relación. La medición tiene por objeto definir aspectos de calidad de manufactura o después de una reparación así como determinar alteraciones durante la operación del transformador. Cuando una falla ocurre dentro del transformador, generalmente resulta dañado alguno de sus devanados, lo cual da como síntoma una alteración de la relación de transformación o relación de vueltas, pudiéndose determinar, en el caso de transformadores trifásicos, a que fase pertenece el devanado dañado, o bien, se podrá definir si la operación de la protección en un transformador, cualquiera que sea su tipo, obedece ciertamente a una falla de devanados. Muchas operaciones de las protecciones de un transformador no obedecen a una falla de devanados y pueden deberse a deterioros de boquillas o cambiadores de derivación, lo cual se podrá determinar luego de una prueba de RTR que señale a los devanados en buenas condiciones, esto es, cuando la prueba de RTR luego de una operación de protecciones indica valores normales debe hacerse una investigación tendiente a descubrir algún daño en los elementos ajenos al devanado.

En teoría la relación de transformación esta dada por:

$$RT = \frac{N1}{N2}$$

Donde:

RT Relación de transformación

N1 No. de vueltas del devanado de alta tensión

N2 No. de vueltas del devanado de baja tensión

Al valor de relación de transformación se debe dar la siguiente interpretación: **por cada vuelta que tenga el devanado de baja tensión, el devanado de alta tensión tendrá un número de vueltas igual al valor de RTR.**

La prueba de relación puede ser realizada con un equipo probador de relación Biddle®, Test Transformer Ratio (TTR), muy difundido para tal finalidad; o de algún equipo similar. Estos equipos consisten básicamente de un transformador monofásico al cual se puede variar el número de vueltas de su devanado secundario (alta tensión); durante la prueba, el devanado primario es excitado por un voltaje constante de pequeño valor (generalmente 8 volts), el cual se suministra por un generador de c.a. operado normalmente en forma manual. Este transformador consta también de indicadores que muestran el número de vueltas que el secundario va adoptando conforme éstas están siendo variadas.

El transformador del TTR y el transformador que se desea probar se conectan como lo indica la Figura 43, la cual muestra que el primario del TTR se conecta en paralelo al secundario (baja tensión) del transformador bajo prueba de tal manera que el voltaje de excitación es aplicado por igual a ambos transformadores, asimismo, el secundario del TTR es conectado en paralelo con el primario (alta tensión) del transformador bajo prueba.

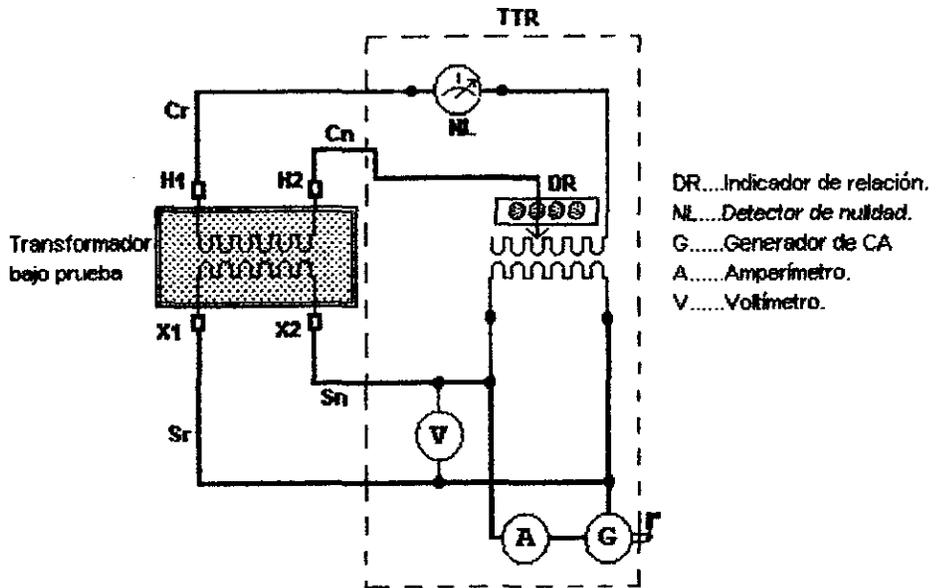


Figura 43.-Diagrama que muestra las conexiones de un equipo TTR.

El equipo de prueba contiene un detector de **balance nulo** de tal forma que si la relación de transformación de ambos transformadores es diferente, al ser excitados, se establecerá una corriente de desbalance entre ambos equipos, esta corriente puede ser anulada igualando los voltajes en terminales de los dos transformadores, lo cual se logra variando las vueltas del transformador del TTR. Las vueltas en las cuales se establece el balance o equilibrio son registradas por el equipo y

evidentemente corresponderán también al número de vueltas o relación de transformación del transformador bajo prueba.

Cuando se prueban transformadores trifásicos deberá tenerse cuidado de efectuar las conexiones correctas con el TTR ya que éste solo compara devanados en forma monofásica. La Figura 44 muestra la manera de conectar los devanados de transformadores trifásicos **delta-delta (DD)**, **delta-estrella (DY)** y **estrella-estrella (YY)**.

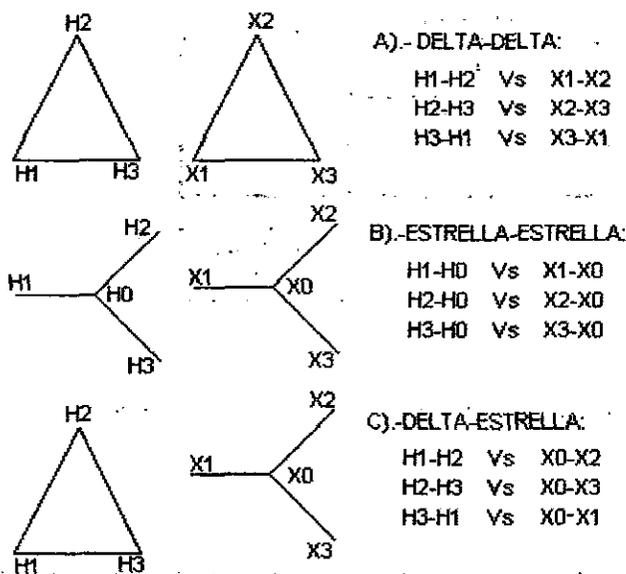


Figura 44.- Consideraciones para conectar el TTR en transformadores D-D, Y-Y y D-Y.

Otra forma de determinar la relación de transformación es energizando con un voltaje de baja tensión el devanado de alta tensión del transformador que se desea probar y midiendo el

voltaje de respuesta en el devanado de baja tensión, finalmente se divide el voltaje aplicado entre el voltaje medido, el valor obtenido será la relación de transformación. Esta prueba resulta imprecisa en virtud de que la respuesta en el devanado de baja tensión es muy pequeña. Como se indicó, la relación de transformación utilizando este método estará dada por la formulación siguiente:

$$RT = \frac{V_p}{V_s}$$

Donde:

- RT Relación de transformación
- Vp Voltaje aplicado en el devanado de alta tensión
- Vs Voltaje obtenido en el devanado de baja tensión

Los valores de relación de transformación, analizados con la finalidad de evaluar aspectos cualitativos de un transformador, no deberán tener desviaciones superiores al 0.4% con respecto al valor teórico de relación del transformador bajo prueba. Los valores calculados y los valores de prueba se deben obtener para cada uno de los **taps** del transformador. El valor teórico para un transformador determinado se calcula de acuerdo con las siguientes formulaciones:

Conexión D-D:

$$RTt = \frac{V_{AT}}{V_{BT}}$$

Conexión D-Y:

$$RTt = \frac{V_{ALT}}{V_{NBT}}; \text{ y donde: } V_{NBT} = \frac{V_{LBT}}{\sqrt{3}}$$

Conexión Y-Y:

$$RTt = \frac{V_{NAT}}{V_{NBT}}; \text{ en donde: } V_{NAT} = \frac{V_{LAT}}{\sqrt{3}}, \text{ asimismo:}$$

$$V_{NBT} = \frac{V_{LBT}}{\sqrt{3}}$$

Donde:

RTt Relación de transformación teórica

V_{LAT} Voltaje de línea de alta tensión

V_{LBT} Voltaje de línea de baja tensión

V_{NAT} Voltaje de neutro de alta tensión

V_{NBT} Voltaje de neutro de baja tensión

La relación de transformación puede también ser utilizada en forma comparativa con valores de prueba anteriores cuando ocurra la operación de las protecciones de un transformador y se desee verificar que los devanados no han sido afectados. Durante una evaluación de este tipo los valores de prueba obtenidos no deberán presentar desviación significativa con respecto a valores anteriores de una prueba de relación, en estos casos regularmente se utilizan los valores obtenidos durante las pruebas de puesta en servicio del transformador.

El porcentaje (%) de error de lecturas de relación de transformación puede ser calculado utilizando la siguiente ecuación:

$$\%ERR = \frac{(R_{teo} - LECT)100}{R_{teo}}$$

Donde:

% ERR Porcentaje de error o desviación en % de la relación de transformación real con respecto al valor teórico.

Rteo Relación teórica (calculada a partir del dato de placa).

Lect Lectura del aparato de prueba.

Los valores teóricos de la relación de transformación para cada posición de Tap de los transformadores más comunes se presentan en los cuadros mostrados a continuación:

TR.- delta-estrella, 13200-220Y/127 V.:		
TAP	V. de TAP	Rel. Teórica
1	13860	109.133
2	13530	106.535
3	13200	103.937
4	12870	101.338
5	12540	98.740

TR.- delta-estrella, 13200-440Y/254 V.:		
TAP	V. de TAP	Rel. Teórica
1	13860	54.566
2	13530	53.267
3	13200	51.968
4	12870	50.668
5	12540	49.369

TR.- delta-estrella, 33000-220Y/127 V.:		
TAP	V. de TAP	Rel. Teórica
1	34650	272.834
2	33825	266.338
3	33000	259.842
4	32175	253.346
5	31350	246.850

TR.- delta-estrella, 33000-440Y/254 V.:		
TAP	V. de TAP	Rel. Teórica
1	34650	136.417
2	33825	133.169
3	33000	129.921
4	32175	126.673
5	31350	123.425

TR.- delta-estrella, 34500-220Y/127 V.:		
TAP	V. de TAP	Rel. Teórica
1	36225	285.236
2	35362	278.444
3	34500	271.653
4	33637	264.862
5	32775	258.070

TR.- delta-estrella, 115000-34500Y/19919 V.:		
TAP	V. de TAP	Rel. Teórica
1	120750	6.062
2	117875	5.917
3	115000	5.773
4	112125	5.629
5	109250	5.484

TR.- delta-estrella, 115000-13800Y/7967 V.:		
TAP	V. de TAP	Rel. Teórica
1	120750	15.156
2	117875	14.795
3	115000	14.434
4	112125	14.073
5	109250	13.712

4c.2.- Polaridad

Tener conocimiento de la polaridad en un transformador puede ser de utilidad cuando se deben conectar transformadores monofásicos entre sí, ya sea para formar bancos trifásicos o bien bancos monofásicos en paralelo. El concepto de polaridad puede ser explicado de la siguiente manera:

La polaridad de un transformador la determina el sentido instantáneo de un pulso eléctrico aplicado en el devanado de alta tensión de un transformador con respecto al sentido que guarda la respuesta de esa señal en el devanado de baja tensión.

La Figura 45 muestra gráficamente el concepto de polaridad. Un transformador podrá ser de polaridad **aditiva** o de polaridad **sustractiva** dependiendo del sentido de arrollamiento que presenta su devanado secundario con respecto al del devanado primario. Normalmente todos los transformadores modernos son de polaridad sustractiva, sin embargo, existen aún en operación una gran cantidad de transformadores aditivos, sobre todo monofásicos de distribución de baja capacidad.

El equipo TTR con el que se realiza la prueba de relación de transformación puede ser utilizado para efectuar esta verificación de polaridad. Es importante comprobar si el dato de placa de los transformadores monofásicos corresponde a la indicación de polaridad obtenida directamente por medio de pruebas de campo.

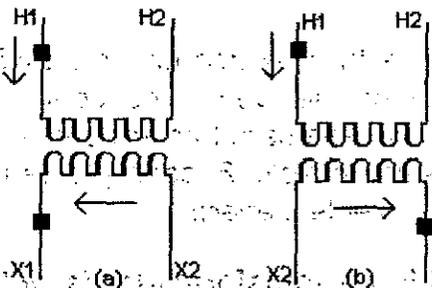


Figura 45.-Comportamiento del sentido de la respuesta de corriente o tensión en un transformador sustractivo (a) y en uno aditivo (b).

Otro método para comprobar la polaridad es efectuando una aplicación de voltaje de baja denominación, normalmente 220 ó 440 volts, en el primario del transformador realizando las conexiones y mediciones indicadas en la Figura 46. Si el voltaje medido en el voltímetro V es menor que el voltaje V1 aplicado en el primario del transformador, esto significa que la polaridad del transformador es sustractiva, si por el contrario, el voltaje medido es mayor, la polaridad es aditiva.

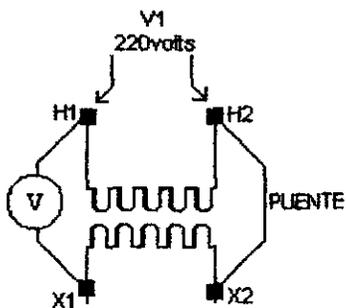


Figura 46.- Verificación de la polaridad de un transformador sin el equipo TTR.

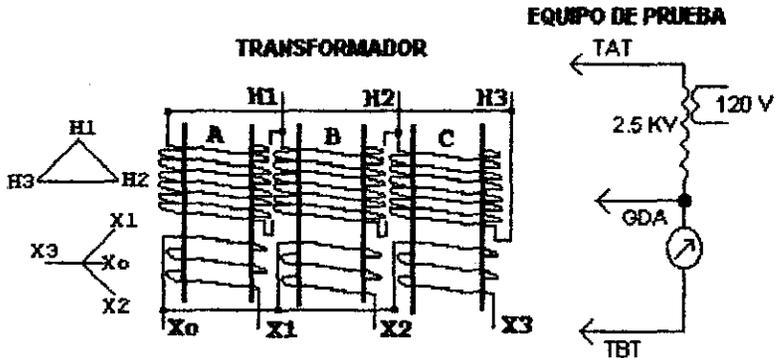
4c.3.- Corriente de excitación (lex).

La prueba de **corriente de excitación, (lex)**, en un transformador, tiene por objeto detectar problemas de carácter operativo en el núcleo o en los devanados. Cuando un transformador es energizado en vacío, se establece en él una corriente denominada **corriente de excitación** la cual fluctúa de acuerdo con el voltaje aplicado y las características reactivas propias del transformador. La corriente total de excitación se compone de una componente de magnetización I_m , que es la que el equipo necesita para establecer el flujo magnético en el núcleo del transformador; otra componente de pérdidas I_h , la cual a su vez se compone de las pérdidas en el núcleo por histéresis, pérdidas en el núcleo por corrientes de Eddy, pérdidas en el cobre (I^2R) por la propia **lex** y pérdidas en el aislamiento.

Los problemas de núcleo que pueden hacer variar a la corriente de excitación suelen ser: laminaciones en cortocircuito; fallas en los aislamientos de los tornillos guías que sujetan y comprimen las laminaciones del núcleo; laminaciones sueltas así como desplazamientos de devanados. Estos problemas podrán ser detectados con un buen análisis basado en la prueba de **lex**, la cual consiste en aplicar un potencial de prueba de C.A. relativamente bajo en el devanado de alta tensión del transformador. Para esta prueba suele utilizarse el equipo Doble® tipo MEU 2500 mismo que se utiliza para la prueba de factor de potencia del aislamiento, o algún otro equipo similar.

Las conexiones de prueba de corriente de excitación para transformadores con devanados de alta tensión en **delta** y baja

tensión en **estrella** se presentan en la Figura 47, para esta prueba el selector de conexiones del equipo MEU debe colocarse en la posición UST.



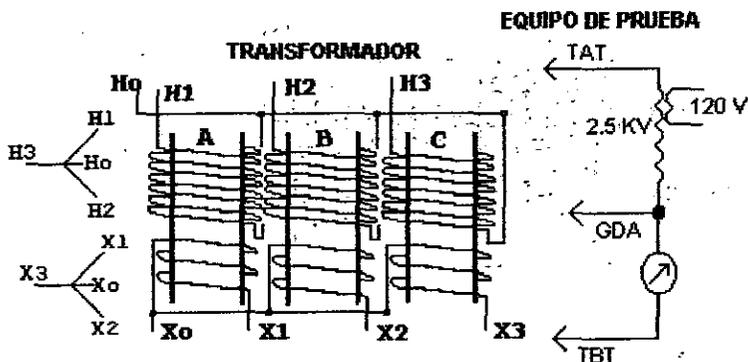
Posición: UST

FASE	PIERNA	TAT	TBT	ATERRIZA	FLOTANDO
H1H2	B	H1	H2	X0	X1,X2,X3
H2H3	C	H2	H3	X0	X1,X2,X3
H3H1	A	H3	H1	X0	X1,X2,X3

Figura 47.-Conexiones para la prueba de I_{exc} en un transformador delta-estrella.

En la conexión **delta-estrella** de la figura, los resultados de la prueba de corriente de excitación tendrán el comportamiento siguiente: I_{exc} de H2H3 serán aproximadamente iguales a la I_{exc} de H3H1 y la I_{exc} de H1H2 será menor que las dos primeras. Este comportamiento obedece a que el camino del flujo magnético producido por H1H2 ofrece una menor reluctancia que el de los otros dos devanados.

Las conexiones para un transformador **estrella-estrella** se muestran en la Figura 48, en esta conexión el comportamiento de la Corriente de excitación será: I_{ex} de H1H0 es aproximadamente igual a I_{ex} de H3H0 y la I_{ex} de H2H0 será menor que en ambas.



Posición: UST

FASE	PIERNA	TAT	TBT	ATERRIZA	FLOTANDO
H1H0	A	H1	H0	X0	X1,X2,X3
H2H0	B	H2	H0	X0	X1,X2,X3
H3H0	C	H3	H0	X0	X1,X2,X3

Figura 48.- Conexiones para la prueba de I_{ex} en un transformador estrella-estrella.

Cuando en una prueba de corriente de excitación los valores obtenidos se presentan superiores en más de 10% con respecto a valores anteriores y para un mismo **tap**, el transformador debe ser sometido a una investigación tendiente a localizar problemas

de núcleo del mismo tipo como los indicados, o bien, investigar también un probable devanado con espiras en cortocircuito.

Para transformadores con el devanado de baja tensión en **delta**, las terminales de este deberán quedar flotando durante una prueba de corriente de excitación. Por otro lado es recomendable realizar esta prueba en el **tap** donde se abarque el devanado completo.

4c.4.- Resistencia de devanados (RD).

La prueba de **resistencia de devanados**, (RD), tiene por objeto detectar obstrucciones, falsos contactos o espiras en cortocircuito a lo largo del conductor que forma la bobina del transformador.

La prueba consiste en la medición de la resistencia óhmica por medio de la aplicación de un potencial constante de C.D. para lograr establecer una corriente I_d a lo largo del conductor y poder medir la caída de tensión que ocurre al pasar dicha corriente.

Para obtener una buena evaluación del valor de resistencia deberá utilizarse un óhmetro para resistencias bajas tal como el Ducter de James G. Biddle, un puente de Kelvin o algún otro equipo similar que contenga escala suficiente para poder leer valores en un rango de 0 a unos 5 ohms y suficiente definición intermedia para lecturas en miliohms o microhms.

Un valor de RD obtenido en pruebas de mantenimiento tendrá que ser comparado con los obtenidos en fábrica o en las pruebas de puesta en operación. Las conexiones de prueba para medir la resistencia del devanado de alta tensión en transformadores monofásicos se realizan conectando las terminales del óhmetro en H1 y H2. Para la resistencia del devanado de baja tensión las terminales de prueba se conectan entre X1 y X2. En transformadores trifásicos con devanados en estrella las conexiones se realizan de cada una de las fases al neutro. Para devanados en delta se tendrá que hacer una serie de mediciones y obtener el comportamiento de las resistencias en paralelo y en serie que se tendrán en las mediciones de cada fase.

La Figura 49 indica el circuito formado para la medición de cada una de las fases para un devanado en delta. Recuérdese que en el circuito de la medición esta interpuesta la resistencia de los contactos del cambiador de derivaciones de cada fase. Cuando una variación de RD se presente, tendrá que realizarse una investigación tendiente a determinar su procedencia u origen, sin perder de vista que esa variación puede deberse a una alteración en la superficie de los contactos del cambiador.

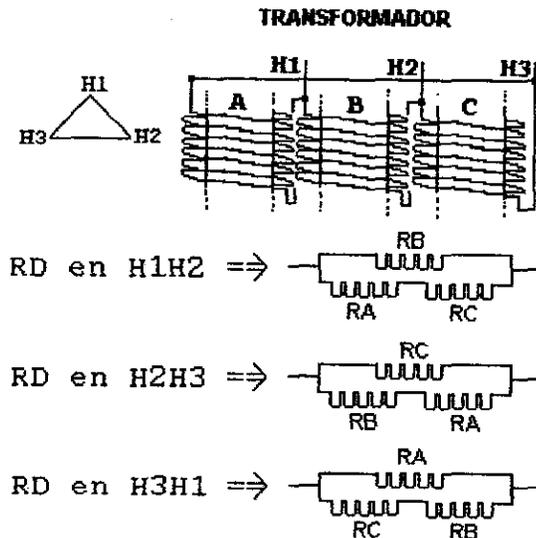


Figura 49.-Circuito de prueba de resistencia de devanados para cada fase de un transformador en delta.

La resistencia eléctrica de cualquier material varía con los cambios de temperatura, por esta razón se debe efectuar una cuidadosa medición de la temperatura que el devanado tenga en

el momento de realizar la prueba de RD y así poder referir el valor de resistencia a una temperatura base para prácticas de análisis comparativos.

Si establecemos la temperatura de referencia en 40°C, el cual resulta un valor apropiado, todas las lecturas obtenidas durante la prueba a una temperatura diferente a ésta tendrán que ser convertidas a la base 40°C. La siguiente fórmula indica el valor de resistencia a la temperatura base de referencia de un determinado valor obtenido durante una prueba de RD:

$$R_{40^{\circ}C} = R_p \left(\frac{234.5 + 40}{234.5 + T_d} \right)$$

Donde:

- R_{40°C} Resistencia óhmica del devanado a 40°C
- R_p Resistencia óhmica a la temperatura de prueba.
- T_d Temperatura del devanado al momento de la prueba.

Un cambio del valor de la RD con respecto al valor obtenido en fábrica indicará que una investigación se hace necesaria para determinar el origen de la desviación.

4c.5.- Aislamiento de núcleo.

Los núcleos de los transformadores de potencia tipo núcleo se encuentran aislados del resto del transformador por material aislante localizado entre el propio núcleo y el tanque del transformador. Este material aislante consiste regularmente de fibras prensadas en cantidad suficiente para aislar bajos niveles de voltaje. Este material puede resultar dañado luego de un transporte o por movimientos y acomodos del núcleo después de una falla externa severa que el transformador tuvo que alimentar. Sin embargo, el núcleo se encuentra puesto a tierra a través de un conductor flexible que generalmente va desde un punto en la parte superior más accesible a otro punto de aterrizamiento en el tanque del transformador muy cerca de las tapas de entrada hombre usadas para inspecciones internas. Actualmente y en virtud de la difusión que esta prueba está presentando, los transformadores suelen diseñarse con el sitio de aterrizamiento en la parte exterior del tanque saliendo el conductor de tierra por medio de una pequeña boquilla de porcelana.

La puesta a tierra de los núcleos suele también efectuarse a través de resistencias las que pueden ser de un valor que fluctúa en un rango de 200 a 1000 ohms. Estas resistencias permitirán un efectivo aterrizamiento para enviar a tierra disturbios severos que pudieran ocurrir en los cuales estuviera involucrado el núcleo así como igualar potenciales inducidos en él con el potencial a tierra. Es importante verificar los aislamientos del núcleo sobre todo cuando el equipo a sufrido algún transporte, y podrá hacerse rutinariamente si su realización presenta facilidades como es el punto de conexión exterior. Calentamientos indeseables pueden ocurrir en el núcleo por

circulación de corriente en concentraciones excesivas si las laminaciones están aterrizadas en más de un sitio. Las laminaciones están aisladas unas de otras por una pequeña película de material lograda a base de tratamientos químicos, este aislamiento tiene valores de unos cuantos ohms, suficientes para lograr aislar el paso de las corrientes de Eddy o corrientes parásitas de una lamina a otra pero también lo suficientemente bajo para permitir que el aterrizamiento del núcleo en un solo sitio permita una adecuada **conexión a tierra** del núcleo completo.

El aislamiento puede ser evaluado utilizando un equipo de prueba de RACD y aplicando al conductor de aterrizamiento, una vez separado del tanque del transformador, un potencial de prueba de 1000 volts de c.d., la lectura esperada y considerada adecuada en este caso debe ser de alrededor de 200 Megaohms. Si al efectuar la prueba la lectura manifiesta **aterrizamiento** del núcleo, entonces se debe medir el valor de la resistencia real de este aterrizamiento utilizando un equipo de prueba para resistencias bajas; si el valor de la resistencia resulta ser del orden de los 3 ohms o menor, debe considerarse que el núcleo esta sólidamente aterrizado y la unidad tendrá que ser sometido a una reparación. Si el valor se encuentra entre 200 y 400 ohms se considerará que el aterrizamiento es con alta resistencia y se recomienda tratar de eliminarlo antes de energizar de nuevo el transformador.

Uno de los métodos utilizados para eliminar el punto de aterrizamiento accidental es el de **quemado** utilizando una fuente controlada de corriente y voltaje, este procedimiento debe realizarse bajo un estricto control para la seguridad de personas y del propio equipo. Si de esta manera no se logra la eliminación

se recomienda utilizar en el conducto de aterrizamiento normal una resistencia de 250 a 1000 ohms.

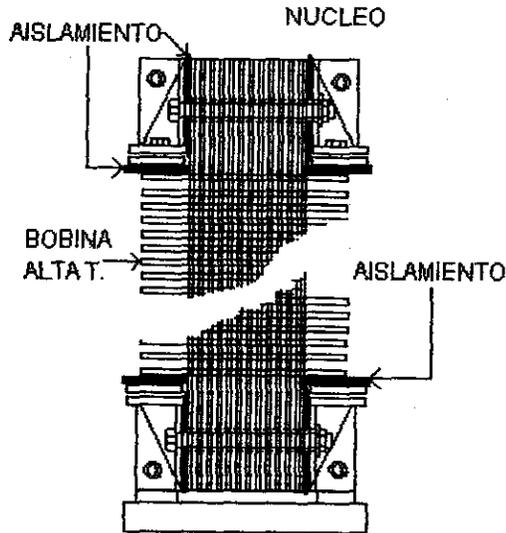


Figura 50.-Sitios comunes de localización de los aislamientos del núcleo

Unidades con valores de prueba mayores a 1 Megaohm y menores a 20 Megaohmios tendrán que ser vigiladas periódicamente y analizar la tendencia que dichos valores presenten. En transformadores con núcleo tipo acorazado el problema de aterrizamiento de núcleo no es grave en virtud de la forma como se presenta en ellos la distribución del flujo magnético.

La Figura 50 presenta las zonas más comunes donde se localizan los aislamientos de núcleo en un transformador tipo núcleo.

4c.6.- Resistencia de tierra.

Toda instalación eléctrica con referencia de neutro o sin ella cuenta normalmente con un sistema de tierras para la puesta a tierra de las carcasas y estructuras de partes **no vivas** así como de los neutros del sistema. Normalmente el sistema de tierras consiste de una red interconectada la cual puede tener una, dos o muchas varillas clavadas en el terreno con una específica disposición entre una y otra. La varillas son de acero con forro de cobre (copper weld), el acero proporciona suficiente resistencia mecánica para su clavado en la tierra y el forro de cobre proveerá, además de una adecuada protección contra la corrosión, un satisfactorio contacto con el suelo.

Un bajo valor de resistencia a tierras es lo deseable en un sistema de tierras, este bajo valor regularmente debe ser inferior a los 10 ohms para terrenos secos, un valor superior a los 20 ohms se considera no apropiado para operación por lo que el suelo deberá ser sometido a una activación para lograr bajar su resistividad lo más posible en las inmediaciones donde se localiza el electrodo de tierras y poder así bajar su resistencia de aterrizamiento. Un valor por abajo de 1 ohm es lo deseable en todo sistema de tierras, sin embargo en muchas ocasiones este valor será difícil de lograr.

El objetivo primordial de un sistema de tierras es el de dotar de una protección segura a personas y equipos contra la acción de sobretensiones o de fallas de un sistema eléctrico hacia tierra. En el caso de la protección y operación de los transformadores el sistema de tierras tiene dos primordiales funciones:

- 1) Proveer a los dispositivos de protección contra las sobretensiones (aparrayos y pararrayos) de una adecuada referencia a tierra.
- 2) Proveer al neutro y a la carcasa del transformador de un adecuado camino de baja resistencia para las corrientes de retorno y flujo de corrientes de falla, lográndose así la adecuada operación y coordinación de protecciones a base de relevadores e interruptores por fallas a tierra.

La resistencia a tierras se mide utilizando un equipo comúnmente denominado Megger de Tierras que no es otra cosa que un óhmetro que basa su operación en el principio de caída de potencial. La Figura 51 muestra el principio utilizado por un óhmetro de tierras para medir la resistencia de tierra de un electrodo, representado aquí por una varilla; desde la fuente se hace pasar una corriente que penetra en la tierra por el electrodo de prueba C y viaja por el suelo hasta el electrodo del sistema; en la distancia reglamentaria X, considerada adecuada para ser representativa del área de disipación a tierra del electrodo, se mide la caída de potencial correspondiente en los puntos indicados la cual será proporcional a la resistencia E, la distancia X corresponde al 62% de la distancia total del circuito, D. Esta distancia D se fija de acuerdo a las dimensiones del electrodo de tierras el que puede estar formado por 1, 2, 3, 4, ó n varillas interconectadas.

La distancia D dependerá, como ya lo indicamos de las dimensiones del electrodo del sistema, de tal manera que el valor adoptado estará de acuerdo a la distancia de la diagonal que cruce dicho electrodo. La Tabla 25 muestra las distancias D y la distancia X para diferentes medidas de la diagonal a través del área ocupada por el electrodo.

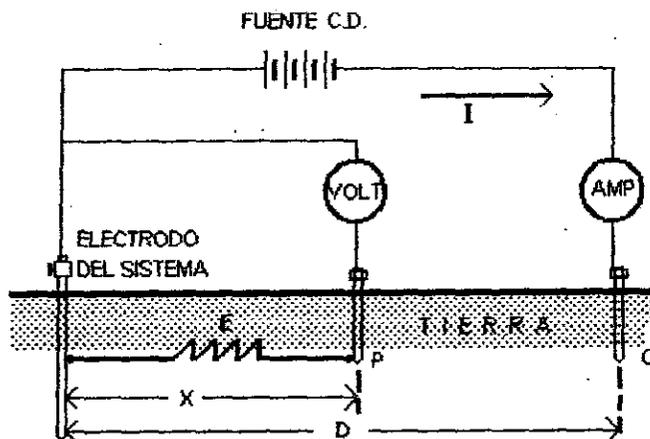


Figura 51.- Circuito de medición de resistencia a tierras del electrodo de un sistema de tierra.

Tabla 25		
VALORES DE LA DISTANCIA D y X PARA DIFERENTES MAGNITUDES DE LA DIAGONAL DE UN ELECTRODO DE TIERRAS		
DIAGONAL DEL ELECTRODO (PIES)	X (PIES)	D (PIES)
2	40	70
4	60	100
6	80	125
8	90	140
10	100	160
12	105	170
14	120	190

16	125	200
18	130	210
20	140	220
40	200	320
60	240	390
80	280	450
100	310	500
120	340	550
140	365	590
160	400	640
180	420	680
200	440	710

Corrección de la resistencia a tierra.

Cuando el valor de resistencia de tierras resulta fuera de los límites recomendados se aconseja realizar una corrección de ese valor de resistencia lo cual se logra con un activamiento del terreno alrededor de la varilla o las varillas que conforman al electrodo. La Figura 52 muestra la manera de como lograr un activamiento de terreno para bajar la resistividad del suelo en las inmediaciones de la varilla.

La mezcla activadora que puede ser utilizada está formada por sal entera y carbón en una proporción de 1 a 3, luego de depositar el activador deberá taparse con tierra y agregar un poco de agua al terreno activado.

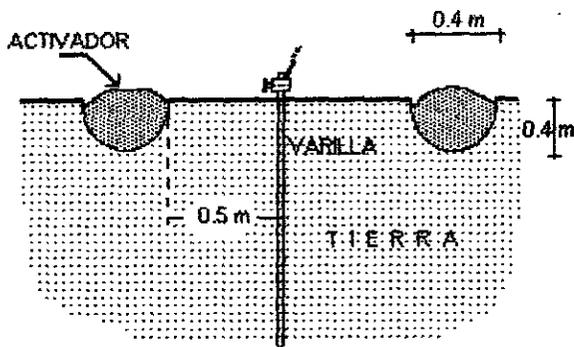


Figura 52.-Indicaciones para activar el suelo alrededor de una varilla de tierra para logra bajar la resistividad del terreno y mejorar.

La verificación del valor de resistencia de tierras es necesario realizarla con cierta periodicidad para estar seguros de que el sistema de tierras representa un adecuado camino entre los equipos y neutros de equipos. La resistencia de tierras puede variar por un cambio en el valor de resistividad del suelo por modificaciones en el contenido de humedad o de las sales y algunos compuestos minerales del terreno. Una alteración negativa en la resistencia de tierras puede deberse también a corrosión en los conectores del sistema.

Apéndices

_Formato de datos de campo para el registro de las características de los transformadores. (IMEBCS, S.A. de C.V.).

_Formato de datos de campo para el registro de los resultados de laboratorio, durante un servicio de mantenimiento predictivo a transformadores (IMEBCS, S.A. de C.V.).

_Ejemplo de reporte al cliente. (IMEBCS, S.A. de C.V.).



REPCAMP-81*

REPORTE DE CAMPO PARA EL MANTENIMIENTO A SUBESTACIONES

NOTA: EL PRESENTE FORMATO DEBE SER LLENADO INTEGRAMENTE EN CAMPO

INSTALACION: _____ FECHA: _____ PARA USO DE OFICINA
 LOCALIZACION: _____ CAR. []



HOJA DE CARACTERISTICAS



PARA SUBESTACIONES SIN HISTORIAL, ANOTAR LA SIGUIENTE INFORMACION:

TRANSFORMADOR: Marca: _____ Serie: _____ Kva: _____
 Voltaje: _____ Conexión: _____ Fases: _____

TIPO DE INSTALACION: AZOTEA [] PISO [] PARRILLA [] POSTE [] PEDESTAL []

FRECUENCIA _____ Hz, CLASE _____, TIPO _____ CORRIENTE: A.T. _____ Amp B.T. _____ Amp

IMPEDANCIA: $Z = \frac{R}{s} + j \frac{X}{s}$ a _____ °C ALTURA DE OPERAC: _____ msnm, SOBREELEVACION DE TEMP. _____ °C

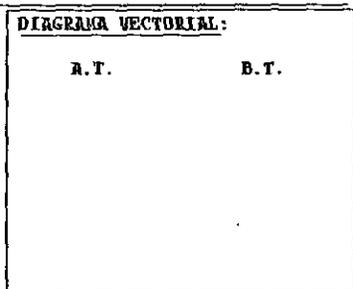
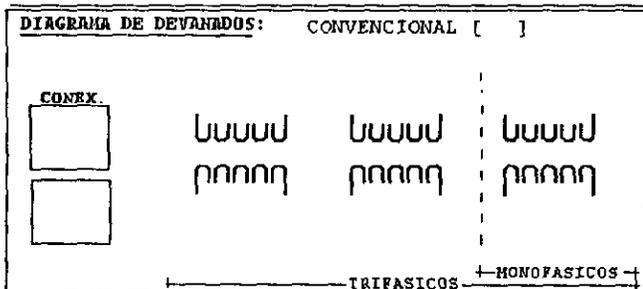
BIL de AT: _____ kv, BIL de BT: _____ kv

PESO:	TAP	VOLTAJE	%
Núcleo y bobinas: _____ kg	1	_____	_____
Tanque y accesor: _____ kg	2	_____	_____
Líquido aislante: _____ kg	3	_____	_____
	4	_____	_____
	5	_____	_____

ACEITE TOTAL: _____ lcs
 PESO TOTAL: _____ kg

TIPO DE ACOMETIDA:
 AEREA [] CABLES DE A.T. []

OTROS DATOS DEL TR.: _____



OTROS DATOS DE LA S.E.

EXISTE TABLERO DE A.T.: SI [] SECCIONES: _____ DATOS: _____
 EXISTE TABLERO DE B.T.: SI [] CIRCUITOS: _____ DATOS: _____
 EXISTE PLANTA DE ENERG. SI [] NO [] CAPACIDAD: _____ KW, VOLTAJE: _____
 MARCA: _____ MOTOR: _____
 TRANSFERENCIA: AUTOMAT.: [] MANUAL: [] AMPERAJE: _____
 MARCA _____ MOD _____

OTROS: _____

REPORTE: _____

E)...REVISION GENERAL: Revisar detalladamente para tomar nota de los aspectos indicados:

FUGA DE ACEITE POR _____ GRAVE: [] SIN PELIGRO: []

NIVEL DEL ACEITE: BIEN [] ALTO [] BAJO [] FALTAN: _____ Lts

REVISAR Y ANOTAR EL ESTADO DE LOS EMPAQUES DE:

TAPA PRINCIPAL _____ TAPA DE CAMB. DE TAPS _____
 BOQUILLA X1 _____ BOQUILLA H1 _____
 BOQUILLA X2 _____ BOQUILLA H2 _____
 BOQUILLA X3 _____ BOQUILLA H3 _____
 BOQUILLA X4 _____

ESTADO DE LA PINTURA DEL TANQUE: _____

ESTADO APARENTE DE APARTARRAYOS: _____

ESTADO APARENTE DE CUCHILLAS DE A.T.: _____

CAPACIDAD DE LAS PROTECCIONES DEL TR: _____

FUSIBLE A.T.: [_____ Amp, MARCA _____ TIPO: _____

INTERRUPTOR: [_____ Amp, MARCA _____ TIPO: _____



ACTIVIDADES QUE DEBEN SER DESARROLLADAS DURANTE UN MANTENIMIENTO

A)...Efectuar limpieza de:

AISLAMIENTO DE A.T. DE LA SUBESTACION	[<input type="checkbox"/>]
AISLAMIENTO DE TRANSFORMADOR	[<input type="checkbox"/>]
CONEXIONES DE A.T. DEL TRANSFORMADOR	[<input type="checkbox"/>]
CONEXIONES DE B.T. DEL TRANSFORMADOR	[<input type="checkbox"/>]
CONEXIONES DEL SISTEMA DE TIERRAS	[<input type="checkbox"/>]

USA TU EQUIPO DE PROTECCION!

B)...Revisar y apretar conexiones de:

A.T. DE TRANSFORMADOR	[<input type="checkbox"/>]
B.T. DE TRANSFORMADOR	[<input type="checkbox"/>]
SISTEMA DE TIERRAS	[<input type="checkbox"/>]
INTERRUPTOR PRINCIPAL	[<input type="checkbox"/>]

SI NO SE EFECTUARON ALGUNAS ACTIVIDADES INDICAR POR QUE: _____

SE LIMPIO AREA DE LA SUBESTACION: []

OTROS TRABAJOS REALIZADOS:

SE DIO MANITO. A TABLERO DE ALTA TENSION: [] DATOS: _____

SE DIO MANITO. A TABLERO DE BAJA TENSION: [] DATOS: _____

OTROS: _____

OBSERVACIONES GENERALES: _____

ACTIVIDADES QUE DEBEN SER DESARROLLADAS EN UN MANTTO. A S.E. AGRICOLA:

DATOS DE MOTOR ELECTRICO: MARCA _____ SERIE: _____ VOLTAJE _____ V.
 CAPACIDAD HP, _____

PRUEBA DE RACD CON 500 VCD, A 1 MINUTO: _____ MOHMS

DATOS DE ARRANCADOR: MARCA _____ SERIE _____ TIPO _____ HP _____

TIPO: MANUAL [] AUTOMATICO [] ELEMENTO TERMICO _____

SE AJUSTARON CONEXIONES DE FUERZA SI [] NO [] CONTROL SI [] NO []

ESTADO DE CONTACTOS: BIEN [] REQUIEREN MANTTO. MAYOR SI [] NO []



NOTA: _____

INSTALACIONES Y MANTENIMIENTO ELECTRICO de B.C.S., S.A. de C.V.

REFORMA No 1240, LA PAZ B.C.S., TEL (FX) 2-75-65

Hoja No 1/4

REPORTE DE MANTENIMIENTO Y/O LABORATORIO PARA SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES ELECTRICOS

La Paz, B.C.S., a 27 DE JUNIO DE 1997

CLIENTE: TELMEX SA DE CV
DIRECCION: BRAVO Y GOMEZ FARIAS
POBLACION: LA PAZ BCS
ATENCION A: ING. GUSTAVO FELIX ALVAREZ
PUESTO: J. DE. OP. Y MANTENIMIENTO PAZ
FECHA DEL SERVICIO: 26 DE JUNIO DE 1997.
SUBESTACION: ESTACION SAN MATIAS .

CARACTERISTICAS DEL TRANSFORMADOR:

CONTROL No: IME- S/N

MARCA: EMSA
SERIE: 5437
CAPACIDAD: 30 KVA
FASES: 3
VOLTAJE: 34500-220Y/127
CONEXION: D-Y

[Atender las medidas recomendadas en este reporte o nó es responsabilidad exclusiva del cliente o usuario de la subestación.]

PRUEBAS, CONEXIONES DE PRUEBA Y LECTURAS OBSERVADAS:

1).-PRUEBA DE RESISTENCIA DEL AISLAMIENTO A LA C.D. EN TRANSFORMADOR, (RACD):

LECTURA EN MΩ .-(MILLONES DE OHMS).

TEMPERATURAS DURANTE LA PRUEBA:

AMBIENTE: [34.5°C]

INTERNA: [43°C]

1.1.- (RH) SE MIDE EL ESTADO DEL AISLAMIENTO LOCALIZADO ENTRE ALTA TENSION Y TIERRA (TANQUE); ==PARTES INVOLUCRADAS: Parte del volumen de aceite aislante, las boquillas de alta tensión y el aislamiento de celulosa (papel o maderas), localizados entre A.T. y tanque o a tierra.

(NOTA IMPORTANTE: EN TRANSFORMADORES Y.Y, LA CONEXION RH SE CONVIERTE EN RH-X (A TIERRA))

RH1- [15000 MΩ], al minuto [1]

RH10- [25000 MΩ], al minuto [10], Voltaje de prueba aplicado: [2500] VCD

1.2.- (RHX) SE MIDE EL ESTADO DEL AISLAMIENTO LOCALIZADO ENTRE ALTA Y BAJA TENSION; ==PARTES INVOLUCRADAS: El aislamiento de celulosa (papel o maderas), localizados entre A.T. y B.T., así como parte del volumen de aceite aislante.

RHX1- [50000 MΩ], al minuto [1]

RHX10- [50000 MΩ], al minuto [10]; Voltaje de prueba aplicado: [2500] VCD

1.3.- (RX) SE MIDE EL ESTADO DEL AISLAMIENTO LOCALIZADO ENTRE BAJA TENSION Y TIERRA (TANQUE); ==PARTES INVOLUCRADAS: Parte del volumen de aceite aislante, las boquillas de baja tensión y el aislamiento de celulosa (papel o maderas), localizados entre B.T. y tanque.

RX1- [10000 MΩ], al minuto [1]

RX10- [10000 MΩ], al minuto [10], Voltaje de prueba aplicado: [500] VCD

OBSERVACIONES (1): LOS VALORES DE AISLAMIENTO SE PRESENTAN ADECUADOS PARA OPERACION.

REPORTE DE MANTENIMIENTO Y/O LABORATORIO PARA SUBESTACIONES ELECTRICAS

CLIENTE: ICLMEX SA DE CV SERIE: 5437

Hoja No 2/4

2).- INDICES DE POLARIZACION DEL AISLAMIENTO, (IP):

- 2.1.- IP PARA LA CONEXION DE PRUEBA RH: [1.67]
- 2.2.- IP PARA LA CONEXION DE PRUEBA RHX: [NS]
- 2.3.- IP PARA LA CONEXION DE PRUEBA RX: [NS]

*N.S.-NO SIGNIFICATIVO, CUANDO SE INDICA ESTO, QUIERE DECIR QUE LOS VALORES DE RACU SE SALEN DE LA ESCALA SIGNIFICATIVA POR LO QUE NO SON VALIDOS PARA LA EVALUACION DEL IP.

OBSERVACIONES (2): INDICE SIGNIFICATIVO DENTRO DEL RANGO CARACTERISTICO PARA AISLAMIENTOS SANOS.

3).- PRUEBAS AL ACEITE AISLANTE:

- TEMPERATURA DEL ACEITE: [43 °C]
- 3.1.- RIGIDEZ DIELECTRICA (RGZ): [31.1 KV]; (RUPTURA PROMEDIO).
- 3.2.- RESISTIVIDAD ELECT (RST): [50.00 x 10⁶ MΩ-Cm]
- 3.3.- No DE NEUTRALIZACION (NN): [<0.15 MgKOH/g]; (ACIDEZ).
- 3.4.- COLORIMETRIA (CL): [1.25], ESCALA ASTM.
- 3.5.- SEDIMENTOS (SD): [NO]
- 3.6.- AGUA EN EMULSION (AE): [SE OBSERVO: NO]
- 3.7.- ASPECTO VISUAL (AV):
 - 3.7.1.- TURBIO: [NO]
 - 3.7.2.- CRISTALINO: [SI]
 - 3.7.3.- LIMPIO: [SI]
 - 3.7.4.- CLARO: [SI]
 - 3.7.5.- OSCURO: [NO]

OBSERVACIONES (3): ACEITE AISLANTE DENTRO DEL RANGO ADECUADO PARA OPERACION.

4).- PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION (RTR):

- POLARIDAD: [SUSI]
- TAP NOMINAL: [3]
- TAP DE OPERACION: [5]
- CONEXION: [D-Y] (D-Y, D-D, Y-D, Y-Y, MONO)

LECTURAS	ISOLO EN TAP DE OPERACION PARA TRANSFORMADORES EN SERVICIO:			
	FASE1	FASE2	FASES	RELACION TEORICA:
TAP 1:				
2:				
3:				
4:				
5:	256.980	257.230	256.480	258.070

OBSERVACIONES (4): LOS RANGOS DE LAS LECTURAS DE RELACION NO PRESENTAN DESVIACIONES FUERA DE LO RECOMENDABLE.

5).- PRUEBA DE RESISTENCIA DEL SISTEMA DE TIERRAS (RT):

- 5.1.- ELECTRODO DEL TRANSFORMADOR:
RT = [Ω] (OHMS)
- 5.2.- ELECTRODO DE LOS APARTARRAYOS:
RT = [Ω] (OHMS)

OBSERVACIONES (5): SE AJUSTARON CONEXIONES DEL SISTEMA DE TIERRAS

REPORTE DE MANTENIMIENTO Y/O LABORATORIO PARA SUBESTACIONES ELECTRICAS

CLIENTE: ICLMEX SA DE CV SERIE: 5437

Hoja No 3/4

6).- MEDICION DE VOLTAJES DE OPERACION Y MAXIMO REGIMEN DE CARGA DURANTE EL ULTIMO AÑO:

CARGA EN KVA: [] (Maxima de un año a la fecha).

CARGA EN %: []

MES EN QUE OCURRIO: []

VOLTAJES:

A).- FASE: V1-2 = [227] ; V1-3 = [223] ; V2-3 = [232] Volts.

B).- NEUTRO: V1-N = [130] ; V2-N = [133] ; V3-N = [132] Volts.

Estado de los Voltajes: NORMAL: [X] ; BAJO: [] ; ALTO: []

OBSERVACIONES (6): LOS NIVEL DE VOLTAJE SE OBSERVAN DENTRO DEL RANGO ADECUADO PARA OPERACION.

7).- EVALUACIONES Y CHEQUEOS GENERALES:

- HERMETICIDAD DE TRANSFORMADOR: [BIEN (POSITIVA)]
- SE DETECTARON FUGAS DE ACEITE: [NO PRESENTA]
- NIVEL DE ACEITE EN TRANSFORMADOR: [BIEN]
- ESTADO GENERAL DE LOS EMPAQUES: [EN APARENTE BUEN ESTADO.]
- ESTADO GENERAL DEL TANQUE: [FALTA PINTURA EN TANQUE.]
- ESTADO APARENTE DE APARTARRAYOS: [BIEN]
- ESTADO APARENTE DE CUCHILLAS: [BIEN]

- CAPACIDAD DE PROTECCIONES:
- DE FUSIBLES DE ALTA T.: []
- DE INTERRUPTOR DE BAJA T.: [60 AMPERES]

8).- TRABAJOS DE MANTENIMIENTO MENOR EFECTUADOS:

- SE EFECTUO LIMPIEZA DE AISLAMIENTO EN:
- AISLAMIENTO DE ALTA T. DE S.E.: [SI]
- AISLAMIENTO DE TRANSFORMADOR: [SI]

- SE EFECTUO LIMPIEZA DE CONEXIONES EN:
- ALTA TENSION DE TRANSFORM.: [SI]
- BAJA TENSION DE TRANSFORM.: [SI]
- SISTEMA DE TIERRAS: [SI]

- SE AJUSTARON O APRETARON CONEXIONES EXTERIORES EN:
- ALTA TENSION. DE TRANSFORM.: [SI]
- BAJA TENSION DE TRANSFORM.: [SI]
- INTERRUPTOR PPAL. DE BAJA T.: [SI]
- SISTEMA DE TIERRAS DE S.E.: [SI]

- SE LIMPIO AREA DE LA SUBESTAC.: [SI]
- OTROS TRABAJOS REALIZADOS: [NINGUNO.]

REPORTÉ DE MANTENIMIENTO Y/O LABORATORIO PARA SUBESTACIONES ELECTRICAS

CLIENTE: TELMEX SA DE CV SERIE: 5437

Hoja No 4/4

9).- RESUMEN GENERAL, OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES:

NOTA: EN TODO EQUIPO ELECTRICO SIEMPRE EXISTE UN RIESGO INTRINSECO DE FALLA, EL RIESGO DE QUE UNA FALLA OCURRA EN EL TRANSFORMADOR DE ESTE REPORTE ES NORMAL YA QUE, NO PRESENTA ASPECTOS QUE PUEDEN HACER QUE ESTE RIESGO SEA MAYOR A LO ESPERADO PARA UN TRANSFORMADOR.

LOS VALORES DEL AISLAMIENTO Y DEL ACEITE AISLANTE DEL TRANSFORMADOR SE ENCUENTRAN DENTRO DEL RANGO RECOMENDADO PARA OPERACION.

LA PLANTA DE EMERGENCIA SE APAGA AL TOMAR LA CARGA DE LA INSTALACION.

--
--
--
--

REPORTO:

ING. SIMON OSCAR MENDOZA S.

SI DESEA UNA MAYOR INFORMACION SOBRE EL CONTENIDO DEL PRESENTE REPORTE PUEDE LLAMARNOS AL TELEFONO: 91 (112) 2 73 65, LA ASESORIA A NUESTROS CLIENTES ES DE CARACTER PERMANENTE Y SIN COSTO ADICIONAL.

IMEBCS, S.A. de C.V. NO SE HACE RESPONSABLE DE FALLAS EN EL EQUIPO DE LA SUBESTACION EN VIRTUD DE QUE, DENTRO DE LAS ACTIVIDADES DESARROLLADAS EN ESTE TIPO DE SERVICIOS NO SE INCLUYE NINGUNA QUE MODIFIQUE LA ESTRUCTURA OPERATIVA DE LOS MISMOS.

Bibliografía:

- _ Alexander S. Langsdorf: *Teoría de las Máquinas de Corriente Alterna.*
- _ Fitzgerald e Higginbotham: *Fundamentos de Ingeniería Eléctrica.*
- _ S.D. Myer, J.J. Kelly, R.H. Parrish; *A guide to transformer maintenance (insitu-invivo)*; (The Transformer Maintenance Institute, USA).
- _ Fink / Beaty: *Manual de Ingeniería Eléctrica.*
- _ Eugene C. Lister: *Máquinas y Circuitos Eléctricos.*
- _ Enriquez Harper: *El ABC de las Máquinas Eléctricas: I-El Transformador.*
- _ A.E. Knowlton; *Manual Standard del Ingeniero Eléctricista.*
- _ Comisión Federal de Electricidad, División B.C.: *Técnica General de Mantenimiento.*
- _ A.M. Lokie, J.D. Borst y D.J. Ristuccia: *Prevención de Fallas Violentas en Transformadores Antes de Entrar en Servicio.*
- _ D. Mukhedar y G. Demers: *Diseños de Rejillas de Tierras.*
- _ W. Lampe, E. Spicar, K. Carrander. (ASEA, Ludvinka, Sw.): *Purificación Continua y Supervisión del Sistema de Aislamiento de Transformadores en Servicio.*

Richard E. Miller (IEEE, Industry Applications Society Annual Meeting): *Uso, Mantenimiento y Seguridad de Transformadores con Líquido a Base de Silicón.*

Fuente de Datos de Campo:

Archivos de Historiales de Mantenimiento a Subestaciones;
Comisión Federal de Electricidad, Dpto. de Transmisión Zona Sur, División B.C., La Paz B.C.S., Mex.

Archivos de Historiales de mantenimiento a Transformadores;
Instalaciones y Mantenimiento Eléctrico de B. C. S., S.A. de C.V., (IMEBCS, SA), La Paz B.C.S., Mex.

Otras Fuentes de Información:

instructivos de Operación de Equipos de Prueba de las Marcas: J. G. Biddle; Doble, AEMC, General Electric, Miller, etc.

Boletines Técnicos Diversos emitidos como resúmenes por el IIE, (Instituto de Investigaciones Eléctricas, México)