

41126
111



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
CAMPUS ARAGON

LA IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y
PREDICTIVO EN TRANSFORMADORES DE MEDIANA
POTENCIA EN LA INDUSTRIA.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA

P R E S E N T A ;
JOSE LUIS SERVIN SANCHEZ

ASESOR DE TESIS: ING. RAUL BARRON VERA

MEXICO, D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

FEBRERO DEL 2003



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

AGRADECIMIENTOS

GRACIAS, A MI ESPOSA E HIJOS, PADRES, FAMILIARES Y AMIGOS QUE ME APOYARON A REALIZAR UNO DE MIS LOGROS.

GRACIAS POR TU ENSEÑANZA, TU AMISTAD, Y POR COMPARTIR CONMIGO TUS EXPERIENCIAS Y EL SER HUMANO QUE FUISTE. (RODOLFO NTEO)

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CAPITULADO

INTRODUCCIÓN.

I. EL TRANSFORMADOR.

- I.1 Consideraciones Generales.
- I.2 Circuitos Equivalentes del Transformador.
 - I.2.1 Transformador en vacío.
 - I.2.2 Transformador con carga.
 - I.2.3 Transformador ideal
- I.3 Tipos de Transformadores.
 - I.3.1 Desarrollo del Transformador.
- I.4 Elementos Principales del Transformador.
 - I.4.1 Circuito eléctrico.
 - I.4.2 Circuito magnético.
 - I.4.3 Sistema de aislamiento.
 - I.4.3.1 Degradación de los aislamientos
 - I.4.4 Tanque y accesorios.
 - I.4.5 Fallas de transformadores.

II. PRUEBAS A TRANSFORMADORES.

- II.1. Generales de mantenimiento.
 - II.1.1 Mantenimiento Correctivo.
 - II.1.2 Mantenimiento Preventivo.
 - II.1.3 Mantenimiento Predictivo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

II.2 Pruebas

- II.2.1 Pruebas de Fábrica.
- II.2.2 Pruebas de Prototipo.
- II.2.3 Pruebas de Rutina
- II.2.4 Pruebas Opcionales.
- II.2.5 Pruebas de Campo.

II.3 Recomendaciones generales para realizar pruebas eléctricas al Transformador

II.4 Pruebas a Transformadores

- II.4.1 Resistencia de aislamiento.
- II.4.2 Prueba de Factor de Potencia de los aislamientos.
- II.4.3 Prueba de Corriente de Excitación.
- II.4.4 Prueba de Polaridad y Relación de Transformación.
- II.4.5 Prueba de Resistencia Ohmica de los Devanados.
- II.4.6 Medición de la Impedancia.
- II.4.7 Prueba de Control al Aceite Aislante.

II.4.7.1 Prueba de Rigidez Dieléctrica

II.4.7.1.1 Resistividad del Aceite.

- II.4.7.2 Prueba de Determinación del Número de Neutralización.
- II.4.7.3 Prueba de tensión Interfacial.
- II.4.7.4 Prueba de F.P. al Aceite.
- II.4.7.5 Prueba de Color al Aceite.
- II.4.7.6 Prueba de Cromatografía de Gases al Aceite.

CONCLUSIONES.

FORMATOS PARA REPORTAR LAS PRUEBAS A TRANSFORMADORES.

BIBLIOGRAFIA.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Objetivo General:

La importancia del mantenimiento preventivo y predictivo en Transformadores de mediana potencia en la industria.

A través de la experiencia obtenida en el ramo del mantenimiento eléctrico a Subestaciones y transformadores de mediana tensión, he aprendido que el prevenir y predeterminar un problema en alguno de estos equipos, ayuda a evitar accidentes antes de que sucedan, evitando pérdidas económicas, materiales y humanas. Esto se logra teniendo los equipos de medición adecuados para obtener los parámetros y así determinar su estado, como son los descritos en el capitulado.

De este forma los transformadores forman un papel importante en la industria, y por lo tanto debemos tener esté en buenas condiciones óptimas de trabajo. Por lo cual su mantenimiento preventivo y predictivo son de suma importancia.

El objetivo principal de esta Tesis, es que el personal de Campo encargado del mantenimiento en Transformadores cuente con un manual de consulta, con la finalidad de exponer las pruebas de Campo, y con la información que se proporciona, (teoría, aplicación, recomendaciones para su ejecución y las figuras de conexión), interprete y evalúe los resultados de las mismas.

Desarrollo:

La presente describe en sus primeros capítulos, el marco teórico de lo que significa, como funciona, y de las partes que integran un transformador; En forma breve se describen, algunas de las principales pruebas de fábrica que se realizan al transformador. Más adelante se describe las pruebas más significativas de campo que se aplican a los transformadores de mediana potencia. Contiene también la información de resultados probables para su evaluación.

Las pruebas de campo son actividades dentro de los trabajos de mantenimiento y puesta en servicio, que el personal encargado lleva a cabo en forma periódica, con la finalidad de mantener índices de confiabilidad y continuidad aceptables.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

INTRODUCCIÓN

Los transformadores tienen una función especial en la industria, ya que a través de estos se transforma la energía generada en las centrales eléctricas, para su transmisión y consumo.

Existen diversas fuentes de energía a partir de las cuales podemos generar la electricidad. Después de haber generado la energía eléctrica debe llegar a los consumidores: a las escuelas, nuestras casas, fábricas, negocios y a las calles de la ciudad.

Para llevar la electricidad de la planta generadora a todos los consumidores nuestro país esta formado por un sistema de redes de transmisión de electricidad.

Mientras los generadores dan vueltas producen electricidad con un cierto voltaje. Un volt es una medida de la fuerza electromotriz de la electricidad; esta fuerza es la que empuja a los electrones a fluir por un circuito. Esta unidad se llama así por Alessandro Volta, físico Italiano que diseñó la primera pila.

La electricidad pasa del generador al transformador, el cual aumenta el voltaje de 25,000 volts a 400,000. Cuando la electricidad va a viajar largas distancias es mejor que tenga un alto voltaje.

Esta electricidad a 400,000 volts es transportada por gruesos cables de cobre y aluminio con muy baja resistencia (dejando que toda la electricidad fluya sin restricciones). Estos cables llegan a subestaciones cerca de las ciudades y grandes fábricas donde otro transformador convierte el alto voltaje de regreso a un bajo voltaje.

De estas subestaciones, la electricidad a bajo voltaje ya puede ser utilizada en escuelas, casas, fábricas, semáforos, y otras miles de aplicaciones.

Con ayuda de otro transformador el voltaje es transformado a 220 volts para grandes aparatos eléctricos como secadores de ropa, o bien, a 110 volts para pequeños, como focos y televisiones.

El sistema de transmisión y distribución de la energía eléctrica en México está integrado por diferentes redes:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Red de transmisión troncal. Formada por instalaciones de transmisión a muy alta tensión (400,000 y 230,000 volts), que permite movilizar grandes cantidades de energía entre regiones alejadas. Esta red es alimentada por las centrales generadoras y abastece a las redes de subtransmisión. Actualmente cuenta con 31,586 kilómetros de líneas.

Redes de subtransmisión. Tienen una cobertura regional y utilizan las altas tensiones de transmisión (desde 69,000 hasta 161,000 volts). Suministran la energía a las redes de distribución en media tensión. Actualmente tienen 39,174 kilómetros de líneas.

Redes de distribución en media tensión (desde 2,400 hasta 34,500 volts). Permiten distribuir la energía dentro de zonas geográficas relativamente pequeñas y entregan la energía a las redes de distribución en baja tensión. La longitud es de 317,718 kilómetros, incluyendo 9,799 kilómetros de líneas subterráneas.

Redes de distribución en baja tensión. (220 ó 240 volts) alimentan a consumidores pequeños.

Cuando la electricidad llega a las casas o negocios pasa por un medidor de electricidad, así, cuando los trabajadores de Luz y Fuerza del Centro o de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) van a tu casa y leen el medidor pueden saber exactamente cuánta electricidad has usado. De esta manera pueden cobrarte exactamente lo que has usado.

Toda la energía eléctrica que se genera debe de ser utilizada porque la electricidad es como un fluido pero no es almacenable; así que la CFE debe planear correctamente cuánta energía generar. Si producen más de lo que necesitamos sobraría energía y si producen menos de lo que necesitamos no alcanzaría la energía para todos y habría un apagón. Por esto, el trabajo de planeación, de cuánto producir basándose en una futura demanda de energía, es importante para cuidar mejor nuestros recursos.

El uso casi universal del sistema de corriente alterna para la transmisión y distribución de energía eléctrica, se debe al hecho de que los circuitos de diferentes tensiones se pueden interconectar mediante un dispositivo eficaz y confiable, el transformador.

Así es posible que los generadores, líneas de transmisión, redes de distribución y la gran variedad de cargas, se puedan operar en las tensiones más apropiadas.

Sin las características únicas del transformador de adaptarse a los requerimientos individuales de las diferencias de un sistema y de mantener su voltaje prácticamente constante, sin importar la magnitud de la carga, los progresos en la transmisión y distribución de energía, no hubieran sido posibles.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Esta habilidad se deriva del hecho de que es posible acoplar los devanados primarios y secundarios del transformador, de tal manera que su relación de vueltas determinará estrechamente su relación de voltajes y la inversa de corrientes, resultando en que los voltamperes de entrada y salida y las energías de entrada y salida sean casi iguales.

Los transformadores se definen como máquinas estáticas que tienen la misión de transmitir, mediante un campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema, con determinada tensión, a otro sistema, con tensión deseada.

Sacrificando rigor, para ganar concreción, y en términos ideales útiles, puede añadirse que la función de esta máquina consiste en transformar la energía (potencia), en el sentido de alterar sus factores según la relación.

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{I_2}{I_1} (\Phi_1 \approx \Phi_2)$$

Hay que agregar que esta función se realiza con simplicidad y económicamente (escaso mantenimiento, elevado rendimiento y costo bajo, en comparación con máquinas rotatorias).

Puede afirmarse que, en la preponderancia de la corriente alterna, el transformador juega un papel principal.

En el capítulo 1 se describe en forma breve la constitución, funcionamiento, los tipos de transformadores que existen, los elementos principales y su funcionamiento en forma analítica.

En el capítulo 2 se menciona como se conforma el sistema de aislamiento de los transformadores, así también como se degradan los aislamientos.

Se describe en el capítulo 3 las fallas principales de los transformadores.

Y por último y lo más importante de esta tesis se describe en forma muy amplia las pruebas de mantenimiento más importantes a los transformadores, así como la forma de evaluar y presentar los resultados obtenidos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

I. EL TRANSFORMADOR

I.1 Consideraciones Generales

Un transformador consiste de dos o más circuitos eléctricos llamados devanados y de un núcleo de acero, el cual conforma el circuito magnético.

Los arrollamientos o devanados no se interconectan directamente entre sí, sino que se conectan a través del medio magnético de la siguiente forma:

- o La energía eléctrica alimenta a un devanado llamado "El primario", el cual crea un flujo magnético a través del núcleo de hierro. Este flujo genera una fuerza contra electromotriz (FCEM) en el primario y limita la corriente que puede ser entregada desde la fuente. El mismo flujo genera una fuerza electromotriz (FEM) en el devanado secundario, promueve la corriente que alimenta la carga. De esta manera la potencia eléctrica se transfiere electromagnéticamente desde la fuente hasta el devanado secundario y la carga. (ver fig. 1)

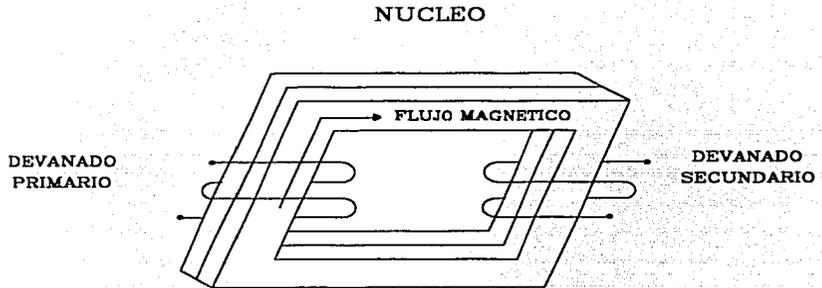
- o La habilidad de este artificio de transformar la energía de entrada con una tensión a otra tensión en la salida, le hace sumamente importante en un sistema eléctrico. Las pérdidas de energía en el proceso son prácticamente insignificantes.

El principio de operación de los transformadores se puede comprender muy fácilmente si se consideran las siguientes leyes elementales.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 1

TRANSFORMADOR ELEMENTAL



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Ley de Oersted

"Cuando por un conductor circula una corriente alrededor de éste se origina un campo magnético cuyo sentido depende del sentido de la corriente". (ver fig. 2)

Ley de Faraday.

"Cuando se mueve un conductor cortando las líneas de un campo magnético (movimiento relativo entre campo y conductor), se genera una F.E.M. en las terminales del conductor cuya magnitud depende de la intensidad del campo, de la velocidad con que el conductor corta las líneas de flujo, de la longitud y del número de conductores" (ver fig. 3).

Ley de Lenz.

"Cualquier tensión magnética inducida se generará siempre en una dirección tal, que se opone a la acción que la causa".

El principio de operación de un transformador se puede comprender fácilmente si asumimos que la transferencia de energía eléctrica se realiza, debido a la inducción de un arrollamiento de conductores hacia el otro a través de un medio conductor del flujo magnético. (ver fig. 1).

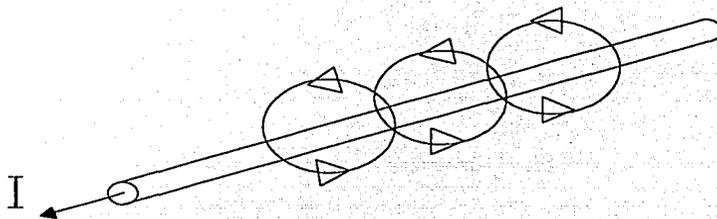
El núcleo ferromagnético concentra el flujo, lo que propicia la máxima transferencia de energía.

De acuerdo con la ley de Faraday, en el segundo arrollamiento se produce una F.E.M.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Figura 2

LEY DE OERSTED



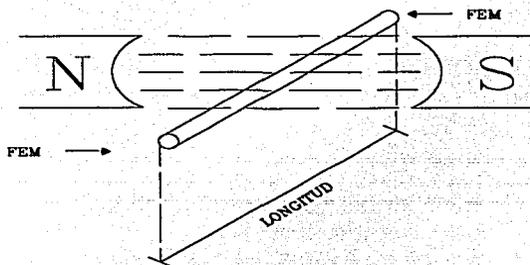
CAMPO MAGNETICO CREADO POR UNA CORRIENTE

I: CORRIENTE

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 3

LEY DE FARADAY



MOVIMIENTO RELATIVO ENTRE CAMPO Y CONDUCTOR

FEM: FUERZA ELECTROMOTRIZ

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1.2 Circuitos equivalentes del Transformador.

1.2.1 Transformador en vacío.

La figura 4A muestra la bobina primaria de un transformador conectado en serie con una batería y un interruptor. La bobina secundaria está en circuito abierto. Cuando el interruptor se cierra, el aumento del flujo en la ventana de la bobina primaria induce una tensión o fuerza electromotriz opuesta (\mathcal{E}_{em}) en la bobina primaria, de acuerdo con la ley de Lenz. La tensión de excitación tiene que forzar a la corriente contra el voltaje de oposición producido al establecerse el flujo. Para lograr esto, parte de la tensión de excitación se utiliza en contrarrestar al voltaje inducido. Esta "pérdida" de tensión se denomina caída de tensión y es igual y opuesta al voltaje inducido.

El circuito equivalente se muestra en la figura 4B. La relación matemática de este circuito es de acuerdo a las Leyes de Kirchoff de Voltaje (LKV):

$$E_{bat} = V_1 + i_1 R_1$$

Donde:

- E = fuente
- V = Voltaje
- I = corriente
- R = resistencia

También:

$$V_1 = N_1 \frac{d\Phi_1}{dt}$$

N = número de espiras

Sustituyendo:

$$E_{bat} = N_1 \frac{d\Phi_1}{dt} + i_1 R_1$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

en función de la inductancia:

$$E_{bat} = L I \frac{di_1}{dt} + i_1 R_1$$

L = inductancia

Como la fuente es una batería, el estado estacionario se alcanzará aproximadamente en 5 constantes de tiempo y en el estado estacionario ni la corriente primaria ni el flujo varían en el tiempo, entonces:

$$\frac{d\Phi_1}{dt} = 0$$

$$\frac{di_1}{dt} = 0$$

Por lo que:

$$E_{bat} = i_1 R_1$$

Si reemplazamos la fuente de Corriente Continua (c.c.) por una senoidal, el modelo del circuito equivalente será el que se muestra en la figura 4C.

Y entonces las relaciones matemáticas se convierten en:

$$E_{gen} = I_1 jX_{L_1} + I_1 R_1$$

De aquí observamos que el primario de un transformador en vacío actúa como una impedancia de bobina.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Figura 4A

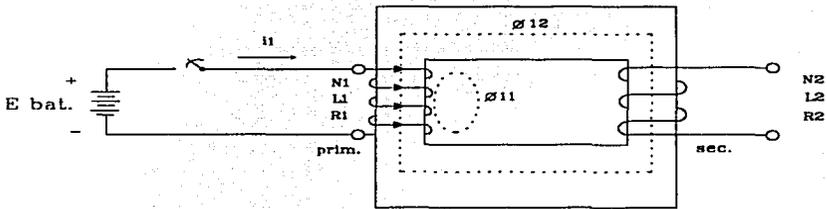


Figura 4B

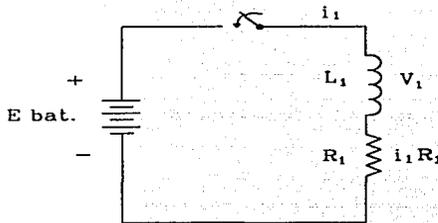
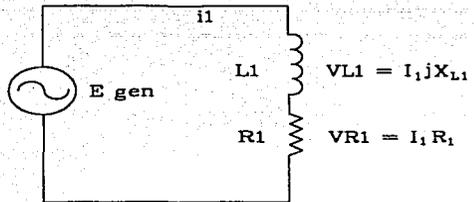


Figura 4C



DONDE:

N = Número de vueltas
 L = Inductancia
 R = Resistencia

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

1.2.2 Transformador con carga.

La figura 4D ahora muestra un transformador con una carga resistiva conectada a través de las terminales de la bobina secundaria (o secundario). Cuando el interruptor del circuito primario se cierra, el aumento del flujo Φ_{12} a través de la ventana de la bobina secundaria V_2 que produce i_2 .

De acuerdo con la ley de Lenz, la corriente secundaria i_2 producirá un flujo por sí misma denominado $\Phi_1 = \Phi_2$, que está en dirección opuesta al cambio de flujo Φ_{12} , a través de su ventana.

Un componente de flujo Φ_{22} toma un camino de fuga alrededor de la bobina secundaria; la otra componente llamada Φ_{21} pasa a través de la ventana de la bobina primaria.

Vemos pues que existe una inductancia mutua entre las dos bobinas, creada por sus respectivos flujos. Sin embargo, para efectos de esta discusión, sólo haremos mención de ello sin entrar al análisis detallado.

Aún así, el efecto de la corriente en el secundario sobre el circuito y la corriente del primario lo definimos como:

$$I_1 = \frac{E_{gen} + I_2 J_{XM1}}{R_1 + J_{XL1}}$$

Si no hay carga en el secundario I_2 es:

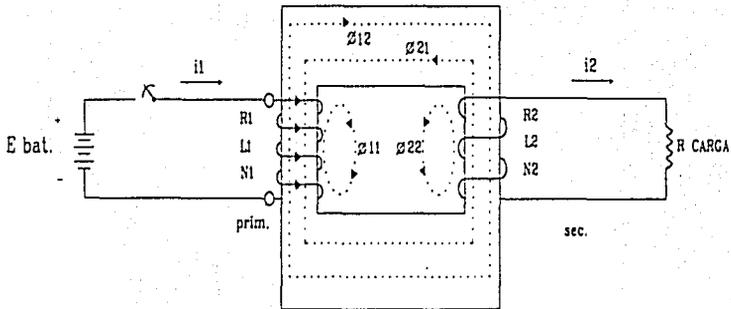
$$I_1 = E_{gen} / R_1 + J_{XL1}$$

porque $I_2 = 0$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 4D

Transformador con Corriente Inducida en el Secundario



DONDE:

N = Número de vueltas

L = Inductancia

R = Resistencia

1.2.3 Transformador ideal.

El transformador ideal mostrado en la figura 4E es aquel que es hipotético pues no tiene flujo de dispersión, sus devanados no tienen resistencia, la permeabilidad del hierro es infinita, no necesita corriente para mantener el flujo y no tiene pérdidas.

Aunque el transformador ideal **no existe y no puede construirse físicamente**, sus relaciones matemáticas son herramientas poderosas en el análisis del transformador con núcleo de hierro. Estas se aplican específicamente en el análisis de transformadores de Potencia y Distribución su relación de voltaje es:

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

Como el transformador ideal no tiene pérdidas, los voltamperes de entrada en el primario son iguales a los de salida en el secundario, es decir:

$$E_1 N_1 = E_2 N_2$$

Expresando en términos de la corriente:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{E_2}{E_1}$$

Y en términos del número de espiras:

$$\frac{I_1}{I_2} = \frac{N_2}{N_1}$$

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 4E

Transformador Ideal

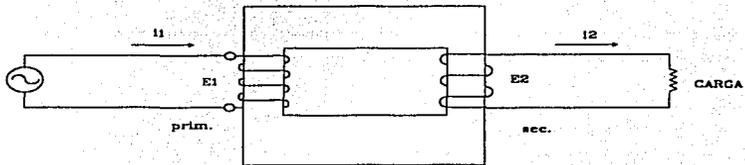


Figura 4F

Transformador Ideal
Circuito Equivalente

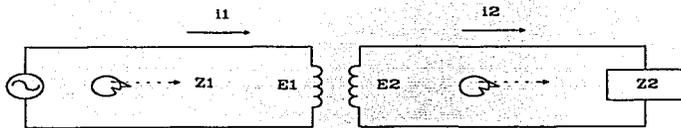
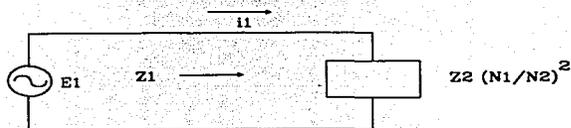


Figura 4G

Transformador Ideal
Circuito Equivalente



DONDE:

Z = IMPEDANCIA

La impedancia de entrada de un transformador ideal y su carga conectada puede obtenerse aplicando la Ley de Ohm a los devanados primario y secundario y luego resolviendo las ecuaciones. Del diagrama de la figura 4F y aplicando la Ley de Ohm al primario:

$$I_1 = \frac{E_1}{Z_1}$$

La impedancia Z_1 se llama impedancia de entrada del transformador ideal. Es la impedancia "vista" desde las terminales del primario.

Aplicando la ley de Ohm al secundario:

$$I_2 = \frac{E_2}{Z_2}$$

La impedancia Z_2 es la impedancia vista hacia fuera desde las terminales del secundario.

Dividiendo las ecuaciones:

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{E_2 / Z_2}{E_1 / Z_1}$$

$$\frac{I_2}{I_1} = \frac{E_2}{E_1} \frac{Z_1}{Z_2}$$

Sustituyendo las relaciones de espiras apropiadas:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

$$\frac{N_1}{N_2} = \frac{Z_2}{Z_1}$$

quedando:

$$Z_1 = Z_2 \left(\frac{N_1}{N_2} \right)^2$$

Así visto desde el lado primario, un transformador ideal multiplica la impedancia del circuito secundario por la relación de espiras al cuadrado. La impedancia Z_1 se llama la impedancia "reflejada" y es la impedancia del circuito secundario referida al lado primario. La figura 4G, representa al circuito serie equivalente del transformador ideal y su carga reflejada.

La figura 4H representa el modelo del circuito equivalente del transformador no ideal con carga. El modelo satisface las LKV y el transformador ideal tiene la misma relación de espiras N_s/N_p del transformador real que este reemplaza y las reactancias conectadas en serie (X_p , X_s) denominadas reactancias de dispersión, generan caídas de tensión en el modelo, que son iguales a las caídas de tensión respectivas producidas por el flujo de dispersión en el transformador real.

Las resistencias conectadas en serie (R_p , R_s) generan caídas de tensión en el modelo que son iguales a las respectivas caídas de tensión producidas por las resistencias de las bobinas del transformador real.

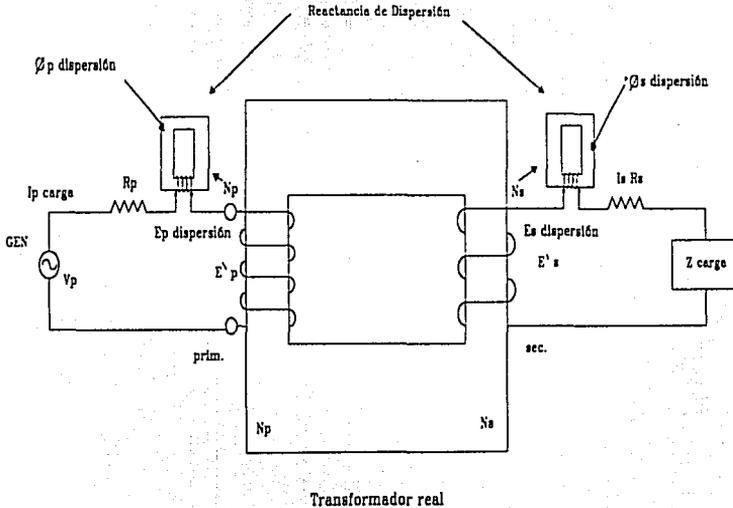
La figura 4I es un diagrama elemental del circuito de la figura 4H. R_o y X_o en derivación representan la corriente I_o del transformador real. La corriente demandada por R_o da cuenta de las pérdidas por histéresis y por corrientes de hedi en el hierro y la corriente demandada por X_o da cuenta del flujo mutuo.

Las reactancias inducidas X_p y X_s se denominan reactancias de dispersión primaria y secundaria, respectivamente y están expresadas en Ohms. Expresando las caídas de dispersión en función de las reactancias de dispersión:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 4H

Modelo del Cto. Equivalente del Transformador con Carga



TESIS CON FALLA DE ORIGEN

E_p dispersión = I_p , carga jX_p

E_s dispersión = $I_{sj}X_s$

Aplicando la LKV a los circuitos primarios y secundarios de la figura 4I obtenemos las tensiones primaria y secundaria.

V_p = I_p carga R_p + I_p carga jX_p + E_p

E_s = $I_{sj}X_s$ + I_sR_s + V_s

El diagrama vectorial de esta relación suponiendo un F.P. en atraso de 0.8 se ve en la figura 4J.

Finalmente observando que estas relaciones y conceptos nos servirán más adelante para comprender lo realizado en la prueba de obtención de la impedancia y en general para conocer el funcionamiento del transformador.

1.3 Tipos de transformadores.

Los Transformadores se clasifican de la siguiente forma:

Por el tipo de núcleo.

- Acorazado (shell).

Tiene como características que el núcleo es el que envuelve a las bobinas.

Sus ventajas son: alta resistencia mecánica, baja impedancia, mejor regulación, etc.

- De columnas.

Su característica es que las bobinas envuelven al núcleo.

Sus ventajas son: bajo costo, mayor impedancia.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Por el tipo de enfriamiento.

Dependiendo de la potencia de los transformadores se puede aplicar los siguientes sistemas de enfriamiento:

- OA. Sumergido en aceite con enfriamiento natural.

Con este sistema los transformadores tienen tubos verticales soldados al tanque o radiadores desmontables, en los cuales el aceite caliente de la parte superior del tanque penetra por la parte superior y sale frío hacia el tanque por la parte inferior. Los tubos y radiadores transmiten el calor al aire que los baña. Este sistema de circulación natural de aceite y del aire, se emplea en transformadores de pequeña y mediana tensión.

- OA/FA. Sumergido en aceite con enfriamiento de aire forzado.

En este caso los radiadores reciben aire de los ventiladores especialmente instalados para este fin. El transformador puede operar también como OA con menor capacidad. Se emplea en los transformadores de potencia media y grande, como de 10 MVA o más. Si el transformador es de capacidad muy grande, los radiadores pueden estar separados del tanque porque este es insuficiente para sostenerlos.

- OA/FA/FOA. Sumergido en aceite con circulación de aceite y ventilación forzada

En este sistema tanto el aire como el aceite tienen circulación forzada por medio de ventiladores y bombas. Se aplica para capacidades muy grandes.

- FOA. Sumergido en aceite con enfriamiento de aceite y aire forzado.
- OW. Sumergido en aceite con enfriamiento de agua.

El transformador está sumergido en aceite y éste se enfría por agua. El agua se conduce por serpentines que están en contacto con el aceite caliente del transformador. La circulación del aceite es por convección natural.

- FOW. Sumergido en aceite con enfriamiento de aceite y agua forzada.

Es similar al OW pero tanto el aceite como el agua se mueven por medio de bombas. El enfriamiento con agua es más efectivo que con el aire, es más económico y consume menos energía. Además de que en tiempo de calor la temperatura del agua es más baja que la del aire. Su aplicación se limita por que se

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

requiere de la fuente de agua. Cuando falla el sistema de enfriamiento la capacidad del transformador se desploma a un 20% de su capacidad nominal o menos.

- AA. Tipo seco con enfriamiento propio.

El transformador no contiene aceite ni otros líquidos, está enfriado con aire natural, se usan en voltajes de hasta 15 Kv y capacidades pequeñas.

- AFA. Tipo seco con enfriamiento por aire forzado.

También se emplea en transformadores de pequeña capacidad.

- AA/FA. Tipo seco con enfriamiento natural con enfriamiento por aire forzado.

Por el número de fases.

- Monofásicos
- Trifásicos.

Por su localización.

- Interior
- Intemperie.

Por su capacidad.

- De distribución (hasta 2000 Kilovolts-ampères (Kva)).
- De potencia (mayores de 2000 Kilovolts-ampères (Kva)).

Por su aplicación.

- Elevador
- Reductor
- De instrumentos
- De tierras
- Regulador
- De protección, etc.

**TECIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Por su tipo de preservación de aceite.

- Con tanque conservador
- Sin tanque conservador
- Con respiración libre o sellados con gas.

Por su conexión.

- Delta-estrella
- Estrella-delta
- Estrella-estrella
- Delta-delta
- Estrella-estrella-delta
- Zig-zag.
- Delta abierta.

La construcción de transformadores en la actualidad es muy variada, sin embargo, los principios de funcionamiento permanecen inalterables.

Para efectos ilustrativos únicamente, diremos que el transformador de la figura 1 puede representarse por un diagrama equivalente (fig. 5A.)

El diagrama consiste de una resistencia r_p y una r_s en serie y tres reactancias X_p , X_s y X_L que corresponden a las reactancias de los flujos primarios, secundarios y magnetizante, respectivamente.

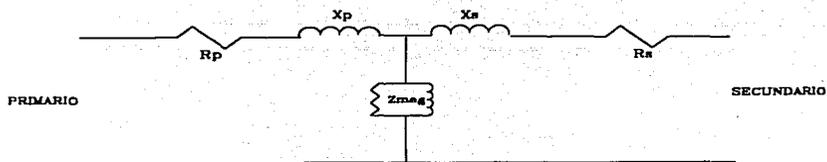
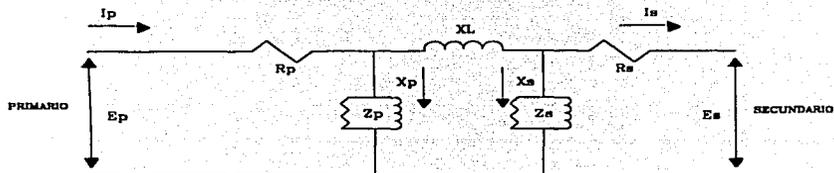
Como las pérdidas en el núcleo están asociadas con cada flujo principal es apropiado hablar de las impedancias de excitación primaria y secundaria, en lugar de reactancias, por esta razón el diagrama muestra una resistencia en derivación en cada reactancia Z_p y Z_s . Así el circuito equivalente completo consta de:

Una impedancia en serie (a través de la cual la corriente de carga fluye) está compuesta por:

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figuras 5A y 5B

DIAGRAMAS EQUIVALENTES DEL TRANSFORMADOR ELEMENTAL



- La resistencia del primario R_p .
- La resistencia del secundario R_s .
- La reactancia X_L .

Una admitancia en serie (dentro de la cual la se encuentra la I magnetizante) está compuesta por:

- La impedancia de excitación primaria Z_p .
- La impedancia de excitación secundaria Z_s .

El diagrama puede simplificarse, quedando como se muestra en la figura 5B.

Para efectos de esta tesis, no es significativo analizar aquí los tipos de construcción de los transformadores.

1.3.1 Desarrollo del Transformador

El desarrollo del transformador en sus inicios fue enfocarlo a conseguir esa condición ideal de reducir las pérdidas de energía al mínimo.

Posteriormente el enfoque fué cambiado a construir transformadores de mayor tensión cada vez...

En la actualidad el desarrollo se ha basado en mejorar la calidad de los materiales utilizados, especialmente los aislamientos.

Los avances más notables en el desarrollo del transformador son los siguientes:

- ~ El desarrollo y uso de acero al silicio a prueba de envejecimiento que ha propiciado la reducción del tamaño, peso y costo de las unidades, y ha incrementado su eficiencia.

TESIS CON
BALLA DE ORIGEN

- ~ El uso de aceite aislante como medio de enfriamiento y como refuerzo del sistema de aislamiento. Este ha hecho posible la construcción de unidades de gran potencia que operan con eficiencia de hasta 99.5%.
- ~ El desarrollo y mejora de los materiales aislantes sólidos, de los métodos de impregnación, de los diseños y de las técnicas de construcción.
- ~ El desarrollo de los superconductores y los aislantes gaseosos de alta eficiencia.

1.4 Elementos Principales del Transformador.

En el diseño de un transformador se considera los siguientes elementos:

- Circuito eléctrico
- Circuito magnético.
- Sistema de aislamiento.
- Tanque y accesorios.

1.4.1 Circuito eléctrico.

En el diseño de los devanados se consideran las tensiones a las cuales va a trabajar la unidad, que arreglo de bobinas con respecto al núcleo es el mejor y en base al mejor arreglo, se determinan las distancias entre bobinas, de bobinas al núcleo y entre terminales de bobinas.

Las bobinas se diseñan siguiendo los pasos que se describen a continuación.

- ~ Determinación de los volts por espira
- ~ Cálculo del número de espiras por bobina.
- ~ Determinación del tipo de conductor.
- ~ Determinación del tipo de aislamiento para el conductor.
- ~ Determinación del tipo de bobina a fabricar

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

- ~ Dimensionamiento de las bobinas.
- ~ Cálculo de la reactancia (función del arreglo y dimensiones de bobinas).
- ~ Estudio de distribución de tensiones de impulso.
- ~ Cálculo de esfuerzos de las bobinas bajo condiciones de cortocircuito.
- ~ Cálculo de la resistencia eléctrica de las bobinas
- ~ Cálculo de las pérdidas I^2R

Devanado terciario

La conexión Y-Y no se usa frecuentemente, pero cuando esto sucede las tensiones de fase en esta conexión se desequilibran severamente cuando las cargas están desbalanceadas. Sin embargo, el problema mayor está en la corriente de excitación en cualquier transformador no se acerca mucho a la senoide, debido a que contiene una tercera armónica muy grande necesaria para superar la saturación con el fin de producir un flujo senooidal.

En un circuito balanceado trifásico las tensiones de tercera armónica son iguales en magnitud y están en fase uno con otro, lo mismo que las corrientes de fase de la tercera armónica.

Para la corriente de neutro y de acuerdo con las Leyes de Kirchoff de Corriente (LKC) en una conexión estrella, las 3 corrientes de línea deben sumar cero, lo cual no es problema para las fundamentales, pues están desfasadas 120° . Pero para las corrientes de tercera armónica la suma de ellas debe ser cero, de modo que todas ellas deben ser cero, es decir, no puede fluir ninguna corriente de tercera armónica en la Y si no hay conexión de retorno por el neutro. Como resultado el flujo varía senooidalmente en el tiempo y por otro tanto, la tensión inducida en las fases se distorsiona.

Es más, puesto que la tensión inducida es proporcional a la amplitud del flujo y a su frecuencia, la componente de tercera armónica de la tensión inducida es casi tan grande como la fundamental y cuando se suman, la tensión pico es casi dos veces el valor normal.

Es claro que una tensión de 180 Hz. Tan grande o más que la tensión fundamental de 60 Hz, es catastrófica.

La solución se encuentra de dos maneras: una es proveer una conexión sólida de tierra en el neutro para que por allí fluyan las corrientes de tercera armónica, pero esto es un problema, pues esas corrientes producen trastornos en las líneas telefónicas adyacentes además de generar pérdidas por calor. La otra solución es instalar devanados terciarios en cada fase y conectarlos en delta, así las corrientes de tercera armónica fluirán en los terciarios para producir la componente necesaria de la corriente de excitación recuperando entonces el flujo, una forma de onda cercana a la senooidal.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los devanados terciarios conectados en delta también acoplan las tres fases de modo que cualquier desbalance en tensión de tercera armónica entre fases, debido al desbalance de la corriente de línea secundaria, origina una corriente circulante de frecuencia fundamental en los terciarios. Esto tiende a equilibrar los voltajes de fase y distribuye con más uniformidad el desbalance de la carga secundaria entre las fases primarias.

Los terciarios se diseñan generalmente para tener un tercio de la potencia total del transformador y en algunos casos las terminales de éstos ni siquiera se sacan del tanque, mientras que en otros casos sirven para alimentar pequeñas cargas o circuitos de la Subestación.

1.4.2 Circuito magnético.

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

El núcleo magnético está formado generalmente por columnas unidas por yugos o culatas, hechas de acero al silicio de grano orientado de bajas pérdidas y alta permeabilidad y aisladas entre sí por medio de laca.

Todas las láminas se recubren por ambas caras con un medio aislante inorgánico llamado CARLITE mediante un proceso aplicado durante el planchado recocido final producido en el recocido.

Se tiene básicamente cuatro tipos de lámina de grano orientado, cuyas características se encuentran mencionadas en la tabla siguiente:

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

PERDIDAS EN ACERO AL SILICIO A 60 Y 50 HZ.

GRADO DE ORIENTACIÓN	ESPESOR PLG MM		60 HZ.				50 HZ.			
			WATTS POR LB		WATTS POR LB		WATTS POR LB		WATTS POR LB	
			15 KG	17 KG.						
M-2	0.007	0.18	0.42	*	0.93	*	0.32	*	0.7	*
M-3	0.009	0.23	0.46	*	1.01	*	0.35	*	0.77	*
M-4	0.011	0.27	0.51	0.74	1.12	1.63	0.39	0.56	0.85	1.24
M-6	0.014	0.35	0.66	0.94	1.46	2.07	0.5	0.71	1.11	1.57

Las pérdidas en lámina a 50 Hz comparadas con las pérdidas a 60 hz. tienen la siguiente equivalencia.

Pérdidas a 50 hz. = 0.76 x pérdidas a 60 hz.

El tipo de lámina más usado en la fabricación de núcleos para transformadores es la M-4.

El núcleo magnético se diseña en función del tipo de bobinas a usar.

Definidas las dimensiones de las bobinas y las distancias dieléctricas requeridas de éstas al núcleo, se calcula el ancho y la altura de la ventana del núcleo, con lo cual se calculan los kilogramos que se tendrán en yugos, piernas, esquinas, etc.

Conociendo los kilogramos del núcleo y la densidad de flujo (B) recurrimos a las curvas del fabricante de acero al silicio, las cuales en función de "B" nos dan los watts por kilogramo de que dispondremos.

Con esto se calculan las pérdidas del núcleo (vacío) y finalmente se determinan las dimensiones de cada tipo de lámina para formar el núcleo.

El diseño mecánico en un transformador es importante también, ya que se tienen configuraciones de construcción de transformadores muy variadas, comprendiendo los

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

herrajes de sujeción interna, conexiones internas, gulas, tirantes, tornillería, tanque y sistema de enfriamiento.

Actualmente se utiliza en los grandes transformadores acero laminado de grano orientado que tiene menores pérdidas específicas. La inducción en el núcleo llega hasta los 17000 Gauss o 1.7 Tesla.

La mayor parte de los transformadores tienen núcleo de columnas y éstas son de sección transversal escalonada aproximándose al círculo. Cuando los transformadores son de potencia muy grande el núcleo puede hacerse de columnas y además blindado, es decir, que además de los yugos horizontales normales, se ponen también yugos verticales. La ramificación del yugo permite la reducción de la altura del transformador, lo que resulta de gran ayuda para su transporte.

El empaquetamiento o prensado del núcleo se realiza por medio de birlos o tornillos para potencias pequeñas o medias. Para grandes potencias se usan bandejas de acero no magnético o de fibra de vidrio para evitar realizar perforaciones al acero activo. Las piezas de unión se aíslan cuidadosamente entre sí y con respecto al acero activo para evitar el contacto entre láminas, reduciendo con esto las pérdidas en el núcleo.

El acero activo y las piezas de ensamble (a excepción de los birlos), se unen al tanque y se aterrizan para evitar la formación de potenciales en ellos, por estar en el campo eléctrico de los devanados que pueden dar lugar a descargas eléctricas.

Actualmente en los transformadores de gran capacidad se usan aceros de grano orientado en donde la reluctancia mínima se encuentra en la dirección del rolado del acero. En estos casos los cortes de las láminas deben hacerse en ángulo, de tal manera que el flujo encuentre la mínima resistencia magnética a su paso. En la fig. 6. se muestran los ensambles de láminas para acero convencional.

Como se observó en la figura, para que las pérdidas en el acero del núcleo sean mínimas, es necesario que la dirección de las líneas del flujo coincida con la dirección del rolado del acero. La eficiencia de estos transformadores es del orden del 99%.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Figura 6

Figura 6a

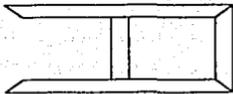


Figura 6a

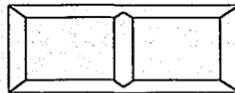


Figura 6a



Figura 6b



Figura 6c

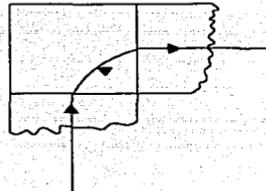


Fig.6. colocación y corte de láminas para núcleos de transformadores.

- a).- Mezcla de cortes rectos y diagonales para acero de grano orientado
- b).- Cortes diagonales para acero de grano orientado
- c).- Cortes rectos para acero convencional.

I.4.3 Sistema de aislamiento.

Generalidades.

El incremento de las tensiones de operación de los sistemas eléctricos de potencia, ha propiciado el desarrollo de nuevas técnicas en el diseño de transformadores, interruptores, etc.; así como la optimización de los materiales aislantes y técnicas utilizadas en su manufactura.

La manufactura y comportamiento del aceite aislante en una máquina eléctrica, ha atraído desde hace muchos años el interés de los ingenieros electricistas y químicos.

Debido a que en México, se utilizan en la actualidad tensiones muy altas en la transmisión de la energía eléctrica del orden de 230 KV, 400 KV y en un futuro 750 KV, se requieren mejores características de los aceites aislantes, ya que las condiciones de trabajo, la intensidad de campo eléctrico y la temperatura de operación son más drásticas en la fabricación de equipo eléctrico moderno. Estos factores influyen en la confiabilidad y vida útil del equipo eléctrico.

En un principio el aceite de fabricación nacional se utilizaba en equipos eléctricos con tensiones hasta 85 KV, sin embargo, cabe hacer notar que la constante preocupación de PEMEX, por mejorar las características del aceite aislante para su aplicación en equipos eléctricos de muy alta tensión, ha realizado cambios en su proceso de refinación, obteniéndose mejores resultados de los parámetros que evalúan la vida útil del aceite aislante.

Tomando en cuenta lo anterior, en colaboración con PEMEX se encuentran CFE, CLYFC y algunos fabricantes de equipo eléctrico, dedicando un mejor esfuerzo para que el aceite aislante de fabricación nacional se utilice en equipos eléctricos de muy alta tensión en un futuro próximo, para evitar fugas de divisas que tanto daño causan al país; para ello están realizando estudios y experimentos de Laboratorio y campo.

A partir del mes de julio de 1978 se empezó a utilizar el aceite PEMEX en transformadores de potencia con tensiones hasta 230 KV, después de su buen comportamiento durante dos años de experimentación. En la actualidad se están utilizando aceites de importación para transformadores de potencia con tensiones mayores de 230 KV y transformadores de instrumento con tensiones de 230 KV y mayores.

Las propiedades que definen al aceite aislante dependen del tipo de crudo y del proceso de refinación utilizado.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Dieléctricos Líquidos

Los dieléctricos líquidos se utilizan como aislante y refrigerante en transformadores, interruptores, seccionadores, reactores, reguladores, cable de energía, capacitares, etc.; los cuales son líquidos sintéticos y productos del petróleo.

Dieléctricos Líquidos Sintéticos

Los dieléctricos líquidos sintéticos se pueden clasificar en:

- ☞ Hidrocarburos aromáticos clorados (askareles). Se utilizan en transformadores y capacitares. Debido a su alta toxicidad en los seres vivos, a su prevalencia y persistencia en el ambiente por su acumulación en los tejidos de los seres vivos y su potencialización con otras sustancias, tales como el DDT, se ha dejado de utilizar en los Estados Unidos, Japón, Italia, México etc.
- ☞ Hidrocarburos fluorados. Se utilizan en transformadores.
- ☞ Aceites de silicona. Se utilizan en transformadores.
- ☞ Oxido monoclorodifenil butilato (Edisol). Se utilizan en capacitares.
- ☞ Ester ftalato epoxy estabilizado (Dielektrol). Se utilizan en capacitares.
- ☞ Bifenil isopropilo (Wemcol). Se utilizan en capacitares.
- ☞ Dieléctricos líquidos derivados del petróleo.

Los aceites aislantes derivados del petróleo se pueden clasificar en:

Aceites aislantes para transformadores, interruptores, reguladores, retores, boquillas y seccionadores.

Los aislamientos utilizados en un transformador moderno son variados y en su conjunto forman lo que se llama "El sistema de aislamiento".

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Estos materiales normalmente son:

- ~ Madera
- ~ Papel kraft
- ~ Papel manila
- ~ Papel crepé
- ~ Cartón prensado
- ~ Cinchos de papel
- ~ Algodón
- ~ Fibra de vidrio
- ~ Micarta
- ~ Barnices
- ~ Fibra vulcanizada
- ~ Porcelanas
- ~ Baquelitas
- ~ Plásticos
- ~ Aceites, etc.

Los aislamientos en un transformador, se derivan en dos tipos:

- Los mayores, los cuales se utilizan entre las bobinas y tierra o entre fases.
- Los menores, los cuales se utilizan entre espiras.

El sistema aísla entre sí a los devanados del transformador y a su vez, los aísla de las partes conectadas a tierra.

Las funciones desempeñadas por el aceite son:

- Refrigera al transformador.
- Proverlo de rigidez dieléctrica.
- Proteger el sistema del aislamiento.

Los diferentes materiales del sistema poseen ciertas características físico-químicas propias, que determinan su vida útil.

Entre mejor se conserven inalterables estas características, más vida tendrá el sistema de aislamiento.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Los factores que afectan la vida de los aislamientos son.

- Las altas temperaturas.
- La presencia de humedad.
- Los campos eléctricos intensos.

1.4.3.1 Degradación de los Aislamientos.

De hecho lo que sucede realmente con los aislamientos, es que éstos intervienen en reacciones químicas propiciadas y aceleradas por los factores mencionados.

Otros factores que afectan la vida de los aislamientos de un transformador son las sobretensiones transitorias.

Estos se originan por:

- Maniobras
- Descargas atmosféricas.

Los transformadores se construyen con una cierta calidad y cantidad de aislamientos, lo que en sí constituyen lo que se conoce como BIL o nivel básico de aislamiento (NBA).

El BIL indica la fortaleza dieléctrica.

Analicemos con más detalle lo que sucede con la degradación de los aislamientos:

Tanto para los aislamientos sólidos como para el aceite, el proceso de degradación es afectado por causas similares.

Las causas principales son el calor, el oxígeno, la humedad y un catalizador efectivo presente en los esfuerzos eléctricos que actúan como acelerador.

Las causas secundarias que afectan solo el envejecimiento de papeles y cartones, son los esfuerzos mecánicos, los ácidos y los lodos.

En primer lugar, el efecto del calor sobre el proceso de envejecimiento para el papel y el aceite, es bien conocido. Cada incremento de 8°C en la temperatura del papel disminuye su vida en la mitad.

Para el aceite, cada incremento de 10°C disminuye su vida a la mitad o duplica la velocidad de su oxidación.

El efecto del oxígeno sobre el proceso de envejecimiento del aceite es determinante por causas de la oxidación.

El esfuerzo eléctrico del aceite incrementa su capacidad para absorber oxígeno, la cantidad de oxígeno disponible en el aceite aumentará la velocidad a la cual éste se envejece.

Para que el proceso se lleve a cabo, se necesita un catalizador. El cobre juega un papel activo en el envejecimiento del aceite.

La humedad juega un papel importante en la oxidación del aceite. Esto se atribuye a un incremento de la actividad de los ácidos orgánicos en presencia de la humedad. La humedad también disminuye la resistencia dieléctrica del aceite, incrementa el deterioro metálico de la estructura del transformador y reduce la resistencia a la tensión de cartones y papeles aislantes.

Los esfuerzos mecánicos se producen debido a fluctuaciones de carga, condiciones de cortocircuito y disturbios de energía.

Esta familia de esfuerzos causa desgaste físico y rasgaduras y finalmente conducirá al rompimiento de las fibras individuales del papel.

Los ácidos, lodos y subproductos del proceso de degradación del aceite, también causan daños al papel y modifican su estructura, creando óxidos de celulosa que son muy quebradizos y carecen de resistencia mecánica.

En adición a lo anterior, los expertos en mantenimiento y los fabricantes coinciden en decir que los transformadores no salen de servicio, debido a su edad, sino prácticamente son destruidos intencionalmente.

En otras palabras, las causas de fallas son:

- Fabricante: Mal diseño, mano de obra defectuosa, detección de materiales inadecuados.
- Transportistas: Mal embalaje, golpes en el traslado.
- Usuario: Instalación errónea de operación, sobrecargas, malas maniobras (Sobre tensiones) mantenimiento impropio y/o insuficiente.
- Externas: Descargas atmosféricas, siniestros.

Observamos pues, que los aislamientos constituyen la vida de un transformador y que su evaluación y diagnóstico son una herramienta importante para prevenir fallas.

1.4.4 Tanque y accesorios.

Un transformador consta de numerosas partes; las principales son las siguientes:

- a) Núcleo magnético.
- b) Bobinados primario, secundario, terciario, etcétera.

Las partes auxiliares son:

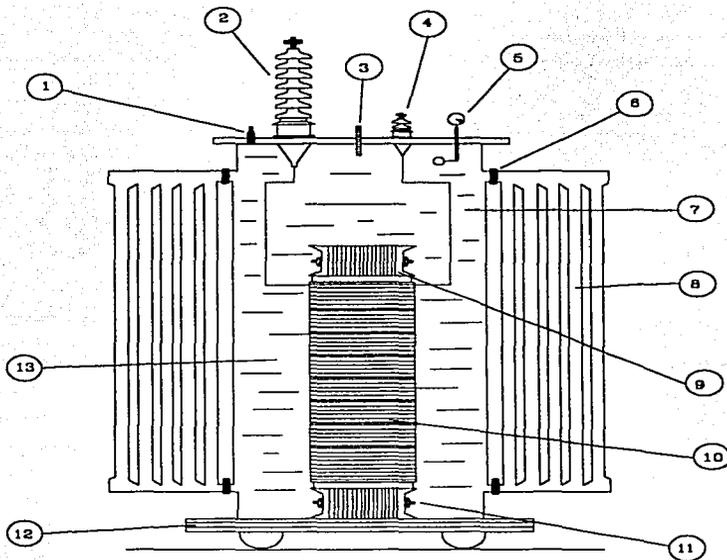
- c) Tanque, recipiente o cubierta.
- d) Boquillas terminales.
- e) Medio refrigerante.
- f) Conmutadores y auxiliares.
- g) Indicadores.

- a) El núcleo constituye el circuito magnético que transfiere energía de un circuito a otro y su función principal es la de conducir el flujo activo. Está sujeto por el herraje o bastidor, se construye de laminaciones de acero al silicio (4%) y sus gruesos son del orden de 0.014 de pulga (0.355 mm) con un aislante de 0.001 de pulgada (0.0254 mm).

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

FIGURA

PARTES ESENCIALES DE UN TRANSFORMADOR



- | | | | |
|----|--|-----|--|
| 1. | VALVULA DE ESCAPE | 8. | TUBOS RADIADORES |
| 2. | BOQUILLA O AISLADOR DE ALTA TENSION | 9. | NUCLEO (CIRCUITO MAGNETICO) |
| 3. | TERMOMETRO | 10. | DEVANADOS |
| 4. | BOQUILLA O AISLADOR DE BAJA TENSION | 11. | TORNILLOS OPRESORES PARA DAR RIGIDEZ AL NUCLEO |
| 5. | INDICADOR DE NIVEL | 12. | BASE DE ROLAR |
| 6. | CONEXION DE LOS TUBOS RADIADORES AL TANQUE | 13. | REFRIGERANTE |
| 7. | TANQUE | | |

- b) Los bobinados constituyen los circuitos de alimentación y carga; pueden ser de una, dos o tres fases y, por la corriente y número de espiras, pueden ser de alambre delgado, grueso o de barra. La función de los devanados es crear un campo magnético (primario) con una pérdida de energía muy pequeña y utilizar el flujo para inducir una fuerza electromotriz (secundario).
- c) El tanque o recipiente es un elemento indispensable en aquellos transformadores cuyo medio de refrigeración no es el aire; sin embargo puede prescindir de él en casos especiales. Su función es la de radiar el calor producido en el transformador.
- d) La boquilla permite el paso de la corriente a través del transformador y evita que haya un escape indebido de corriente y con la protección contra flameo.
- e) El medio refrigerante debe ser buen conductor del calor; puede ser líquido (como en la mayoría de los transformadores de mediana y gran potencia) sólido y semisólido.
- f) Los conmutadores, cambiadores de derivación o taps, son órganos destinados a cambiar la relación de voltajes de entrada y de salida, con objeto de regular el potencia de un sistema o la transferencia de energía activa o reactiva entre los sistemas interconectados. Existen dos tipos de ellos: el sencillo, de cambio sin carga, y el perfeccionado, de cambio con carga por medio de señal o automático.
- g) Los indicadores son aparatos que nos señalan el estado del transformador. Por ejemplo, marcan el nivel del líquido, la temperatura, la presión etcétera.

1.4.5 Fallas de Transformadores

Las fallas en grandes transformadores (sobre todo en los de gran potencia) son problemáticas por cuatro razones:

- Los transformadores se localizan en puntos, en los cuales las fallas presentan problemas operacionales al sistema eléctrico.
- Se encuentran encapsulados en tanques, conteniendo líquidos contaminantes e inflamables.
- Las fallas severas a veces se acompañan de incendios y derrame de fluido.
- Los transformadores grandes son muy costosos.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Todo esto es un incentivo contundente para dar seguimiento al mantenimiento de un transformador.

Un transformador con su sistema de aislamiento correctamente mantenido, es capaz de soportar problemas muy severos, puesto que para ello está diseñado, sin embargo, un transformador dañado por un mantenimiento preventivo insuficiente, no puede funcionar de acuerdo a su diseño.

Como resultado de esos errores de operación y mantenimiento, el aislamiento se ve sometido a esfuerzos que lo van degradando hasta llevarlo a la falla total y muchas veces prematura.

Entonces ¿Cuándo va a fallar un transformador?

Existen muchas definiciones, pero todas son vagas, así diremos que la vida de un transformador es la vida de su aislamiento celulósico y que entre mejor conservado esté, más vida tendrá la unidad.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

II. PRUEBAS A TRANSFORMADORES

Esta tesis esta abocada principalmente en la importancia del mantenimiento preventivo y predictivo en Transformadores de potencia en la industria. Por lo tanto se describirán y explicaran los pasos y pruebas a realizar en un mantenimiento.

El objetivo principal, es exponer las pruebas de Campo, descubriendo: su teoría, aplicación, recomendaciones para su ejecución y las figuras de conexión de las mismas. Así también como la información correspondiente para su evaluación.

Las pruebas de campo son actividades dentro de los trabajos de mantenimiento y puesta en servicio, que el personal adecuado lleve a cabo en forma periódica, con la finalidad de mantener índices de confiabilidad y continuidad aceptables.

II.1 Generales de mantenimiento

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

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

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

Mejorando las técnicas de mantenimiento, se logra una productividad mayor y se reducen los costos del mismo.

Los tipos de mantenimiento que se pueden aplicar al equipo en operación, son los siguientes:

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

Sus definiciones son las siguientes:

11.1.1 Mantenimiento correctivo.

Es el tipo de mantenimiento más antiguo, puesto que permite operar hasta que la falla ocurra antes de su reparación o sustitución. Este tipo de mantenimiento requiere poca planeación y control, pero sus desventajas lo hacen inaceptable en grandes instalaciones, ya que el trabajo es realizado sobre una base de emergencia, la cual resulta en un ineficiente empleo de la mano de obra y ocasiona interrupciones del servicio.

11.1.2 Mantenimiento preventivo.

Las actividades de mantenimiento preventivo tienen la finalidad de impedir o evitar que el equipo falle durante el período de su vida útil y la técnica de su aplicación, se apoya en experiencias de operación que determinan que el equipo después de pasar el período de puesta en servicio reduce sus posibilidades de falla.

11.1.3 Mantenimiento predictivo.

El tipo de mantenimiento predictivo tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento anteriores; para lograr el máximo tiempo de operación del equipo, se aplican técnicas de revisión y pruebas más avanzadas, requiere de controles rigurosos para su planeación y ejecución.

El mantenimiento predictivo se basa en que el equipo, después de pasar su período de puesta en servicio, reduce sus posibilidades de falla y comienza o se encuentra dentro de su período de vida útil, posteriormente el equipo envejece y crecen sus posibilidades de falla. El mantenimiento predictivo tiende a reducir la cantidad de trabajos a realizar durante el período de vida útil, con solamente aplicarlo cerca del final de ese período.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

II.2 Pruebas

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

Se consideran pruebas eléctricas, aquellas que determinan las condiciones en que se encuentra el equipo eléctrico, para determinar su operatividad.

II.2.1 Pruebas de fábrica

Las pruebas de fábrica se clasifican en 3 grupos:

- ~ Pruebas de prototipo
- ~ Pruebas de rutina
- ~ Pruebas opcionales

II.2.2 Pruebas de prototipo

Las pruebas de prototipo son las que se realizan a diseños nuevos y tienen por finalidad, que cumplan con los valores establecidos en las normas que se aplican y especificaciones para lo cuál fueron fabricados los equipos. En estas pruebas entran en función los materiales utilizados para su fabricación.

II.2.3 Pruebas de rutina

Son pruebas que deben efectuarse a cada uno de los equipos, conforme a métodos establecidos en las normas correspondientes, para verificar la calidad del producto y que están dentro de los valores permitidos. Estas pruebas son las que determinan la aceptación o rechazo de los equipos.

II.2.4 Pruebas opcionales

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Estas pruebas son las que se realizan a los equipos, conjuntamente entre el fabricante y el usuario a fin de determinar algunas características particulares del equipo.

IV.2.5 Pruebas de campo

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

- Y Recepción y/o verificación
- Y Puesta en servicio.
- Y Mantenimiento.

Recepción y/o verificación

Se realizan a todo el equipo nuevo o reparado, considerando las condiciones de traslado, efectuando primeramente una inspección detallada de cada una de sus partes.

Puesta en servicio

Se realizan a cada uno de los equipos en campo después de haber sido instalados, ajustados, secados, etc., con la finalidad de verificar sus condiciones para decidir su entrada en operación.

Mantenimiento

Se efectúan periódicamente conforme a programas y a criterios de mantenimiento elegidos y condiciones operativas del equipo.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

II.3 Recomendaciones Generales para Realizar Pruebas Eléctricas al Equipo Primario.

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

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

II.4 Pruebas a transformadores

Recordamos que los aislamientos difícilmente mueren por sí mismos, es decir, normalmente son dañados.

Antes de realizarse las pruebas en campo a un transformador, debe recopilarse la siguiente información.

- ~ Datos de placa del transformador.
- ~ Fecha de las últimas pruebas.
- ~ Datos especiales, recomendaciones, problemas detectados, etc.

II.4.1 Prueba de Resistencia de Aislamiento e Índice de Polarización.

La resistencia de aislamiento se define como la resistencia en megohms que ofrece un aislamiento al aplicarle un voltaje de corriente directa durante un tiempo dado, medido a partir de la aplicación del mismo.

Esta prueba es de gran utilidad para dar una idea rápida y confiable de las condiciones del aislamiento total del transformador bajo prueba.

La medición de esta resistencia independiente debe ser cuantitativa también es relativa, ya que el hecho de estar influenciada por los aislamientos, tales como la porcelana, papel, aceite, barnices, etc., la convierte en indicadora de la presencia de humedad y suciedad en esos materiales.

Las pruebas se efectúan con el medidor de resistencia de aislamiento (Megger) de 0 a 2.5 KV de preferencia.

Recomendaciones para realizar la prueba de resistencia de aislamiento.

- o Considerar lo establecido en las recomendaciones generales.
- o Desconectar los neutros de los devanados.
- o Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado primario, secundario y terciario, si es el caso.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

- o Nivelar el medidor
- o Conecte adecuadamente las terminales de prueba al transformador que se va a probar, encienda el medidor, gire el selector a la posición TEST hasta el valor de voltaje preseleccionado.
- o En medidores de resistencia de aislamiento de alto rango, se recomienda usar cable de prueba blindado en la terminal de línea y conectar su blindaje a la terminal de guarda, para no medir la corriente de fuga en las terminales o a través del aislamiento del cable.
- o Para cada prueba anotar las lecturas de 15, 30, 45 y 60 segundos, así como a 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10 minutos.
- o Al terminar la prueba, ponga fuera de servicio el instrumento, regresando el selector a la posición de Discharge y aterrice la parte del equipo probado durante un tiempo más o menos igual al de la prueba. Con el selector en Discharge se completa, a través de conexiones internas del instrumento, un circuito de descarga para la parte probada.
- o Registrar el porcentaje de humedad relativa. Preferentemente efectúe las pruebas cuando la humedad sea mayor de 75%.
- o Registrar la temperatura del aceite y del devanado.

La tensión aplicada irá en función de la clase de aislamiento del devanado bajo prueba. Normalmente se aplican 500 volts cuando los devanados tienen una clase de aislamiento de 600 volts, por ejemplo.

Se aplican 1000 a 2500 volts cuando los devanados trabajan a más de 1000 volts.

Es necesario determinar el valor mínimo de la resistencia de aislamiento para compararlo con el valor obtenido en las pruebas. Normalmente se usa la regla de 1 megohm mínimo por cada kv de tensión de trabajo del devanado bajo prueba.

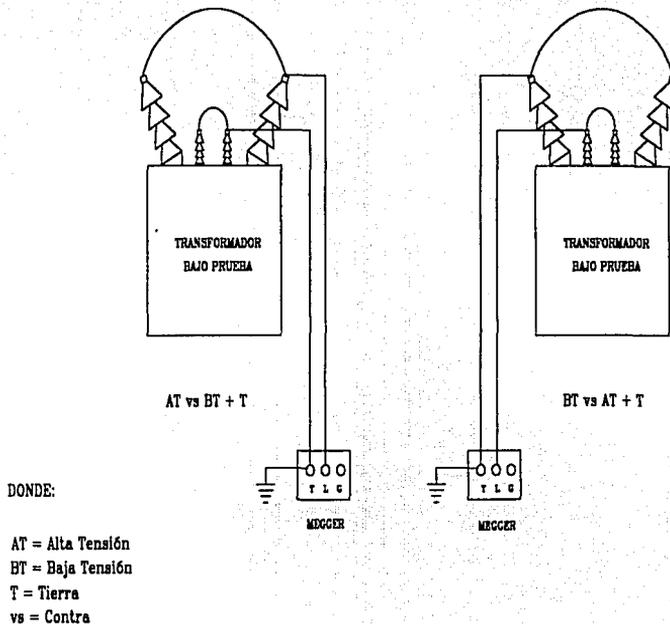
El circuito de prueba se puede ver en la Fig. 7.

Se aplica la tensión de prueba al devanado bajo prueba y se lee la lectura en megohms o gigaohms según sea el caso. Anotar la lectura al minuto junto con las escalas multiplicadoras correspondientes.

TESIS CON
 FALLA DE ORIGEN

Figura 7

CONEXIONES PARA PRUEBA DE RESISTENCIA
DE AISLAMIENTO E I.P.



La prueba de índice de polarización es un indicativo de la humedad contenida en los aislamientos y se realiza al mismo tiempo que la prueba de resistencia de aislamiento. Esta se deja correr hasta los 10 minutos. Y la razón de la lectura a los diez minutos a la del minuto nos dará un valor numérico. La norma NOM J-169 recomienda un valor de entre 1.2 a 1.5 como mínimo.

Los resultados obtenidos de resistencia de aislamiento, se corrigen para una temperatura de 75 °C, mediante el uso de la siguiente expresión:

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = R_{\text{medida}}/2^{(75-T)/10}$$

donde :

T = temperatura del devanado bajo prueba.

El índice de absorción es un indicativo de la polarización de las moléculas de un material aislante.

Cuando se aplica una tensión de C.D. al aislamiento de un transformador la resistencia inicial es baja y gradualmente aumenta a medida que se prolonga la duración de la prueba.

Para establecer el campo electrostático en un material aislante se requiere de cierta cantidad de energía, lo cual promueve la circulación de una corriente eléctrica.

Una vez que se ha establecido plenamente en el campo, la corriente baja hasta un valor que es función de la fuga continua a través del material aislante.

La energía requerida para cargar el material aislante generalmente se denomina "pérdida de absorción dieléctrica".

Las pérdidas inducidas por la absorción dieléctrica podrían ser del orden de 100 veces más que las pérdidas por la fuga continua a través del aislante.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Las pérdidas por absorción del dieléctrico son muy sensibles a los cambios pequeños en el contenido de humedad del material aislante y a la presencia de otras impurezas, por ejemplo, una pequeña cantidad de humedad puede producir un gran aumento de la absorción y por lo tanto de la corriente de fuga. El hecho de que las pérdidas del dieléctrico con corriente alterna, se deban casi exclusivamente al fenómeno de absorción dieléctrica, hacen que la prueba de pérdidas del dieléctrico y factor de potencia con corriente alterna, sea extremadamente sensible a la humedad.

Interpretación de resultados de prueba para la evaluación de las condiciones del aislamiento.

A continuación se dan algunas recomendaciones para auxiliar al personal de campo en la evaluación de los resultados obtenidos en la prueba de resistencia de aislamiento. De ninguna manera se pretende sustituir el criterio y experiencia del personal técnico que tiene bajo su responsabilidad el mantenimiento del equipo.

Para evaluar las condiciones del aislamiento de los transformadores de potencia, es conveniente analizar la tendencia de los valores que se obtengan en las pruebas periódicas, para facilitar las curvas de absorción dieléctrica, la pendiente de las curvas indicarán las condiciones del aislamiento, una pendiente baja indicaran que el aislamiento esta húmedo o sucio.

Para un mejor análisis, de los aislamientos las pruebas deben hacerse al mismo potencial, las lecturas corregidas a una misma base y en lo posible, efectuar las pruebas bajo las mismas condiciones ambientales.

El envejecimiento de los aislamientos o el requerimiento de mantenimiento, provocan un aumento en la corriente de absorción que toma el aislamiento y se detecta con un decremento gradual de la resistencia de aislamiento.

II.4.2 Prueba de Factor de Potencia de los Aislamientos.

El factor de potencia (F.P.) de los aislamientos, no debe confundirse con el factor de potencia de una red eléctrica de corriente alterna.

El factor de potencia de un material aislante es por definición el coseno del ángulo comprendido entre el vector de la corriente de carga y el vector de la tensión aplicada. En otras palabras, es una medida de la componente de energía de la corriente de carga (13).

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

El factor de potencia de los aislamientos proporciona indicación sobre la calidad del aislamiento y debe entenderse a partir de la siguiente explicación teórica.

En un sistema ideal de aislamiento conectado a una fuente de corriente alterna, la corriente capacitiva I_c y la tensión están en cuadratura perfecta, o sea a 90° con la corriente adelantada.

En adición a la corriente capacitiva, en la práctica aparece una corriente de pérdida I_r , en fase con la tensión como se muestra en la fig. 8.

La corriente demandada por un aislamiento ideal (sin pérdidas ($I_r = 0$)) es una corriente capacitiva adelantada a la tensión en 90° ($\phi = 90^\circ$).

En la práctica no hay aislamiento perfecto, conteniendo una cierta cantidad de pérdidas y la corriente total I adelantada a la tensión por un ángulo de fase ϕ ($\phi < 90^\circ$).

Es más conveniente utilizar el ángulo de pérdidas dieléctricas δ , donde $\delta = (90^\circ - \phi)$.

Para factores de potencia bajos I_c e I_r son substancialmente de la misma magnitud a partir de que la componente de pérdidas I_r es muy pequeña, el factor de potencia se define como:

$$\text{FACTOR DE POTENCIA} = \cos \phi = \sin \delta = \sin I_r / I$$

Y el factor de disipación se define como:

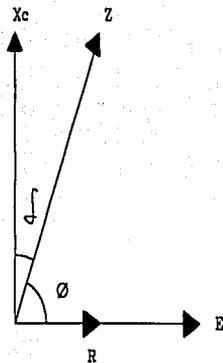
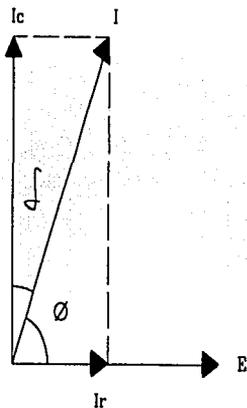
$$\text{FACTOR DE DISIPACIÓN} = \cot \phi = \tan \delta = \tan I_r / I_c$$

La característica importante de un capacitor como tal es el radio de su resistencia de pérdidas a su reactancia, la cual es el factor de disipación. La Fig. 8 muestra esta relación.

En el caso donde el ángulo es muy pequeño, el $\sin \phi$, prácticamente iguala a la $\tan \delta$.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

FIGURA 8
DIAGRAMAS VECTORIALES F.P.



Cualquier devanado en un transformador es separado del potencial de tierra mediante un aislamiento sólido. El aislamiento celulósico forma una red capacitiva efectiva.

En cada capacitancia hay pérdidas dieléctricas, las cuales se pueden representar mediante una resistencia conectada en serie con un capacitor. Como ya dijimos, el factor de potencia de los aislamientos se puede definir como el radio de la resistencia a la reactancia o impedancia de esta combinación y puede ser medido mediante la aplicación de una tensión a través de esta capacitancia, midiendo los amperes de carga y los watts de pérdidas para calcular así el factor de potencia.

La mayoría de los equipos modernos calculan y proporcionan directamente el valor del F.P. medido.

Estas pérdidas dieléctricas (medibles), desarrollan calor en los aislamientos durante la operación normal del transformador (en el resistor equivalente) y este calor sumado a la humedad interna y otros factores, pueden causar el deterioro de los aislamientos.

La interpretación de la condición del aislamiento de un transformador se debe comparar con los resultados obtenidos en la fábrica o en pruebas previas de la misma unidad o de similares a ella que se considere que están en buen estado.

No existe un valor normalizado para el F.P. de los aislamientos de un transformador. Sin embargo, las experiencias vertidas en las conferencias de clientes de la **Doble Engineering**, han desembocado en recomendar para transformadores llenos de aceite valores de:

- ~ 0.5% máximo para transformadores de potencia nuevos
- ~ 2% máximo para transformadores de potencia usados
- ~ 5% máximo para transformadores de distribución nuevos y usados.

Es costumbre corregir los valores de F.P. a 20 °C, es decir, es una convención adoptada universalmente.

CASO ESPECIAL - TRANSFORMADORES LLENOS DE ASKAREL (5)

- ~ 5% máximo para transformadores de potencia nuevos y usados.

Con el objeto de mantener una tensión alterna y un campo eléctrico a través de un aislante o entre las placas de un capacitor, es necesario que circule una corriente de carga. La corriente de carga de un aislante es, en cierta forma análoga a la corriente de excitación magnética de un transformador.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

La cantidad de corriente de carga admitida por un determinado capacitor formado por el material aislante utilizado. La capacitancia de un capacitor depende de la superficie de sus placas, de la separación entre éstas y de la constante dieléctrica del medio eléctrico que las separa.

La caída de tensión a lo largo de una serie de capacitores varía inversamente a la capacitancia de los capacitores individuales. Puesto que la capacitancia es función de la constante dieléctrica del medio dieléctrico, los diseñadores de dispositivos eléctricos seleccionan siempre que sea posible, aislamientos con constantes dieléctricas que proporcionan la distribución de tensión deseada a través de las secciones de aislamiento, o bien, cambian las dimensiones de las placas de los capacitores con el mismo fin, como en el caso de las boquillas tipo condensador.

Las constantes dieléctricas de la mayoría de los materiales de uso comercial varían entre 2 y 7. El agua tiene una constante de 81, entonces deducimos que cuando un aislamiento se humedece, tanto su capacitancia como las pérdidas dieléctricas aumentan.

Esto significa también un aumento en el valor del Factor de Potencia.

Recomendaciones para realizar la prueba de factor de potencia.

- o Considerar lo establecido en las recomendaciones generales.
- o Coloque el instrumento de prueba sobre una base firme y nivelada a una distancia del equipo a probar, que permita el buen manejo de los cables de prueba.
- o Conecte el medidor a la fuente de alimentación y opérela hasta alcanzar el rango del voltaje de prueba y después redúzcala a cero, con la finalidad de verificar la fuente de poder del medidor.
- o El transformador a probar deberá aislarse totalmente de los buses, barras, o líneas y la superficie de las boquillas deben de estar limpias y secas.
- o Desconectar todas las terminales de las boquillas.
- o Desconectar los neutros de los devanados.
- o Colocar puentes entre las terminales de las boquillas de cada devanado: primario, secundario y terciario, si éste es el caso.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

- o Preferentemente efectúe las pruebas cuando la humedad relativa sea menor de 75%.

Conexiones para realizar la prueba.

Estando ya preparado el medidor, conectar las terminales de prueba del equipo al transformador. La terminal de alta tensión del medidor, conectarla al devanado por probar y la terminal de baja tensión a otro devanado.

Revisar las instrucciones de operación de los medidores de factor de potencia de la marca Doble Engineering, en sus modelos MEU-2500 y M2H-10

Interpretación de resultados.

Los circuitos básicos de medición con los equipos para prueba de Factor de Potencia son los que se observan en la Fig. 9.

Corresponden a los modos de medición Ground (GST), Guard (GSTG) y Ungrounded Speciment Test (UST).

En cada una de estas posiciones de medición, se van midiendo diferentes elementos internos del transformador, así, por ejemplo, energizando el devanado de alta y en la posición GST, se mide la capacitancia entre el mismo devanado de alta y baja (CHL) y además entre el de alta y el tanque a tierra. (CH).

En la posición GSTG, se mide la capacitancia únicamente entre el devanado de alta y el tanque a tierra (CH).

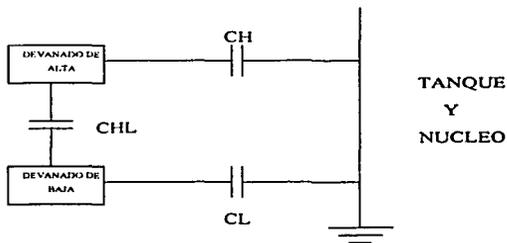
En la posición UST, se mide la capacitancia únicamente entre los devanados de alta y de baja (CHL).

Los aislamientos representados como CH y CHL, son respectivamente los aislamientos entre el devanado de alta tensión y tierra, y el devanado de baja tensión y tierra. Los aislamientos representados como CHL son los aislamientos entre los devanados.

El criterio a utilizar para considerar un valor de factor de potencia aceptable, es de que un transformador con aislamiento clase "A" y sumergido en aceite, el valor es de 0.5 a 2.0 % a una temperatura de 20°C.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

FIG. 9 CIRCUITOS BÁSICOS DE MEDICIÓN DE FACTOR DE POTENCIA



CIRCUITO GROUND SPECIMEN TEST (GST)

POSICIÓN	CABLE DE ALTA (ENERGIZA)	CABLE DE BAJA (ATERRIZA)	GUARDA	MIDE	TIPO DE MEDICIÓN
GST	DEVANADO DE ALTA	DEVANADO DE BAJA		CH + CHL	AT VS BT
GST	DEVANADO DE BAJA	DEVANADO DE ALTA		CL + CHL	BT VS AT

CIRCUITO GUARD SPECIMEN TEST (GSTg)

POSICIÓN	CABLE DE ALTA (ENERGIZA)	CABLE DE BAJA (ATERRIZA)	GUARDA	MIDE	TIPO DE MEDICIÓN
GSTg	DEVANADO DE ALTA		DEVANADO DE BAJA	CH	AT VS BT
GSTg	DEVANADO DE BAJA		DEVANADO DE ALTA	CL	BT VS AT

CIRCUITO UNGROUNDED SPECIMEN TEST (UST)

POSICIÓN	CABLE DE ALTA (ENERGIZA)	CABLE DE BAJA (ATERRIZA)	GUARDA	MIDE	TIPO DE MEDICIÓN
UST	DEVANADO DE ALTA	DEVANADO DE BAJA		CHL	AT VS BT
UST	DEVANADO DE BAJA	DEVANADO DE ALTA		CLH	BT VS AT

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

Para valores mayores al 2% máximo en transformadores usados de factor de potencia, se recomienda se investigue la causa, que puede ser originada por degradación del aceite, humedad y/o suciedad en los aislamientos o por posible deficiencia de alguna de las boquillas. Revisar la estadística de valores obtenidos en pruebas anteriores, con el objeto de analizar la tendencia que éstos se han incrementado, deberá programarse un mantenimiento general.

Efectos de la Temperatura

La mayoría de las mediciones de aislamiento tienen que ser interpretadas basándose en la temperatura del espécimen bajo prueba. Las pérdidas dieléctricas de la mayoría de los aislamientos se incrementan cuando se incrementa la temperatura. En muchos casos, algunos aislamientos han fallado por efectos acumulativos de la temperatura.

Es costumbre corregir los valores de F.P. a 20 °C, es decir, es una convención adoptada universalmente.

La DOBLE ENGINEERING, proporciona tablas de factores de corrección del F.P. por temperatura, a una temperatura de referencia de 20 °C.

Estas se pueden ver en las figuras 10 y 11.

IV.4.3 Prueba de Corriente de Excitación

Esta prueba se debe hacer como parte integrante de las pruebas rutinarias de aceptación y de mantenimiento preventivo.

Las pruebas de corriente de excitación en el terreno se han desarrollado como complemento de las pruebas de F.P.

Esta prueba ha demostrado su eficacia en la detección de cortocircuitos en espiras y devanados parcialmente en cortocircuito. Este método ha sido capaz de detectar problemas en vueltas de devanados en los que con instrumentos convencionales de baja tensión de medición de TTR no se han podido detectar, debido a que el esfuerzo aplicado en la prueba de corriente de excitación es mayor.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TABLE OF MULTIPLIERS FOR USE IN CONVERTING POWER FACTORS AT TEST TEMPERATURES TO POWER FACTORS AT 20 °C

GENERAL ELECTRIC										WESTINGHOUSE			
Type B	Type F	Types L-LC L-LM	Types OF-OF1 OF2	Test Temperature °C °F		Types S-SI-SM (C-Cr-Follow)	Type L2	Type O	Condenser except Type O		Type		
1.09	93	1.00	1.16	0	32.0	1.26	1.02	1.26	1.61	1.11			
1.09	94	1.00	1.17	1	33.8	1.25	1.02	1.24	1.58	1.10			
1.09	95	1.00	1.18	2	35.6	1.24	1.02	1.23	1.52	1.10			
1.09	96	1.00	1.15	3	37.4	1.22	1.02	1.22	1.48	1.09			
1.09	97	1.00	1.15	4	39.2	1.21	1.02	1.20	1.44	1.09			
1.09	98	1.00	1.14	5	41.0	1.20	1.02	1.19	1.40	1.08			
1.08	98	1.00	1.13	8	42.8	1.19	1.01	1.18	1.36	1.08			
1.08	98	1.00	1.12	7	44.8	1.17	1.01	1.16	1.33	1.07			
1.08	99	1.00	1.11	11	46.8	1.16	1.01	1.15	1.30	1.07			
1.07	99	1.00	1.11	9	48.2	1.15	1.01	1.14	1.26	1.06			
1.07	99	1.00	1.10	10	50.0	1.14	1.01	1.12	1.23	1.05			
1.07	99	1.00	1.09	11	51.8	1.12	1.01	1.10	1.21	1.05			
1.06	99	1.00	1.08	12	53.6	1.11	1.01	1.09	1.18	1.04			
1.06	99	1.00	1.07	13	55.4	1.10	1.01	1.07	1.16	1.04			
1.05	1.00	1.00	1.06	14	57.2	1.09	1.01	1.06	1.13	1.03			
1.05	1.00	1.00	1.05	15	59.0	1.07	1.01	1.05	1.11	1.03			
1.04	1.00	1.00	1.04	16	60.8	1.06	1.00	1.04	1.09	1.02			
1.03	1.00	1.00	1.03	17	62.6	1.04	1.00	1.03	1.06	1.02			
1.02	1.00	1.00	1.02	18	64.4	1.03	1.00	1.02	1.04	1.01			
1.01	1.00	1.00	1.01	19	66.2	1.01	1.00	1.01	1.02	1.01			
1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00			
98	99	1.00	0.99	21	69.8	98	1.00	98	98	99			
97	99	98	97	22	71.6	97	1.00	97	96	99			
95	98	99	96	23	73.4	95	1.00	98	94	98			
93	97	99	94	24	75.2	93	1.00	95	92	98			
92	97	99	93	25	77.0	92	1.00	94	90	97			
90	96	98	91	26	78.8	90	1.00	92	88	96			
88	95	98	90	27	80.6	89	99	91	86	96			
85	94	97	88	28	82.4	87	99	90	84	95			
83	93	96	87	29	84.2	86	99	89	83	94			
81	92	95	86	30	86.0	84	99	87	81	94			
80	91	95	84	31	87.8	83	99	86	79	93			
77	89	95	83	32	89.6	81	99	85	77	93			
75	88	95	81	33	91.4	79	99	83	75	92			
73	87	94	80	34	93.2	77	99	82	74	92			
71	85	94	78	35	95.0	75	99	81	72	91			
69	84	93	77	36	96.8	74	98	79	70	91			
67	83	92	75	37	98.6	72	98	78	69	90			
65	81	91	74	38	100.4	70	98	77	67	89			
63	80	90	72	39	102.2	68	98	75	66	88			
61	78	89	70	40	104.0	67	98	74	64	88			
76	80	88	41	105.8	65	98	73	63	63	87			
74	78	87	42	107.6	63	98	71	62	61	87			
72	86	85	43	109.4	61	98	70	60	60	86			
70	85	83	44	111.2	60	98	69	59	59	85			
67	84	83	45	113.0	58	97	68	57	57	85			
64	82	81	46	114.8	56	97	65	56	55	85			
61	82	80	47	116.6	55	97	64	55	55	84			
58	82	80	48	118.4	53	97	62	53	53	83			
55	81	80	49	120.2	52	97	61	52	52	82			
52	80	80	50	122.0	50	97	59	51	51	82			
79	81	80	51	123.8	47	97	58	50	51	81			
78	81	80	52	125.6	44	97	57	50	50	80			
77	80	80	53	127.4	41	96	56	50	47	79			
76	80	80	54	129.2	38	96	55	48	46	78			
74	80	80	56	130.0	36	96	54	45	45	77			
73	80	80	57	131.8	33	96	53	44	44	76			
72	80	80	58	133.6	31	96	52	43	43	75			
70	80	80	62	140.0	28	96	51	42	42	74			
69	80	80	68	154.4	26	96	50	41	41	73			
68	80	80	70	158.0	23	96	49	40	40	72			
34	72	80	72	161.6	21	96	48	39	39	72			
33	74	80	74	165.2	19	96	47	38	38	71			
31	76	80	76	168.8	17	96	46	37	37	70			
30	78	80	78	172.4	16	96	45	36	36	69			
29	80	80	80	176.0	15	96	44	35	35	68			

FIGURA 10

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

BUSHINGS

LIQUID & TRANSFORMER INSULATION

LAPP	CHIO BRASS				Test Temperature		Asakarel and Asakarel- Filled Trans	Oil and Oil-Filled Power Trns (Free-Breath- ing and Con- servator Types)	Oil-Filled Power Trns (Sealed and non- Blanketed Types)	Oil-Filled Instrument Trns
	Class G & L 15 to 49 Kv 138 kv	Class L 7.5 to 34.5 kv	Class GK 69 to 196 kv	Class LK 23 to 69 kv	°C	°F				
1 00	1.54	1.29	90	85	0	32.0	1.54	1.57	1.67	
1 00	1.50	1.27	90	85	1	33.8	1.54	1.54	1.64	
1 00	1.47	1.26	91	86	2	35.6	1.52	1.50	1.61	
1 00	1.43	1.25	91	86	3	37.4	1.50	1.47	1.58	
1 00	1.40	1.24	91	87	4	39.2	1.48	1.44	1.55	
1 00	1.37	1.23	91	88	5	41.0	1.46	1.41	1.52	
1 00	1.34	1.21	92	89	6	42.8	1.45	1.37	1.49	
1 00	1.32	1.20	92	88	7	44.6	1.44	1.34	1.46	
1 00	1.29	1.19	92	90	8	46.4	1.43	1.31	1.43	
1 00	1.26	1.17	93	91	9	48.2	1.41	1.28	1.40	
1 00	1.24	1.16	93	92	10	50.0	1.38	1.25	1.36	
1 00	1.21	1.14	94	92	11	51.8	1.35	1.22	1.33	
1 00	1.18	1.12	94	93	12	53.6	1.31	1.19	1.30	
1 00	1.16	1.11	95	94	13	55.4	1.27	1.18	1.27	
1 00	1.14	1.09	95	95	14	57.2	1.24	1.14	1.23	
1 00	1.11	1.07	96	95	15	59.0	1.20	1.11	1.19	
1 00	1.09	1.06	97	96	16	60.8	1.16	1.09	1.16	
1 00	1.07	1.04	97	97	17	62.6	1.12	1.07	1.12	
1 00	1.04	1.03	98	98	18	64.4	1.08	1.05	1.08	
1 00	1.02	1.02	99	99	19	66.2	1.04	1.02	1.04	
1 00	1.00	1.00	1 00	1 00	20	68.0	1 00	1 00	1 00	
1 00	98	1 00	1 01	1 01	21	69.8	99	98	97	
1 00	95	97	1 02	1 02	22	71.6	96	91	96	
1 00	93	96	1 03	1 03	23	73.4	95	87	93	
1 00	91	94	1 04	1 04	24	75.2	91	83	88	
1 00	89	93	1 05	1 05	25	77.0	78	70	83	
1 00	88	91	1 06	1 06	26	78.8	72	76	80	
1 00	86	90	1 08	1 07	27	80.6	68	73	77	
1 00	84	88	1 09	1 08	28	82.4	64	70	74	
1 00	82	87	1 10	1 09	29	84.2	60	67	71	
1 00	80	86	1 11	1 10	30	86.0	56	63	69	
1 00	78	84	1 12	1 11	31	87.8	53	60	67	
1 00	77	83	1 13	1 12	32	89.6	51	58	76	
1 00	75	82	1 14	1 13	33	91.4	48	56	75	
1 00	74	80	1 15	1 14	34	93.2	45	53	72	
1 00	72	79	1 16	1 15	35	95.0	44	51	70	
1 00	71	78	1 17	1 16	36	96.8	42	49	70	
1 00	69	76	1 18	1 17	37	98.6	40	47	68	
1 00	68	75	1 19	1 17	38	100.4	39	45	67	
1 00	66	74	1 20	1 18	39	102.2	37	44	66	
1 00	65	72	1 21	1 18	40	104.0	35	42	65	
1 00			1 21	1 19	41	105.8	34	41	64	
1 00			1 22	1 19	42	107.6	33	38	62	
1 00			1 23	1 20	43	109.4	31	37	60	
1 00			1 24	1 20	44	111.2	30	36	59	
1 00			1 25	1 21	45	113.0	28	34	57	
1 00			1 26	1 21	46	114.8	28	33	56	
1 00			1 26	1 21	47	116.6	27	31	55	
1 00			1 27	1 21	48	118.4	26	30	54	
1 00			1 28	1 22	49	120.2	25	29	52	
1 00			1 28	1 22	50	122.0	24	28	51	
1 00			1 30	1 22	52	123.8	22	26	49	
1 00			1 31	1 22	54	125.6	21	23	47	
1 00			1 33	1 22	56	132.8	19	21	45	
1 00			1 34	1 21	58	136.4	18	19	43	
1 00			1 35	1 21	60	140.0	16	17	41	
					62	143.8	15	16	40	
					64	147.2	14	15	38	
					66	150.8	14	14	36	
					68	154.4	13	13	35	
					70	158.0	12	12	33	
					72	161.6	11	12	32	
					74	165.2	11	11	31	
					76	168.8	10	10	30	
					78	172.4	9	9	28	
					80	176.0	9	9	27	

FIGURA 11

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Los problemas que se pueden detectar con esta prueba son:

- ~ Cortocircuito total y/o parcial en el aislamiento de las espiras.
- ~ Laminación del núcleo en corto circuito.
- ~ Cambios fundamentales en las características del hierro.
- ~ Desplazamiento del núcleo desde su posición original.
- ~ Sistema de sujeción del núcleo flojo.
- ~ Conexiones inapropiadas de los devanados.
- ~ Contactos y conexiones flojos (alta resistencia).

Estos tipos de falla aumentan la reluctancia aparente del circuito magnético y pueden detectarse por un nivel anormalmente alto de la corriente de excitación para generar un flujo determinado a través del núcleo.

El procedimiento básico consiste en medir las corrientes de excitación en las fases individuales del devanado de alta tensión del transformador (monofásico o trifásico), energizando o excitando una fase al tiempo con el equipo de F.P. la corriente se mide entonces en una sola fase. Debido a que la corriente de excitación varía en forma no lineal con la tensión aplicada, especialmente a voltajes muy pequeños, es necesario tratar de hacer las pruebas subsiguientes a la misma tensión que se utilizó la primera vez.

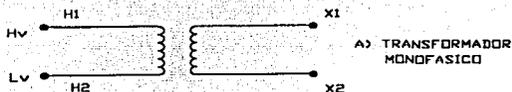
De esta manera se pueden entonces hacer comparaciones válidas entre las diferentes pruebas; no existe un valor límite para los resultados obtenidos en las mediciones; el análisis de las pruebas de corriente de excitación se hace comparando los resultados de las corrientes con los resultados de las mediciones anteriores, hechas de la misma manera, a la tensión y al mismo transformador o a unidades similares. En un banco de transformadores monofásicos las corrientes de excitación entre las fases deben ser similares; en un transformador trifásico, las corrientes de excitación de cada fase se comparan entre sí.

Las tensiones de prueba no deben exceder la tensión nominal línea-línea para devanados conectados en delta o la tensión línea neutro para devanados conectados en estrella; para poder comparar los resultados, se debe utilizar la misma tensión para cada fase y debido a que a tensiones muy bajas la corriente de excitación no es lineal, la tensión se debe ajustar muy precisamente.

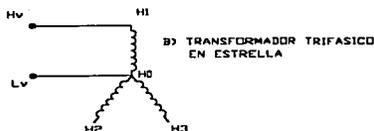
Los circuitos se muestran en las Figuras No.12-A, B y C.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

FIGURA 12
CIRCUITOS BÁSICOS DE CONEXIÓN PARA LA MEDICIÓN DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN.

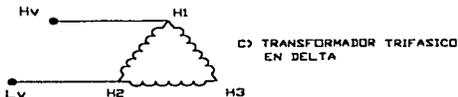


POSICIÓN	CABLE DE ALTA (ENERGIZA)	CABLE DE BAJA (UST)	FLOTANDO
UST	H1	H2	X1X2
UST	H2	H1	X1X2



POSICIÓN	CABLE DE ALTA (ENERGIZA)	CABLE DE BAJA (UST)	FLOTANDO	ATERRIZA
UST	H1	H0	H2H3, X1X2X3	X0
UST	H2	H0	H1H3, X1X2X3	X0
UST	H3	H0	H1H2, X1X2X3	X0

SI X ESTA CONECTADO EN ESTRELLA EL X0 SE ATERRIZA



POSICIÓN	CABLE DE ALTA (ENERGIZA)	CABLE DE BAJA (UST)	FLOTANDO	ATERRIZA
UST	H1	H2	X1X2X3	H3
UST	H2	H3	X1X2X3	H1
UST	H3	H1	X1X2X3	H2

SI X ESTA CONECTADO EN ESTRELLA EL X0 SE ATERRIZA

Una vez que se ha aplicado la tensión de prueba, el medidor de corriente y de watts (equipos MH y M2H) o el de milivoltamperes y miliwatts (equipos MEU y M2E), se deben estabilizar las escalas del medidor y se debe reaverificar ajustándola al 100% de la escala antes de registrar las corrientes de excitación.

Esta estabilización es necesaria en el caso de que los voltajes de CD a través del medidor decaigan un poco durante la prueba, debido a la carga del suministro de potencia de 120 VCA (con el M4000, este problema no existe debido a que el equipo sintetiza su onda de prueba).

En transformadores monofásicos, regístrese la corriente de excitación con los devanados energizados alternadamente desde terminales opuestos. En transformadores trifásicos, esto se debe hacer en cada fase en el caso de que se sospeche del transformador o en el caso de que las lecturas registradas sean dudosas.

Recomendaciones para realizar la prueba de corriente de excitación.

- o Considerar lo establecido en las recomendaciones generales.
- o Desenergice y desconecte de sus terminales externas todas las boquillas del transformador.
- o Todas las pruebas de Corriente de excitación deberán efectuarse en el devanado de más alto voltaje.
- o Cada devanado deberá medirse en dos direcciones, es decir, primero se energiza una terminal, se registran lecturas, enseguida se energiza la otra terminal registrando también sus lecturas, esto es con la finalidad de verificar la prueba.
- o En conexión estrella desconecte el neutro del devanado que se encuentra bajo prueba debiendo permanecer aterrizado el neutro de baja tensión.
- o Cerciórese de que los devanados no energizados en la prueba están libres de toda proximidad de personal, cables, etc. En virtud de que al energizar el devanado bajo prueba, se induce un potencial en el resto de los devanados.
- o El voltaje de prueba de los transformadores, no deberá exceder al valor del voltaje de línea a neutro.
- o El voltaje de prueba no deberá exceder el voltaje de línea a línea en los devanados conectados en Delta.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

- o Antes de efectuar cualquier medición, al ajustar el voltaje de prueba con el selector en posición Check, verifique que se establezca la aguja del medidor.
- o Si el punto anterior no se cumple, puede deberse a que exista un fuerte magnetismo remanente recordándose desmagnetizar el núcleo de acuerdo con el tipo de conexión que se tenga en el devanado primario. Otra causa de inestabilidad de la aguja puede deberse a interferencia electromagnética.
- o Se recomienda que para equipo nuevo o reparado que se prepara para puesta en servicio, deberán efectuarse las pruebas en todas las posiciones (tap's) del cambiador de derivaciones. Para equipos en operación que sean librados para efectuarle pruebas eléctricas, se recomienda efectuar la prueba de corriente de excitación únicamente en la posición de operación del cambiador. La razón de esto es que en caso de un desajuste en el cambiador originado por el accionamiento del mismo, el transformador no podría volver a energizarse.
- o Debido al comportamiento no lineal de la Corriente de Excitación a bajos voltajes, es importante que las pruebas se realicen a valores lo más exactos posibles en cuanto a voltaje y lectura de corriente, para poder comparar los resultados con pruebas anteriores.

Factores que afectan a la prueba.

De acuerdo con experiencias en las pruebas de corriente de Excitación el factor que afecta las lecturas, en forma relevante, es el magnetismo remanente en el núcleo del transformador bajo prueba. Este magnetismo es indeseable por dos razones:

1. Al volver a conectar un transformador con magnetismo remanente, la corriente INRUSH aumenta considerablemente.
2. Puede originar valores anormales de Corriente de Excitación durante las pruebas, al analizar las condiciones de los devanados o alguno en especial.

Desafortunadamente no existe un método simple para medir el magnetismo remanente, ya que el valor y la polaridad cambian en virtud de que depende del punto de la curva de histéresis, en el cual la corriente se interrumpió.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

El método más empleado para eliminar el magnetismo remanente es la aplicación de una corriente directa, inversa al sentido del devanado. Este método se basa en utilizar corrientes altas, las cuales pueden ser obtenidas con acumuladores, aprovechando la baja resistencia ohmica de los devanados del transformador.

La ventaja de este método, es que podemos aplicar voltajes de 6, 12 y 24 volts que normalmente se utilizan en acumuladores de automóvil o equipos de tracción, por lo tanto estas fuentes de alimentación se consiguen fácilmente.

Para llevar a cabo la desmagnetización de un núcleo es necesario contar con un interruptor doble polo doble tiro, un reóstato, un acumulador, un amperímetro y conductores de calibre apropiado; la corriente al aplicar a los devanados no deberá ser mayor del 15% de la corriente nominal del transformador que se vaya a desmagnetizar, esta actividad consiste en simular un ciclo magnético mediante la aplicación de potencial en un sentido y después invertir la polaridad del acumulador por medio del switch de doble tiro, esto deberá ser en forma momentánea, incrementando el potencial lentamente con el reóstato y enseguida regresarlo a cero. En transformadores trifásicos deberá efectuarse en cada una de las fases, dependiendo de la conexión del transformador calcular, la corriente a aplicar.

Después de haber realizado lo anterior, vuelva a efectuarse la prueba de corriente de excitación, con la finalidad de verificar si el magnetismo remanente se eliminó, si esto fue así, la prueba de corriente de excitación será satisfactoria, de lo contrario existirá otro tipo de problema en el transformador el magnetismo remanente continúa, por lo cual se debe de investigar el problema con mayor detalle.

Conexiones para realizar la prueba.

Las pruebas se realizan con el selector (LV) en la posición de UST. El medidor MEU-2.5, dará el resultado en MVA que dividido entre el voltaje de prueba de 2500 volts, se obtendrá la corriente de excitación.

Interpretación de resultados.

Una corriente excesiva puede deberse a un corto circuito entre dos o varias espiras del devanado cuyo valor se adiciona a la corriente normal de excitación. También el exceso de corriente puede deberse a defectos dentro del circuito magnético como pueden ser: fallas en el aislamiento de los tornillos de sujeción del núcleo o aislamiento entre laminaciones.

Se recomienda que los resultados se comparen entre unidades similares cuando se carece de datos anteriores o alguna estadística sobre el equipo bajo prueba, que permita efectuar dicha comparación.

Otra manera para evaluar los resultados de las pruebas cuando los transformadores tienen devanados en conexión delta es; que la fase central (H2-H1), se obtenga una corriente de aproximadamente la mitad del valor de las fases orilleras.

Para transformadores que tienen conexión estrella, la corriente obtenida en la fase central (H2-H0), es ligeramente menor que las corrientes de excitación obtenidas en las fases orilleras (H1-H0), (H3-H0).

II.4.4 Prueba de Polaridad y Relación de Transformación.

Esta prueba se realiza primeramente como una prueba de aceptación. Es una herramienta útil también para la detección de problemas y es parte fundamental del mantenimiento preventivo rutinario.

Como prueba en fábricas se deberá hacer para todas las posiciones de los taps del cambiador de derivaciones con la finalidad de verificar que las conexiones internas son las correctas, que no se tiene espiras en cortocircuito, que el número de vueltas es el correcto y que la relación de transformación de vueltas entre bobinas es la adecuada.

Durante las pruebas de mantenimiento rutinario, la prueba de relación de transformación se realiza para identificar problemas tales como:

- Espiras en corto circuito.
- Posiciones de taps incorrectas.
- Errores de relación.
- Terminales sin identificación.
- Fallas en el cambiador de derivaciones.

Si el transformador ha sido modificado o reparado o si existe una caída de potencial en la unidad, esta prueba es necesaria. La relación de vueltas entre el primario y el secundario es igual a la relación de tensión del primario al secundario.

La relación de vueltas no nos dice cuantas vueltas del conductor hay en los devanados, sino que nos da información de la relación de vueltas del primario al secundario.

La prueba de relación de transformación puede hacerse de dos formas:

- La primera consiste en aplicar una tensión de valor conocido en un devanado y midiendo la tensión inducida en el otro devanado.

Se recomienda aplicar tan sólo una tensión del 10% de la tensión nominal del transformador. Este método no es muy recomendable en pruebas de campo, ya que se puede tener un accidente, porque mandas un voltaje por el secundario del transformador y tienes un voltaje amplificado por el lado primario.

- La segunda consiste en utilizar el equipo Transformer Turns Ratio Test Set (TTR).

Este equipo tiene internamente un alternador el cual aplica el potencial de prueba. La relación del transformador patrón interno del TTR se ajusta hasta que su tensión es exactamente igual a la del transformador bajo prueba.

La relación del transformador patrón indica entonces la relación del transformador bajo prueba, al mismo tiempo determina la polaridad y el desplazamiento angular.

Las mediciones pueden indicar la presencia de un desperfecto pero no indican el lugar, por lo que en caso de ocurrir, se debe proceder a una inspección visual del transformador.

El valor limite para el error de la relación de transformación es de $\pm 0.5\%$ de acuerdo con las normas NMXJ-166/1994 y ANSI/IEEE C57.12.00 para transformadores de potencia y distribución.

El por ciento de error se calcula de la manera siguiente:

- 1) Se calcula la relación nominal de acuerdo a los datos de placa.

Por ejemplo: se tiene un transformador con los siguientes datos.

Fases:

Tensión primaria:

Tensión secundaria:

Conexión:

3

85000 volts.

23000 volts.

Delta-Estrella

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Por ser conexión delta, la tensión de fase es igual a la tensión de línea para el devanado primario, esto es 85000 volts.

Por ser conexión estrella, la tensión de fase es igual a la tensión de línea entre raíz cuadrada de 3 para el devanado secundario, esto es $23000/1.73 = 13279$ volts.

La relación nominal es:

$$VP/VS = 85000 \text{ V} / 13279 \text{ V} = 6.40$$

2) Se calcula el % de error de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\% \text{ Error} = (\text{Relación Medida} - \text{Relación Nominal}) / \text{Relación Nominal} \times 100$$

Nota: Es importante verificar la posición de los taps de los cambiadores de derivación si es que el transformador bajo prueba cuenta con ellos, para conocer en que tensión se encuentra trabajando.

Las conexiones para la prueba varían dependiendo de la configuración de los devanados del transformador, por lo tanto, es necesario observar el diagrama de conexiones y el vectorial de la placa de datos. Ver Fig. 13.

Del ejemplo anterior, vemos entonces que las conexiones de prueba serían:

H1H2 - X0X2

H2H3 - X0X3

H3H1 - X0X1

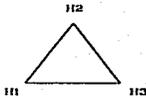
Y para una estrella delta sería:

H0H2 - X1X2

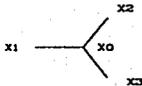
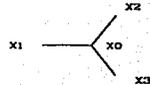
H0H3 - X2X3

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

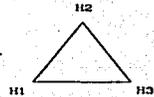
FIGURA 13



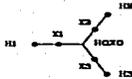
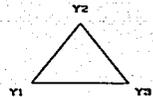
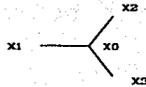
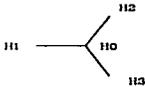
CONEXION DELTA ESTRELLA



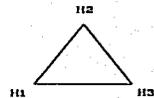
CONEXION ESTRELLA DELTA



TRANSFORMADOR DE TRES DEVANADOS.



AUTOTRANSFORMADOR



H0H1 - X3X1

De acuerdo con las diferentes marcas y modelos de TTR se deben respetar las marcas o convenciones para la polaridad en las pruebas.

Un TTR convencional trae 4 puntas de prueba y 3 perillas para variar los valores de relación y se conecta a cada par de devanados correspondientes. Dos puntas de prueba alimentan al devanado de menor tensión con 8 volts, 60 hz., y las otras dos se conectan en el devanado de mayor tensión. Estas puntas vienen identificadas con colores rojo y negro y las de alimentación son más gruesas que las de medición.

Al alimentar con 8 ó 12 volts. Uno de los devanados, las perillas se van girando para encontrar la relación de transformación que se logra cuando la aguja del indicador de nulidad quede en el centro.

La conexión típica para un transformador monofásico se observa en la Figura 14 A.

Cuando la relación de un transformador es muy alta se hace el uso de un transformador auxiliar el cual se acopla al TTR para elevar el rango de medición; la conexión se muestra en la figura 14 B. existen otros TTR modernos cuya conexión difiere un poco a la mostrada, por lo que se deberá consultar el manual del fabricante para realizar las conexiones.

La prueba de relación de fase y polaridad es importante desde el punto de vista de la conexión paralelo de 2 ó más transformadores.

Recomendaciones para realizar la prueba de corriente de excitación.

- Considerar lo establecido en las recomendaciones generales.
- Librar el equipo completamente asegúrese o compruébese que se encuentren abiertas las cuchillas seccionadoras correspondientes y desconectando las terminales de las boquillas de la línea.

TECIS CON
ETIQUETA DE ORIGEN

TESIS CON
FALTA DE ORIGEN

FIGURA 14

A) CONEXION DEL TTR DE MANIVELA

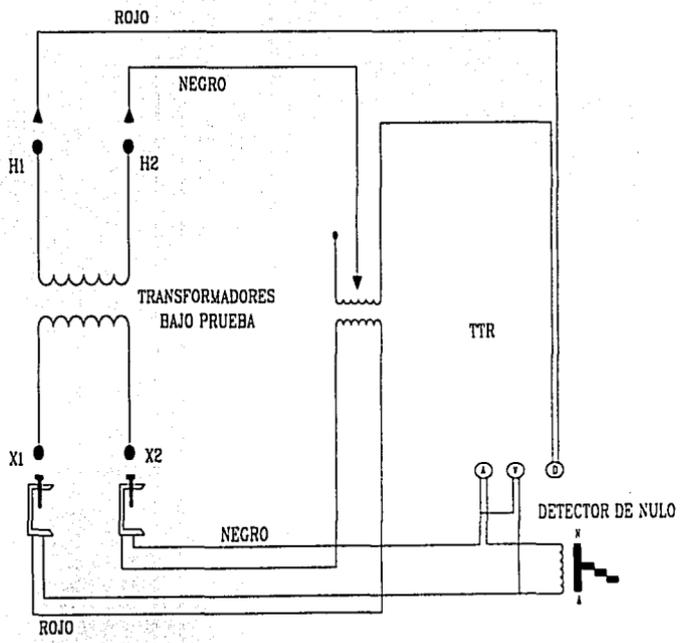
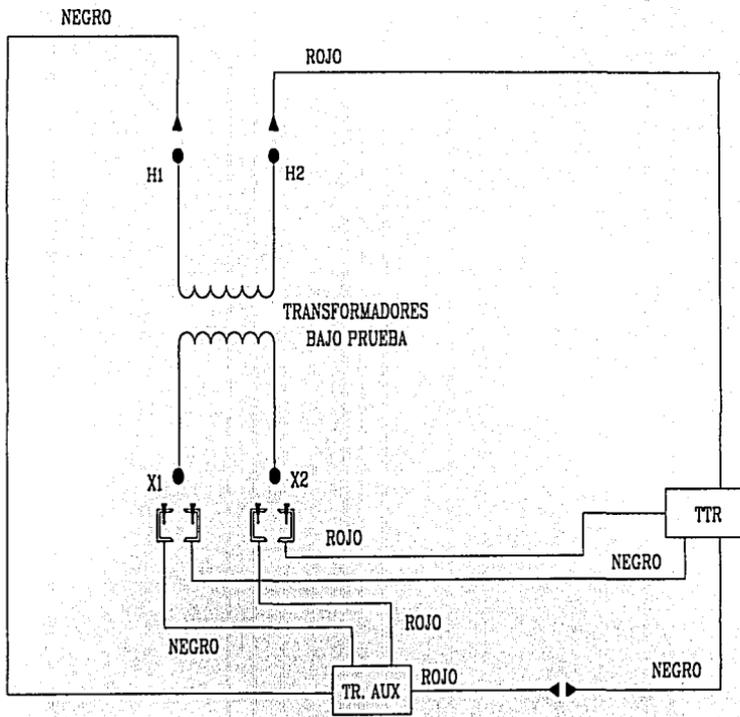


FIGURA 14

B) CONEXION DEL TTR CON AUXILIAR



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

- Colocar el medidor sobre una superficie firme y nivelada, tal que la manivela pueda ser operada sin interpretaciones.
- Anote los datos de placa y diagrama vectorial del equipo a probar. El diagrama vectorial es la referencia para conectar el medidor adecuadamente.
- Calcule la relación teórica, tomando en cuenta que la relación a medir es por fase correspondiente de alta y baja tensión de los transformadores trifásicos.
- Conecte las terminales de excitación (X1, X2) al devanado de alta tensión; las terminales secundarias (H1, H2) se deberán conectar al devanado de baja tensión.
- Los valores de relación teóricos calculados servirán de base para colocar los selectores en el valor esperando en el medidor.
- Accione la manivela manteniendo 8 volts de excitación y opere los selectores de menor rango hasta lograr la deflexión nula en el galvanómetro.
- Haga las mediciones y registre las lecturas en el formato correspondiente.
- Al terminar, ponga fuera de servicio el medidor y aterrice el equipo objeto de ensayo.

Interpretación de resultados.

Si la aguja del amperímetro se deflexiona a plena escala y la aguja del voltmetro no se aprecia deflexión, es indicación que el transformador bajo prueba está tomando mucha corriente de excitación; se notará que la manivela resulta difícil de girar, hay razón para sospechar de un corto circuito.

Cuando no se puede obtener el balance, las causas pueden ser:

- Si en el transformador bajo prueba, no se logra obtener el balance, el problema puede considerarse como un corto circuito o un circuito abierto en los devanados; una corriente excesiva de excitación y un voltaje pequeño, son indicativos de un corto circuito en uno de los devanados.
- Cuando se tiene corriente y voltaje de excitación normales, pero sin deflexión en la aguja del galvanómetro, es indicio de que se tiene un circuito abierto. Es posible determinar cual de los dos devanados se encuentra abierto. Desconecte las dos terminales secundarias H1 y H2, abra una de las mordazas de excitación (X) e inserte

una pieza de fibra aislante entre la terminal del transformador y la pieza que es tope de tornillo, la cual va conectada al cable grueso que conecta al transformador de referencia del TTR. Apriete el tornillo nuevamente contra el conector de la boquilla, gire la manivela del generador. Si el devanado secundario esta abierto no se tendrá, indicación de corriente en el ampermetro. Si el ampermetro indica una corriente de excitación normal, se puede concluir que el devanado primario está abierto.

Para calcular la diferencia entre la relación teórica y la relación medida, se utiliza la siguiente formula:

$$\% \text{ Diferencia} = (\text{Rel. Teórica} - \text{Rel. Medida}) 100/\text{Rel. Teórica.}$$

Como valor establecido por Comisión Federal de Electricidad, el valor máximo de diferencia permitida es de 0.4%.

Prueba de Polaridad en transformadores monofásicos

Esta prueba se puede realizar utilizando cualquiera de los siguientes métodos.

- Golpe inductivo
- Tensión alterna.
- Comparación
- Puente de relación.

Nosotros aplicaremos el método de tensión alterna por lo que ofrece sencillez, sin embargo, es aplicable a transformadores con relación no mayor a 30:1, haciendo uso del circuito mostrado en la figura 14 C.

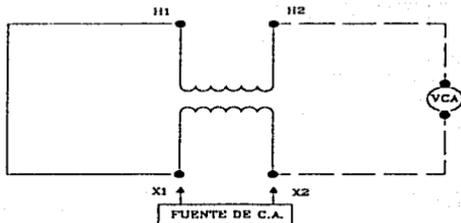
Se aplica una tensión de valor conveniente al devanado de mayor tensión y se toman lecturas del voltaje aplicado y de la tensión entre terminales adyacentes de alta y baja del lado derecho.

Si la tensión entre terminales es mayor que la aplicada por la fuente, la polaridad se suma.

Si la tensión entre terminales es menor que la aplicada por la fuente, la polaridad se resta.

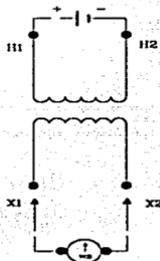
**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

FIGURA 14 C
CIRCUITOS DE CONEXION PARA OBTENCION DE LA POLARIDAD
METODO DE C.A.



APLICANDO UNA TENSION ALTERNA SI EL VALOR MEDIDO ENTRE EL DEVANADO DE ALTA Y BAJA ES MENOR QUE EL MEDIDO EN EL LADO DE ALTA, LA POLARIDAD ES SUSTRACTIVA, DE LO CONTRARIO ES ADITIVA

METODO DE GOLPE INDUCTIVO



APLICANDO TENSION DE C.C. EL BORNE + SE MARCA COMO H1 EN EL LADO DE ALTA SE MIDE EN LAS X y SI DEFLLECTA EL GALVANOMETRO EN SENTIDO POSITIVO LA POLARIDAD SERA ADITIVA SIENDO EL BORNE + DEL GALVANOMETRO LA X1. SI DEFLLECTA EN SENTIDO CONTRARIO LA POLARIDAD SERA SUSTRACTIVA.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Prueba de Polaridad en Transformadores Polifásicos.

Cada fase de un transformador polifásico (trifásico por ejemplo), deberá tener la misma polaridad relativa cuando se pruebe de acuerdo con alguno de los métodos enumerados.

En transformadores trifásicos la prueba descrita se realiza fase a fase.

II.4.5 Prueba de Resistencia Ohmica de los Devanados.

La finalidad de esta prueba es verificar la continuidad de las bobinas, las conexiones internas de los devanados y también para obtener las pérdidas en el cobre.

La corriente empleada en la medición no debe exceder el 15% del valor nominal del devanado, ya que con valores mayores pueden obtenerse resultados inexactos por calentamiento del devanado.

Un puente de Wheatstone puede medir valores de orden de 1 miliohm a 11.110 megaohms; el puente Kelvin es susceptible de medir resistencia del orden de 0.1 microohm a 111 ohms. Para la operación de estos equipos es muy conveniente tomar en consideración el estado de sus baterías, para realizar mediciones lo más consistentes posibles.

La prueba consiste en medir la resistencia eléctrica de cada devanado con un puente de alta precisión. Esta prueba indicará un cambio en la resistencia del devanado cuando haya espiras en cortocircuito, uniones flojas o malos contactos.

Las lecturas obtenidas deberán compararse con los datos del fabricante. Normalmente la medición se hace entre fases para ambas conexiones: delta o estrella, (Fig. 15). Para la conexión estrella cada lectura representa 2 fases y para la conexión delta representa 2/3 de la fase. De no ser este el caso y de ser posible, las mediciones deberán hacerse en devanados individuales (fase a neutro en la conexión estrella).

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

FIGURA 15

CIRCUITOS BASICOS DE CONEXION PARA LA MEDICION DE RESISTENCIA OHMICA DE LOS DEVANADOS

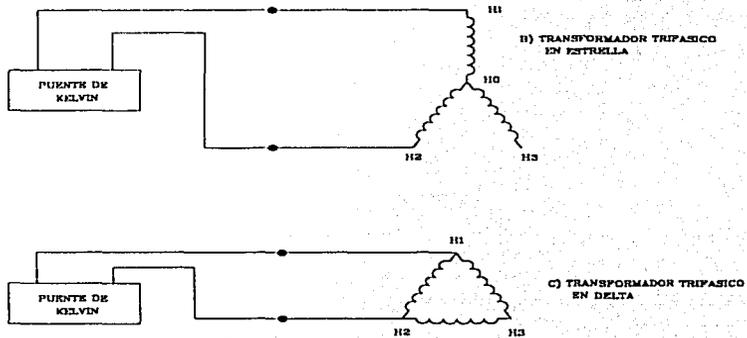
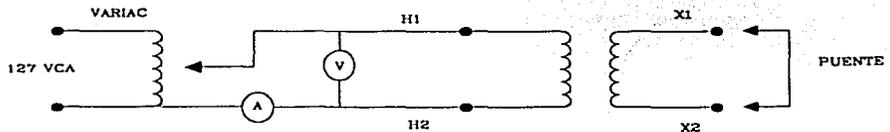


FIGURA 16

CIRCUITO DE CONEXION PARA LA MEDICION DE IMPEDANCIA DE UN TRANSFORMADOR MONOFASICO



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Las lecturas elevadas podrían ser indicativo de conexiones sucias o flojas. La resistencia del cobre varía con la temperatura y por eso las lecturas deberán corregirse a una temperatura común para obtener resultados significativos.

La mayoría de los fabricantes de transformadores refiere los resultados a 75 °C. La fórmula para corregir las lecturas de resistencia a 75 °C. es:

$$R_{75^{\circ}\text{C}} = R_{\text{medida}} \times (F_m + 75 / F_m + T)$$

donde:

F_m = factor del material del conductor

234.5	Para el cobre
225.0	Para el aluminio

T = Temperatura del devanado bajo prueba

Debido a la imposibilidad de obtener mediciones de temperatura precisas, se permite una desviación en campo del ±2% de los valores obtenidos en fábrica, según la norma NOM-J-169.

Recomendaciones para realizar la prueba de resistencia ohmica de devanados.

- o Considerar lo establecido en las recomendaciones generales.
- o Desconectar las terminales externas de las boquillas.
- o Desconectar los neutros de tierra en una conexión estrella.
- o Limpiar las terminales perfectamente, a fin de que cuando se efectúe la conexión al medidor se asegure un buen contacto.
- o Como no se conoce la resistencia ohmica del transformador bajo prueba, el multiplicador y las perillas de medición (décadas) deberán colocarse en su valor más alto.
- o Al circular la corriente directa por el devanado bajo prueba, se origina un flujo magnético que de acuerdo a la ley de Lenz induce un potencial el cual produce flujos opuestos. Lo anterior se refleja en el galvanómetro por la impedancia que tiene el

devanado. Pasando cierto tiempo la aguja del galvanómetro se mueve hacia la izquierda, esto es debido a que comienza a estabilizarse la corriente en la medición de la resistencia. Enseguida accione primeramente el multiplicador del medidor y obtenga la lectura de la resistencia por medio de las perillas de medición hasta lograr que la aguja del galvanómetro quede al centro de su carátula.

- o Medir la resistencia de cada devanado y en cada posición del cambiador, registrando las lecturas en el formato de prueba.
- o **Nota:** para equipos en operación que sean librados para efectuarle pruebas eléctricas, se recomienda efectuar la prueba de resistencia ohmica del devanado, únicamente en la posición de operación del cambiador. La razón de esto es que en caso de un desajuste en el cambiador originado por el accionamiento del mismo. El transformador no podría volver a energizarse.
- o **Instrucciones para el uso del medidor de resistencia ohmica (Puente de Wheatstone marca YEW, tipo 2755)**
- o Asegúrese que los bornes de conexión EXT GA estén cortocircuitados.
- o Verifique el galvanómetro presionando el botón BA, la aguja debe posicionarse en cero; si esto no sucede, con un destornillador ajústela en la posición cero, para lo anterior el botón GA debe estar fuera.
- o Compruebe que las pilas (batería) estén en un buen estado, ya que si están bajas la prueba tardará más tiempo de lo normal.
- o Conecte la resistencia de los devanados a medir en las terminales RX, coloque la perilla multiplicadora en el rango más alto y las perillas de las décadas en 9 (nueve). presione el botón BA y enseguida el botón GA.
- o Con lo anterior, la aguja del galvanómetro se moverá a la derecha (+), pasando un tiempo esta se moverá lentamente a la derecha (+), pasando un tiempo está se moverá lentamente a la izquierda (-), enseguida disminuya el rango de la perilla multiplicadora hasta observar que la aguja oscile cerca de cero.
- o Para obtener la medición accione las perillas de las décadas, iniciando con la de mayor valor, hasta lograr que la aguja se posicione en cero. El valor de la resistencia se lee en las perillas mencionadas.

- o Anote en el formato de prueba el valor de la resistencia y el rango del multiplicador utilizado.
- o Libere los botones BA y GA.

Nota: se recomienda utilizar cables de pruebas calibre No. 6 AWG para evitar al máximo la caída de tensión en los mismos. Mida la resistencia de los cables de prueba y anótelos en el formato para fines analíticos de la resistencia.

Interpretación de resultados.

En conexiones delta de transformadores, el valor de la resistencia implica la medición de una fase en paralelo con la resistencia en serie de las otras dos fases.

Por lo anterior al realizar la medición, en las tres fases se obtiene valores similares. En caso de que se tenga un devanado fallando, dos fases darán valores similares.

Para transformadores en conexión estrella el valor es similar en las tres fases, por lo que se puede determinar con precisión cual es la fase fallada. En transformadores monofásicos, se comprueba fácilmente el daño de la fase fallada.

Es recomendable que los valores de puesta en servicio se tengan como referencia para comparaciones posteriores.

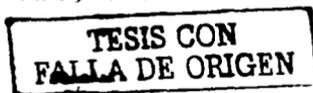
II.4.6 Medición de la Impedancia

La prueba es importante para determinar en campo la impedancia de transformadores de potencia.

En transformadores reparados, podemos comprobar si el valor de impedancia es el mismo que el original. En transformadores nuevos, verificar el valor de placa; También para calcular la impedancia de aquellos equipos sin placa de datos. Por este método podemos obtener únicamente la impedancia del transformador en la capacidad (OA).

Para determinar el valor del voltaje que se requiere para la prueba, utilizar la siguiente ecuación.

$$V = (V \text{ nom. Del devanado } \times Z) / 100.$$



Al aplicar el voltaje calculado, circulará la corriente nominal del devanado, se debe comprobar midiendo la corriente de cada fase.

Si la corriente medida durante la prueba, es igual a la nominal, indicará que la impedancia en placa del transformador es correcta. Por lo contrario, si la corriente medida, es diferente a la nominal, el valor de la impedancia marcado en la placa es incorrecto.

En el campo; el voltaje que se dispone por lo general es de 220 volts trifásicos.

Esta prueba consiste en hacer circular una corriente en uno de los devanados y poniendo en cortocircuito el otro. La posición del cambiador de derivaciones debe estar en la nominal pues generalmente es donde los fabricantes garantizan las pérdidas. Si el transformador tiene varias capacidades, la prueba se debe realizar en todas ellas.

La tensión necesaria para alimentar la corriente nominal de pruebas de se llama "tensión de impedancia". La impedancia se calcula en por ciento para cotejarla con el valor garantizado. La prueba debe hacerse la más rápido posible, para no sobrecalentar los devanados. El circuito de prueba se muestra en la Figura 16.

Una vez conformado el circuito de prueba se hace circular una corriente a través del devanado y se registran los valores de tensión y corriente.

Es necesario obtener el valor de la capacitancia del transformador en Kva. y de la tensión nominal del devanado a energizar (normalmente el de mayor tensión) para utilizarlos como potencia base y tensión base en los cálculos.

El valor de impedancia obtenido se refiere al devanado energizado, por ejemplo:

Se tiene un transformador monofásico cuya potencia es 5538 KVA, 63500/6600 volts, obtener la impedancia.

De las mediciones se obtuvieron los siguientes valores:

Tensión medida = 450 volts.
Corriente medida = 5.62 amperes

Se calcula la corriente base y la impedancia base:

I base = 5538/63.5 = 87.212 amperes

Z base = v base / i base = 63500/87.212 = 728.110 Ohms

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN 81

Se calcula la impedancia en por unidad:

$$Z_{p.u.} = 450 \text{ v} / Z_{\text{base}} = 80.07 \text{ Ohms}_{p.u.}$$

Se calcula la impedancia en por ciento:

$$Z \% = Z_{p.u.} / Z_{\text{base}} = (80.0 / 728.110) \times 100 = 10.996 = 11\% \text{ referido al primario}$$

Las tolerancias para la impedancia de acuerdo con la norma ANSI/IEEE C-57.12.00 son los siguientes:

- Transformador de 2 devanados con impedancia mayor a 2.5 %, tolerancia de $\pm 7\%$ del valor especificado en la placa.
- Transformador de 2 devanados con impedancia menor a 2.5%, tolerancia de $\pm 10\%$ del valor especificado en la placa.
- Transformador con 3 ó más devanados o con conexión Zig-Zag, tolerancia de $\pm 10\%$ del valor especificado en la placa.
- Autotransformador, tolerancia de $\pm 10\%$ del valor específico en la placa.

Recomendaciones para realizar la prueba de resistencia ohmica de devanados.

- o Considerar lo establecido en las recomendaciones generales.
- o La fuente de alimentación deberá tener la capacidad suficiente para realizar la prueba.
- o Deberá protegerse el circuito de prueba con un interruptor termomagnético trifásico seleccionado en base a los cálculos previos.
- o Los cables de prueba deberán ser de calibre adecuado a la corriente que circulará.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Interpretación de resultados.

Si la corriente obtenida durante la prueba difiere del valor previamente calculado, significa que la impedancia del transformador es diferente a la indicada en la placa, si el resultado es mayor al especificado en las normas, indicará deficiencias en devanados y núcleo.

II.4.7 Prueba del Control al Aceite Aislante.

Tipos de aceites aislantes.

Existen dos tipos de aceites aislantes, los derivados del petróleo y los aceites artificiales clorados:

- **Aceites artificiales.** Comúnmente se les llama askareles y son compuestos sintéticos no flameables, los cuales una vez descompuestos por arqueo eléctrico, solamente producen mezclas gaseosas no flamables. Por lo mismo son muy estables y difíciles de destruir, son contaminantes del ambiente y tóxicos; produciendo por contacto o inhalación de gases producidos, acné, problemas intestinales, además, ictericia, afección al hígado y riñones, etc.

Los más comunes son el tricloro difenil, pentacloro difenil y triclorobenceno.

El problema principal del askarel al estar en operación es el agua, ya que sólo una pequeña porción (125 ppm) se disuelven en el aceite y el resto flota sobre la superficie. La resistencia dieléctrica del askarel disminuye rápidamente conforme la concentración de humedad tiende a la saturación. Un arqueo severo reduce también la resistencia dieléctrica de los askareles, se ponen negro debido a las partículas de carbón. No es económico tratar de recuperar la calidad de un askarel que fue expuesto a un arqueo severo, por lo que debe ser desechado.

En C. F. E. y L.F.C. Los askareles se usan en transformadores pequeños, como los de servicios propios de centrales generadoras, talleres, etc., los cuales se encuentran bajo techo en donde el sistema contra incendio sería problemático instalarlo.

Hasta el momento la única manera de deshacerse de los askareles es ponerlo en tambores herméticos y enterrarlo a profundidad; aunque algunas compañías han desarrollado una tecnología experimental para destruirlos.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Actualmente estos transformadores con este tipo de aceite ya casi no existen y ya no son fabricados.

- **Aceites derivados del petróleo.** Básicamente son dos, base nafténica, que normalmente son los de importación y proporcionan un aceite con características ideales, como su bajo punto de congelación, para usarlos en lugares en donde la baja temperatura es un factor importante para la operación de un equipo eléctrico; el otro tipo es el parafínico, que es la característica del aceite Nacional.

Hasta hace poco tiempo con sólo determinar el tipo de básico, indicaba la calidad de un aceite, con esto se decía que el aceite nafténico era de mejor calidad y por lo tanto se podía usar en equipo de alto voltaje y que el parafínico era de inferior calidad y sólo se podía usar en equipo de bajo voltaje o en transformadores de distribución. Actualmente se considera que es la forma de destilación la que proporciona la calidad del aceite, por lo que el análisis final del mismo es el que nos indicará si es o no el adecuado para el equipo de que se trate. Características finales deseadas de un aceite aislante han sufrido modificaciones, de acuerdo a la experiencia y conocimientos, en el pasado lo único buscado y que decidía la calidad de un aceite era su estabilidad a la oxidación, por lo tanto se desarrollaron numerosos métodos de prueba; más tarde varió este criterio a favor de propiedades físicas y eléctricas tales como el factor de potencia y la tensión de ruptura.

Actualmente la tendencia es relacionar las características de los aceites como su composición química. De acuerdo a esto se han obtenido muchos procesos para coordinar el uso de materias primas adecuadas con diferentes reactivos y obtener el aceite de mejor calidad.

La materia prima para la fabricación de aceites aislantes, está constituida por hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos; así mismo se encuentran presentes en concentraciones muy bajas, compuestos de azufre, nitrógeno y oxígeno que son denominados compuestos polares e imparten al aceite su inestabilidad a la oxidación. También se tienen datos experimentales para decir que algunos componentes aromáticos actúan como inhibidores de la oxidación.

Los procesos existentes para la obtención de aceites aislantes, se han desarrollado para eliminar los componentes indeseables y conservar los deseables de las materias primas.

En la eliminación de los compuestos indeseables por medio de la extracción de compuestos apropiados, entre los más comúnmente usados están el ácido sulfúrico y el furfural, siendo éste el disolvente más selectivo. Los compuestos aromáticos son

también eliminados, pero esto puede controlarse mediante la relación aceite-furfural. De acuerdo a ello se pueden obtener aceites aislantes con diversos contenidos de los componentes antes mencionados; aunque no se han podido establecer las condiciones adecuadas para eliminar solamente los compuestos polares.

El aceite mineral utilizado en transformadores tiene cuatro funciones básicas.

- ✓ Proveer suficiente refrigeración al transformador.
- ✓ Proveerlo de suficiente rigidez dieléctrica.
- ✓ Proteger el sistema de aislamiento (núcleo y devanados).
- ✓ Minimizar el contenido de oxígeno en la celulosa y otros materiales susceptibles a la oxigenación.

El aceite mineral aislante para transformadores difiere en su composición de los aceites lubricantes, los cuales normalmente tienen una base parafínica.

El aceite aislante puede tener dos bases: la parafina y la nafténica.

- **Acetite parafínico**

Este aceite propicia la formación de una cera parafínica como producto de destilación final. Las parafinas generalmente se consideran como hidrocarburos saturados caracterizados por una estructura de cadena lineal o abierta.

En química orgánica se clasifican como compuestos alifáticos o de cadena abierta.

- **Acetite nafténico.**

Este aceite se obtiene de un crudo cuyo producto de destilación final es un compuesto de asfalto.

Los naftenos se clasifican como compuestos de cadena cerrada o alicíclicos, esto es, en una estructura de anillo no-aromático de átomos de carbón; Dependiendo del número de anillos o cadenas, los naftenos pueden ser monocíclicos, bicíclicos o policíclicos. Comparativamente con los nafténicos podemos decir que los aceites parafínicos:

- ~ Propician la formación de ceras a temperaturas menores a 0°C las cuales se comportan como aislantes pobres.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN 85

- ~ Propician en mayor medida la formación de ácidos que los aceites nafténicos.
- ~ Tienen tendencia a desarrollar hidrógeno.
- ~ Es más difícil regenerarlos.
- ~ Propician la aparición de descargas parciales (corona) debido a una reducción en la rigidez dieléctrica por su incapacidad a fluir fácilmente a bajas temperaturas.
- ~ Producen más bióxido de carbono cuando se envejecen, lo cual deteriora los aislamientos celulosa.

Con base a lo anterior, observamos pues que los aceites aislantes poseen características físico-químicas inherentes a su composición, las cuales les otorgan las cualidades mencionadas al principio.

Es necesario entonces evaluar la calidad con que está trabajando el aceite, ya que como se ha venido diciendo la vida de un transformador es la vida de un sistema de aislamiento.

A partir de que el aceite aislante es una parte integrante del sistema de aislamiento, entonces es necesario probarlo.

Un punto crítico es: ¿Cómo reconocer un aceite degradado?

Determinaciones analíticas en aceites aislantes.

Con el objeto de determinar la calidad de un aceite es necesario efectuar análisis al mismo, así como entender que se está midiendo y que criterio seguir con los resultados obtenidos.

Los aceites aislantes que se utilizan en transformadores e interruptores de gran volumen de aceite, cumplen varias funciones importantes. Con respecto a los transformadores, el aceite forma parte del sistema de aislamiento y por otro lado actúa agente enfriador, transportando el calor del núcleo y bobinas a la zona de disipación final. Por lo que respecta a los interruptores además de ser parte del sistema de aislamiento, su principal función es la de extinguir el arco durante la apertura de sus contactos.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Las causas más comunes del deterioro del aceite en los transformadores son: la contaminación por la humedad, la formación de ácidos, y los causados por la oxidación. La humedad, baja notablemente el poder aislante del aceite, en tanto que los ácidos orgánicos son conductores en sí y ayudan a retener el agua.

El proceso del deterioro del aceite en interruptores de gran volumen de aceite es algo diferente al de los transformadores. Cuando hay una apertura del interruptor con carga, se forma un arco a través del aceite, si éste contiene oxígeno, primeramente se formarán agua y bióxido de carbono. Cuando el suministro de oxígeno se agota, comienza a formarse hidrógeno y partículas de carbón. El hidrógeno se disipa como gas, en tanto que la presencia de partículas de carbón contamina el aceite mucho antes de que el deterioro por oxidación llegue a ser significativo.

Bien, la mayoría de los encargados de aplicar los programas de mantenimiento le conceden mucha importancia al filtrado y desgasificado del aceite para realizar la prueba de rigidez dieléctrica, pero se olvidan de evaluar sus demás propiedades físico-químicas.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

La norma ASTM D-177 enlista 55 pruebas realizables al aceite aislante, pero sólo algunas son las más significativas y se pueden ver en la tabla 1.

PRUEBAS MÁS SIGNIFICATIVAS AL ACEITE (TABLA 1)

	PRUEBA ASTM No.	IMPORTANCIA EN CAMPO	IMPORTANCIA EN LABORATORIO
RIGIDEZ DIELÉCTRICA	D-877	No. 1	No. 1
	D-1816		
COLOR	D-1500	No. 2	No. 6
	D-1524		
FACTOR DE POTENCIA	D-924	No. 3	No. 4
CONTENIDO DE HUMEDAD	D-1533	No. 4	No. 5
TENSIÓN INTERFACIAL	D-971	No. 5	No. 3
ACÍDEZ	D-974	No. 6	No. 2

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Muestreo de Aceite.

A menos que otra cosa se especifique es imperativo obtener una muestra significativa del aceite a probar, esto es, que debe obtenerse en calidad y cantidad suficiente y controlada.

El requisito esencial para analizar el aceite es un muestreo rigurosamente preciso y limpio. La muestra de aceite no debe manipularse con objetos y contenedores sucios o contaminados. Es especialmente importante que la muestra no entre en contacto con la luz solar, aire y humedad. Debe trasladarse rápidamente al laboratorio y ser probada en el lapso de horas. El aceite no debe exponerse a la acción de los rayos ultravioleta del sol, ya que éstos lo envejecen.

Los métodos de prueba ya sean de la ASTM o de las normas NOM-J deben tener repetibilidad, confiabilidad y reproductibilidad.

11.4.7.1 Prueba de Rigidez Dieléctrica.

Prueba de rigidez dieléctrica o tensión de ruptura.- Por definición la tensión de ruptura eléctrica de un aceite aislante es una medida de su habilidad para soportar un esfuerzo eléctrico. Esta prueba es la que más frecuentemente se realiza y es capaz de revelar dos cosas: la relativa cantidad de agua libre, polvo, lodos o cualquier partícula conductora presente en la muestra.

De acuerdo a la ASTM existen dos métodos para las pruebas de rigidez dieléctrica: el establecido por la norma D-877, y el D-1816. El aparato que se utiliza para el método ASTM D-877, consiste de un transformador, un regulador de voltaje, un interruptor, un volmetro y una copa de prueba. Esta copa de prueba tiene dos electrodos en forma de disco que se separan $1 / 10''$ (2.5 mm) con las caras perfectamente paralelas.

Tanto los electrodos como la copa deben lavarse con aceite aislante en buenas condiciones o con el aceite que se va a probar. Evite tocar los electrodos y el calibrador con los dedos. En caso de condensación de humedad en la copa, ésta se deberá calentar ligeramente para evaporar la humedad antes de usarla.

Al iniciar las pruebas deberán examinarse los electrodos asegurándose que no existan escoriaciones causadas por el arco o acumulación de contaminantes.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Si las excoriaciones son profundas se deben pulir. El carbón y la suciedad deberán eliminarse; calibrando posteriormente la distancia entre electrodos.

Después de efectuar la limpieza se debe enjuagar la copa con aceite nuevo y seco, y efectuar una prueba de ruptura en una muestra del mismo siguiendo las indicaciones que se describen posteriormente.

Para obtener una muestra representativa del total del aceite debe tomarse las precauciones siguientes:

- Limpiar y drenar previamente la válvula de muestreo.
- Enjuagar el recipiente de prueba cuando menos una vez con el aceite que se va a investigar.
- Nunca tomar una muestra si la humedad relativa es mayor de 50 %.
- Evitar el contacto del recipiente de prueba con la válvula de muestreo, los dedos y otros cuerpos extraños.

La temperatura del aceite al efectuar la prueba deberá ser la ambiente, pero en ningún caso deberá ser menor de 20 ° C.

El método ASTM D-1816 es similar al D-877 y sólo difiere en que los electrodos son semiesféricos en lugar de planos, separados 0.04" y cuenta con un medio de agitación para proporcionar una circulación lenta de aceite. Este método de prueba es más representativo de las condiciones que trabaja el aceite, aún cuando no es de mucha utilización.

Por lo anterior es recomendable contar con un aparato con las siguientes características:

- Rango de voltaje de 0 a 60 Kv.
- Electrodos intercambiables para cubrir las necesidades de las dos normas.
- Que el incremento de voltaje sea automático y cuente con las dos velocidades de incremento de voltaje que marca las normas, y además, deberán estar provistos de un agitador.
- Que sea portátil.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

Para el método ASTM D-877.- La copa se debe llenar hasta un nivel no menor de 20 mm sobre la parte superior de los dos electrodos, con objeto de permitir que escape el aire, deberá dejarse reposar durante no menos de dos minutos y no más de tres minutos antes de aplicar el voltaje; después se aplica gradualmente el voltaje a una velocidad aproximada de 3 KV por segundo, hasta que se produzca el arco entre los electrodos, abriendo el interruptor; el operador lee el volmetro y registra la lectura en KV.

Se efectuará la prueba a dos muestras diferentes, si ninguno de los dos valores es menor del valor mínimo aceptable, fijando en 26 KV, no se requieran pruebas posteriores y el promedio de las dos lecturas se reportará como la rigidez dieléctrica de la muestra. Si cualquiera de los valores es menor que 26 KV, deberá efectuarse una tercera prueba y promediar los resultados.

Para el método ASTM D-1816.- Las diferencias son las siguientes:

- Se aplica el voltaje gradualmente a una velocidad de 500 volts por segundo.
- Debe haber un intervalo de por lo menos tres minutos entre el llenado de la copa y la aplicación de la tensión para la primera ruptura y por lo menos intervalos de un minuto entre aplicación de la tensión en rupturas sucesivas.
- Durante los intervalos mencionados como el momento de la aplicación de la tensión; el propulsor debe hacer circular el aceite.

II.4.7.1.1 Resistividad del aceite.

Esta prueba no es tan significativa pero es digna de mencionarse, para transformadores de potencia.

La resistividad del aceite es una medida de sus propiedades aislantes. Una alta resistividad refleja el bajo contenido de iones libres (compuestos polares) y normalmente indica una concentración baja de materiales contaminantes conductores.

La prueba de resistividad o resistencia específica, es importante cuando se investiga un transformador cuya resistencia de aislamiento haya decaído, pudiendo ser una baja Resistividad del Aceite, una de las causas. La prueba de resistividad, frecuentemente da resultados más consistentes que la prueba de rigidez dieléctrica, de tal forma que la

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

reducción de la resistividad con el envejecimiento es una valiosa indicación del deterioro o demérito en la calidad del aceite. La resistividad de cualquier material está dada por la ecuación:

$$\rho = (A/L) R$$

donde:

ρ = Resistividad en ohms-cm.

L = Longitud en centímetros entre los dos puntos donde se aplica una diferencia de potencial

R = Resistividad en ohms, que se opone al flujo de corriente.

Técnica aplicada.

En la práctica, la Resistividad del Aceite se mide con el Megger el cual cuenta con una celda de prueba, diseñada de manera que el aceite quede contenido en el espacio anular entre dos electrodos cilindricos que tienen una gran área superficial (A) y un pequeño espaciamiento entre sí (L). Se aplica un potencial de corriente directa con el megger, obteniéndose la resistencia (R), la cual multiplicada por la constante de la celda (A/L), da como resultado la resistividad. La celda que normalmente se utiliza, es una celda para líquidos de la compañía James G. Biddle, la cual tiene una constante de 1000.

La Resistividad del Aceite varía con: la magnitud del voltaje aplicado, el tiempo de aplicación del voltaje y de la temperatura del aceite. Para que ésta prueba sea comparable con el tiempo, será necesario que se efectúe siempre a las mismas condiciones; se recomienda que éstas sean:

Voltaje de prueba

2500 volts.

Tiempo de prueba

1 minuto.

Temperatura aproximada

20 ° C.

En aceites nuevos se obtienen valores de resistividad de infinito.

Deben tomarse las precauciones necesarias para que la muestra de aceite sea verdaderamente representativa del equipo; para esto debe drenarse aceite de la válvula de muestreo del equipo que se va a probar; para que cualquier suciedad o agua acumulada en esta válvula sea eliminada, antes de tomar la muestra.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

ESTA TESIS

LA BIBLIOTECA

Procedimiento.

Después de ajustar el Megger en forma convencional, se procede a conectar la celda, la cual previamente estará sumergida en el recipiente que contiene la muestra de aceite. La celda tiene tres pernos de conexión, la manera de conectar el Megger se indica a continuación.

- o La terminal Línea del Megger se conecta a la terminal vertical superior de la celda.
- o La terminal Guarda del Megger se conecta a la terminal horizontal intermedia, que está formada por un aro metálico.
- o La terminal Tierra del Megger se conecta a la terminal horizontal de la celda, que sobresale de una parte aislante.
- o Se procede a energizar la celda con 2500 volts y la lectura será después de que se ha sostenido un minuto el potencial.

El valor obtenido en Megaohms se multiplica por la constante de la celda (1000), con lo que se tendrá la resistividad en Megaohms-cm.; inmediatamente después de la prueba deberá registrarse la temperatura del aceite, ya que el valor obtenido se afectará por éste parámetro.

Se deberá guardar las mismas precauciones que para las pruebas anteriores y además, cuando no se encuentre en uso la celda de resistividad, ésta debe mantenerse en un solvente adecuado para prevenir que se contamine con la humedad del ambiente.

Interpretación de resultados.

Un valor de 50×10^6 megaohms.cm a 20°C como mínimo se considera como satisfactorio para operación.

Valores menores se consideran como inadecuados por la cantidad de sustancias iónicas en el aceite.

Aceites nuevos mayores de 250×10^6 megaohms.cm

Aceites en servicios 50×10^6 megaohms.cm

Aceites sujetos a investigación debajo de 50×10^6 megaohms.cm

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Además de las pruebas eléctricas mencionadas, existen las siguientes:

- Tendencia a la gasificación
- Impulso eléctrico.
- Prueba de oxidación acelerada.
- Prueba de compatibilidad.

II.4.7.2 Prueba de Determinación del Número de Neutralización.

Esta prueba es útil para medir el grado de acidez del aceite como resultado de la oxidación; los aceites grasos orgánicos son perjudiciales para el sistema de aislamiento y pierden provocar incluso corrosión en el acero del núcleo cuando hay humedad presente.

Un incremento en el número de neutralización, es un indicativo del grado de deterioro del aceite, los sedimentos o lodos son producto inevitable de una situación de acidez no corregida. El contenido de ácidos se expresa como el número de miligramos de óxido de potasio (KOH), la base, que tiende a neutralizar el ácido en un gramo de aceite muestra.

La prueba más común consiste en mezclar una cantidad conocida de la muestra de aceite con un solvente apropiado, añadiendo un indicador y neutralizando con KOH, el método es aplicable para aceites nuevos y usados, el único problema de este método de la ASTM-D 974 es que como se basa en la observación de los cambios de color, es difícil detectarlo en aceites muy oscurecidos pero un técnico experimentado no tiene problemas con el diagnóstico.

La repetibilidad de esta prueba es de 0.05 mg KOH en el rango de 1 a 0.5 del número de acidez. La reproductibilidad en el mismo rango de acidez es de 0.04 a 0.8 mg KOH/g, el color se compara con una carta de colores normalizada cuyos rangos son:

- | | | |
|--------------------------|---|------------------------|
| • verde y amarillo | = | 0.3 mg KOH/g |
| • mas verde que amarillo | = | menor que 0.3 mg KOH/g |
| • mas amarillo que verde | = | mayor que 0.3 mg KOH/g |
| • Naranja o café | = | alta acidez. |
| • azul | = | alcalino |

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

II.4.7.3 Prueba de Tensión Interfacial.

Esta prueba sirve para medir la tensión en la interfase entre dos líquidos insolubles agua y aceite. El resultado se expresa en dinas por centímetro (milinewtons/metro).

Esta prueba es extremadamente sensible a la presencia de productos de degradación del aceite y contaminantes solubles polares provenientes de los aislamientos sólidos, un aceite nuevo y limpio arroja normalmente valores de 40 a 50 dinas/cm a 20°C en esta prueba. La oxidación del aceite y otros contaminantes reducirán este valor.

Un aceite con valores de 27 a 30 dinas/cm a 20°C es considerado como un aceite con inicio de problemas y un aceite con valores de 18 dinas/cm a 20 °C o menores, se considera deteriorado, según la norma ASTM-D 971.

II.4.7.4 Prueba de Factor de Potencia del Aceite.

Esta es una prueba tradicional y se considera determinante para evaluar un aceite. En la prueba se mide la corriente de fuga a través del aceite lo cual es una medida del grado de contaminación y/o deterioro del aceite.

Desafortunadamente esta prueba no especifica que detecta, pues sólo nos da indicaciones de la presencia de sustancias polares contenidas en el aceite.

El valor normal de factor de potencia para un aceite en buen estado es de 0.05% máximo a 20°C y para aceites usados es de 0.1% máximo a 20 °C. valor según la norma ASTM-D 924.

Equipo.

Para efectuar la prueba de factor de potencia del aceite, se utiliza el medidor tipo MEU-2500 o el M2H de la Doble Engineering Co. Así como los de las marcas James G. Biddle y Nansen, que cuentan con una celda especialmente preparada para ello. La cual es en esencia un capacitor que utiliza el aceite como medio dieléctrico.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

II.4.7.5 Prueba de Color al Aceite.

Esta prueba es visual y por sí misma es un indicativo de cambios marcados que pueden ocurrir en el aceite por la oxidación de éste. La prueba se realiza comparando el color de la muestra de aceite con una tabla de colores normalizada.

La acidez, la oxidación y el contenido de contaminantes operan cambios en el color del aceite nuevo.

Los valores son:

- 0.5 máximo para aceites nuevos, color claro casi transparente.
- 0.5 máximo para aceites usados, colores amarillo y naranja.

Los colores amarillo-naranja y rojo son indicativos de aislamientos bastante deteriorados. Los valores según las normas ASTM-D 1500 y ASTM-D 1524.

II.4.7.6 Prueba de Cromatografía de Gases al Aceite Aislante.

Ciertos gases combustibles se generan dentro de un transformador cuando este opera bajo ciertos esfuerzos térmicos y eléctricos anormales.

Las fallas eléctricas en el transformador también generan gases.

El régimen y cantidad de gases generados son indicativos del grado de deterioro y envejecimiento de los aislamientos del transformador. La tendencia y velocidad de gasificación debe ser monitoreada constantemente para detectar las fallas incipientes que pueden evolucionar y convertirse en problemas serios posteriormente.

La cromatografía de gases es el método más práctico y común que se utiliza actualmente para identificar los gases combustibles y su origen, esta prueba conforma un análisis cualitativo de los gases disueltos en el aceite del transformador. Un aceite mineral consistente de aproximadamente 2781 líquidos hidrocarburos compuestos estimados, por lo que sólo 9 gases son buscados en el líquido aislante, estos se muestran en la tabla no. 2

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Los resultados de las mediciones se reportan en partes por millón (ppm). Esos gases normalmente son el resultado de esfuerzos que actúan sobre los materiales orgánicos aislantes. Las causas más comunes de la generación de gases en un transformador son:

- Corona (descargas parciales)
- Chisporroteos.
- Esfuerzos térmicos (calentamiento).
- Puntos calientes (calentamiento local).
- Sobre calentamiento general (sobrecarga)
- Arqueros.

Estos síntomas difieren en la intensidad de la energía que se disipa.

Finalmente diremos que el análisis de gases mediante el método cromatográfico sirve también para medir el total de gases combustibles presentes en la unidad.

Esto sirve para evaluar su grado de concentración y así prevenir riesgos de explosión. Como siempre la unidad de medición es en partes por millón (ppm).

**ANÁLISIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Las Tablas nos proporcionan una guía para la interpretación de los datos obtenidos en la prueba de cromatografía de gases.

TABLA DE RESULTADOS. No. 2

GAS	NORMAL	ANORMAL	UNIDAD	INTERPRETACIÓN
HIDRÓGENO	150	1000	PPM	ARQUEO CORONA
METANO	25	80	PPM	CHISPORROTEO
ETANO	10	35	PPM	SOBRECALENTAMIENTO NORMAL
ATILENO	20	150	PPM	SOBRECALENTAMIENTO SEVERO
ACETILENO	15	70	PPM	ARQUEO CORONA
MONOXIDO DE CARBONO	500	1000	PPM	SOBRECALENTAMIENTO SEVERO
HIDRÓXIDO DE CARBONO	10000	15000	PPM	SOBRECALENTAMIENTO SEVERO
NITRÓGENO	1 10%	*	PPM	NO ANORMAL
OXÍGENO	0.2 A 3.5%	*	PPM	NO ANORMAL

Finalmente diremos que el análisis de gases mediante el método cromatográfico sirve también para medir el total de gases combustibles presentes en la unidad.

Esto sirve para evaluar un grado de concentración y así prevenir riesgos de explosión. Como siempre la unidad de medición es en partes por millón (ppm).

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Normas de las pruebas más significativas al aceite Aislante

PRUEBA	ACEPTABLE	DUDOSO	RECHAZADO	NORMA MEXICANA	NORMA USA
Resistencia de aislamiento	$I.P. \geq 1.5$	< 1.2	< 1	NOM J-169	ANSI C57.12.90
F.P. de los aislamientos	0.50%	> 1	> 2	NOM J-116	ANSI C57.12.20
Relación de transformación	$\pm 0.5 \%$			NOM J-169	ANSI C57.12.90
Corriente de excitación	Valor del fabricante $\pm 2\%$	Valor del fabricante		NOM J-169	ANSI C57.12.00
Resistencia Ohmica	Valor del fabricante $\pm 2\%$			NOM J-169	ANSI C57.12.90
Rigidez dieléctrica (aceite en uso, electrodos planos)	$> 25 \text{ KV.}$	20-25 KV.	$< 20 \text{ KV}$	NOM J-123	ANSI C57.12.106
F.P. del aceite	0.05%	$> 0.05\%$	> 1	NOM J-123	ANSI C57.12.106
Aislamiento del Núcleo	> 200 Megahoms	> 200 Megahoms		NOM J-284	ANSI C57.12.00

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

Como se dijo anteriormente los valores obtenidos en las pruebas en transformadores se deben vaciar en algún tipo de formato, este puede tener la forma y características deseadas de cada usuario, pero lo más importante es que se especifique la prueba realizada y valores obtenidos, de esta forma, el cliente pueda entender el formato y valores de las pruebas hechas al transformador con facilidad.

Los siguientes formatos representan una de las formas en que se pueden presentar los resultados de las pruebas.

Por ejemplo se realizó un mantenimiento preventivo a un transformador de 1000 KVA, con un voltaje de 23000/220-127. Este transformador se localiza en el sótano 1 del condominio denominado Torre Esmeralda, que se ubica en Boulevard Ávila Camacho No. 40, Col. Lomas de Chapultepec. Con los formatos que a continuación se presentan, nos podemos dar cuenta de cómo se pueden presentar los valores obtenidos en las pruebas a este transformador.

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

FORMATOS PARA **R**EPORTAR LAS **P**RUEBAS A
TRANSFORMADORES.

... CON
... DE ORIGEN

LOGOTIPO Y RAZÓN SOCIAL

Julio 8, 2000

MEXICO D.F.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Empresas		T. EMERALDA II	
Transformador	TRI		
Marca / Serie	VOLTRAN	8406	
Capacidad (KVA)	1000		
Tensión en Alta (voltage)	2300		
Tensión en Baja (voltage)	440	254	
Temperatura de Prueba	35	Grados Centígrados	
Impedancia	4.57%	75	G C
Fecha de Fabricación	1998		

POSICIÓN DE PRUEBA	TIEMPO DE PRUEBA	VOLTAJE DE PRUEBA	RESISTENCIA TEÓRICA A		RESISTENCIA MEDIDA A		RESISTENCIA CORREGIDA A	
			30 Grados Centígrados	33 Grados Centígrados	33 Grados Centígrados	30 Grados Centígrados		
A vs B + T	1 minuto	1000	581.9	megohms	17000	megohms	50320	megohms
B vs A + T	1 minuto	500 volts	11.1	megohms	5000	megohms	14800.0	megohms

EL VALOR DE LA RESISTENCIA CORREGIDA DEBE SER > 581.9 MEGAOHMS EN ALTA TENSIÓN

EL VALOR DE LA RESISTENCIA CORREGIDA DEBE SER > 11.1 MEGAOHMS EN BAJA TENSIÓN.

EVALUACIÓN DEL RESULTADO DE PRUEBA A vs B + T

NUESTRO RESULTADO ES DE 50320 MEGAOHMS POR LO TANTO
AISLAMIENTO EN BUEN ESTADO

EVALUACIÓN DEL RESULTADO DE PRUEBA B vs A + T

NUESTRO RESULTADO ES MAJOR 14800 MEGAOHMS POR LO TANTO
AISLAMIENTO EN BUEN ESTADO

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

112

LOGOTIPO Y RAZÓN SOCIAL

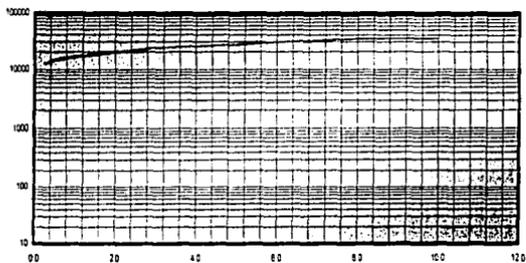
Julio 8, 2000
MÉXICO D.F.

PRUEBA DE ÍNDICE DE POLARIZACIÓN

Empresa	T. ESMERALDA II	
Transformador	TRI	
Marca / Serie	VOLTRAN	6106
Capacidad (KVA)	1000	
Tensión en Alta (vols)	23000	
Tensión en Baja (vols)	440	254
Temperatura de Prueba	35	Grados Centígrados
Impedancia	4.67%	75 G. C.
Fecha de Fabricación	1996	

TEMPO	LECTURA
MINUTOS	MEGACIASMAS
14	13000
12	15000
34	16000
1	17000
2	20000
3	24000
4	25000
5	27000
6	30000
7	32000
8	34000
9	35000
10	35000
ÍNDICE	2.06

GRAFICA DEL INDICE DE ABSORCIÓN



TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

CONDICIÓN	ÍNDICE DE POLARIZACIÓN
PELIGROSA	< 1.0
POBRE	1.0 - 1.1
CUESTIONABLE	1.1 - 1.25
ACEPTABLE	1.25 - 2.0
BUENO	> 2.0

EVALUACIÓN DEL RESULTADO DE PRUEBA

EL RESULTADO ES DE 1.06 SE ENCUENTRA DENTRO DEL RANGO DE > 1.0 POR LO TANTO

CONDICIÓN BUENA

LOGOTIPO Y RAZÓN SOCIAL

Julio 8, 2000

MEXICO D.F.

PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA

Empresa		T. EMERALDA II	
Transformador	TR1		
Marca / Serie	VOLTRAN	8408	
Capacidad (KVA)	1000		
Tensión en Alta (volts)	23000		
Tensión en baja (volts)	410	254	
Temperatura de Prueba	35	Grados Centígrados	
Impedancia	4.67%	75	G. C.
Fecha de Fabricación	1998		

PRUEBA	POSICIÓN	LECTURA	K	PROMEDIO	LECTURA	K	PROMEDIO	POLARIDAD	CAPACITANCIA	% F.P.	F.P. a 20 °C
CII	IZQUIERDA	44 mVA	200	8800 mVA	22 mW	2	43 mW	+	3670 pfd	0.489	0.259
CII	DERECHA	44 mVA	200		21 mW	2		+	3675 pfd		
CL	IZQUIERDA	26 mVA	100	2550 mVA	11 mW	2	24 mW	+	1060 pfd	0.941	0.499
CL	DERECHA	25 mVA	100		13 mW	2		+	1045 pfd		
CIII	IZQUIERDA	63 mVA	100	6300 mVA	13 mW	2	23 mW	+	2610 pfd	0.37	0.19
CIII	DERECHA	63 mVA	100		10 mW	2		+	2610 pfd		

EL FACTOR DE POTENCIA CORREGIDO A 20 °C DEBE SER < 2%

EVALUACIÓN DEL RESULTADO DE PRUEBA

LOS RESULTADO CORREGIDOS A 20° C. SE ENCUENTRA ABAJO DEL 2% MÁXIMO PERMISIBLE POR LO TANTO.

ASLAMIENTO EN BUEN ESTADO

TESIS CON
PAJA DE ORIGEN

104

LOGOTIPO Y RAZÓN SOCIAL

Julio 8, 2000

MEXICO D.F.

PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN

Empresa		T. ESMERALDA II	
Transformador	TRI		
Marca / Serie	VOLTRAN	8406	
Capacidad (KVA)	1000		
Tensión en Alta (vuelta)	23000		
Tensión en baja (vuelta)	440	504	
Temperatura de Prueba	35	Grados Centígrados	
Impedancia	4.67%	75	
Fecha de Fabricación	1998007%		

POSICIÓN DEL CASBIADOR	
	3

PRUEBA TAP	RELACION NOMINAL	RELACION TEÓRICA	LECTURA HI-HI-XO-XI	PORCIENTO ERROR	LECTURA HI-HI-XO-XI	PORCIENTO ERROR	LECTURA HI-HI-XO-XI	PORCIENTO ERROR	RESULTADO
1	240.0	94.4811898	94.39	0.10%	94.39	0.10%	94.39	0.10%	Relación Satisfactoria
2	23600	90.3311811	90.48	0.08%	90.48	0.08%	90.48	0.08%	Relación Satisfactoria
3	22060	86.61417323	86.573	0.04%	86.573	0.05%	86.573	0.05%	Relación Satisfactoria
4	21000	82.67716535	82.65	0.03%	82.65	0.03%	82.65	0.03%	Relación Satisfactoria
5	20000	78.74015748	78.71	0.04%	78.71	0.04%	78.71	0.04%	Relación Satisfactoria

EL PORCIENTO DE ERROR MÍNIMO PERMISIBLE ES DE $\pm 0.5\%$

EVALUACIÓN DEL RESULTADO DE PRUEBA

LOS RESULTADOS OBTENIDOS EN EL PORCIENTO DE ERROR NO REBASAN EL $\pm 0.5\%$ POR LO TANTO ES

SATISFACTORIO

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

105

LOGOTIPO Y RAZÓN SOCIAL

Julio 8, 2000
MÉXICO D.F.

PRUEBA DE CONTROL DE ACEITE

Empresa	T. ESMERALDA II		
Transformador	TR1		
Marca / Serie	VOLTRAM	8106	
Capacidad (KVA)	1000		
Tensión en Alta (vuelta)	23000		
Tensión en baja (vuelta)	440	264	
Impedancia	4.67%	75	G. C.
Fecha de Fabricación	19980096		

PRUEBA	RESULTADO	EVALUACION
* TENSIÓN DE RUPTURA DIELECTRICA HASTA 85 KV. > 23 MAYOR DE 85 KV > 28	33	Kilovolts
* NÚMERO DE NEUTRALIZACIONES HASTA 85 KV < 0.3 MAYOR DE 85 KV < 0.25	0.104	mg/KG
* TENSIÓN INTERFACIAL MÍNIMO 19	24.3	mN/cm ² (cm)
* FACTOR DE POTENCIA A 25 GC. & 60 HZ < 10 %	0.11	Porcentaje
* PPM DE AGUA < 25 PPM	16	Partes por millón
* APARENCIA VISUAL SIN TURBIDEZ SIN SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN	BIEN	Satisfactorio
* COLOR HASTA 3.5	1.5	Satisfactorio
* NOM J300		

DIAGNOSTICO DE PRUEBA
 TODOS LOS RESULTADOS NO SE ENCONTRARON DENTRO DE LOS RANGOS ESTABLECIDOS POR LO TANTO.
 ACEITE EN BUENAS CONDICIONES

**TESIS CON
FALTA DE ORIGEN**
 106

LOGOTIPO Y RAZÓN SOCIAL

PRUEBA DE RESISTENCIA DE CONTACTOS (DUCTER) A INTERRUPTOR PRINCIPAL DE ALTA TENSIÓN.

Julio R. 2000

MEXICO D.F.

Empresa	T. ESMERALDA II	
Subestación		
Tensión en Alta (volts)	35000	
Tensión en baja (volts)	440	254

FASES	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	LECTURA	OBSERVACIONES
A	74	MICROOHMS	BIEN
B	76	MICROOHMS	BIEN
C	74	MICROOHMS	BIEN

EL VALOR DE RESISTENCIA SE DEBE ENCONTRAR ENTRE 30 A 100 MICROOHMS.

EVALUACIÓN DEL RESULTADO

NUESTROS RESULTADOS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL RANGO, POR LO TANTO SE CONSIDERA BIEN CONTACTO EN EL INTERRUPTOR.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO APARTARRAYOS

FASES	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	LECTURA	OBSERVACIONES
A	25000	MEGAOHMS	BIEN
B	28000	MEGAOHMS	BIEN
C	26000	MEGAOHMS	BIEN

EL VALOR DE RESISTENCIA SE DEBE ENCONTRAR ENTRE 5000 A 50,000 MEGAOHMS

EVALUACIÓN DEL RESULTADO

NUESTROS RESULTADOS SE ENCUENTRAN DENTRO DEL RANGO, POR LO TANTO SE CONSIDERA LOS AISLMIENTOS EN BIEN ESTADO

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**

LOGOTIPO Y RAZÓN SOCIAL

Julio 8, 2000

MÉJICO D.F.

PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A BUSES

Empresa	T. ESMERALDA II	
Subestacion		
Tension en Alta (volts)	23000	
Tension en baja (volts)	440	254

FASIS	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	LECTURA	OBSERVACIONES
A	> DE 50.000	MEGAOHMS	BIEN
B	> DE 50.000	MEGAOHMS	BIEN
C	> DE 50.000	MEGAOHMS	BIEN

EL VALOR DE RESISTENCIA MÍNIMA DEBE SER > 23,000 MEGA OHMS

EVALUACION DEL RESULTADO

NUESTROS RESULTADOS SON MAYORES DEL VALOR MÍNIMO PERMISIBLE POR LO TANTO LA RESISTENCIA EN EL BUS SE CONSIDERA BUENA.

TESIS CON
 FALTA DE ORIGEN

CONCLUSIONES

En los sistemas eléctricos de potencia, las subestaciones con transformadores de distribución, son las que suministran a través de sus circuitos, la energía eléctrica a los centros de consumo.

El equipo primario de las Subestaciones debe mantenerse en las mejores condiciones operativas, para reducir las probabilidades de falla, mejorando así, la continuidad del servicio.

Analizando lo anterior, es necesario que los trabajos de preparación del equipo primario para su puesta en servicio y las actividades de mantenimiento sean de calidad, para evitar la salida prematura del equipo en operación.

Por lo tanto se elaboró la presente tesis para que sea de gran utilidad para el Ingeniero de campo, en especial para el Ingeniero de Subestaciones y su personal técnico, esta tiene la finalidad de proporcionar los elementos fundamentales de información, como apoyo en la manera de efectuar pruebas al equipo eléctrico primario.

Los resultados obtenidos en las pruebas, deben cumplir con los valores aceptables que se mencionan en esta Tesis, siendo la base, para decidir la puesta en servicio de un equipo o si se requiere mantenimiento correctivo al equipo en operación.

El procedimiento se ha elaborado a base de una investigación de campo minuciosa, con personal involucrado en este tipo de mantenimiento y experiencia propia, obtenida a través de mantenimientos realizados a varias empresas de diferentes ramas de la industria en México.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

BIBLIOGRAFÍA.

1. "Alternating current machinery", J. Myron Briyant & Elmer W. Johnson. Mc. Graw Hill Book, Co. 1935.
2. L.F. Blume, et. Al. "Transformer Engineering", General Electric, Co., John Wiley & Sons, 1984.
3. "Transformer Life Extension Through Proper Reinhibiting and Preservation of the Oil Insulation", IEEE. Transactions on Industry Applications, Vol. 30, num. 1. Jan/Fe. 1995.
4. Noe Reyes Hernández, "Diseño de transformadores de potencia". Revista Tecnolab. Num. 17, octubre 1987.
5. James L. Kirtley Jr., et, Al. "Monitoring the Healt of Power Transformers". IEEE Computer Applications in Power, January 1996.
6. S. Myers et, Al. "A Guide to Transformer Maintenance. Akron, Oh; Transformer Maintenance Institute, 1981.
7. V.M. Montsinger "Loading Transformers by Temperature". AIEE Transactions, Vol. 49 1930.
8. T.W. Dakin, "Electrical Insulatrion Deterioration Treated as a Chemical Reacción Rate Phenomenon", AIEE transactions, Vo. 66, 1942
9. F.M. Clark "Insulation Materials for Desing and Engineering Practice", John Wiley & Sons, 1962.
10. L. Massey, "The Deterioration of Transformer Oil", J Institute Petroleum, Vol. 38, núm 339, 152.
11. Alternating Current Machines, A.F. Puchstein & T.C. Lloyd, John Wiley & Sons, 1936.
12. "A Review of Paper Aging in Power Transformers", IEEE Proceedings. P.T.C. No. 1985, Vol. 132 Núm. 6.
13. Instrucción Manual for Biddle 10 KV Capacitance & Dissipation Power Factor Test. Set 1985. Avo. Biddle Instruments
14. Manual de transformadores de la C.F.E., Gerencia de generación y Transmisión.

15. Notas de pruebas en campo a Equipo en Campo a Equipo Electrico de Potencia. Gustavo A. García C. Luz y Fuerza del Centro, 1989-1997
16. Doble Engineering Reference Book.

TESIS CON
FALLA DE ORDEN