

106
24.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**ESCUELA NACIONAL DE ESTUDIOS PROFESIONALES
CAMPUS ARAGON**

**PROCESO DE SECADO PARA
MANTENIMIENTO PREVENTIVO
APLICADO A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA**

TESIS PROFESIONAL

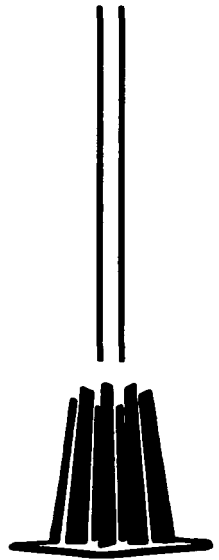
**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO MECANICO ELECTRICISTA**

P R E S E N T A

BERNABE / VELAZQUEZ ESLAVA

ASESOR:

ING. MIGUEL ANGEL MALDONADO MUROS



ENEP ARAGON

MEXICO, D F.

1997

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Con amor y respeto a la memoria de mi padre que con su bondad y comprensión me enseñó a tener valores.

A mi madre que con su fortaleza y carácter me ayudó a tomar decisiones inteligentes.

A mi esposa Tere y mis hijos Alex y Berna que con su amor e infinita paciencia me permiten seguir caminando.

Gracias a mis Hermanos, Maestros y Amigos.

PROCESO DE SECADO PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO APLICADO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

INTRODUCCIÓN

CAPITULO I

CONCEPTOS GENERALES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

- 1.1 INTRODUCCIÓN
- 1.2 CONCEPTOS GENERALES TEORICOS SOBRE TRANSFORMADORES
- 1.3 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE TRANSFORMADORES
- 1.4 MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES
- 1.5 MANTENIMIENTO PREVENTIVO A TRANSFORMADORES DE BANCO 28 A Y B DE S.E. EL SALTO

CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA HIDROELECTRICO (SISTEMA HIDROELECTRICO DE NECAXA)

- 2.1 GENERALIDADES
- 2.2 LOCALIZACIÓN GEOGRAFICA
- 2.3 DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA HIDROELECTRICO

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DE UNA SUBESTACION ELEVADORA DE POTENCIA (SUBESTACION EL SALTO)

- 3.1 LOCALIZACIÓN GEOGRAFICA
- 3.2 UBICACIÓN DENTRO DEL SISTEMA ELECTRICO
- 3.3 DIAGRAMA DE PROTECCION DE BANCOS
- 3.4 DATOS DE PLACAS DE TRANSFORMADORES

CAPITULO IV

EVALUACION DE LAS CONDICIONES DE AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES

- 4.1 INTRODUCCION**
- 4.2 PRUEBA DE CORRIENTE DE EXITACION**
- 4.3 PRUEBA DE RELACION DE TRANSFORMACION**
- 4.4 PRUEBA DE RESISTENCIA OHMICA**
- 4.5 DETERMINACION DE HUMEDAD RESIDUAL EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA**
- 4.6 VALORES ACEPTABLES DE HUMEDAD RESIDUAL EN AISLAMIENTOS SOLIDOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

CAPITULO V

PROCESO DE SECADO DE TRANSFORMADORES

- 5.1 INTRODUCCION**
- 5.2 ANTECEDENTES**
- 5.3 PROCESO DE SECADO A TRANSFORMADORES DE LOS BANCOS 28A Y 28B S.E. EL SALTO**
- 5.4 SELLADO DEL TRANSFORMADOR**

CAPITULO VI

PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DESPUES DEL MANTENIMIENTO Y DEL PROCESO DE SECADO

- 6.1 PRUEBAS**
- 6.2 PRUEBAS DE AISLAMIENTO**
- 6.3 PRUEBAS DE LOS DEVANADOS**
- 6.4 COMENTARIOS SOBRE PRUEBAS FINALES**

CAPITULO VII

ESTUDIO TECNICO Y ECONOMICO

CONCLUSIONES

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCION

De acuerdo con la creciente demanda de energía eléctrica en todo el país, existe la imperiosa necesidad de nuevas construcciones y modificaciones de plantas eléctricas, ya sean termoeléctricas, hidroeléctricas, geotérmicas, maremotrices, o nucleoelectricas. Por lo consiguiente es necesario se elaboren programas específicos en lo que respecta al mantenimiento de dichas centrales. Ya que es muy necesario que en todos los sistemas eléctricos se cuente con un mantenimiento eficaz, ya que esto nos dará mayor seguridad tanto en el personal que labore en ellos, como en la continuidad del servicio, teniéndose por lo consiguiente ahorros considerables de dinero al evitar fallas, que si no se atienden cuando son incipientes, pueden ser muy costosas.

Tomando en cuenta que para una industria dedicada a la generación y venta de energía eléctrica, es de suma importancia garantizar la continuidad del servicio, ya que interrupciones frecuentes en el mismo ocasionan serios trastornos y pérdidas considerables a los consumidores.

Para poder ofrecer tal garantía, se debe tener la seguridad de que el equipo se encuentra en las condiciones óptimas de operación, y ésto solo se logra proporcionando al equipo un mantenimiento preventivo; para lo cual son necesarias las revisiones periódicas y efectuar pruebas sistemáticas.

Los transformadores están constituidos por materiales dieléctricos (aislantes) a base de aceite derivado del petróleo y de la celulosa, que sufren un determinado proceso de envejecimiento bajo la influencia de los esfuerzos eléctricos, térmicos y mecánicos, generando productos gaseosos que se disuelven en el aceite aislante. Además, en la presencia de fallas incipientes como descargas parciales, descomposición térmica (sobrecarga o puntos calientes) o arco eléctrico, dan como resultado la aparición de gases, que en un principio se disuelven en el aceite y una vez que se alcanza el nivel de saturación, se desprenden y por su baja densidad debido a la elevación de temperatura, se van a la parte superior del transformador hacia el tanque conservador, que al pasar dichos gases por la tubería de unión son colectados por el relevador Buchholz. El relevador Buchholz fue introducido en Alemania en 1928 como un dispositivo en protección primaria de los transformadores de potencia, el cual ha tenido una gran aplicación en Europa, Canadá y México, pero ha sido restringido su uso en E.E.U.U. ; ya que utilizan un dispositivo similar denominado relevador de presión súbita.

Existen dos fuentes de información para conocer la naturaleza o severidad de una falla incipiente en el transformador, la primera está dada por la velocidad (ritmo) de formación de los gases, la cual está asociada a la severidad de la falla y en ocasiones da alguna indicación sobre la naturaleza de dicha falla, y la segunda está dada por la composición de los gases emitidos, la cual está asociada con la naturaleza de la falla. La velocidad de formación de los gases se conoce en una etapa un poco avanzada, por el comportamiento de los contactos de alarma y/o disparo del relevador Buchholz, y por el volumen de gas medido en la mirilla graduada de la cámara con gas acumulado, pero es necesario el empleo de un equipo portátil de campo adicional, para conocer el grado de combustibilidad de los gases.

En CLyFC desde hace muchos años se utiliza en el campo un equipo analizador de gases, que presenta facilidades prácticas de conexión a la cámara del relevador Buchholz e indica la presencia o ausencia de gases combustibles, una vez que ha operado el contacto de alarma y/o disparo del relevador Buchholz; para el caso en el que se detecten gases combustibles, es un indicativo de deterioro avanzado en el sistema de aislamiento del transformador y/o la presencia de una falla incipiente. El relevador Buchholz detecta fallas incipientes tan pronto como sea posible que se liberen los gases, y en caso de una falla definida, previene la ocurrencia de un daño severo en el transformador; dicho relevador opera como consecuencia de los gases originados por la descomposición de los aislamientos y se inicia con una alarma o en el caso de una evolución de gas severa, deja fuera de servicio inmediatamente al transformador. En muchos casos es posible obtener la primera indicación de la causa de la falla, analizando el gas acumulado en el relevador Buchholz.

En la presencia de fallas incipientes de baja energía con una ligera evolución de gas, dichos gases se disuelven en el aceite aislante y el relevador Buchholz no responde por el insuficiente volumen de gas colectado, por lo que resulta de gran importancia aplicar la técnica de análisis cromatográfico de gases disueltos en el aceite aislante; ya que hace posible la detección de cambios anormales en una etapa inicial del comportamiento del transformador, antes de que opere el relevador Buchholz, (alarma o disparo).

Para el caso en el que haya operado el relevador Buchholz se logra una explicación más completa de la falla, realizando tanto el análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite aislante y la comparación de estos resultados ayuda para el diagnóstico de la naturaleza y severidad de la falla; ya que en ocasiones las operaciones del relevador Buchholz se deben a la presencia de nitrógeno o aire disueltos en el aceite saturado, como resultado de vibraciones mecánicas o fallas en las bombas de enfriamiento de aceite.

A nivel mundial, en los comienzos de la década de los sesentas se empezó a utilizar la cromatografía de gases, como una herramienta de utilidad para un Ingeniero Electricista, en el diagnóstico de fallas incipientes a transformadores y en el laboratorio de CLyFC, la experiencia data de 1977 con buenos resultados prácticos. En países industrializados han sido utilizados otros métodos con menor popularidad como la absorción de infrarojo y la espectroscopia de gas.

La cromatografía de gases permite identificar la presencia de gases combustibles y no combustibles en el aceite aislante y además cuantifica el porcentaje de los diversos gases; con esta información se puede conocer la fuente que origina el problema, pero no es posible saber con cierta precisión la región o localización de la falla incipiente, sino que se recurre a la experiencia para inspeccionar interiormente el transformador e investigar aquellos puntos de posible falla; además por medio de muestreos frecuentes se puede determinar la velocidad de formación (tendencia) de los distintos gases. La cromatografía de gases está ganando cada día mayor aceptación como una herramienta útil para el mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia y de esta manera asegurar su operación correcta durante una vida útil esperada de 25 a 30 años.

La severidad de las fallas incipientes se dá de acuerdo a la intensidad de la energía disipada, que en orden de importancia se clasifican en la forma siguiente:

- Arco eléctrico
- Sobre calentamiento (sobrecarga o puntos calientes)
- Descargas parciales.

La mayoría de los gases que se encuentran en el aceite aislante de un transformador son originados por la presencia de dichas fallas y/o envejecimiento normal, mientras que otros se deben a las características del sistema de preservación y/o por un proceso de secado inadecuado.

CAPITULO I

CONCEPTOS GENERALES DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1.1.- INTRODUCCION

El mantenimiento del equipo en la actualidad es indispensable para que operen de la manera más óptima, para lograr estos fines el mantenimiento debe ser planeado básicamente desde el mismo diseño del equipo, por lo que puede ser considerado como una rama de la ingeniería, sin embargo no siempre ha servido este criterio ya que anteriormente el mantenimiento solo se proporciona cuando fallaba el equipo. Por lo que podrá considerarse correctivo. Esto en muchas ocasiones conducía a gastos mayores, puesto que además que debido a la falla había repercusión en otros equipos de inmediato o posteriormente.

1.2.- CONCEPTOS GENERALES TEORICOS SOBRE TRANSFORMADORES

El Sistema Eléctrico consta de cuatro partes principales que son:

Generación. - Incluye todo tipo de plantas que se encuentran interconectadas al Sistema.

Transmisión. - Consta principalmente de Subestaciones elevadoras, que sirven para elevar el voltaje de generación al voltaje de transmisión y de líneas de transmisión que transporta la energía de los centros de generación a los centros de consumo.

Distribución. - Esta etapa tiene la finalidad de transferir los voltajes de transmisión a voltajes utilizables por los consumidores y consta principalmente de subestaciones reductoras y líneas de subtransmisión y distribución.

Consumo. - Esta etapa esta formada por todo tipo de carga que consuma energía eléctrica.

En la siguiente figura se representa esquemáticamente los principales elementos de un sistema eléctrico:

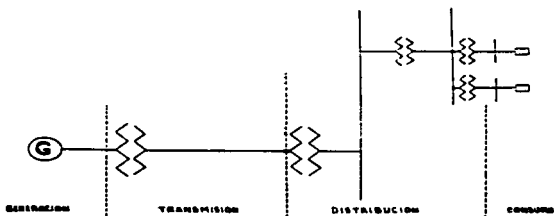


FIG. 1.2

Como se puede observar, para que la energía eléctrica se haga llegar desde los centros de generación hacia los centros de consumo; es necesario utilizar aparatos que desempeñen la función de variar los voltajes a los diferentes valores requeridos y que reciben el nombre de transformadores.

El transformador es un aparato de operación estática empleado para transferir la energía eléctrica de un circuito de corriente alterna a otro, sin variar la frecuencia. Esta transferencia va acompañada generalmente de un cambio de tensión y de corriente.

El transformador es un dispositivo que:

- a) Transfiere la energía eléctrica de un circuito a otro, sin cambio de frecuencia.
- b) Lo hace bajo el principio de inducción electromagnética.
- c) Tiene circuitos eléctricos entre sí, que son eslabonados por un circuito magnético común.

El transformador consta de numerosas partes, las principales son las siguientes:

- a) Núcleo magnético
- b) Bobinas primarias y bobinas secundarias.

Las partes auxiliares son:

- c) Tanque
- 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 concentrar y dirigir el flujo activo. El Núcleo se construye de laminaciones de acero al silicio.

b) Las Bobinas, constituyen el circuito eléctrico.-

La función de las bobinas, es la de crear un campo magnético (Primario) con una pérdida de energía muy pequeña y utiliza el flujo para inducir una fuerza electromotriz (Secundario).

La bobina o devanado conectado a la alimentación se llama Primaria; el devanado en el cual se induce una fuerza electromotriz y que alimenta carga se llama Secundario.

c) El Tanque se usa en transformadores que emplean como medio refrigerante los líquidos y sirve para conservar éstos.

La función principal es la de radiar el calor transmitido al medio refrigerante por el núcleo y bobina del transformador.

d) La boquilla permite el paso de la corriente a través del transformador y evita que haya un escape indebido de corriente.

e) El medio refrigerante, debe ser un buen conductor del calor; generalmente en transformadores de potencia es el aceite aislante.

f) Los conmutadores, cambiadores de derivaciones, están destinados a cambiar la relación de voltaje de entrada y salida, para regular el voltaje de un sistema o la transferencia de energía, activa o reactiva entre los sistemas interconectados.

g) Los indicadores, son aparatos que indican el estado del transformador.

Los transformadores se clasifican de acuerdo a la construcción de un núcleo, como :

- a) Tipo de columna
- b) Tipo acorazado

Por el número de fases:

- a) Monofásicos
- b) Trifásicos

Por el número de devanados:

- a) De dos devanados
- b) De tres devanados
- c) De más de tres devanados

Por el servicio que prestan:

- a) Potencia
- b) Distribución
- c) Elevadores
- d) Reductores
- e) Medición y protección

1.2.1 PRINCIPIO DE OPERACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES

Considérese el transformador ideal de dos devanados que se muestra a continuación:

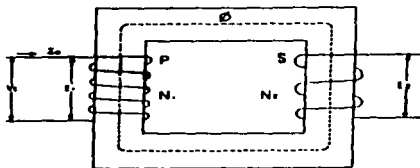


FIG. 1.2.1

En la figura anterior se muestra un transformador ideal, en el cual dos devanados son acoplados inductivamente, ésto es, el flujo que pasa a través de un devanado, pasa totalmente por el otro devanado; es decir, los dos devanados tienen un circuito magnético común.

Al conectar las terminales del devanado primario P a una fuente de tensión V_1 de tensión alterna, fluirá en éste una corriente alterna I_0 , ésta corriente producirá un flujo magnético alterno ϕ en el circuito magnético común (Núcleo).

El flujo alterno ϕ al pasar por el núcleo, no solo se abrazan las espiras del Secundario S , si no también del Primario P ; por lo tanto, debe de inducir una fuerza electromotriz en ambos devanados. Como el flujo es igual en cada uno de ellos, se induce la misma fuerza electromotriz por espira; siendo la fuerza electromotriz total inducida en cada uno de los devanados proporcional a tres factores que son: el número de espiras, la frecuencia y el flujo instantáneo máximo.

Consideramos en primer lugar, la tensión inducida en el devanado Primario P del transformador; éste es un circuito devanado en el núcleo y si la resistencia de éste circuito es a baja o nula, entonces la tensión inducida por la acción del flujo en las espiras del devanado Primario P es esencialmente una fuerza contraelectromotriz, o sea una tensión autoinducida y bien especificada por la siguiente relación:

$$E_1 = \frac{d\psi}{dt} = N_1 \frac{d\phi}{dt} \times 10^{-8}$$

Ecuación 1.2.1

En donde N es el número de espiras del devanado Primario y ϕ es el valor instantáneo del flujo en el núcleo.

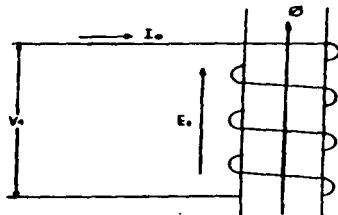


FIG. 1.2.2

Si suponemos que el flujo varía en forma senoidal, la tensión inducida se puede deducir como sigue:

$$\begin{aligned}\Phi &= \Phi_m \text{ sen } \omega t \text{ y } \omega = 2\pi f \\ E_1 &= N_1 \frac{d}{dt} (\Phi_m \text{ sen } \omega t) 10^{-8} = \\ &= N_1 \Phi_m \omega \text{ cos } \omega t 10^{-8} \text{ volts}\end{aligned}$$

siendo $\text{cos } \omega t = \text{cos } 2\pi ft$

$$E_1 = N_1 \Phi_m (2\pi f) \text{ cos } (2\pi ft) 10^{-8} \text{ volts}$$

Ecuación 3.4.2

En la siguiente figura se representa el flujo común Φ que varía con el tiempo; siendo Φ_m el flujo máximo.

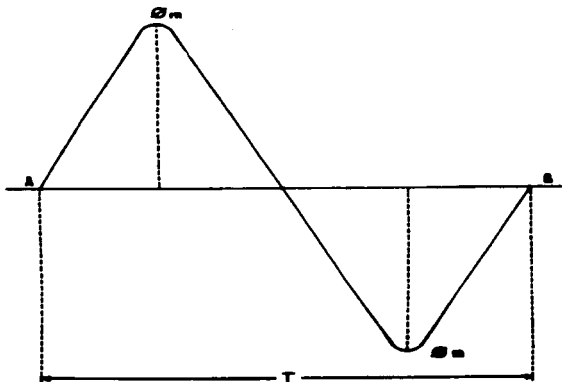


FIG.1.2.3

El tiempo que tarda una onda en completar un ciclo se llama periodo; el cual tiene una duración de:

$$T = \frac{1}{f}$$

Si en la ecuación 3.4.2 sustituimos a t por el valor de T , entonces:

$$E_1 = N_1 \mathcal{O}m (2\pi f) \cos 2\pi f \left(\frac{1}{f} \right) 10^{-8} \text{ volts}$$

$$E_1 = N_1 \mathcal{O}m (2\pi f) \cos 2\pi 10^{-8} \text{ volts; como}$$

$$\cos 2\pi = \cos 360^\circ = \cos 0^\circ = 1, \text{ entonces}$$

$$E_1 = 2\pi f N_1 \mathcal{O}m \times 10^{-8} = N_1 \mathcal{O}m 2\pi f \times 10^{-8} \text{ volts}$$

El valor eficaz será dado por la siguiente relación:

$$E_1 = \frac{2\pi}{\sqrt{2}} N_1 f \mathcal{O}m \times 10^{-8} = 4.44 N_1 f \mathcal{O}m \times 10^{-8}$$

Ecuación 1.2.3

La ecuación anterior, es conocida como ecuación general del transformador y se aplica por igual a las tensiones inducidas en el Primario y el Secundario, es decir:

$$E_1 = 4.44 N_1 f \mathcal{O}m \times 10^{-8}$$

Ecuación 1.2.4

$$E_2 = 4.44 N_2 f \mathcal{O}m \times 10^{-8}$$

Ecuación 1.2.5

Si dividimos las ecuaciones 1.2.4 y 1.2.5 tenemos:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{4.44 N_1 f \mathcal{O}m \times 10^{-8}}{4.44 N_2 f \mathcal{O}m \times 10^{-8}} = \frac{N_1}{N_2}$$

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

Ecuación 1.2.6

La ecuación anterior recibe el nombre de *relación de transformación*.

Resumiendo, es un transformador ideal (sin pérdidas); la corriente en vacío crea un flujo magnético Φ que está en fase con esta corriente. El flujo Φ induce en el primario una tensión E_1 , la cual equilibra sin pérdidas la tensión aplicada en las terminales del Primario; el flujo Φ induce también una tensión E_2 en el Secundario. Debe recordarse que toda tensión inducida por un flujo magnético alterno, se retrasa 90° con respecto al flujo (fig. 1.2.4).

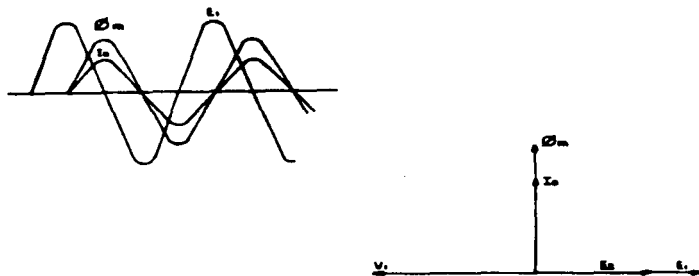


FIG. 1.2.4

Aplicando las suposiciones de idealización y el principio de la conservación de energía:

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

y como:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2}$$

Ecuación 1.2.7

En un transformador ideal se supone que no hay pérdidas en el cobre, ni fugas de flujo, las tensiones de entrada V_1 y salida V_2 son iguales a las respectivas tensiones inducidas, entonces:

$$a = \frac{V_1}{V_2} = \frac{E_1}{E_2} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{N_1}{N_2}$$

Ecuación 1.2.8

En un transformador real la potencia obtenida de éste, es necesariamente inferior a la potencia suministrada al mismo, a causa de las inevitables pérdidas y son clasificadas como:

- 1.- Pérdidas en el núcleo que son debidas a la histéresis y corrientes parásitas o de Foucault, debidas el flujo principal.
- 2.- Pérdidas en el cobre que son debido al calentamiento I^2R de los devanados Primario y Secundario.

1.3 IMPORTANCIA DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO

El mantenimiento de una o de otra forma es necesario donde quiera que se utilice equipo técnico. El grado de mantenimiento varia, pero es imposible operar cualquier máquina indefinidamente sin ningún tipo de mantenimiento. Si se suspende éste aumentará la posibilidad de que ocurran averías.

Por razones económicas y de seguridad es importante que el mantenimiento se lleve acabo de manera adecuada. El mantenimiento excesivo ocasiona erogaciones innecesarias. Mientras que un mantenimiento insuficiente puede llevar a accidentes, pérdidas en producción y costos muy elevados en reparaciones.

PROPÓSITO

Los trabajos de mantenimiento siempre deben estar organizados de tal forma que se logre el grado de confiabilidad y seguridad requeridos a un costo mínimo. El propósito de mantenimiento puede formularse como sigue: "Asegurar una adecuada confiabilidad así como una seguridad personal a un costo mínimo"

OPTIMACION

También se puede decir que el propósito es lograr una confiabilidad operacional y una seguridad óptima, es decir, conseguir a un costo mínimo como sea posible condiciones de operación, tanto seguras como confiables.

Con éste propósito en mente se hace uso de un número de medidas relativas, algunas de las cuales se describen aquí.

PLANEACIÓN

Una adecuada planeación es definir con la precisión el grado de calidad técnica y segura del trabajo a realizar.

Establecer el programa del trabajo que contemplen un ordenamiento prioritario y secuencial de las actividades; el tiempo para realizarlas y las responsabilidades de coordinación, supervisión y ejecución.

USO DE LA EXPERIENCIA

Un enfoque sistemático también asegurará que con base a la experiencia se obtengan mejores resultados. Para este propósito puede ser aconsejable registrar cada falla posteriormente. Los registros pueden servir de base a una cierta planeación.

MEJORAS EN EL DISEÑO

El mantenimiento se puede facilitar reduciendo el diseño, mejorando lubricantes, montaje de equipo auxiliar, etc.

REDUCCIÓN DE PERDIDAS EN EL PRESUPUESTO

Un mantenimiento confiable contribuirá a reducir las pérdidas del presupuesto, es decir, que se garantiza el valor de la utilidad del equipo y los materiales.

AUMENTO DE LA VIDA ÚTIL

Un mantenimiento adecuado también aumenta la vida del equipo. Como resultado la compañía puede reasignar el presupuesto que de otra forma tendría que ser invertido en la compra de equipo nuevo.

AUMENTO EN EL PRESUPUESTO

Son de gran importancia económica los métodos con los cuales se lleve el mantenimiento dentro de una organización. Un mantenimiento adecuado contribuye a la confiabilidad operacional y, por lo tanto a la productividad. Esto a su vez significa aumento de ingresos.

En la mayoría de las áreas la cantidad de mantenimiento requerido se reduce mediante el mejor uso de la experiencia optimando los métodos de planeación, los diseños y aplicando métodos apropiados de inspección.

REDUCCIÓN DE COSTOS

Si se requiere menor tiempo para trabajos de mantenimiento y se reduce el consumo de materiales los costos de la compañía también se reducen.

AUMENTO DE UTILIDADES

Se deduce que las utilidades de la compañía dependen, hasta cierto punto, de la forma como se lleve a cabo el mantenimiento.

APLICACIONES PRACTICAS CONSECUENTES

Hay algo más que un sentido económico con un mantenimiento correcto. También se llega a ciertos efectos deseables de aplicaciones extras; tales como mejoras en condiciones de trabajo, aumentando la seguridad del personal y una reducción en las tensiones de trabajo. Un correcto mantenimiento también puede contribuir a la conservación de la energía lo cual es actualmente de gran importancia.

COSTOS DE MANTENIMIENTO

En las diferentes actividades puede haber diferentes panoramas para los cuales los costos se deben contemplar como mantenimiento en general. Los costos siguientes se consideran bajo este encabezado:

Costos de salarios: del personal

Costos de materiales: aceite, pintura, materiales aislantes y de empaque, etc..

Costo de mantenimiento directo: son todos los costos que se generan en el mantenimiento del equipo a revisar.

COSTO DE MANTENIMIENTO INDIRECTO

Las pérdidas de ingresos debido al desperfecto del equipo. Debido al mantenimiento en ocasiones es considerada como costos de mantenimiento indirecto. Una avería puede provocar, en ciertos casos enormes pérdidas, además las averías causan en ocasiones altos costos de reparación. Pueden ser necesarios desmantelamientos extensos con el objeto de reparar fallas de naturaleza relativamente simple.

MANTENIMIENTO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1.0 ALCANCE

2.0 REVISIÓN MENSUAL

3.0 REVISIÓN TRIMESTRAL

4.0 DES-ENERGIZACIÓN Y RE-ENERGIZACIÓN

5.0 REVISIÓN ANUAL CON EL TRANSFORMADOR ENERGIZADO

6.0 INSPECCIÓN INTERNA

7.0 APERTURA DEL TRANSFORMADOR

8.0 LA INSPECCIÓN

9.0 PRUEBAS ELÉCTRICAS

10.0 REEMPLAZO DEL ACEITE

11.0 CAMBIO DE ENFRIADORES FOA, RADIADORES Y/O BOMBAS

12.0 REPARACIÓN DE FUGAS CON SOLDADURA

13.0 CONDICIONES ADVERSAS DE OPERACIÓN

14.0 ACUERDOS DE LA GARANTÍA Y LIMITACIÓN DE RESPONSABILIDADES

1.0 ALCANCE

Ahora se especifican los procedimientos generales a seguir desde que el transformador y los accesorios se reciben , hasta que son puestos en operación. Todas las posibles eventualidades que puedan seguir durante la instalación, operación y mantenimiento, y los detalles y variaciones de este equipo , no son cubiertas en el presente folleto de instrucción.

La inspección y mantenimiento periódicos de un transformador de potencia y sus accesorios , contribuyen a eliminar problemas en operación de este componente vital en el sistema de transmisión: Estos procedimientos pueden identificar problemas potenciales antes de que estos puedan llegar a ser suficientemente serios como para ocasionar daños e interrupciones del equipo.

La frecuencia de los procedimientos de mantenimiento e inspección , varían en función del tamaño del transformador, sin embargo, nosotros recomendamos los siguientes procedimientos e intervalos de tiempo.

PRECAUCIÓN

ANTES DE REALIZAR CUALQUIER TRABAJO DE MANTENIMIENTO CERCA DE LAS TERMINALES DEL TRANSFORMADOR. ASEGÚRESE DE QUE SE ENCUENTRE DES-ENERGIZADO CONECTE A TIERRA LAS TERMINALES DEL TRANSFORMADOR ANTES DE MANIOBRAR EN LA PARTE SUPERIOR DEL MISMO. FALLAS AL DES-ENERGIZAR EL TRANSFORMADOR PUEDEN CONDUCIR A DAÑOS EN EL EQUIPO O SEVERO DAÑO PERSONAL O LA MUERTE.

2.0 REVISIÓN MENSUAL

- 1.- Cheque y registre la temperatura ambiente.
- 2.- Cheque y registre la temperatura del aceite del transformador y anote el valor máximo leído desde la última lectura.
- 3.- Cheque y registre el valor de la temperatura del devanado y anote el valor máximo leído desde la lectura previa.
- 4.- Cheque y registre la corriente de carga del transformador y observe el máximo valor leído desde la temperatura previa.
- 5.- Cheque y registre el voltaje de línea y anote cualquier variación con respecto al valor obtenido en la lectura previa.
- 6.- Para transformadores equipados con equipos Sealedaire, cheque y registre las lecturas del indicador de presión-vacio. Si el indicador permanece cerca del cero cuando la temperatura del aceite varía, el transformador deberá verificarse por posible fugas. Este es un chequeo importante puesto que ayuda a verificar la integridad del sellado del transformador.

3.0 REVISIÓN TRIMESTRAL

- 1.- Cheque y registre la lectura de todos los instrumentos indicadores tales como el indicador del nivel del líquido del tanque principal y todos los compartimientos llenos de aceite, indicador de temperatura máxima del aceite e indicador de temperatura en el devanado. La mayor lectura, así como la lectura actual deberán ser observadas en los indicadores de temperatura. Si el transformador está equipado con un sistema de preservación de aceite "inertaire", cheque y registre la presión del tanque de transformador y la presión restante en el tanque de nitrógeno que alimenta el sistema.
- 2.- Examine la tubería de los enfriadores o radiadores y todas las uniones, para detectar posibles señales de fuga de aceite. Apriete cualquier conexión floja y repare cualquier fuga de aceite.

PRECAUCIÓN

ALGUNAS PARTES DEL ENFRIAMIENTO PUEDEN ESTAR MUY CERCA DE LAS TERMINALES DE LÍNEA DEL TRANSFORMADOR. POR LO QUE SERÁ NECESARIO DES-ENERGIZAR EL TRANSFORMADOR PARA TRABAJAR EN ESTAS ÁREAS.

3.- Examine los enfriadores o radiadores para evitar acumulación de material extraño que pueda impedir el flujo del aire. Los radiadores pueden ser limpiados dirigiendo un chorro de agua a presión sobre su superficie. Para enfriadores FOA el agua deberá dirigirse desde la parte frontal del enfriador para mandar la suciedad hacia la parte posterior. Asegúrese que los ventiladores estén apagados antes de comenzar cualquier operación de limpieza. La frecuencia con que se realiza la limpieza, varía en función de las condiciones del sitio de instalación. Una limpieza anual es generalmente suficiente, pero las instalaciones sometidas a condiciones salinas o suciedad y/o polvo excesivo, pueden requerir de una revisión más frecuente.

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

PRECAUCIÓN

LOS CIRCUITOS DE CONTROL PUEDEN MANEJAR NIVELES DE TENSIÓN PELIGROSOS. DES-ENERGIZE LA FUENTE AUXILIAR DE PODER ANTES DE TRABAJAR CON CUALQUIER COMPONENTE DE CONTROL. UN DESCUIDO PUEDE OCASIONAR DAÑOS AL EQUIPO O AL PERSONAL.

Circuitos de control de voltaje

Acumulación de suciedad o goma

Exceso de calentamiento de partes, evidenciada por la decoloración de piezas de metal, aislamiento carbonizado u olor.

Libertad de movimiento de las piezas (ninguna obligada o clavada).

Corrosión de partes de metal.

Residuos de desgaste en los contactos

Excesivo golpe en pickup

Adecuada presión de contacto

Conexiones flojas

Condiciones de maniobra flexibles

Partes mecánicas gastadas o rotas

Excedente arqueo en apertura de circuitos

Ruido excesivo en contactores de C.A.

Evidencia de goteo de agua o líquidos cayendo sobre los controles

Operación - Incluyendo funcionamiento apropiado de dispositivos temporizados y secuencia de operación de los dispositivos.

4.0. DES-ENERGIZACION Y RE-ENERGIZACION

A.- Transformadores equipados con sistema de conservación de aceite "Inertaire"

Cuando se des-energiza un transformador y se planea tenerlo fuera de servicio por cualquier razón, se recomienda lo siguiente:

Des-energice el transformador. Si el transformador esta equipado con bombas, ponga a funcionar la mitad de las mismas hasta que la unidad alcance la temperatura de equilibrio

con el medio ambiente. No conecte ninguno de los ventiladores durante el proceso de enfriamiento. Este procedimiento hace circular el aceite que se encuentra en contacto con el gas, acelerando el proceso de liberación del nitrógeno del aceite. Al poner a funcionar la mitad de las bombas se reduce la carga estática acumulada y el no poner a funcionar los ventiladores previene un enfriamiento demasiado rápido.

Arranque después de un paro.

Ponga a funcionar la mitad de las bombas entre 15 min. y 1 hr. Después desconecte estas bombas y ponga a funcionar la otra mitad entre 15 min. y 1 hr.

Esto desalojara cualquier bolsa de nitrógeno en le aceite y llevará el gas hacia la parte superior de la cámara de gas. No ponga a funcionar ambos grupos de bombas al mismo tiempo por que esto puede provocar acumulación de carga estática.

Después de 12 hrs. de haber puesto a funcionar el segundo conjunto de bombas; energize el transformador y ponga los controles de enfriamiento en operación automática. Esto permitirá que el enfriamiento se active con forme se incremente la temperatura en los devanados.

B.- Transformadores con sistema de conservación de aceite "COPS" (con bolsa de neopreno)

Los transformadores equipados con sistema de conservación de aceite COPS, no requieren procedimientos especiales para paro y arranque, puesto que en este caso no existe una capa de gas en el arranque. Se deben tener en cuenta las precauciones con respecto del nivel de aceite discutidas en el manual de Luz y Fuerza del Centro.

5.0. REVISIÓN MANUAL CON EL TRANSFORMADOR DES-ENERGIZADO

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

2.- Examine las válvulas de las bombas para checar si existen fugas en los sellos de vástago (estoperos). Abra y cierre los manerales de operación. Deberá de existir una cierta restricción en el movimiento del maneral si el empaque esta correcto.

PRECAUCIÓN

NO INTENTE OPERAR LA VÁLVULA CUANDO LA BOMBA SE ENCUENTRE EN OPERACION. SIEMPRE DESCONECTE EL MOTOR DE LA BOMBA ANTES DE ABRIR O CERRAR LA VÁLVULA. EL NO SEGUIR ESTAS PRECAUCIONES PUEDE PROVOCAR DAÑOS AL PERSONAL O AL EQUIPO.

Apriete la tuerca de la glándula si es necesario eliminar alguna fuga.

3.- Tome muestras de aceite del tanque principal y de cualquiera de los otros compartimientos separados tales como el cambiador de derivaciones bajo carga. Pruebe las

muestras para checar contenidos de oxidación, lodo o humedad y cheque la rigidez dieléctrica. Si la prueba dieléctrica ASTM D877 es menor de 30 kv, comuníquese con su sección de soporte técnico para las recomendaciones acerca del reprocesado del aceite o pruebas adicionales.

Una muestra de aceite deberá ser llevada a un análisis de contenido de gas en el aceite y análisis de partícula de metal.

4.- Las pruebas de resistencia de aislamiento deben realizarse de cada devanado a otros devanados y tierra y entre todos los devanados y tierra; luego se deben comparar éstos valores con los valores tomados en pruebas anteriores. Mida el valor de factor de potencia del aislamiento y compárelo con los valores obtenidos en pruebas anteriores. Comuníquese con la sección de soporte técnico si alguno de los valores de la prueba varía significativamente con respecto a los valores iniciales que se tenían del transformador.

5.- Examine todas las boquillas, apartarrayos y los conectores de interconexión para encontrar muestras de contaminación y señales de descarga de arrastre. Limpie cualquier área contaminada con un paño suave y un solvente apropiado, después seque el área con un paño limpio. Realice mediciones de factor de potencia y capacitancia de las boquillas y compare éstos valores con los obtenidos en las pruebas iniciales del transformador.

6.- Si el transformador está equipado con cambiador de derivaciones bajo carga, inspecciónelo siguiendo lo especificado en el libro de instrucción correspondiente. Detalles de la información para los procedimientos de inspección y la frecuencia de los mismos se encuentran incluidos en el libro de instrucción del transformador.

7.- Inspeccione cualquier respiradero y pequeños orificios en la válvula de alivio de presión o en los respiraderos de presión-vacío para asegurarse que están limpios y en condiciones de operación.

Inspeccione todas las tuberías de interconexión al relevador buchholz, tanto en su pendiente como en que no esté obstruida.

Adicionalmente verifique que la conexión hacia el tanque de expansión esté libre.

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

9.- Examine el acabado del transformador, especialmente al redor de las juntas soldadas y en los accesorios tales como los radiadores, enfriadores y tuberías asociadas. Cheque las peladuras y la evidencias del óxido. Limpie las áreas afectadas con un cepillo de alambre, y después limpie con un paño limpio y seco. Pinte las áreas afectadas con *primer* y luego aplique una capa final de pintura, la cual se incluye en la caja de embarque del transformador.

10.- Des-energize la fuente de poder auxiliar del transformador e inspeccione los dispositivos de control en el gabinete. Remueva grasa, aceite u otros contaminantes con un paño humedecido con algún líquido limpiador no inflamable. No empape completamente las partes del transformador con el limpiador; pero utilice suficiente como para aflojar la grasa y suciedad de tal forma que puedan ser removidas con un paño.

Para la limpieza de las partes pequeñas, el uso de una pequeña brocha impregnada con solución limpiadora presentan buenos resultados para limpieza de esquinas y grietas. Repare o reemplace cualquier componente roto o en mal estado, apriete todas las conexiones falsas y elimine cualquier fuga de aceite o agua hacia el compartimiento.

6.0. INSPECCIÓN INTERNA

Los métodos actuales de preservación de aceite (COPS, Sealedaire o Inertaire) protegen el interior del transformador, siempre cuando los sistemas funcionan adecuadamente. Una inspección interna del núcleo y las bobinas no es necesaria a menos que el análisis de las pruebas del aceite aislante indiquen problemas potenciales. Lodo, bajo valor de rigidez dieléctrica, humedad en el aceite de la presencia de gases combustibles, son condiciones que ameritan una inspección interna del transformador.

Severos disturbios den el sistema, incidencia de fallas plenas, o en la operación de interruptores de potencia, también son una razón para realizar una inspección interna del transformador.

ADVERTENCIA

ASEGÚRESE DE QUE EL TRANSFORMADOR Y LA FUENTE DE PODER AUXILIAR PARA EL EQUIPO DE CONTROL SE ENCUENTREN DES-ENERGIZADOS. ANTES DE INICIAR CUALQUIER OPERACIÓN, ATERRICE TODAS LAS TERMINALES DEL TRANSFORMADOR. ERRORES EN ESTE PROCEDIMIENTO PUEDEN CAUSAR DAÑOS AL EQUIPO Y SEVEROS DAÑOS AL PERSONAL.

PRECAUCIÓN

NO ENTRE LA TRANSFORMADOR HASTA QUE EL GAS EN EL TANQUE HAYA SIDO REEMPLAZADO POR AIRE SECO. EL CONTENIDO DE OXIGENO DENTRO DEL TANQUE DEBE SER DE AL MENOS 19.5% ANTES DE INICIAR LA INSPECCIÓN. EL CONTENIDO DE OXIGENO EN EL TANQUE DEBE DE SER CONSTANTE MENTE MONITOREADO. UN CONTENIDO DE OXIGENO INFERIOR AL 19.5% PUEDE CAUSAR SOMNOLENCIA, DAÑOS E INCLUSO LA MUERTE.

7.0. APERTURA DEL TRANSFORMADOR

PRECAUCIÓN

ANTES DE ABRIR O REMOVER ALGÚN REGISTRO DE INSPECCIÓN, ASEGÚRESE DE QUE LA PRESIÓN INTERNA DEL EQUIPO HAYA SIDO REDUCIDA A LA PRESIÓN ATMOSFÉRICA. EL NIVEL DEL ACEITE DEBE SER INFERIOR AL DE LA CUBIERTA A REMOVER. ERRORES AL SEGUIR ESTOS PROCEDIMIENTOS PUEDEN CAUSAR DAÑOS AL EQUIPO O AL PERSONAL.

Remueva el registro hombre y proceda con la inspección interna. El tiempo que el transformador se encuentre abierto para la inspección, no debe exceder de dos horas. Aire seco debe se continuamente circulado en el tanque durante la inspección.

Los procedimientos de inspección interna y mantenimiento, requieran remover y reemplazar el aceite aislante. Bombeé el aceite hacia los contenedores limpios. Los niveles

de aceite deberán mantenerse lo más alto posible mientras la inspección se este realizando, con el objeto de minimizar la exposición del aislamiento y prevenir la entrada de humedad.

PRECAUCIÓN

LAS PERSONAS QUE ENTREN AL TRANSFORMADOR NO DEBEN PORTAR ROPA SUCIAS. DEBEN UTILIZAR CUBIERTAS DE TELA LIMPIAS O CUBIERTAS DE GOMA DE NITRILLO EN LOS ZAPATOS PARA CUALQUIER PERSONA QUE ENTRE LA TRANSFORMADOR . CASO OMISO EL SEGUIR ESTAS INDICACIONES. PUEDEN CAUSAR FALLAS ELÉCTRICAS.

La cantidad de aceite removido, y el tiempo que el transformador se encuentre abierto, determinaran tipo de procedimiento utilizado para el remplazo de aceite . El instante de apertura comienza desde el momento en que se rompe el sellado del transformador finaliza cuando este es resellado, llenado con aceite o presurizado con gas seco. Este tiempo es acumulativo. Alimente aire seco a través de un regulador de presión hacia el interior del tanque, mientras este permanezca abierto.

8.0. LA INSPECCIÓN

El principal objetivo de la inspección interna es localizar cualquier daño, el cual pudo haber surgido durante el servicio. Debe ponerse particular atención en las guías, conexiones atornilladas mecánicas y eléctricas, cambiadores de derivaciones, transformadores de corriente, aislamientos y estructuras de soporte de los conductores. El dibujo de ensamble interno suministrado con el transformador deberá ser usado como guía durante la inspección interna.

En transformadores tipo acorazado revise el acufamiento entre fases para asegurarse que las cuñas estén bien colocadas y seguras. Apriete cualquier cuña floja con un martillo no metálico y asegure los pernos en la parte superior de la cuña.

9.0. PRUEBAS ELÉCTRICAS

Si existe evidencia de algún daño interno, las siguientes pruebas pueden realizarse como parte del procedimiento de inspección interna.

- 1.- Probar la relación de vueltas en todos los devanados con sus respectivas derivaciones (TAPS).
- 2.- Si el transformador es del tipo sumergido en aceite, se deben de realizar pruebas de resistencia del aislamiento entre cada devanado y todos los demás a tierra y entre todos los devanados juntos contra tierra. Registre la temperatura del aceite. Estas mediciones deberán ser comparadas con los valores obtenidos cuando el transformador fue instalado.
- 3.- Realice mediciones del factor de potencia del aislamiento y compare este valor con los obtenidos cuando se instaló el transformador.

EL TRANSFORMADOR DEBERÁ ESTAR LLENO DE ACEITE PARA LA REALIZACIÓN DE ÉSTA PRUEBA.

4.- Si el transformador tiene una conexión del núcleo a tierra accesible, desconecte el cable de conexión y mida la resistencia del núcleo a tierra. Compare este valor con el obtenido durante la instalación del transformador.

PRECAUCIÓN

NO INTENTE REALIZAR NINGUNA PRUEBA ELÉCTRICA SI EL ACEITE DEL TRANSFORMADOR FUE REMOVIDO. LOS DEVANADOS Y SUS CONEXIONES ASOCIADAS DEBEN ESTAR SUMERGIDAS EN ACEITE ALIN BAJA PEQUEÑOS VOLTAJES DE PRUEBA. ERRORES AL SEGUIR ESTAS INDICACIONES PUEDEN OCASIONAR DAÑOS AL EQUIPO Y SEVEROS DAÑOS AL PERSONAL.

10.0. REEMPLAZO DEL ACEITE

A.- Transformadores de hasta 230 KV. con núcleo y bobinas no expuestas.

Si el núcleo y las bobinas del transformador estaban cubiertas con aceite y no fueron expuestas a la atmósfera, bombee el aceite de regreso al transformador a través del equipo de filtración. El aceite debe ser bombeado por la parte superior del transformador. **no haga vacío sobre el aceite del transformador.**

Si el nivel de aceite es superior a la válvula de filtro prensa, el aceite puede ser bombeado a través de la misma. Si el nivel de aceite es inferior a la válvula de filtro prensa, el transformador puede ser llenado bajando la manguera desde el filtro a través de la cubierta hombre, colocando el final de la manguera abajo de la superficie del aceite. Dirija el flujo de aceite horizontalmente sobre el núcleo y el ensamble de bobinas. **asegúrese de que la manguera haya sido perfectamente limpiada antes de ser introducida en el transformador.** Dirija el flujo de aceite horizontalmente sobre el núcleo y el ensamble de bobinas.

Durante el proceso de llenado, mantenga los niveles de flujo y temperatura del aceite especificados en la TABLA I.

Transformadores equipados con Sealedaire o Inertaire.

Tan pronto como el transformador sea llenado con su nivel normal de aceite, detenga la circulación de aceite y purgue con nitrógeno seco, establezca una presión positiva de 13.8 ó 20.7 Kpa (2 ó 3 PSI). Active el sistema de preservación de aceite.

Si el transformador tiene bombas de aceite, haga funcionar la mitad de las bombas por dos horas y posteriormente haga funcionar la otra mitad de las bombas por otras dos horas.

Permita que el transformador permanezca des-energizado el tiempo especificado en la TABLA I antes de energizarlo.

Núcleo y bobinas fuera del aceite y expuestas.

Si el núcleo y las bobinas del transformador estuvieron fuera del aceite y expuestas al aire durante los procedimientos de inspección y reparación, drene todo el aceite del transformador y siga los procedimientos dados en la sección B para llenar la unidad.

B.- Transformadores superiores a 230 KV., equipados con sistemas de preservación de aceite Inertaire o Sealedaire.

PRECAUCIÓN

ANTES DE APLICAR EL VACÍO AL TRANSFORMADOR, ASEGURECE DE QUE EXISTA SUFICIENTE JUEGO EN LA PARTE EXTERNA DE LAS CONEXIONES DE LA LÍNEA CON LAS BOQUILLAS PARA PERMITIR EL LIBRE MOVIMIENTO DE LAS MISMAS, OCASIONANDO POR LA FLEXIÓN DE LAS CUBIERTAS Y/O LAS PAREDES DEL TRANSFORMADOR, EL NO PERMITIR LIBERAR ESTOS ESFUERZOS EN LAS CONEXIONES DE LAS BOQUILLAS PUEDE OCASIONAR DAÑOS EN LOS SELLOS DE LAS MISMAS Y PÉRDIDAS DE ACEITE. LAS PÉRDIDAS EN EL NIVEL DE ACEITE PUEDEN PROVOCAR UNA FALLA ELÉCTRICA.

Cuando los procedimientos necesarios de mantenimiento e inspección se han completado, drene el aceite del transformador hacia recipientes apropiados. Realice el vacío en el transformador hasta la presión absoluta indicada en la TABLA I, mantenga este vacío por 8 horas, mas una hora adicional por cada ocho horas que el transformador estuvo abierto.

Mantenga la presión de vacío al valor especificado en la TABLA I "Durante el llenado", y bombee el aceite hacia el transformador a través del equipo desgasificador-deshidratador. el contenido de gas en el aire después de llenar el transformador debe ser de 1% o menos.

Tan pronto como el transformador sea llenado a su nivel de aceite normal, detenga las bombas y rompa el vacío con nitrógeno seco hasta una presión positiva de 13.8 ó 20.7 Kpa (2 o 3 PSI). Si el transformador tiene bombas de aceite, ponga a funcionar la otra mitad por otras dos horas.

Active el sistema de preservación de aceite, y permita que el transformador permanezca en reposo por el tiempo especificado en la TABLA I.

C.- Transformadores equipados con sistema de preservación de aceite COPS.

PRECAUCIÓN

ANTES DE APLICAR EL VACÍO AL TRANSFORMADOR, ASEGURECE DE QUE EXISTA SUFICIENTE JUEGO EN LA PARTE EXTERNA DE LAS CONEXIONES DE LA LÍNEA CON LAS BOQUILLAS PARA PERMITIR EL LIBRE MOVIMIENTO DE LAS MISMAS, OCASIONANDO POR LA FLEXIÓN DE LAS CUBIERTAS Y/O LAS PAREDES DEL TRANSFORMADOR, EL NO PERMITIR LIBERAR ESTOS ESFUERZOS EN LAS CONEXIONES DE LAS BOQUILLAS PUEDE OCASIONAR DAÑOS EN LOS SELLOS DE LAS MISMAS Y PÉRDIDAS DE ACEITE. LAS PÉRDIDAS EN EL NIVEL DE ACEITE, PUEDEN PROVOCAR UNA FALLA ELÉCTRICA.

Quando los procedimientos necesarios de mantenimiento e inspección se han completado, drene el aceite del transformador hacia recipientes apropiados. Cierre la válvula en la conexión de la tubería entre el tanque principal y el sistema COPS e "interrumpa" la conexión con la válvula no aguarde durante el ciclo de vacío.

Genere vacío en el transformador a la presión absoluta indicada en la TABLA I, mantenga esta presión por ocho horas, mas una hora adicional por cada ocho horas que el tanque estuvo abierto.

Mantenga la presión de vacío en el transformador especificada en la TABLA I "Durante el llenado", y bombee el aceite hacia el transformador a través del equipo desgasificador-deshidratador. ~~el contenido de gas al terminar de llenar el transformador debe ser de 1% o menos.~~

Llene el transformador hasta 25.4-50.8 mm (1-2 pulg.) de la cubierta del equipo desgasificador.

1.- Transformadores de hasta 230 KV.

a) Para llenar el tanque COPS, instale la conexión de la tubería.

2.- Transformadores superiores de 230 KV.

a) Si el núcleo del transformador y la bobinas han estado expuestas (fuera del aceite) por mas de 72 horas, instale la conexión de la tubería y llene el tanque COPS. Obsérvese que aquí se requiere de aceite circulando a través del tanque y del equipo desgasificador-deshidratador de tres veces el volumen total de aceite.

b) Si el núcleo del transformador y el ensamble de bobinas no estuvieron fuera del aceite o expuestos por mas de 72 horas, instale las tuberías de conexión y llene el tanque COPS.

Permita que el transformador permanezca des-energizado el tiempo especificado en la TABLA I antes de que entre nuevamente en servicio.

11.0. CAMBIO DE ENFRIADORES FOA, RADIADORES Y/O BOMBAS

Los siguientes procedimientos pueden ser usados:

- 1.- El transformador debe estar des-energizado.
- 2.- Si el transformador esta equipado con sistema de conservación de aceite Inertaire, mantenga a un nivel normal la presión de nitrógeno en el espacio del gas.
- 3.- Cierre las válvulas apropiadas para aislar el equipo que se esta reemplazado.
- 4.- Drene el aceite hacia recipientes apropiados de almacenamiento.
- 5.- Instale el nuevo equipo. Los empaques de nitrilo pueden volver a usarse.
- 6.- Abra la válvula inferior entre el equipo de enfriamiento y el tanque del transformador. El tapón superior de ventilación del enfriador o en la bomba deberá ser removido.

- 7.- Llene el transformador con aceite hasta que este salga por el venteo superior.
- 8.- Cierre la válvula inferior y proceda a dar pequeños golpecitos al equipo, para liberar las burbujas de aire pegadas. Continúe golpeando suavemente hasta que no se observen mas burbujas.
- 9.- Reemplace el tapón de ventilación superior usando sellador de teflón y abra las válvulas inferior y superior del transformador.
- 10.- Si no requiere aceite adicional, ponga a funcionar las bombas por espacio de 2 horas y luego permita que la unidad permanezca inactiva ocho horas antes de energizarse. Si el transformador no tiene bombas de aceite, permita que permanezca inactivo 16 horas antes de energizarse.

PRECAUCIÓN

EL EQUIPO ENFRIAMIENTO DEBE SER OPERADO SIEMPRE EN CONTROL AUTOMÁTICO. EN CASO DE UNA EMERGENCIA EN LA QUE SE REQUIERA OPERAR EL EQUIPO EN EL MODO MANUAL, PONGA A FUNCIONAR SOLAMENTE LA MITAD DE LAS BOMBAS, HASTA QUE LA TEMPERATURA DEL ACEITE ALCANCE 40°C. DESPUÉS DE ESTO, TODAS LAS BOMBAS PUEDEN SER OPERADAS.

11.- En caso de requerir aceite adicional en el tanque principal, utilice los procedimientos dados en el párrafo A de la página 5.

12.0 PREPARACIÓN DE FUGAS CON SOLDADURA

Esta sección intenta dar una visión general para la reparación de fugas con soldadura en transformadores de potencia. Para diversas tareas de reparación, estas instrucciones pueden ser modificadas.

TANQUE DEL TRANSFORMADOR Y ACCESORIOS

Los tanques y accesorios de los transformadores, son fabricados con laminas de acero al bajo carbón, con espesores de 3/16" hasta 1/2", las cuales son unidas con soldadura manual, semiautomática, utilizando procesos de arco revestido, de arco sumergido y de arco inerte.

PRECAUCIÓN

DES-ENERGIZE EL TRANSFORMADOR ANTES DE COMENZAR CUALQUIER TRABAJO DE REPARACION

1.- Cheque el nivel de liquido, con respecto al área que será soldada. Este deberá estar 4" o mas por encima del área a ser soldada. Si el área a ser soldada está por encima del nivel de liquido o si el liquido ha sido removido, proteja al transformador con nitrógeno seco.

2.- Golpe minuciosamente la fuga a soldar con un martillo de bola o con un cincel de punta redondeada.

3.- Pique o quite la pintura de la parte a ser soldada, y prepare un punto adecuado para colocar el cable de tierra de la máquina soldada.

4.- Seleccione un electrodo revisado de propósito general de 1/8" de diámetro American Welding Society tipo E-6013 o E-7014. Los electrodos de acero inoxidable tipo 308 deberán ser utilizados en reparaciones sobre aceros no magnéticos. Pueden utilizarse soldadura de corriente alterna o de corriente directa. Cuando se utiliza soldadura de corriente directa, es preferible usar polaridad directa con el electrodo negativo.

5.- Aplique un cordón de soldadura sobre la parte defectuosa en un paso sencillo y rápido. Esta soldadura deberá ser colocada horizontalmente o verticalmente dependiendo de las circunstancias. Si la soldadura es depositada verticalmente esto deberá realizarse de arriba hacia abajo; para conducir cualquier filtración líquida adelante de la soldadura.

Sucesivos cordones deben ser depositados a un lado y sobre el primero, una simple pasada puede ser depositada para completar la soldadura. Si los cordones son colocados verticalmente y existe algún escurrimiento de líquido, estos se deben depositar de arriba hacia abajo; de lo contrario, es preferible depositarlos de abajo hacia arriba. Remueva la escoria de la soldadura antes de depositar el siguiente cordón.

El líquido interfiere con la operación de soldado y con la calidad del material depositado; por lo que este deberá ser limpiado con un paño seco. Todas las soldaduras deberán ser depositadas en esta secuencia, con el fin de prevenir cualquier escurrimiento de líquido que interfiera con la operación de soldado.

6.- Limpie el área reparada y revise con un apropiado detector para asegurarse que la fuga ha sido detenida.

7.- Después de probar las posibles fugas, limpie el área alrededor de la soldadura y aplique al acabado de pintura.

MÉTODO ALTERNATIVO UTILIZANDO UN PARCHÉ

Como método alternativo, una fuga en el transformador se puede reparar utilizando un parche. Los métodos recomendados son los siguientes:

1.- Des-energize el transformador, golpee con un martillo de bola la soldadura, limpie el área a soldar, cheque el nivel de líquido, seleccione un electrodo tipo E-6013 o E-7014 de 1/8" y ajuste la máquina para soldar. Electrodos de acero inoxidable tipo 308 deberán ser usados para parches en aceros no magnéticos.

2.- Coloque un parche de acero de 3/16 o 1/4 de pulgada sobre el área a ser sellada. Realice un punteado sobre el parche para mantenerlo en su lugar. Luego suelde el parche, comenzando por los lados, verticalmente de arriba hacia abajo, luego horizontalmente a través de la parte superior del parche y finalizando con la parte inferior del mismo. Esta secuencia de soldado es recomendada para prevenir cualquier interferencia con el líquido o contaminantes en la soldadura.

TRATAMIENTO DE VACIO Y LLENADO DE ACEITE EN TRANSFORMADORES. DESPUES DEL MANTENIMIENTO O REPARACION

PROCEDIMIENTO	Voltaje		Hasta	230 KV	345 KV	500 KV	765 KV	
	Continuo por 24 h. a C. Porcentaje de aceite	Continuo o momentaneo a 1/2 potencia del aceite						Tempo de secado del aceite
P	NI MENOS DE COLUMBINA			2	3	4	5	6
E	REPARACIONES EXTERNAS DE LAS BOQUILLAS			x	x	x	x	x
E	ESTABILIZACION DE VACIO EN EL CARGADOR (BAJ) CARGA			x	x	x	x	x
FA	ACEITE TAMBIEN REPARACION (MANTENIMIENTO)			x	x	x	x	x
BA	MANTENIMIENTO EN UNAS Y NUCLEO CON TEMPERATURA MAXIMA DE 10°C			x	x	x	x	x
C	DRINKS (1-4) EL ACEITE DEL TANQUE			x	x	x	x	x
I	LIBRE LAS VALVULAS DE PARED INTERIORS			x	x	x	x	x
O	ABRIR TODAS LAS VALVULAS DE LOS RADICADORES Y ENRIOLADORES			x	x	x	x	x
O	ABRIR TODAS LAS VALVULAS DE LAS BOQUILLAS			x	x	x	x	x
O	PRESION MAXIMA APLICADA DE VACIO EN TORRE (mm Hg)			101	98	95	92	89
VO	HORAS MINIMAS DE VACIO	2	VAC	VAC	VAC	2	1	1
CA	HORAS MINIMAS DE ACEITE LLENADO DESPUES DE LA REPARACION MINIMA DE HORAS	2	NO	NO	NO	1	1	1
	TEMPERATURA DEL ACEITE							
	MAXIMA (°C) (NOTA)	10	10	10	10	10	10	10
	MINIMA (°C)	75	75	75	75	75	75	75
L	UNIFORME EL ACEITE A TRAVES DEL EQUIPO DE FILTRACION	X	X	X	X	X	X	X
L	UNIFORME EL ACEITE A TRAVES DEL EQUIPO DE DESAERACION	X	X	X	X	X	X	X
L	TENSION DE FALLA MINIMA DEL ACEITE (V) (NOTA)	30	30	30	30	30	30	30
B	CONTIENE MAXIMO DE AUNTA EN EL ACEITE	20	20	20	10	10	10	10
N	ADICION DE ACEITE A TRAVES DE VALVULA DE FILTRO PRENSA EN CUBIERTA	X	X	X	X	X	X	X
A	ADICION DE ACEITE A TRAVES DE VALVULA DE FILTRO PRENSA EN CUBIERTA	X	X	X	X	X	X	X
D	NIVEL DE VACIO MANEJO DE MANTENIMIENTO DE LLENADO (TORRE)	3	NO	NO	3	2	2	2
O			VAC	VAC	VAC			
	RACION DE LLENADO							
	PLUN (DE ACEITE) MAX (gpm)	30	30	30	40	40	40	40
	HORAS MINIMAS DE LLENADO (NOTA)	4	NOTA	NOTA	4	4	4	4
	ALTURA DEL ACEITE DESPUES DE LLENADO							
	SI SERA EL NUCLEO Y LAS UNIDAS							
	SI SERA EN UNO DE LOS DISTRIBUTORES	NOTA	NOTA	NOTA	NOTA	NOTA	NOTA	NOTA
AB	UNIDADES CON BOQUILLAS							
SO	HAJA PINTAR LA MITAD DE LAS UNIDAS (CADA MITAD)	2	2	2	2	2	2	2
R	HORAS MINIMAS DE REPUNTO	16	8	8	44	68	92	92
CI	UNIDADES SIN UNIDAS							
CR	HORAS MINIMAS DE REPUNTO	48	20	10	48	72	96	96

NOTAS

X = VALOR = PROCEDIMIENTO REQUERIDO
 E = PROCEDIMIENTO ES NECESARIO
 T = TIEMPO QUE PERMANECE ABERTO EL EQUIPO

NOTAS

A - SI SE ENCUENTRAN FUERA DEL ACEITE 16 HRS O MENOS EL TIEMPO REQUERIDO ES DE 4 HRS PARA TIEMPOS MAYORES EL TIEMPO REQUERIDO ES DE 8 + TS

B - 10°C SI EL TANQUE SERA ABIERTO DESPUES DE LLENARLO LA TEMPERATURA DEL ACEITE DEBERA SER AL MENOS DE 10°C MAS ARRIBA DE LA TEMPERATURA MEDIA AMBIENTE

C - EL TIPO DE INTERCAMBIADORES DE CALOR EN LA LINEA DE ACEITE ENTRE EL FILTRO Y EL TRANSFORMADOR PARA MANTENER LA TEMPERATURA MAXIMA DE ACEITE EN EL TRANSFORMADOR

ALTIMA DESDE LA SUPERFICIE DEL ACEITE HASTA EL

INDICADOR DEL NIVEL DE ACEITE

D - HORAS MINIMAS DE LLENADO 4 X

ALTIMA DESDE LA SUPERFICIE DEL ACEITE HASTA EL
INDICADOR DEL NIVEL DE ACEITE

E - ASTM D1816 CON 40 MILESIMAS DE PUNAJADA DE ABERTURA ES LA PRUEBA PREFERIBLE PARA EQUIPOS DE 230 KV Y SUPERIORES ASTM D1817 ES UNA PRUEBA DE ALTERNATIVA PARA EQUIPOS DE 230 KV Y SUPERIOR Y TAMBIEN ES ACEPTABLE PARA BOQUILLAS INTERIORES A 230 KV

F - PRECAUCION EL ACEITE NO DEBE SALPICAR DIRECTAMENTE SOBRE LAS BOQUILLAS EN EL MOMENTO DE LLENADO

G - REFERIRSE AL INSTRUCTIVO DE SISTEMAS DE PRESELECCION DE ACEITE

TABLA I

3.- Limpie el área reparada y verifique con un apropiado tector que la fuga ha sido detenida.

4.- Después de probar si existen posibles fugas, vuelva a limpiar el área y aplique una capa de pintura.

RADIADORES TIPO ALETA

Los radiadores de acero de tipo aletas, consisten en un número de elementos (aletas) soldados uno con otro y que son sujetos en la parte superior por unos cabezales. Los elementos son fabricados de dos hojas de acero dulce continuamente soldado a lo largo de su bordes exteriores y con costura intermedia entre los lóbulos individuales.

La reparaciones de una costura entre lóbulos o el remplazo de algún elemento no es recomendable. Los radiadores deben ser regresados a la fabrica para ser reparados o remplazados.

13.0. CONDICIONES ADEVERSAS DE OPERACIÓN

En caso de existir fallas francas en las terminales del transformador a una distancia cercana a este, se recomienda realizar un análisis de contenido de gas en el aceite y medición del factor de potencia de los devanados.

1.4 MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES

1.4.1.- INTRODUCCIÓN

Mantenimiento predictivo: El tipo de mantenimiento predictivo tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento correctivo y preventivo 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 periodo de puesta en servicio, reduce sus posibilidades de falla y comienza o se encuentra dentro de su periodo de vida útil, posteriormente el equipo envejece y crecen sus posibilidades de falla. Este mantenimiento tiende a reducir la cantidad de trabajos a realizar durante el periodo de vida útil, con solamente aplicarlo cerca de final de éste periodo (fig.1.4.1).

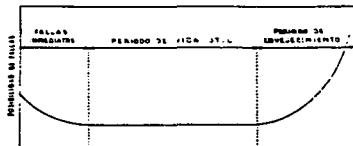


FIG. 1.4.1

1.4.2 MÉTODOS Y PRUEBAS

Se puede decir que el mantenimiento predictivo de un transformador se inicia desde las pruebas de fabricación, ya que los resultados de dichas pruebas son la base para la comprobación estadística de la variación de los resultados de pruebas posteriores durante la operación del aparato.

Algunas pruebas sólo se efectúan en la recepción de fabricación por no contarse en el campo con las condiciones y equipo adecuado para ejecutarlas o por ser específicas para la comprobación del diseño y fabricación.

Otras pruebas o determinaciones sólo se requieren durante el mantenimiento preventivo o correctivo y como es el caso del registro de impactos, sólo durante el transporte del aparato.

Las pruebas de control de aceite, se hacen en el laboratorio y comprueban sus características físicas, químicas y eléctricas, que nos permiten conocer el estado del deterioro o contaminación del mismo. Los resultados de estas pruebas pueden ser un índice del grado de deterioro de los aislamientos sólidos y de las condiciones en que ha estado operando el transformador.

Las pruebas del factor de potencia rigidez eléctrica, tensión interfacial y acidez del aceite, están incluidas en las de control y se pueden efectuar en campo, cuando los datos son requeridos de inmediato o no se tiene disponibilidad en el laboratorio para llevarlas a cabo.

No existe un orden establecido para efectuar las pruebas en los transformadores, aunque es recomendable comenzar con las pruebas más críticas, es decir, por las pruebas dieléctricas; en la mayoría de los casos el motivo de la intervención, define las pruebas requeridas y el orden más conveniente a seguir. A continuación se presenta la tabla No. 1.4.2 de las pruebas que se relacionan con los transformadores de potencia.

EQUIPO O PRUEBA S	NOMBRE DE LA PRUEBA	PRUEBAS DE PROTO TIPO	PRUEBAS DE ROUTINA	PRUEBAS OPCIONA LES	PRUEBAS DE CAMPO
T R A N S F O R M A D O R E S D E P O T E N C I A	CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	X	X		
	IMPULSO	X	X		
	POTENCIAL APLICADO	X	X		
	POTENCIAL INDUCIDO	X	X		
	RESISTENCIA OSMICA DE DEVANADOS	X	X		X
	PERDIDAS EN EL COBRE	X	X		
	PERDIDAS EN EL NÚCLEO	X	X		
	IMPEDANCIA	X	X		
	CORRIENTE DE EXCITACIÓN	X	X		
	COSTO CIRCUITO	X			
	DESPLAZAMIENTO ANGULAR	X	X		
	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS	X	X		X
	FACTOR DE POTENCIA DE AISLAMIENTO	X	X		X
	RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y POLARIDAD	X	X		X
DESCARGAS PARCIALES	X	X			
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL NÚCLEO	X	X		X	
HUMEDAD RESIDUAL		X			
AL ACEITE AISLANTE	X	X		X	
A BOQUELLAS	X	X		X	
ALAMBRADO DE CONTROL Y PROTECCIÓN	X	X		X	
HERMETICIDAD	X	X		X	

TABLA 1.42

1.4.3 PRUEBAS DE CAMPO

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

- a) Recepción y/o Verificación
- b) Puesta en servicio
- c) Mantenimiento

a) *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.

b) *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.

c) *Mantenimiento.*- Se efectúan periódicamente con forme a programas y a criterios de mantenimiento elegidos y condiciones operativas del equipo.

1.4.4 RECOMENDACIONES GENERALES PARA REALIZAR PRUEBAS ELÉCTRICAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

- a) Para equipos en operación y en base a los programas de mantenimiento, tramitar las licencias respectiva.
- b) Tener la seguridad de que el equipo a probar no este energizado. Verificando la apertura física de interruptores y/o cuchillas seleccionadoras.
- c) El tanque o estructura del equipo a probar, debe estar aterrizado.
- d) Aterrice el equipo a probar por 10 min. aproximadamente para eliminar cargas capacitivas que puedan afectar a la prueba y por seguridad al personal.
- e) Desconecte de línea o barra las terminales del equipo a probar
- f) En todos los casos, ya sea equipo nuevo, reparado o en operación, las pruebas que se realicen siempre deberán estar procedidas de inspección
- g) Preparar los recursos de prueba indispensables como son: Instrumentos, herramientas, probetas, mecas de prueba, etc.
- h) Preparar el área de trabajo a lo estrictamente necesario, delimitar para evitar el paso de personas ajenas a la prueba; procurando se tengan fuentes accesibles y apropiadas de energía
- i) Colocar el o los instrumentos de pruebas sobre bases firmes y niveladas
- j) Compruebe que las terminales de prueba están en buenas condiciones y que sean las apropiadas.

- k) No aplicar voltajes de prueba, superiores al voltaje nominal al equipo a probar
- l) Durante las pruebas deberán tomarse todas las medidas de seguridad personal y para el equipo
- m) Anote las lecturas de la prueba con sus multiplicadores en la hoja de reporte correspondiente y registre también las condiciones climatológicas
- n) Al terminar la prueba ponga fuera de servicio el instrumento de prueba y aterrice nuevamente el equipo probado.

1.4.5 PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

1.4.5.1 Teoría General.- 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.

A la corriente resultante de la aplicación de voltaje de corriente directa, se le denomina "corriente de aislamiento" y que consta de dos componentes principales:

- a) Corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento.
- b) Corriente de fuga

a) Corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento, es compuesta por :

Corriente capacitiva.- Es una corriente de magnitud comparativamente alta y de corta duración, que decrece rápidamente a un valor despreciable (generalmente en un tiempo máximo de 15 seg.) conforme se carga el aislamiento y es la responsable del bajo valor inicial de la resistencia de aislamiento. Su efecto es notorio en aquellos equipos que tienen capacitancia alta, como transformadores de potencia, máquinas generadoras y cables de potencia de grandes longitudes.

Corriente de absorción dieléctrica. - Esta corriente decrece gradualmente con el tiempo, desde un valor relativamente alto a un valor cercano a 0 siguiendo una función exponencial. Generalmente los valores de resistencia obtenidos en los primeros minutos de una prueba, quedan en gran parte determinados por la corriente de absorción. Dependiendo del tiempo y volumen del aislamiento, esta corriente tarda desde unos cuantos minutos a varias horas en alcanzar un valor despreciable; sin embargo para efectos de prueba puede despreciarse el cambio que ocurre después de 10 min..

Corriente de conducción irreversible. - Esta corriente fluye a través del aislamiento y es prácticamente constante, predomina después que la corriente de absorción se hace insignificante.

b) Corriente de fuga; es la que fluye sobre la superficie del aislamiento al igual que la corriente de conducción irreversible permanece constante y ambas constituyen el factor primario para juzgar las condiciones de aislamiento.

ABSORCIÓN DIELECTRICA.- La resistencia de aislamiento varia directamente con el espesor del aislamiento e inversamente al área del mismo; cuando repentinamente se aplica un voltaje de corriente directa a un aislamiento, la resistencia se inicia con un valor bajo y gradualmente va aumentado con el tiempo hasta estabilizarse.

Grificando los valores de resistencia de aislamiento contra tiempo, se obtiene una curva denominada de absorción dieléctrica; indicando su pendiente el grado relativo de secado y limpieza o suciedad del aislamiento. Si el aislamiento esta húmedo o sucio, se alcanzará un valor estable en uno o dos minutos después de haber iniciado la prueba y como resultado se obtendrá una curva con baja pendiente.

La pendiente de la curva puede expresarse mediante la relación de dos lecturas de resistencia de aislamiento, tomadas a diferentes intervalos de tiempo, durante la misma prueba. A la relación de 60 a 30 segundos se le conoce como "Índice de Absorción", y a la relación de 10 a 1 minuto como "Índice de Polarización".

Los indices mencionados, son útiles para la evaluación del estado del aislamiento de devanados de transformadores de potencia y generadores.

1.4.5.2 FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA

Entre los factores que afectan la prueba que tienden a reducir la resistencia de aislamiento de una manera notable son: la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética; para la suciedad, elimine toda materia extraña (polvo, carbón, aceite, etc.) que este depositada en la superficie del aislamiento; para la humedad, efectúe las pruebas una temperatura superior a la de rocío. La resistencia de aislamiento varia inversamente con la temperatura en la mayor parte de los materiales aislantes; para comparar adecuadamente las mediciones periódicas de resistencia de aislamiento, es necesario efectuar las mediciones a la misma temperatura, o convertir cada medición a una misma base.

La base de temperatura recomendada, es de 20 °C para transformadores y 40 °C para máquinas rotatorias. Para otros equipos, como interruptores, apartarayos, boquillas, pasamuros, etc., no existe temperatura base, ya que la variación de la resistencia con respecto a la temperatura no es estable.

Para equipos a probar, que se encuentren bajo el efecto de introducción electromagnética, será necesario acondicionar un blindaje para drenar a tierra las corrientes inducidas que afectan a la prueba.

Una forma práctica para el blindaje, es utilizar malla metálica tipo mosquitero sobre el equipo, soportada con madera y aterrizarla en varios puntos.

Para realizar lo anterior, tomar las medidas estrictas de seguridad por la proximidad con otros equipos energizados.

Otro factor que afecta a las mediciones de resistencia de aislamiento y absorción dieléctrica es la presencia de carga previa en el aislamiento. Esta carga puede originarse porque el equipo trabaja aislado de tierra o por una aplicación del voltaje de C.D. en una prueba anterior. Por tanto es necesario que antes de efectuar las pruebas se descarguen los aislamientos mediante una conexión a tierra.

1.4.5.3 PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA A LOS AISLAMIENTOS

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

Debido a la situación de no ser aislante perfectos, además de una corriente de carga puramente capacitiva, siempre los atravesara una corriente que está en fase con el voltaje aplicado (I_r), a esta corriente se le denomina de pérdidas dieléctricas, en estas condiciones el comportamiento de los dieléctricos queda representado por el siguiente diagrama vectorial.



FIG. C. Diagrama vectorial que muestra el comportamiento de un aislamiento al aplicarle un voltaje dado.

Para aislamientos con bajos Factor de Potencia, (I_c e I) son substancialmente de la misma magnitud y la corriente de pérdidas (I_r) muy pequeña, en estas condiciones el ángulo δ es muy pequeño y el Factor de Potencia estará dado entonces por:

$$FP = \cos \delta = \frac{I_c}{I} \text{ y prácticamente } = \frac{V}{I}$$

De lo anterior se desprende que el Factor de Potencia siempre será la relación de los Watts de pérdidas (I_r), entre la carga en Volts-Amperes del dielectrico bajo prueba (I).

El método de medida del equipo de prueba se fundamenta, en un circuito puente de resistencias y capacitores.

Con el conocimiento de los valores de la corriente de carga, el voltaje de prueba y la frecuencia, la capacidad del aislamiento puede ser determinada de la siguiente manera:

$$C = (I \text{ sen } \varnothing / V) = I / V$$

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

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

$$I = V / wC \text{ ó } V A = V^2 / wC$$

Donde:

I = Magnitud de la corriente de carga

V = Potencial aplicado

w = frecuencia angular ($2\pi f$)

C = Capacitancia

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

La máxima capacitancia que un equipo de prueba para 10 KV, puede medir por 15 min. de prueba, sería:

$$C = I / wV = (0.200 \times 10^{12}) / (377 \times 10^4) = 53,000 \text{ picofaradios}$$

Y en forma continua:

$$C = I / wV = (0.100 \times 10^{12}) / (377 \times 10^4) = 26,500 \text{ picofaradios}$$

Las boquillas para Transformadores, Interruptores, etc., usualmente tienen capacitancias considerablemente menores que los valores calculados anteriormente.

Los cables de potencia de gran longitud, pueden tener una capacitancia que excedan a los 26,500 picofaradios del medidor, se recomienda hacer el cálculo previo del valor de la capacitancia del cable de que se trate, para poder efectuar la prueba de factor potencia.

En equipos con capacitancias mayores que los valores límites calculados para el medidor de 10 KV, deben ser probados a voltajes menores.

1.4.5.4 FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA

Entre los factores que afectan la prueba y tienden a aumentar el valor del factor de potencia de los aislamientos de una manera notable son: la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética.

1.4.5.5 CONSIDERACIONES

Para la interpretación de resultados de prueba, es necesario el conocimiento de valores básicos de Factor Potencia de materiales aislantes.

Como referencia, se presentan valores de Factor de Potencia y constantes dieléctricas de algunos materiales.

MATERIAL	% F P a 20 °C	CONSTANTE DIELECTRICA
Aire	0.0	1.0
Acetate	0.1	2.1
Papel	0.5	2.0
Porcelana	2.0	7.0
Hule	4.0	3.6
Barniz Cambray	4.0 - 8.0	4.5
Agua	100.0	81.0

Valores de Factor de Potencia de aislamiento de algunos equipos, que se han obtenido en diversas pruebas realizadas.

EQUIPO	% F P a 20 °C
Boquillas tipo condensador en aceite	0.5
Boquillas en compound	2.0
Transformadores en aceite	1.0
Transformadores nuevos en aceite	0.5
Cables con aislamiento de papel	0.3
Cables con aislamiento de barniz cambray	4.0 - 5.0
Cables con aislamiento de hule	4.0 - 5.0

El principio fundamental de las pruebas es la detección de algunos cambios de la característica del aislamiento, producidos por el envejecimiento y contaminación del mismo, como resultado del tiempo y condiciones de operación del equipo y los producidos por el efecto corona.

1.4.5.6 PRUEBA DE CORRIENTE EXCITACIÓN

1.4.5.6.1.- TEORÍA GENERAL.- La medición de la Corriente de Excitación en transformadores, determina la existencia de espiras en corto circuito, desplazamiento de devanados y núcleo, conexiones defectuosas, etc.

La Corriente de Excitación de un transformador es aquella que se obtiene en el devanado primario al aplicar a éste un voltaje, manteniendo el devanado secundario en circuito abierto.

La Corriente de Excitación consta de dos componentes: Una en cuadratura (IL) y la otra en fase (IR). La componente en cuadratura corresponde a la corriente reactiva magnetizante del núcleo, mientras la componente en fase incluye pérdidas en el núcleo, cobre y aislamiento.

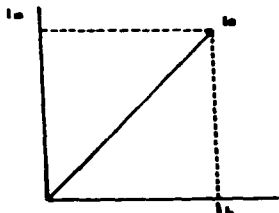


FIG. D. Diagrama vectorial de corrientes

donde:

I_e = Corriente de Excitación del devanado del transformador

I_L = Corriente Magnetizante

I_N = Corriente de Pérdidas

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

1.4.5.6.2 FACTORES QUE AFECTAN 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 y la inducción electromagnética; el magnetismo es indeseable por dos razones:

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

1.4.5.7 PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y POLARIDAD

a) TEORÍA GENERAL.- La relación de transformación se define como la relación de vueltas o de voltajes del primario al secundario, o la relación de corrientes del secundario al primario en los transformadores y se obtiene por la relación:

$$RT = N_p / N_s = V_p / V_s = I_s / I_p$$

Mediante la aplicación de ésta prueba es posible detectar corto circuito entre espiras, falsos contactos, circuitos abiertos, etc..

Respecto a la polaridad, es importante conocerla, porque permite verificar el diagrama de conexión de los transformadores monofásicos y trifásicos, mas aún, cuando se tengan transformadores cuya placa se ha extraviado.

1.4.5.8 PRUEBA DE RESISTENCIA OHMICA DE DEVANADOS

a) *TEORÍA GENERAL.*- La resistencia es una propiedad (de los conductores) de un circuito eléctrico, que determina la proporción en que la energía eléctrica es convertida en calor y tiene un valor tal que, multiplicado por el cuadrado de la corriente, da al coeficiente de conversión de energía. La relación física por la que puede ser calculada la resistencia de un material de sección uniforme es:

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

donde:

R = resistencia en ohms

δ = resistividad específica del material en Ohm - cm

L = longitud en centímetros

A = área de la sección transversal en cm²

Esta prueba es aplicable a transformadores de potencia, de instrumento, autotransformadores, reguladores y reactores. Y nos sirve también para calcular las pérdidas en el cobre (I² R).

b) *FACTORES QUE AFECTAN LA PRUEBA.*- Los factores que afectan la prueba son cables inapropiados, suciedad en terminales del equipo bajo prueba y los puntos de alta resistencia.

1.5 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE TRANSFORMADORES DE BANCOS 20 A Y B S.E. EL SALTO

1.5.1 PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA

1) PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

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 ésta resistencia independientemente de ser cuantitativa también es relativa ya que el hecho de estar influenciada por aislamientos, tales como la porcelana, papel, aceite, barnices, etc.; la convierte en indicadora en la presencia de humedad y suciedad en esos materiales.

Las pruebas se efectúan con el medidor de resistencia de aislamiento (Megger) con tensión mínima de 1,000 volts, accionados preferentemente por medio de un motor.

a) 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 éste análisis se recomienda graficar las lecturas para las curvas de absorción dieléctrica; la pendiente de las curvas indicarán las condiciones del aislamiento, una pendiente baja indicará que el aislamiento está húmedo o sucio.

Para un mejor análisis, si los aislamientos las pruebas deben hacerse al mismo potencial, las lecturas corregidas a una misma base (20 °C) y en lo posible, efectuar las pruebas bajo las mismas condiciones ambientales.

En la evaluación de las condiciones de los aislamientos, deben calcularse los índices de absorción y polarización, ya que tienen relación con la curva de absorción. El índice de absorción es de $1/4$, se obtiene de la división del valor de la resistencia a 1 minuto en tres el valor de $1/4$ minuto; el índice de polarización es de $10/1$, se obtiene dividiendo el valor de la resistencia a 10 minutos entre el valor de un minuto. Los valores mínimos de los índices deben ser de 1.2 para el índice de absorción y 1.5 para el índice de polarización para considerar el transformador aceptable.

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.

En la tabla No. I se proporcionan los valores mínimos de resistencia de aislamiento a 20 °C los transformadores de acuerdo a su voltaje de operación.

La tabla No. II, proporciona los factores de corrección por temperatura.

RESISTENCIA MÍNIMA DE AISLAMIENTO EN ACEITE A 20 °C

TABLA No. I

VOLTAJE ENTRE FASES KV.	MEGAOHMS	VOLTAJE ENTRE FASES KV	MEGAOHMS
1.2	32	92	2,480
2.5	68	115	
3.1			
5.0	135	138	3,720
8.66	230	161	4,350
15.0	410	196	5,300
25.0	6,70	230	6,200
34.5	930	287	7,750
69.0	1,860	400	

CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

TABLA No. II

*TEMP. °C DEL TRANSFORMADOR	FACTOR DE CORRECCIÓN	*TEMP. °C DEL TRANSFORMADOR	FACTOR DE CORRECCIÓN
95	89	35	2.5
90	66	30	1.8
85	49	25	1.3
80	36.2	20	
1.0			
75	26.8	15	0.73
70	20	10	0.54
65	14.8	5	0.40
60	11	0	0.30
55	8.1	-5	0.22
50	6	-10	0.16
45	4.5	-15	0.12
40	3.3		

*Temperatura del aceite

b) PRUEBA DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DEL NÚCLEO

La prueba se realiza a transformadores que se preparan para su puesta en servicio, con el objeto de obtener el valor de la resistencia de aislamiento o la variación por posible desplazamiento durante su transporte. Aplicable también a transformadores en operación que presenten sobrecalentamiento sin llegar a su capacidad nominal.

Para realizar la prueba, se utiliza un medidor de resistencia de aislamiento, aplicando un voltaje de 1000 volts durante un minuto.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.- El valor de la resistencia del aislamiento del núcleo, debe ser mayor a lo que establece la especificación CFE K0000-06, (20,000 ohms) para considerarlo como satisfactorio.

c) PRUEBA DE FACTOR DE POTENCIA DEL AISLAMIENTO

El Factor de Potencia del aislamiento es otra manera de evaluar y juzgar las condiciones del aislamiento de los devanados de los transformadores, autotransformadores y reactores, es recomendado para detectar humedad y suciedad en los mismos.

Los equipos de prueba que se utilizan para la prueba, pueden ser las marcas: James G. Biddle, Nansen y Doble Engineering Co., de esta última, en sus modelos MEU-2.5 KV y M2H-10 KV.

Como el Factor de Potencia aumenta directamente con la temperatura se deben corregir los resultados a una temperatura base de 20 °C, para fines de comparación.

DE LA TABLA DE MULTIPLICADORES PARA CONVERTIR EL FACTOR DE POTENCIA
 TEMPERATURA DE PRUEBA A FACTOR DE POTENCIA A 20°C

CLASE POT. P.A. 99 k.V.	CLASE POT. P.A. 99 k.V.	CLASE DE FACT. DE P.A. 100 k.V.	CLASE DE FACT. DE P.A. 100 k.V.	CLASE DE FACT. DE P.A. 100 k.V.	CLASE DE FACT. DE P.A. 100 k.V.	TEMP. DE C.	PRUEBA °C	ARRAQUE TRANSF. CORRE ARRAQUE L.T.M.P.	ACCITE Y TRANSF. (T.M.P.) CORRE (T.M.P.) DE REPARACION LIBRE (T.M.P.)	TRANSF. CORRE DE CARGA T.M.P.	TRANSF. CORRE DE CARGA T.M.P.
81	1.00	1.54	1.29	80	81	0	22.0		1.54	1.57	1.67
	1.00	1.50	1.27	80	1	1	33.0		1.54	1.54	1.64
	1.00	1.47	1.26	91	86	2	35.0		1.52	1.50	1.61
	1.00	1.43	1.25	91	85	3	37.4		1.50	1.47	1.58
	1.00	1.40	1.24	91	84	4	38.2		1.48	1.44	1.55
86	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	44.0		1.44	1.34	1.46
	1.00	1.29	1.19	92	88	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
92	1.00	1.24	1.16	93	92	10	50.0		1.40	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	1.16	1.27
	1.00	1.14	1.09	95	95	14	55.2		1.24	1.14	1.23
96	1.00	1.11	1.07	95	95	15	58.0		1.20	1.11	1.18
	1.00	1.09	1.06	97	95	16	60.8		1.16	1.09	1.16
	1.00	1.07	1.04	97	97	17	63.0		1.12	1.07	1.12
	1.00	1.04	1.03	98	98	18	64.4		1.03	1.05	1.08
	1.00	1.02	1.02	99	99	19	66.2		1.04	1.02	1.08
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	
	1.00	98	99	101	101	21	69.8	95	96	99	97
	1.00	95	97	102	102	22	71.6	80	91	96	93
	1.00	93	98	103	103	23	73.4	83	87	98	90
	1.00	91	94	104	104	24	75.2	81	83	92	84
1.05	1.00	89	93	105	105	25	77.0	76	79	96	83
	1.00	88	91	106	106	26	78.8	72	78	88	80
	1.00	86	90	108	107	27	80.6	68	73	86	77
	1.00	84	88	108	108	28	82.4	64	70	84	74
	1.00	82	87	110	108	29	84.2	60	67	82	71
1.10	1.00	80	86	111	110	30	86.0	56	63	80	69
	1.00	84	79	112	111	31	87.8	53	60	78	67
	1.00	77	83	113	112	32	89.6	51	58	76	65
	1.00	75	82	114	113	33	91.4	48	56	65	62
	1.00	74	80	113	114	34	93.2	46	53	63	60
1.13	1.00	72	79	116	115	35	95.0	44	51	71	58
	1.00	71	78	115	116	36	96.8	42	49	70	56
	1.00	69	74	118	116	37	98.6	40	47	69	54
	1.00	68	75	119	117	38	100.4	39	45	67	52
	1.00	66	74	120	118	39	102.2	37	44	66	50
1.15	1.00	65	72	121	118	40	104.0	35	42	65	48
	1.00	64	71	121	119	41	105.8	34	40	63	47
	1.00	1.22	1.19	122	119	42	107.6	33	38	62	45
	1.00	1.23	1.20	123	120	43	109.4	31	37	60	44
	1.00	1.20	1.18	124	120	44	111.2	30	36	58	42
1.15	1.00	1.25	1.21	45	113.0	39	114.0	29	34	57	41
	1.00	1.26	1.21	46	114.8	38	114.8	28	34	56	40
	1.00	1.26	1.21	47	118.8	37	118.8	27	33	55	39
	1.00	1.27	1.21	48	118.8	36	118.8	26	30	54	38
	1.00	1.28	1.21	49	120.2	35	120.2	25	29	52	37
1.13	1.00	1.29	1.22	50	122.0	24	122.0	24	28	51	36
	1.00	1.30	1.22	52	125.6	22	126	26	26	49	34
	1.00	1.31	1.22	54	129.2	21	129.2	21	23	47	33
	1.00	1.33	1.22	56	132.8	19	132.8	19	21	45	31
	1.00	1.34	1.21	58	136.4	18	136.4	18	18	43	29
1.05	1.00	1.35	1.21	60	140.0	17	140.0	17	17	41	28
	62	143.6	15	146	60	147.2	14	15	38	27	
	66	150.0	14	146	66	154.4	13	13	35	25	
	68	158.0	12	13	70	158.0	12	12	33	23	
	72	161.6	11	11	72	165.2	11	11	31	21	
74	165.2	11	11	74	168.8	10	10	30	20		
76	168.8	10	10	76	172.4	9	9	28	19		
78	172.4	9	9	78	176.0	8	8	26	17		
80	176.0	8	8	80							

1.5.2 Revisión de las estructuras aislantes y los aislamientos de las bobinas y sus conductores terminales

1.5.3 Inspección de las conexiones eléctricas, chequeando aprietes.

1.5.4 Limpieza del sedimento precipitado en las bobinas, el núcleo y tanque.

1.5.5 Cambio de aceite regenerado para someterlo al proceso que se amerite.

1.5.6 Cambio de equipos auxiliares

Para poder realizar las actividades anteriores es necesario hacer lo siguiente:

a) Desconectar el transformador por alta tensión y baja tensión: Se procede a desconectar las terminales que conectan al transformador por alta tensión 230 kv y por lado baja tensión 85 kv.

b) Se procede a retirar el sistema contra incendios: Esto es retirar las tuberías y regaderas de aspersión de dicho sistema. Teniendo cuidado de bloquear eléctricamente el disparo de la electroválvula, del transformador correspondiente.

c) Retirar alimentación de C.D. y C.A.: Esto es se bloquean en la sala de tableros los termomagnéticos y de alimentación general del transformador en licencia. Posteriormente se desconecta en gabinetes auxiliares C.D. y C.A..

d) Desconectarlo del sistema de tierras.

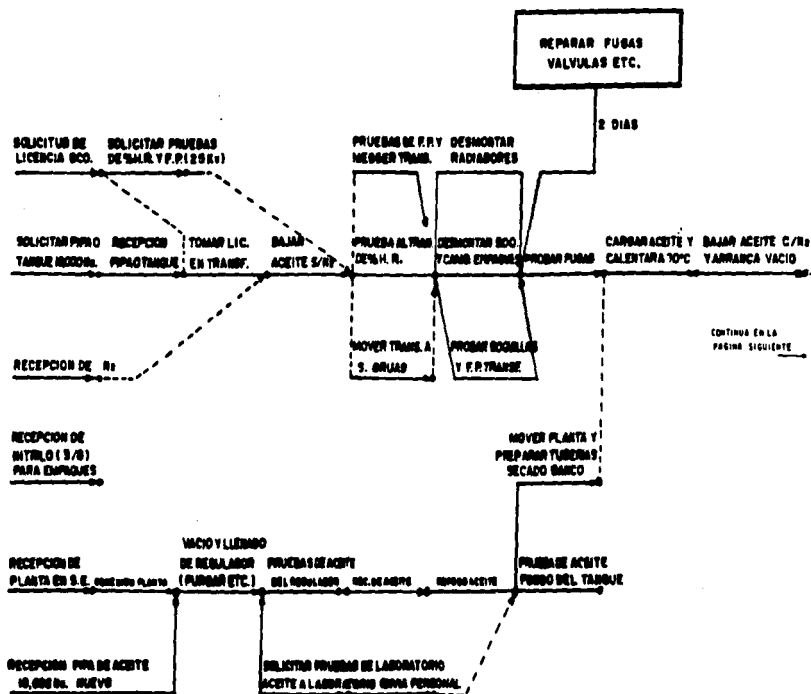
e) Retirar tolvas que cubren los motores de los ventiladores del grupo 1 y grupo 2

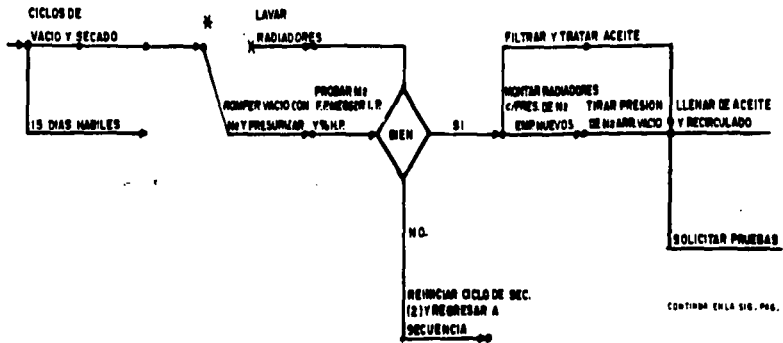
f) Se solicita traslado de la celda del transformador a la caseta de reparación (tomando en licencia el equipo que este en la ruta del traslado de transformador hacia su celda, como medida de seguridad del personal encargado de hacer dicho trabajo).

g) Ya que el transformador ésta dentro de su caseta se proceda hacer un programa de trabajo. Especificando los recursos humanos y materiales para poder realizar el mantenimiento preventivo y el secado a los transformadores.

h) Programa de trabajo.- Consiste en realizar una serie de actividades en cierto tiempo. Programa de trabajo fig. 1.5.2

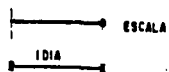
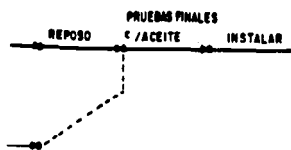
PROGRAMA DE TRABAJO PARA EL SECADO Y PRUEBAS DE UN TRANSFORMADOR DEL BANCO 28-A DE S.E. EL SALTO





CONTINUA EN LA SIG. PAG.

* (CALCULAR EL TIEMPO DE DESVIACION APROXIMADAMENTE 4 DIAS MAS)



TIEMPO DE USO DE LA PLANTA 10 DIAS

i) Recursos humanos.- Son los encargados de realizar el trabajo:

- Ingeniero
- Sobrestante "B" a "A"
- Mecánico eléctrico especial
- Mecánico eléctrico "B" a "A"
- Ayudante mecánico eléctrico
- Soldador
- Ayudante de soldador

j) Recursos materiales

- Solventes dieléctricos
- Manta cielo
- Estopa
- Jerga
- Birlos de celoron
- Tuercas de celoron
- Aceite dieléctrico nuevo
- Aire seco
- Mangueras
- Papel filtro
- Baleros
- Nitrico de $\frac{1}{2}$ y $\frac{1}{4}$
- Filtros para desgasificador -900-820-040

k)Equipo

- Unidad de desgasificación 900-820-040
- Mano - vacumentro
- Mangueras
- Nitrogeno alta pureza
- Aire seco
- Medidor de vacio
- Termómetros
- Amperímetros
- Multímetros
- Medidor F.P.

m) De acuerdo al programa de trabajo las actividades son las siguientes:

- 1.- Bajar aceite dieléctrico con nitrógeno N_2 del tanque principal:

Esto es se integra nitrógeno por la instalación del equipo inerte para ayudar al filtro de estación a bajar el aceite y depositarlo en su recipiente. Cuidando que con esto que no se contaminen mas de humedad los aislamientos.

2.- Bajar radiadores:

Esta actividad se preparan las bridas necesarias y los empaques de nitrilo. Para poder sellar los conductos de los radiadores, ya que dichos radiadores no soportan vacío. Teniendo cuidado de que el por ciento de humedad relativa en el medio ambiente no deberá ser mayor al de 60%.

4.- Checar fugas

3.- Presurizar el transformador a 5 Lb/iN:

Esto se hace con el fin de verificar si no hay fugas en las bridas que se colocaron ó en alguna otra parte del tanque principal y marcar:

Es con el fin de que cuando se revise internamente el transformador se empaquen y se sellen dichas fugas.

5.-Instalación unidad desgasificadora instrucciones y manejo:

Es necesario de disponer de un transformador de capacidades 112.5 KVA de 23 KV/220 volts. Conectar manguera de diámetro de 4" para vacío del transformador a unidad desgasificadora.

UNIDAD DE DEGASIFICACION 900-820-040 ALFA LAVAL.

DESCRIPCIÓN

GENERAL.- La unidad purificadora de aceite aislante, de la serie 820, modelo 900-820-040 consiste esencialmente de tres sistemas.

- a) Cámara de desgasificación
- b) Sistema de vacío
- c) Sistema de entrenamiento

La unidad incluye también dispositivos auxiliares, tales como válvulas, manómetros, termómetros y dispositivos eléctricos, los cuales van montados en el tablero principal y son operados por botones de arranque e interruptores eléctricos.

La unidad va montada sobre una base 13" de largo x 6" de ancho.

CÁMARA DE DESGASIFICACION

La cámara de desgasificación esta equipada con una válvula manual para romper vacío, un indicador de presión absoluta y un indicador controlador de presión absoluta. Además esta provista de una válvula de seguridad. La cual garantiza que la presión de la cámara no pueda ser elevada mas allá de 5 PSIG.

La cámara cuenta con una tapa unida al cuerpo principal mediante tornillos y utilizando, como medio de sello un empaque de neopreno.

En la tapa se encuentra dispuesta tres mirillas que nos permite observar el proceso de desgasificación dentro de la cámara.

Tanto la cámara como su tapa van pintadas interiormente con pintura blanca a base de poliuretano.

SISTEMA DE VACÍO

El sistema de vacío consiste en una bomba stokes, mod. 900-212-11 con reforzador de vacío stokes, mod 900-615-1.

SISTEMA ELÉCTRICO

El sistema eléctrico de la unidad desgasificadora, esta diseñado para trabajar en una fuente de energía eléctrica de 220 volts 50/-60 ciclos, tres fases, la energía eléctrica es alimentada através de los interruptores termomagnéticos a los arrancadores de los motores y demás componentes eléctricos.

Para el circuito de control se utiliza un transformador de voltaje, el cual reduce el potencial de 220 volts, a 110 volts, este voltaje es utilizado en todos los circuitos de control.

SISTEMA DE ENFRIAMIENTO

El sistema de enfriamiento utilizado para mantener a temperatura de trabajo al sistema de bombeo que consiste básicamente en:

- a) Bomba de circulación con motor de ¼ H.P.
- b) Radiador completo, incluyendo ventilador de enfriamiento, con motor de ¼ H.P.
- c) Tanque de expansión con nivel de líquido.
- d) Medio refrigerante a base de operación.

El sistema de enfriamiento de agua glicol se utiliza como se dijo anteriormente, para mantener al sistema de enfriamiento cuenta con un dispositivo (termostato), el cual esta graduado a una temperatura de 70°C, abriendo cualquier incremento de la misma.

Una vez lleno el sistema, éste se convierte en un circuito cerrado y no requiere mayor mantenimiento.

La temperatura de operación de nuestro sistema de vacío Stokes, oscila entre el rango de 10°C a 80°C máximo.

La unidad se entrega con una carga de agua glicol y lista para operarse.

LUBRICANTES

La buena operación de nuestro sistema de vacío F.J. Stokes depende de gran parte del tipo de aceite que se utilice. Consulte su técnico de servicio Alfa Laval, quien con mucho gusto le recomendará el aceite apropiado.

FILTRO

Ver última sección.

INSTALACIÓN

La unidad purificadora de aceite ha sido ensamblada sobre una base y se ha sometido a pruebas en fábrica.

LOCALIZACIÓN Y MONTAJE

El sistema de purificación de aceite es una unidad portátil. Ha sido diseñada de tal modo, que cumple con los estándares para poder ser montada sobre un trailer cerrado, sin que tengan que hacer modificaciones costosas.

CONEXIONES AL SISTEMA DE ACEITE

Todas las tuberías, válvulas, así como bombas de circulación, vienen interconectadas y probadas de fábrica. Cuando se tenga la necesidad de cambiar el aceite a los sistemas de vacío, favor de referirse a las instrucciones específicas que se encuentran adjuntas al presente manual.

ELÉCTRICOS

IMPORTANTE: Todos los interruptores y componentes eléctricos montados en el tablero, deben estar señalando la posición fuera (OFF), antes de conectar el equipo a la línea eléctrica.

Conecte usted la unidad a una fuente de energía de 220 volts, 50/60 ciclos, 3 fases, utilizando el cable de calibre adecuado, siguiendo el diagrama eléctrico adjunto.

Todos los componentes de la unidad purificadora han sido previamente interconectados y probados en la fábrica.

TUBERÍA DE VACÍO

Todas las partes roscadas que se utilizan para interconectar componentes en un sistema de vacío, deben de estar cuidadosamente apretadas y limpias de cualquier material extraño que evite su perfecta unión.

Para evitar fugas, recomendamos que una vez apretada una unión, no se trate de aflojar o mover. Cada vez que se afloje o desarme un sistema o unión de vacío, es recomendable se limpie y se le agregue un material de sello al volver a ensamblar (LOCTITE).

PRECAUCIÓN: La cinta de teflón nunca se debe usar como medio de sello.

Revise que las caras de las bridas estén libres de materiales tales como rebabas, basura, etc.

Si Usted utiliza conexiones de brida del tipo "O" ("O" RING) aplique una pequeña película de grasa para alto vacío.

PRECAUCIÓN: No ponga grasa de vacío dentro de las ranuras para los "O" RINGS, ya que esto impide un sello adecuado, causando fugas.

NOTA: En sistemas de vacío, es esencial para una operación eficiente, que todos los tornillos de las bridas estén bien apretados y que éste apriete se efectúe de manera uniforme.

LUBRICACIÓN INICIAL Y LUBRICACIÓN DE MANTENIMIENTO

Los lubricantes para la bomba de vacío son aquellos que se especifican en el manual de instrucciones adjunto. Lubrique Ud. todas las bridas y juntas, aplicando una pequeña cantidad de grasa para alto vacío. Esta grasa debe tener un rango mínimo de presión de vapor de 1×10^{-6} con un punto de fusión de aprox. 50°C.

OPERACIÓN

GENERAL

Todas las fases del ciclo de operación son controladas por interruptores localizados en el tablero de control y por las diferentes válvulas localizadas en la unidad. Todas las válvulas van marcadas para su identificación. Una vez que se tengan todos los interruptores en la posición fuera (OFF), y las válvulas cerradas (CLOSE), procedase como sigue:

ARRANQUE

- Cierre el interruptor principal de navajas, (éste interruptor es suministrado por el cliente).
- Coloque todos los interruptores termomagnéticos en posición dentro o conectados (ON).
- Abra la válvula de vacío (V-3).
- Oprima el botón de arranque de la bomba mecánica (2-PB), observe la rotación de la bomba mecánica. Si la rotación no es correcta, pare inmediatamente, si la rotación es correcta, todos los demás motores girarán correctamente. Las lámparas piloto verde (1 PL-G/1 PL-P) encenderán indicando que la bomba de vacío está trabajando.

- Cuando la presión alcance 1 mm. Hg. o menos abra la válvula (V-7) y la válvula de entrada (V-4).

- Gire el selector de la bomba de entrada (2- SS) a la posición (ON).

- La lámpara piloto color verde correspondiente debe iluminarse indicando que la bomba esta trabajando. Automáticamente la válvula (V-1) abrirá, y el piloto indicador en el tablero de flujo se iluminara. Si después de pasar un tiempo prefijado (30 seg.) controlado por el relevador de tiempo (TD1) y si el interruptor de flujo (FS-1) no se ha cerrado, la bomba de entrada parará automáticamente y tambien en forma automática se cerrara la válvula (V-1). Si esto sucediera, nos indicaria que existe aire en la linea de entrada o el caudal de aceite es insuficiente, por lo que en algunas ocasiones debe de repetirse el arranque hasta asegurar que la linea de entrada este libre de aire y se inicie el flujo del aceite a tratar.

- Con la bomba de entrada trabajando y la válvula (V-1) abierta, puede girarse el selector del calentador (4-SS y 4SS-A) a la posición de $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{2}$, $\frac{3}{4}$ o completo. Una luz piloto de color verde se iluminara indicando asi que el calentador está funcionando.

- El calentador de aceite se desconectara automáticamente cuando el aceite alcance la temperatura seleccionada en el control e indicador de temperatura (ITIC).

Nota: Para la protección del aceite a tratar, la unidad calefactora cuenta con un dispositivo de seguridad (THERMOSTATO-ITAS) que impide sea elevada la temperatura a más de 60°C.

- Llénese la cámara de desgasificación hasta alcanzar aproximadamente la tercera parte de su volumen.

- Abra las válvulas (V-8) , (V-9) y la válvula de desvío (V-6).

- Gire el selector de la bomba de descarga a la posición " auto " , las lamparas piloto de color verde (4LT-P) y (4LT-G) indicaran que la bomba esta trabajando.

- Cuando el aceite ha sido reciclado hasta alcanzar la temperatura deseada y el nivel de vacio es de 1mm de Hg. habrá la válvula de descarga (V-5) y cierre usted la válvula de desvío (V-6).

- El nivel de aceite se mantendrá automáticamente entre las posiciones 2 y 3 del interruptor de nivel. Cuando el aceite alcance el nivel de la posición 3, la válvula (V-2) cerrara automáticamente y cuando el aceite alcance la posición 2, la válvula (V-2) abrirá automáticamente.

- El controlador de vacio (APIC-1) hará sonar una alarma e iluminarse la lampara piloto (9LT-P) cada vez que el vacio sea menor al seleccionado en el instrumento. La selección de vacio se hace mediante la aguja roja.

- Para ajustar el flujo de entrada hágase lo siguiente:

- a) Determine el flujo de entrada utilizando el totalizador y un cronometro
- b) Controle el flujo ajustando la válvula (V-9) y la válvula (V-14) de tal manera que el nivel de aceite se mantenga lo mas posible entre la parte media y superior del interruptor de nivel.

PARO

Nota: Apague usted el calentador de aceite 30 min. antes de proceder a pagar la unidad. Esto es muy importante para proteger la vida del calentador y evitar la carbonización del aceite estancando dentro de la unidad calefactora.

- Pare la bomba de entrada (P-1) y cierre la válvula (V-4).
- La bomba de descarga (P-2) parará automáticamente debido al control automático de los niveles.
- Cierre la válvula de descarga (V-5) y la válvula de vacio (V-3).
- Pare el sistema de vacio y rompa vacio mediante la válvula (V-11).

Nota: Tanto la válvula (V-9) como la (V-14) deben permanecer en la posición de ajuste para la siguiente operación.

ALARMAS Y CONTROLES

El calentador de aceite no se podrá energizar si la bomba de entrada (P-1) no está energizada.

El interruptor de flujo (FS-1) localizado en la línea de entrada de aceite no permitirá la operación del calentador, de la bomba de entrada (P-T) y de la válvula automática (V-1) al no existir flujo o ser insuficiente.

El controlador de temperatura (ITIC) del aceite desconectará al calentador una vez que la temperatura alcance el valor seleccionado se ha interconectado un dispositivo que impedirá que la temperatura del aceite se mayor de 60°C.

Nota: Por ningún motivo exceda la temperatura del aceite a 60°C.

Si el nivel de aceite subiera, llenando la cámara, la bomba (P-1) se parará automáticamente, la válvula (V-1) se cerrará automáticamente y habrá una alarma audible y visible. Una vez que el aceite alcance el nivel de operación normal se podrá restablecer la operación de la bomba (P-1) y la válvula (V-1).

Si el nivel de aceite es sumamente bajo, la bomba de descarga (P-2) parará automáticamente. La válvula (V-2) cierra cuando el aceite alcance la posición máxima de trabajo y abre cuando alcance la mínima.

El indicador controlador de presión absoluta (APIC) esta interconectado de manera que se tendrá una alarma audible y visible, para pérdidas de vacío mayores de 5mm de Hg.

Si la temperatura de operación del sistema de alto vacío excediera de 70°C parará el sistema de vacío, operando una alarma audible y encenderá la lámpara piloto color rojo (6LT-P).

SECUENCIA ELÉCTRICA TÍPICA

Al oprimir el botón de arranque (2-PB) se energiza el sistema de vacío, al energizarse el arrancador (1M). Las luces pilotos verdes (1-LP) y (1LP-G) se iluminarán.

Cuando la presión alcance 5 mm. Hg o menos, se esenergizara la lámpara piloto (9LT-P) que es pérdida de vacío en la cámara, el revelador (15-CR) se energizara.

Coloque el selector (2-SS) de la bomba de entrada en la posición "dentro".

El arrancador (3M) se energizara y se encenderán las lámparas piloto de color verde (3LT-P) y (3LT-G).

El actuador de la válvula (V-1) se abrirá através del revelador (3M) energizandose la lámpara piloto en el tablero de flujo (2LT-G).

Nota: El revelador de tiempo (TD-1) se mantendrá energizado por 30 seg. al momento de colocar el selector (2-SS) en la posición dentro (ON).

El switch de flujo (FS-1) cerrara para mantener energizado el revelador (3M).

Cuando el aceite alcance el nivel número 1, el interruptor de niveles (1-FS) cerrara energizado el revelador (9-CR).

Al continuar el nivel de líquido subiendo hasta llegar a la posición del nivel número 2, el interruptor (2-FS) abrirá desenergizando al revelador (7-CR), permitiendo que el arrancador de la bomba de descarga (4M) pueda trabajar. Las lámparas piloto (4LT-P) y (4LT-G) se iluminaran, indicando que la bomba de descarga esta trabajando.

Al continuar subiendo el nivel de aceite a la posición número 3 el interruptor (3-FS) se cerrara energizado al revelador (5-Cr) el cual a su vez energizada al revelador (6-CR), el cual manda una señal a la válvula (v-2), para que esta cierre.

Importante: El nivel de aceite debe ser manteniendo entre los niveles 2 y 3 para un adecuado funcionamiento de la unidad.

Si el nivel de aceite rebasa el nivel número 4, el interruptor (4-FS) abrirá desenergizado el revelador (4-CR). El nivel de aceite continuara elevándose hasta alcanzar la posición número 5. En este momento cerrara el interruptor (5-FS) que asu vez energizara al revelador (3-CR).

Al energizarse el revelador (3-CR) se desenergiza al revelador de sostén latch relay (1-CRL) que a su vez desenergiza al revelador de la bomba de entrada (3M) y el actuador de la válvula (V-1) cierra. La lámpara piloto de color rojo (8LT-P) se iluminara.

En este momento la señal audible sonará por haberse energizado através del revelador (3-CR).

Nota: Para evitar la inundación de la cámara es importante colocar el selector (3-SS) en posición "auto"

Una vez que el nivel de aceite haya bajado hasta la posición número 3 la bomba de entrada se energizará para poder continuar con la operación.

CONTROLADOR DE LA TEMPERATURA DEL ACEITE

- a) Gire el selector (4-SS y 4 ss-4) a la posición deseada, ¼ , ½ , ¾ o completo.
- b) Para fines de esta explicación gire el switch selector (SS-4) a la posición de 1/4.

1.- Al energizar la bomba de entrada se energizarán los relevadores (3M) y (CON-1). Se energizará el calentador y se iluminan las lamparas piloto de color verde (5LT-P) y (5LT-G).

2.- Cuando la temperatura alcance la seleccionada en el controlador (ITIC) se desenergizará (CR-1) desconectando el calentador.

Las lamparas piloto (5LT-P) y (5LT-G) se apagan.

FILTRO

Para remplazar el elemento filtrante se puede usar la siguiente guía.

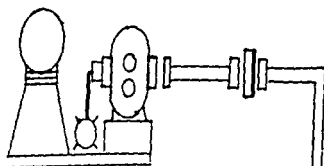
Si se usa el filtro (F1-1) o (RP-1) se requerirá el adaptador número 085-31-503.

Si se usa el filtro (F2-2) se requerirá el uso del adaptador número 085-31-502.

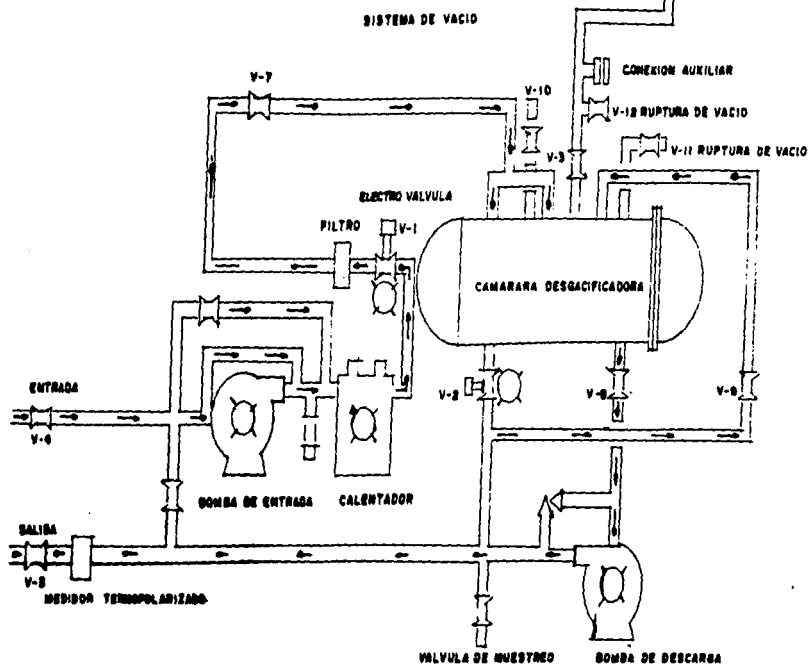
Para una filtración de 5 micrones, use el elemento número 085-31-504.

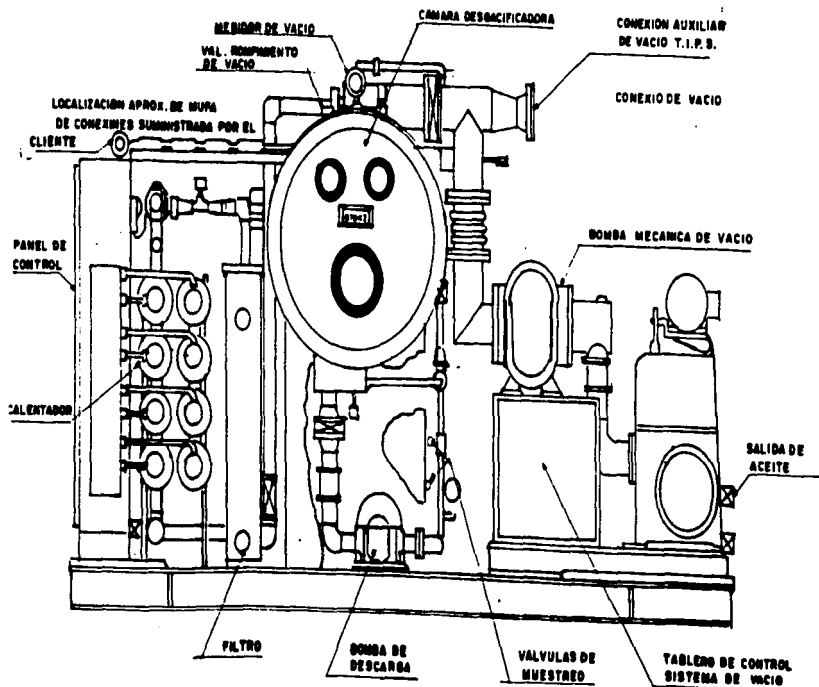
Para una filtración super fina de 0.5 micrones use el elemento número 085-29-340.

UNIDAD DE DESGACIFICACION 000-020-040
Sobre PLATAFORMA MOVIL
SERIE 020
MEXICO



SISTEMA DE VACIO





UNIDAD DESGASIFICADORA MARCA STOKES MOD. 820-40

VÁLVULAS Y BOMBAS DE PLANTA DE TRATAMIENTO MARCA STOKES MOD. 820-40

NÚMERO	TIPO	FUNCIÓN
V-1	AUTOMÁTICA	ES CONTROLADA POR LA BOMBA DE ENTRADA DE ACEITE (P-1)
V-2	AUTOMÁTICA	ES CONTROLADA POR LA BOMBA DE DESCARGA DE ACEITE (P-2)
V-3	MANUAL	PARA EL VACÍO DE LA CÁMARA DESGASIFICADORA
V-4	MANUAL	PARA LA ENTRADA DE ACEITE A LA CÁMARA DE TRATAMIENTO
V-5	MANUAL	PARA DESCARGA DE ACEITE (SALIDA DE PLANTA DE TRATAMIENTO)
V-6	MANUAL	PARA RECIRCULACION INTERNA DE ACEITE
V-7	MANUAL	PARA ENTRADA DE ACEITE A LA CÁMARA DESGASIFICADORA
V-8	MANUAL	PARA SALIDA DE ACEITE DE LA CÁMARA DESGASIFICADORA
V-9	MANUAL	PARA AJUSTE DE FLUJO DE ACEITE DE SALIDA DE LA CÁMARA DESGASIFICADORA
V-10	MANUAL	PARA HACER VACÍO AL TRANSFORMADOR
V-11	MANUAL	PARA RUPTURA DE VACÍO DE CÁMARA DESGASIFICADORA
V-12	MANUAL	PARA RUPTURA DE VACÍO DE SISTEMA DE VACÍO
V-13	MANUAL	PARA DRENADO DE BOMBA DE ENTRADA DE ACEITE (P-1)
V-14	MANUAL	PARA AJUSTE DE FLUJO DE ACEITE DE ENTRADA A LA CÁMARA DESGASIFICADORA
V-15	MANUAL	PARA PRESIÓN DE ACEITE DE RETORNO
V-16	MANUAL	PARA MUESTREO DE ACEITE DE ENTRADA
V-17	MANUAL	PARA MUESTREO DE ACEITE DE SALIDA
V-18	MANUAL	PARA DRENADO DE LA CÁMARA DESGASIFICADORA
V-19	MANUAL	PARA PURGA DE LA BOMBA DE VACÍO
P-1		BOMBA DE ENTRADA DE ACEITE
P-2		BOMBA DE SALIDA DE ACEITE
		BOMBA MICROVAC (PARA VACÍO)
		BOMBA BOSTER MECÁNICA (PARA ALTOS VACÍOS)

6.- TRATAMIENTO DE 2000 LTS. ACEITE DIELECTRICO NUEVO.

Este aceite se usará para recircularlo entra las bobinas y el núcleo. Para el proceso de secado que se utilizará, teniendo pruebas de f.p y rigidez dieléctricas de acuerdo a lo ya mencionado.

7.- REVISIÓN INTERNA

a) Cambiar la atmósfera del transformador que contiene nitrógeno (N₂) por aire seco. Antes de abrir el transformador, reducir la presión interna en el tanque a cero abriendo una válvula tanque principal. Si el nitrógeno no ha sido extraído completamente del transformador, usar una máscara de oxígeno para entrar a éste.

b) Abrir el transformador y con flujo de aire seco lavar bobinas. Esto es para que el gas en la cámara deberá ser reemplazado con aire seco (cerca del 20 % de oxígeno) para poder respirar; esto evita que la humedad se condense sobre cualquier superficie que este más fría que el aire circulante. La humedad en materiales aislantes disminuye su rigidez dieléctrica y puede ser causa de envejecimiento del transformador. Una vez realizado lo anterior se procede a revisar los aislamientos.

Aislamiento principal o mayor: el cual comprende la separación entre devanados diferentes de una misma fase, así como la separación entre devanados y tierra.

Aislamiento menor: que comprende la separación entre espiras (vueltas) adyacentes y además la separación entre secciones del mismo devanado.

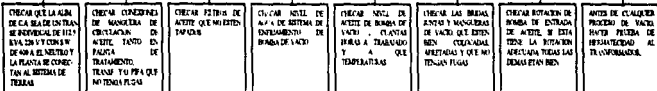
Aislamiento entre fases diferentes: que comprende la separación entre los devanados de éstas fases.

Además se revisan el papel aislante de altas características de rigidez dieléctrica; madera, vidrio, porcelanas, etc.; de acuerdo a sus características térmicas, los aislamientos se clasifican en la clase "A", los cuales deben operar a temperaturas máximas de los 105°C, sin pérdida de vida por degradación térmica.

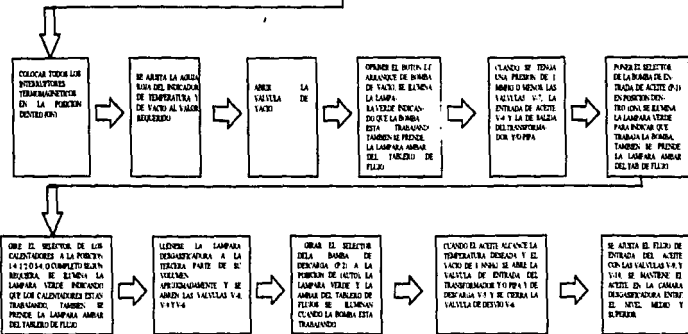
Los aislamientos tienen una excelente resistencia dieléctrica y bajas pérdidas dieléctricas cuando está seco, pero absorbe humedad muy rápido con objeto de superar ésta dificultad debe ser secado.

c) Se lavan las bobinas. Esto se hace con el fin de hacerle limpieza total a los aislamientos, tanque, bobinas, boquillas, conectores, etc.. Después de haber realizado lo anterior se procede a hacerle secado al transformador.

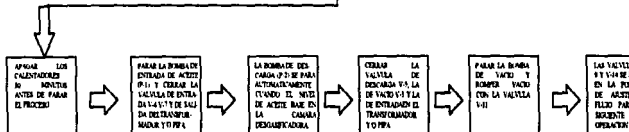
PLANTA DE TRATAMIENTO



INICIO DE VACIO Y RECIRCULACION DE ACEITE



PARO DE VACIO Y RECIRCULACION DE ACEITE



CAPITULO II

DESCRIPCIÓN DE UN SISTEMA HIDROELECTRICO (SISTEMA HIDROELECTRICO NECAXA)

2.1.- GENERALIDADES

2.1.1.- EVOLUCIÓN DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA EN MÉXICO

En nuestro país el aprovechamiento de la energía de los ríos es muy antiguo; desde el momento de la conquista los españoles introdujeron en México el uso de la rueda hidráulica y apareció la industria textil y la industria de los molinos de trigo, a las orillas de las corrientes permanentes que tenían desnivel de importancia.

Fue hace 122 años cuando en el mundo empezó a divulgarse el invento del dinamo, la máquina que permite convertir la energía mecánica en energía eléctrica; a partir de ese momento empezó a crearse y extenderse la industria eléctrica en todo el mundo; y fue hasta el año 1881 que se planteó en México el establecimiento de plantas de energía eléctrica, primero con fines de servicio municipal, y en el año de 1889 se inició la utilización de la energía eléctrica en la industria de la transformación de la minería, exclusivamente energía hidroeléctrica.

La industria textil, que estaba trabajando a base de ruedas hidráulicas, a partir de 1890 fue modernizando sus instalaciones para generar energía eléctrica y utilizarla con fines industriales.

El hecho de que no se hubiera desarrollado la generación de la energía termoeléctrica, sino hasta principios de este siglo fue a consecuencia de que se carece de carbón industrial mineral distribuido en el país.

A fines del siglo pasado apareció y divulgó el uso del petróleo en el mundo, y a principios del presente se iniciaron las perforaciones y las primeras exploraciones en nuestro país; fue hasta entonces que se inició el aprovechamiento del petróleo para producir energía termoeléctrica.

Hasta principios del presente siglo las más importantes instalaciones de energía eléctrica en México tenían objetivos privados, es decir, generaban energía eléctrica para uso de las empresas (ya sea mineras, textiles o de molinera de trigo) y servicio de alumbrado público, "The Mexican Light and Power Company LTD", conocida como "Compañía Mexicana de Luz y Fuerza del Centro S.A".

Inició sus actividades adquiriendo las concesiones de las pequeñas empresas que existían y que daban servicio a la ciudad de México. El primer paso que dio fue consolidar las concesiones para crear una zona bastante amplia de distribución y enseguida inició la construcción de la importante obra hidroeléctrica de Necaxa, que en los primeros años de este siglo fue una de las más importantes del mundo por su proyecto y ejecución.

2.2.2.- APUNTE CRONOLÓGICO DEL SISTEMA HIDROELÉCTRICO NECAXA E INSTALACIONES DEL PAÍS

1903 El 24 de Marzo, se otorga la concesión a la Cia. Mexicana de Luz y Fuerza, para el aprovechamiento de las aguas de los rios de Necaxa, Tenango y Xaltepuxtlá; en Distrito de Huauchinango, Pue; en Junio de ese año se iniciaron las obras de construcción de la planta de Necaxa, además se compraron los derechos de la Société Du Necaxa sobre la región. Los cuales habian sido logrados a principios del siglo por un señor Vacquié.

1905 el domingo 3 de Diciembre, a las 5 P.M. se efectuó la primera prueba de la planta de Necaxa y el Miercoles 6 de Diciembre se condujo la energia eléctrica a la Ciudad de México, en forma permanente. Se compró la Cia. Mexicana de Electricidad (4U de 8000 kw); y se construyó la línea de transmisión Necaxa- México con longitud de 153 Km, y se amplió hasta El Oro, centro minero ubicado a 122 Kms del D.F.

En Agosto de ese año, quedaron completamente instaladas las 6 primeras unidades de la Planta de Necaxa, con una capacidad total de generación de 37,500 Kw.

1905-1906 se compraron la Cia. de gas y Luz Eléctrica del D.F.: Cia. Explotadora de Las Fuerzas Hidroeléctricas de San Idelfonso (Hidroeléctricas Villada Fernández Leal Tlilan, Chiluca, Mandin) y Alameda (dos unidades de 120 Kw) y la Termoeléctrica Verónica (840 Kw).

1906 Necaxa contaba con seis unidades de 37,500 kw.

1907 Se obtuvo la concesión para Puebla, Hidalgo, Edo. Méx., Michoacán y la totalidad del D.F.

1908-1909 Necaxa aumentó su capacidad a 50,000 kw.

1910 La Cia Irrigadora de Luz y Fuerza del Edo. de Hidalgo adquirió las propiedades y concesiones de la Cia Eléctrica Irrigadora del Edo. de Hidalgo (zona minera de Pachuca), y cambió su nombre por Cia. Mexicana de Pachuca, y construyeron las líneas Pachuca-Necaxa, Amecameca-D.F..

1911 Se compró la Cia. Mexicana S.A. de Guadalupe. Se terminó la planta de Texcapa con dos unidades de 280 kw, se terminó la séptima unidad en Necaxa de 16,500 kw, lo que aumentó su capacidad a 66,000 kw y se construyeron las obras de captación de aguas, que comprenden más de 30 kms de túneles para conducir el agua al vaso de Necaxa. Además se terminó la construcción de 5 grandes presas, con capacidad de 173 millones de metros cúbicos.

1912 Se compró la Cia de Luz y Fuerza del Oro.

1914 Se instaló en Necaxa la octava unidad de 16,500 kw lo que la hizo aumentar la capacidad a 82,500 kw.

1920 Se desmantelaron por incosteables las plantas de Verónica y de San Lázaro.

1921 Se inició la construcción de la planta de Tepexic 4 kms abajo de la planta de Necaxa, y se inició la modernización de la planta de vapor de Nonoalco. Además en ese año se compraron las acciones de la Cia Hidroeléctrica de Rio de la Alameda.

1922 Se terminó Nonoalco con capacidad de 500 kw; con línea El Oro-Anganguero.

1923 Se inauguró la planta de Tepexic, construida a 683 mts sobre el nivel del mar. Las aguas que mueven esta planta, después de haber sido aprovechadas en Necaxa son conducidas por un túnel de Cerca de 4 km de longitud. En ese año, Tepexic trabajó con dos unidades de 15,000 kw cada una. Además se terminó la construcción de la hidroeléctrica Alameda con capacidad de 8,880 kw.

1927 Se agregó la tercera máquina a Tepexic, con lo que la capacidad de ésta ascendió a 45,000 kw, que es con la que trabaja actualmente.

1928 En Nonoalco se instaló la segunda unidad, aumentado así su capacidad a 30,000 kw. Se sustituyeron Villada Fernandez, Leal Tilián por 3,240 kw de otras. Se reconstruyeron las plantas de Juandó y Cañada. Además se terminaron de construir la Cia. de Luz y Fuerza de Toluca S.A. (614 kw) y la Temascaltepec con 2,336 kw (la única de Mexican light de 60 ciclos/seg.).

1929 Se terminó la línea Alameda-Pichahuac.

1930 Se terminó Lerma con capacidad de 52,000 kw y se desmanteló el sistema San Idelfonso, además se compró la Cia. de Luz y Fuerza eléctrica de Cuernavaca S.A. con 200kw, se le instaló una unidad de 260 kw y su capacidad aumentó a 460 kw.

1937 Se reconstruyeron las nueve unidades de Necaxa, aumentándose la capacidad de la planta a 99,000 kw.

1940 Se modernizó Zictepec, Zepayautla y San Simón aumentando a 3,500 kw.

1950 La compañía instaló una décima unidad de 16,000 kw en la planta de Necaxa, de manera que la capacidad instalada en la planta ascendió a 115,000 kw.

1951 A principios de año la compañía inició las obras de Patla, tercera en el sistema escalonado de Necaxa, además perforó un túnel de más de 6 kms de longitud, que conduciría las aguas de la planta de Tepexic a Patla.

1954 En Octubre de ese año se inauguró la planta de Patla. Esta planta constaba de tres generadores de eje vertical acoplado directamente a turbinas de 21,000 hp cada una, con una capacidad total de generación de 45,000 kw.

2.2 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA DEL SISTEMA HIDROELÉCTRICO DE NECAXA

La región de Necaxa se encuentra aproximadamente a 20° 15' de altitud norte y a los 98° al oeste del meridiano de Greenwich, variando la altura desde los 500 mts. Hasta los 2500 M.S.N.M. se localiza a 153 km. hacia el noroeste del Distrito Federal.

El aprovechamiento hidráulico de Necaxa consta de una variedad de tomas de agua que captan aproximadamente unos 40 rios de la zona norte de la sierra de Puebla; se encuentra enclavada en la Sierra Norte de Puebla y en parte de la Sierra Madre Oriental.

2.3 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

Este es un sistema escalonado de plantas siendo la planta de Tezcapa la que se localiza a mayor altitud sobre el nivel del mar (1387 M.S.N.M.) aprovecha solamente el agua que baja de las presa altas y después sigue hacia Necaxa. La capacidad de ésta planta es de 5360 kw y fue puesta en servicio en el año de 1928.

El sistema eléctrico básico, está formado por tres plantas que son Necaxa, Tepexic y Patla las cuales forman un sistema escalonado o en cascada donde se genera la energía eléctrica y después es concentrada en la S.E. "El Salto" en donde se transmite a la ciudad de México.

2.3.1 PLANTA DE NECAXA

En la actualidad la planta de Necaxa cuenta con 10 generadores: 3 unidades con una capacidad de 7000 kw, cada una de las turbinas tienen una capacidad de 11,000 hp, de cada una 3 unidades con una capacidad de 8000 kw cada una, las turbinas tienen una capacidad de 11,000 hp además hay otra unidades con una capacidad de 16,000 kw cada una, las turbinas tiene una capacidad de 22,000 hp. Las turbinas son de impulso, tipo pelton de eje vertical entregando una potencia efectiva aproximadamente de 146,000 hp, que equivale aproximadamente a 109,000 kw.

Todos los generadores operan a una tensión de 4.4 kv, con lo que se alimenta los bancos de transformadores que elevan a 85 kv, son 4 bancos, con una capacidad de 115,000 kva. La energía eléctrica generada es enviada a la S.E. El Salto, por medio de 4 líneas de transmisión de 85 kv.

2.3.2 PLANTA DE TEPEXIC

La planta de Tepexic cuenta con tres generadores de 15,000 kw con turbinas de reacción tipo francis, de eje horizontal de 20,000 hp cada una, entregando una potencia de 45,000 kw.

Hay tres bancos de transformadores de 15,000 kva cada uno que elevan el voltaje de generación de 6.6 kv a 85 kv que es la tensión a la cual transmite la energía eléctrica generada, por medio de dos líneas de transmisión de 85 kv, hacia la S.E. "El salto".

2.3.3 PLANTA DE PATLA.

La planta de Patla cuenta con tres generadores de 15,000 kw con turbinas de reacción tipo francis, de eje horizontal de 20,000 hp cada una, entregando una potencia de 45,000 kw.

Hay tres bancos de transformadores de 15,000 kva cada uno que elevan el voltaje de generación de 10.5 kv a 85 kv que es la tensión a la cual transmite la energía eléctrica generada, por medio de dos líneas de transmisión de 85 kv, hacia la S.E. "El salto".

2.3.4 SUBESTACIÓN EL SALTO.

La S.E. "El Salto" se construyó con el objeto de controlar y distribuir el grueso de la energía generada en las tres plantas. A ésta S.E.: llegan 8 líneas trifásicas de 85 kv procedentes de: 4 de Necaxa, 2 de Tepexic y 2 de Patla.

Además están instalados dos bancos de transformadores de 100,000 kva cada uno y un transformador de reserva. De la S.E.: "El Salto" salen 2 líneas de transmisión de 85 kv y 2 líneas de transmisión de 230 kv., siendo estas las que transmiten a la Ciudad de México (ver fig.2.3.4).

DIAGRAMA UNIFILAR

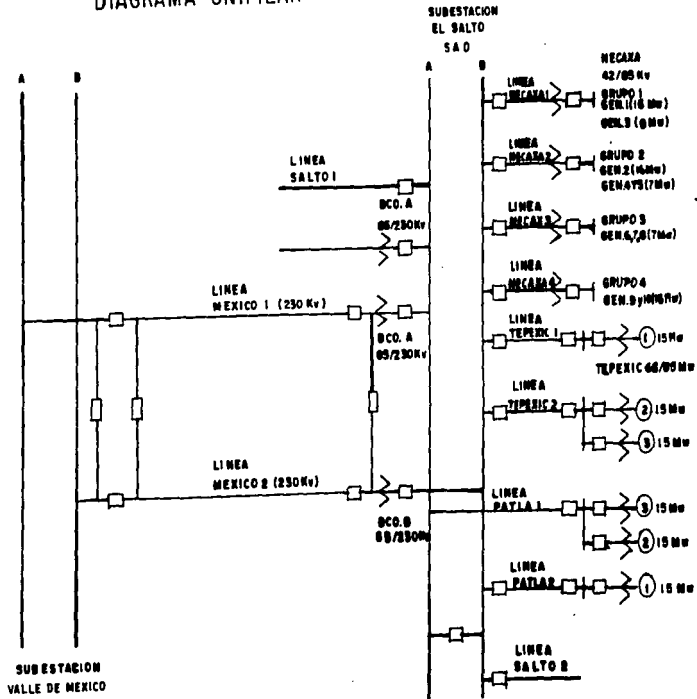


Fig. 2.3.4

2.3.5. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA HIDRÁULICO

En el sistema de Necaxa se captan las aguas de los ríos Laxaxalpan y Necaxa con sus respectivos afluentes. Estos ríos aguas abajo alimentan al río Tecolutla.

La cuenca del sistema tiene una extensión de 1336 km² de los cuales 456 corresponden a la cuenca del río Necaxa y sus afluentes y 880 corresponden a la cuenca del río Laxaxalpan y sus afluentes. El volumen promedio anual derivado y aprovechado para la generación de la energía eléctrica es de 420, 000,000 de m³ de agua, de los cuales el 30% de ese caudal corresponden al río Necaxa y el 70% al río Laxaxalpan.

El caudal de los ríos se conduce por varios canales y túneles para almacenarlos en 5 presas que son las siguientes:

- Necaxa con capacidad de 43,000,000 de m³
 - Tenango con capacidad de 43,100,000 m³
 - Nexaxa con capacidad de 15,500,000 m³
 - Laguna con capacidad de 43,500,000 m³
 - Los Reyes con capacidad de 26,100,000 m³
- Siendo un total de 171,200,000 m³

Presas de Los Reyes.- Esta presa es un lago artificial formado en la cuenca del río "Los Reyes o Ferrería" mediante la construcción de tres diques de arcilla que se conocen con Los nombres de dique principal, dique intermedio y dique chico; el dique principal tiene 23 m de altura sobre el lecho del río y 128 m de longitud, el dique intermedio tiene 3.5 m. de altura y 70m de longitud y el dique chico tiene 7m de altura y 420 m de longitud.

Las entradas de agua en la presa del Los Reyes son: el túnel Laguna-Los Reyes con capacidad de 10m³/s, y el curso natural de Los Reyes aparte de otros pequeños afluentes. Las vías de descarga son la torre toma y el túnel que atraviesa el dique principal controlado con una compuerta móvil manualmente con capacidad máxima de descarga 23m³/s, en la práctica no se descargan más de 10 m³ de agua.; además del canal de descarga de demasías con capacidad de 300 m³/s, y elevación de 2,342 mts. S.N.M..

El agua que se descarga por el derrame va a dar al río Naupan fuera de la cuenca del río Necaxa; este río es afluente del río San Marcos y más abajo es el río Cazones que desagüa en el Golfo de México.

El agua que descarga por el río principal pasa por una serie de canales y túneles que finalmente la entregan en el curso del arroyo Tlalcoyunga afluente natural del río Necaxa.

Presas laguna.- Es un lago artificial formado en la cuenca del arroyo de Apaxtla mediante la construcción de un dique de arcilla de 19m de altura sobre el lecho del río de 675 m de longitud. El arroyo de Apaxtla nace en la planicie del noroeste del Beristain y es afluente natural del río Necaxa.

Las entradas de agua a la presa Laguna son : un artificial construida por el canal del Carmen y otra natural que es el arroyo Apaxtla parte alta.

La laguna puede descargar por la torre toma y dos tuberías de 5'10" de diámetro. Sobre el canal formado por el río Apaxtla la torre toma, está dividida en dos secciones para la entrada del agua estando controlada cada una de estas por compuertas movidas por malacates controlados manualmente. Esta instalación se encuentra al lado de la presa.

Por el lado de afuera existen válvulas en extremo de cada tubería controladas a mano.

La capacidad máxima de descarga de ésta vía es de 15m³/s por válvula o sea 30m³/s entre las dos. Nos es conveniente descargar más de 10m³/s por el canal de Apaxtla debido alas erosiones que ocasionan en los taludes las descargas mayores de este valores. Por lo tanto sólo en caso de necesidad deberá pasar más de 10m³/s.

Otra vía artificial de descarga la constituye el túnel Laguna Los Reyes que pasa el agua del primero el segundo de estos vasos, el túnel está formado en parte por tuberías de hierro laminado de 4' de diámetro (por el lado Laguna) y un túnel revestido de concreto de 1.70 mts de altura por el lado Los Reyes, la longitud total del túnel es de 570 mts. y su capacidad de descarga es de 10 mts³/seg. La entrada del agua está controlada por una compuerta movida manualmente, montada el pie de una torre toma de concreto.

La tercer vía de descarga de Laguna la constituye el canal de derrame de Demasias que desagua sobre el vaso de Los Reyes, como este canal atraviesa la carretera México-Tuxpam no es conveniente pasar agua por ahí porque se interrumpe el tránsito.

Presa Nexapa. - Este es un vaso terminal de la tercera división, es un lago artificial formado sobre el hecho del río Necaxa mediante la construcción de un dique de arcilla de 44 mts. de altura por 325 mts de longitud. Sus entradas principales de agua son: la descarga del túnel Moyotla, que proviene de la línea de túneles y el curso natural del río Laxaxalpan.

Sus salidas de agua son: La descarga por la torre toma y canal que conduce el agua a Tenango, el derrame de Demasias, elevación de la cresta del dique 1364 mts.SNM, elevaciones del canal de derrame en la plantilla 1360 mts.SNM

Presa de Tenango. - Es un vaso artificial formado mediante la construcción de un dique de arcilla sobre el lecho natural del río Tenango y otros afluentes de éste que primitivamente venia del nombre de Nexapa.

El dique de Tenango tiene 39 mts. de altura, 2912 mts. de longitud, la cresta del dique está a la altura de 1353 mts. SNM.

Las entradas de agua a la presa de Tenango son el río que proviene de Acatlán, las descargas de Nexapa por el vertedor de Demasias y por el canal y túnel que provienen de la toma de Nexapa.

Las vías de salida de agua son: el canal del derrame; plantilla a la elevación de 1350 MSNM con capacidad de 380 mts³ /seg, desagua en una barranca que antiguamente no fue río; el agua desemboca al cauce del río Nexapa afluente al río Necaxa, la otra vía de descarga es el túnel Tenango-Necaxa, el túnel es un tubo de lámina de 9' de diámetro (igual a 2.70 mts) su longitud es de 1370 mts protegido a la entrada con rejas a la torre toma de Tenango y tres compuertas accionadas con motor eléctrico.

La capacidad de descarga de túnel depende de la diferencia de la altura del agua de Tenango de la de Necaxa y del grado de apertura.

La presa de Necaxa. - es un vaso artificial formado por la construcción de un dique de arcilla sentado sobre el lecho del río Necaxa; el dique tiene una altura de 56 mts, por 38 mts de longitud.

Las entradas de agua a la presa de Necaxa son: El curso de río Necaxa, la descarga del río de Acatlán la descarga del túnel de Tenango-Necaxa. Las vías de descarga de la presa

de Necaxa son: La torre toma que comunica con dos tuberías de 8' de diámetro que después de cambiarse en otras al pie del llegan finalmente a la casa de válvulas de Necaxa.

El derrame Norte es una vía de descarga que a la fecha se encuentra bloqueando para impedir la salida del agua por ese rumbo en atención al peligro de inundación en que posiblemente se perjudicaría la planta de Necaxa, en caso de hacerlo.

El derrame Sur es la única vía que se utiliza para descarga de demasías de la presa, es un canal artificial que desagua en el curso afluente del río Tenango que a la vez es del río Necaxa, capacidad de $1000\text{m}^3/\text{seg}$.

El río Necaxa se une abajo con el río Xaltepuxtle y luego con río Laxaxalpan, después con el río de Apulco aparte de otros afluentes de manos importancia y todos ellos forman el río Tecolutla que desagua en el Golfo de México.

DESCRIPCION DE LAS TOMAS DEL RIO NECAXA Y SUS AFLUENTES.

El río Necaxa que constituye el tronco de la primera división es el segundo de importancia en la zona, que tiene las toma siguientes:

La toma del canal del Carmen Sur, que deriva las aguas del río Necaxa, está compuesta de un pequeño muro de gravedad con un derrame en toda su longitud, en la margen izquierda está el canal de conducción con un vertedor de demasías, una compuerta transversal y otra lateral que hace trabajar ese tramo como desarenador. Su longitud es de 3.2 km. con capacidad de $10\text{ m}^3/\text{seg}$, tiene una segunda entrada de agua en la toma Ayotla.

La segunda división está formada por los ríos Cuacuila, Acaxotla, Piedras de Amolar y otros varios afluentes que terminan en la presa de Acatlán.

La toma de canal de Coacuila está formada por una cortina derivada con cresta vertedora, una reja a la entrada del canal una obra de demasías al principio del canal y como a 20 mts del inicio del canal una compuerta lateral y otra transversal. Deriva el agua del río Coacuila, no tiene compuerta de descarga, cuando hay que quitar agua se tira en la primera compuerta del canal.

Unos cuantos metro arriba de la toma de Coacuila existe un vertedor de aforos (estación donde se mide la cantidad de agua que pasa por el río).

La longitud total es de 8 km con capacidad de $5\text{ m}^3/\text{seg}$. Tiene 5 tuberías de sifón que atraviesan otras tantas barrancas de presines de terreno que se conocen como sigue:

- No. 1 Sifón del Carmen
- No. 2 Sifón de San Vicente
- No. 3 Sifón Tinejac
- No. 4 Sifón de Calera
- No. 5 Sifón Bobadilla

Además tiene el canal de Coacuila otra entrada de agua por la toma y canal de San Vicente.

Canal de San Vicente. - Longitud de 0.7 km con capacidad de $1.5\text{ m}^3/\text{seg}$., tiene las mismas características que la toma de Coacuila que termina en el sifón No. 1 (El Carmen) este último descarga en la entrada del túnel del Carmen en donde se unen con el canal del Carmen Sur.

Siguiendo el cause de río Necaxa, en la parte media de su cuenca baja, esta la toma del canal Tezcapa. El río tiene una pendiente regular y su cause es bastante estable. Y un poco antes del afluencia del arroyo de Tlalcoyunga con el río Necaxa, existe la toma de Tlalcoyunga que tiene por objeto desviar el agua del arroyo y llevarla mediante un túnel hasta que el curso del río Necaxa, precisamente en la toma del canal de Tezcapa.

Toma de Tlalcoyunga. - Es un dique de mampostería de 3 mts. de altura con una compuerta de descarga movida a mano. El túnel de Tlalcoyunga está revestido de concreto con base plana y bóveda en el arco de medio punto, sus dimensiones son: 1mts de ancho por 1.75 mts de altura con una longitud de 274 mts y con capacidad de 6 m³/seg.

La toma de Tezcapa puede recibir agua además de arroyo de Tlalcoyunga que y a tratamos, por el curso de río Necaxa alimentando bien sea por el escurrimiento natural de los arroyos de Calera, Chacalapa y otros pequeños afluentes o bien Tinejac por la descarga principal del vaso Laguna sobre el arroyo de Apastla.

El caudal necesario para el funcionamiento de Tezcapa es aproximadamente de 5 m³/seg. La toma de éste mismo nombre debe darle entrada como máximo a esa cantidad de agua que puede integrar mediante variadas combinaciones entre los canales procedentes de las tres vías de alimentación antes dichas, dependiendo estas combinaciones del canal natural disponible del curso del río Necaxa y de las condiciones de almacenaje de los vasos altos.

La toma de Tezcapa propiamente dicho, consta de un dique de mampostería construido sobre el cause del río Necaxa y que sirve para hacer entrar el agua en la toma del canal.

El dique tiene una compuerta de descarga en el centro pero está muy pequeño y en caso de tener que descargar es preferible hacerlo por la primera compuerta lateral de canal que es una construcción bastante grande y segura en su manejo.

El canal de Tezcapa tiene una longitud de 6 km aproximadamente en la mitad de su longitud esta revestido, y la otra mitad es simplemente tierra. Capacidad media de 5 y 6 m³/seg., tiene 7 compuertas muy cerca del tanque de carga de la planta de Tezcapa.

El canal termina en el tanque de carga que consta de un vertedor de demacias, compuertas de drenaje y reja de protección en las tuberías que bajan a la planta.

La cuenca más grande que tiene el sistema Necaxa es la del río Laxaxalpan, su mayor extensión se encuentra arriba de los 2500 mts. S.N.M. y la toma está instalada a 1560 mts. S.N.M., el río corre por una profunda barranca en cuyo borde se encuentra ubicada en la población de Zacatlán.

La toma de Laxaxalpan también conocida como la toma 26, está formada por una presa de derivación de concreto, en ella está instalada una compuerta hidráulica de fondo de 8.5 m² de área y dos compuertas de 0.90 mts de diámetro que se operan manualmente.

La línea de túneles que constituye la "tercera división" comprende la toma del río Laxaxalpan y la toma de Moyotla construido sobre el río Xaltepuxtla. Es aun obra que consiste en un túnel revestido de concreto, que empieza en la toma 26 y tiene una longitud de 29,667 mts. y contra de 3 secciones diferentes:

-La primera sección con longitud de 11.336 mts, tiene un pendiente del 4% y capacidad de 15 m³/seg., siendo las dimensiones del túnel de concreto de 2.10 mts. de ancho por 2.35 mts. de altura en la cúpula del arco de medio punto.

- La segunda sección con longitud de 10,591 mts. tiene una pendiente de 4% y capacidad de 20 m³/seg. siendo las mismas dimensiones del túnel de la primera sección.

-La tercera sección con longitud de 7.710 mts. tiene pendiente de 5% y capacidad de 30 m³/seg. siendo las dimensiones del túnel de concreto de 2.90 mts. de ancho por 3.30 mts. de altura.

Estos gastos son los que da el túnel trabajando como canal, pero en las crecientes que el túnel trabaja a presión el gasto aumenta considerablemente. A lo largo de la línea de túneles se tienen construidas 20 obras de toma, 7 de tamaño mediano y 13 chicas. Las tomas medianas están formadas por un dique derivador una cresta vertedora lateral de 12 mts de longitud, el área formada por el dique derivador y la cresta vertedora es una arnero cuyo fondo está revestido de concreto que facilita el desasolve del lugar. En el dique está instalada una compuerta de fondo.

El agua que pasa por la cresta vertedora que está a 0.40 mts. más baja que la cresta del dique, llega a un canal derivador que conduce el agua al túnel. Para cerrar el paso del agua al túnel, hay una compuerta enfrente de la cual está una reja de fierro que impide el paso de ramas, troncos y piedras grandes. Para desazolavar este tipo de tomas se hace a base de gente.

La línea de túneles tiene varios desarenadores construidos en las tomas y dentro del túnel los que se descargan mediante válvulas o compuertas. Las aguas conducidas por la línea de túneles descargan en el río Xaltapuxtila siguiendo por el hasta la toma de Moyotla, que es un dique de concreto que deriva las aguas hacia un canal en lado izquierdo, que a su vez las conduce al túnel de Xaltapuxtila que descarga en la presa de Necaxa. En la toma hay una compuerta desarenadora dos compuertas al principio del canal que permiten controlar el paso de agua.

Cuando las presas están llenas se suspende el paso del agua por la línea de túneles para evitar que aumenten los derrames, dejándolos correr en sus respectivos causes.

Esta línea de túneles que atraviesa las montañas de la sierra de Puebla en dirección Sur-Norte, localizado entre Zacatlán y Necaxa, capta 26 ríos superficiales, varios ríos subterráneos y trabaja además como galería filtrante de las montañas en toda su longitud.

El dique correspondiente a la presa de Necaxa, constituye otra maravilla, pues dada la carencia de piedra apropiada y la falta de materiales resistente, se decidió utilizar como único material la arcilla originaria de este lugar, que es de muy buena calidad.

Para la formación del corazón impermeable del dique que es la parte modular del mismo, se construyeron diques auxiliares de tierra que formaron posteriormente los parámetros de la obra; éstos fueron subiendo de nivel a ritmo de avance de la construcción. La hondura que se formo entre los parámetros se fue llenando con agua mezclada con arcilla obtenida por el deslave de lugares cercanos. Esta arcilla se depositaba en el fondo de la superficie anegada en partículas muy finas y el agua que servia para acarrearlas se evaporaba por la acción del sol y el aire

En esta forma fue subiendo el dique hasta alcanzar su altura final que es de 56 mts., el dique quedo concluido en una longitud de 384 mts., la altura máxima de 56 mts., sobre el fondo del rio, quedando la cresta del mismo a 1,344 mts. S.N.M..

PLANTA DE NECAXA

La caída hidráulica estática de esta planta es de 443m. su consumo máximo de agua es de 32 m³/seg. a ella llegan 10 tuberías de presión una por cada generador, además de una tubería mas chica para los excitadores; dichas tuberías salen de tres distribuidores que se encuentran instalados en la casa de válvulas, que es donde llegan tres tuberías de baja presión, dos que previenen del dique de Necaxa y una del dique de Tenango.

Para pasar agua de la planta de Necaxa a la planta de Tepexic y de ésta a la planta de Patla, se hicieron obras de derivación, para Tepexic se construyo un muro derivador que formo un pequeño vaso en el desfogue de la planta de Necaxa, con dos compuertas de secante y una compuerta automática de golpe.

En la parte derecha se construyo la obra de toma en donde empieza el túnel Tepexic.

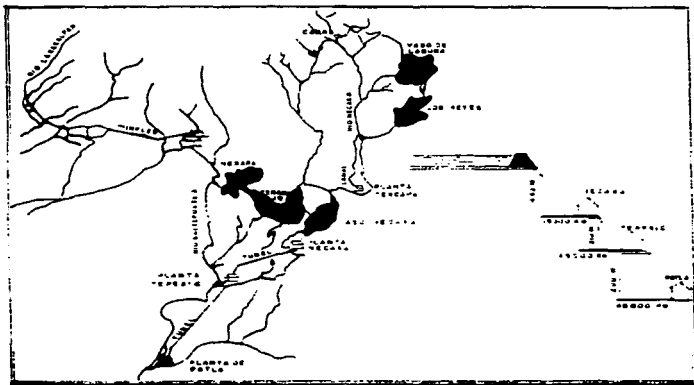
PLANTA DE TEPEXIC

La planta de Tepexic se encuentra a 680 mts. S.N.M. toda el agua del desfogue de descarga de la planta de Necaxa por medio de un túnel de 3.8 km de longitud, 3.20m. de diámetro, con una área de 8m² y pendiente media de 0.003. La capacidad máxima de conducción del túnel es de 27m³/seg. este túnel se desemboca en un pozo de oscilación del cual salen tres tuberías de presión una por cada máquina, la caída hidráulica estática de esta planta es de 210 mts.

PLANTA DE PATLA.

La planta de tepexic cuenta con tres generadores de 15,000 kw con turbinas de reacción tipo francis, de eje horizontal de 20,000 hp cada una, entregando una potencia de 45,000 kw.

Hay tres bancos de transformadores de 15,000 kva cada uno que elevan el voltaje de generación de 6.6 kv a 85 kv que es la tensión a la cual transmite la energía eléctrica generada, por medio de dos líneas de transmisión de 85 kv, hacia la S.E "El salto".



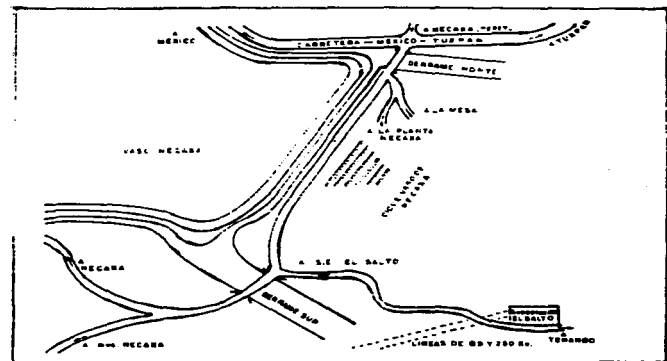
En la figura 2.3.5 se ilustra todo el sistema hidráulico de Necaxa.

CAPITULO III

DESCRIPCIÓN DE UNA SUBESTACION ELEVADORA DE POTENCIA

3.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

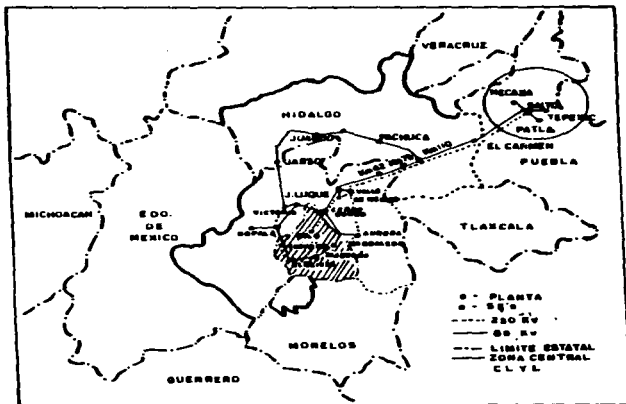
La subestación El Salto de Luz y Fuerza del Centro está localizada a la altura del km. 205 de la carretera México-Tuxpam, dentro de la jurisdicción del municipio de Juan Galindo, aproximadamente 1,500 mts. al origen de dicho km. en la Sierra Norte del Estado de Puebla, ocupando una superficie aproximada de 1.5 hectáreas (figura 3.1).



3.2 UBICACIÓN DENTRO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La subestación El Salto, es del tipo elevadora, eleva el voltaje de 85 KV. a 230 KV., para transmitir la energía generada de las Plantas Hidroeléctricas de Necaxa, Tepexic y Patla a la Subestación Valle de México de Luz y Fuerza del Centro, la capacidad instalada de la Subestación es de 210 MVA.

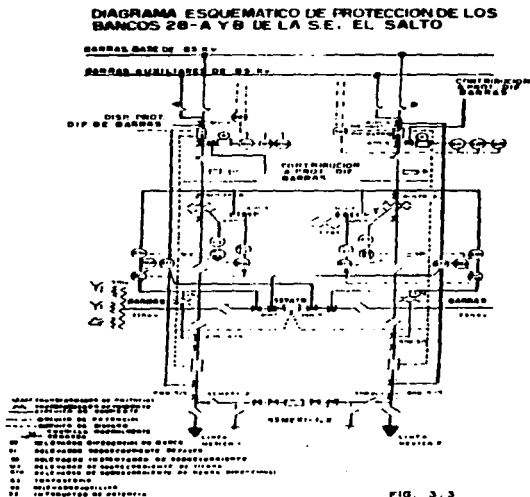
Se interconecta al sistema a través de dos líneas de transmisión de 230 KV. de la Zona Central además cuenta con dos líneas de 85 KV. que se interconectan con la misma Subestación, de las cuales están conectadas las Subestaciones siguientes: El Carmen, KM-110, Irolo, KM-75, KM-42 y Pachuca; todas éstas de Luz y Fuerza del Centro (fig. 3.2 y 3.2.a).



3.3 DIAGRAMA DE PROTECCION DE BANCOS

Los bancos de los transformadores cuentan con protección primaria y protección de respaldo, como protección primaria diferencial de banco 87 y como protección de respaldo las protecciones sobre corriente direccional de tierra 67-N y sobrecorriente de neutro del banco 51-TT. (fig. 3.3).

Al operar la protección primaria dispara los interruptores de 85 KV del banco e interruptores de enlace y líneas México- 1 ó 2, según sea la protección del banco que haya operado con el relevador auxiliar 86-X; cuenta con otro disparo de la protección diferencial de barras de 85 KV, que opera también al 86-X. La protección de respaldo opera a los mismos interruptores a través del relevador 86-R, como se observa en el diagrama esquemático de protección (fig. 3.3.)



3.4 DATOS DE PLACA DE LOS TRANSFORMADORES

Bancos de 85/230 KV. - 3 transformadores monofásicos Westinghouse, clase FOA, 33,334 KVA, plena carga continua elevación de temperatura 55° C a 1,292 mts. de altura, polaridad substractiva, 230,000 estrella a tierra/132,790-93,000, 50 ciclos, Z=9.4%, para el régimen anterior. Galones de aceite 4,690, niveles de prueba de impulso con onda completa.

Enbobinado No. 1-900 KV, enbobinado No. 2-550 KV, enbobinado No. 1 a tierra - 110 KV.

Cada transformador tiene en el primario: I.T.C. tipo Bushing de relación 600/5A nominal y relación múltiple, L-516560, y en el secundario I.T.C. tipo Bushing para el termómetro registrador del punto más caliente del embobinado.

CAPITULO IV

EVALUACION DE LAS CONDICIONES DE AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES

4.1 INTRODUCCIÓN

En las figuras siguientes se muestran esquemáticamente los aislamientos que constituyen a los transformadores de potencia, monofásicos o trifásicos, autotransformadores y reactores, en donde las consideraciones para ellos son las mismas.

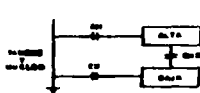


Figura "B"
Transformador de 2 devanados.

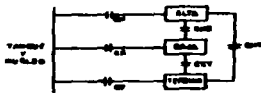


Figura "C"
Transformador de 3 devanados.

Los aislamientos representados como CH, CX y CY, son respectivamente los aislamientos entre el devanado de alta tensión y tierra, el devanado de baja tensión y tierra, y el devanado terciario y tierra. Los aislamientos representados como CHX, CXY y CHY, son los aislamientos entre 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.

Para valores mayores al 2 % de Factor de Potencia, se recomienda se investigue la causa, que puede ser originada por degradación del aceite aislante, 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 del comportamiento de los valores. Si se detectan que estos sean ido incrementando, deberá programarse un mantenimiento general.

4.2 PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN

La prueba de corriente de excitación, en los transformadores de potencia, nos sirve para detectar daños que se presentan en los devanados y núcleo por los esfuerzos electrodinámicos que genera el corto circuito o por malos manejos en su transportación.

Las pruebas de corriente de excitación se realizan con el medidor de factor de potencia que se dispongan.

En la fuga se representa el diagrama esquemático de un sistema de purificación de aceite aislante.

Las unidades de tipo deben ser capaces de cumplir las siguientes especificaciones, que consisten en obtener en una sola pasada a partir de las condiciones iniciales.

CATALOGO

Las características del aceite purificado son las siguientes:

- 1.- Eliminación del contenido de agua en el aceite de 100 P.P.M para obtener aceite con un máximo de 10 P.P.M
- 2.- Aceite con una cantidad de gases de 12% sobresaturado para obtener un contenido de gases disueltos de 0.25% máximo (en volumen)
- 3.- Las partículas en suspensión deberán ser 0.5 micrones máximo.
- 4.- El aceite nuevo o en muy buen estado normalmente tiene un factor de potencia cercano .05% a 20°C el aceite regenerado que tiene un factor de potencia hasta de 0.5% a 20°C se considera satisfactorio para el servicio.

V-4) Llenado y vacío: El llenado al alto vacío (vacío casi completo) es el método más efectivo para extraer aire atrapado y húmedo, que reducen la rigidez dieléctrica de los componentes del transformador. El llenado al alto vacío es recomendado para todos los transformadores que estén diseñados para vacío.

Se llena el transformador hasta tapar las bobinas esto es para reducir el riesgo de que penetre la humedad a los aislamientos; para cuando se retiren las bridas y tuberías que se utilizaron para el secado.

La técnica normalmente usada es medir y registra la cantidad de agua condensada, en intervalos iguales de tiempo y graficar una curva, teniendo como ordenadas gramos de agua y como abscisas el tiempo en horas. La razón del extracción del agua depende grandemente de la temperatura del aislamiento, pero cuando la curva se nivela en un rango de agua removido de 340 Gr ó menos por cada 4500 Kg. de aislamiento en un periodo de 24 hrs probablemente la unidad ya está seca. El peso del aislamiento puede estimarse aproximadamente como 12% del peso del ensamble núcleo-bobinas-herrajes.

Otra técnica confiable es la medición del punto de rocío del gas en el tanque del transformador. Normalmente en este método el vacío que hay en el tanque del transformador es liberado con nitrógeno seco ó aire seco a aproximadamente 5 psi y dejado así por unas 24 hrs para que la presión del vapor en el aislamiento y el gas alcancen un equilibrio. El punto de rocío del gas en el tanque, se mide junto con la temperatura del aislamiento del transformador y con estos datos se puede estimar la humedad que hay en el aislamiento usando las curvas de las figuras. Deberá entenderse que esta técnica de medición es de hecho una medida del contenido de humedad del gas, el cual se supone está en equilibrio con la superficie del aislamiento y esto no nos da una medida exacta del contenido promedio de humedad del aislamiento.

V-3) Reacondicionamiento del aceite aislante: El proceso de reacondicionamiento se define como la acción de un medio mecánico para eliminar agua, gases y sólidos en el aceite aislante.

V-3.1) Unidad deshidratadora y desgasificadora al vacío: El deshidratador y desgasificador al vacío es un medio eficiente para reducir hasta valores muy bajos el contenido de gases y agua en un aceite aislante, es decir, el aceite aislante es expuesto a un alto vacío y en ciertos casos se emplean el calentamiento principalmente con los aceites mas viscosos para facilitar el desprendimiento de gases mediante la reducción de viscosidad. El calentamiento del aceite no se aconseja efectuar como objeto de facilitar la deshidratación, ya que es más difícil eliminar el agua soluble de un aceite que el agua que se encuentra libre. El calentamiento del aceite causa que el agua libre entre en la solución.

En el método la exposición del aceite se efectúa por atomización através de una boquilla dentro de una cámara de vacío.

Con el otro tipo de deshidratador al vacío, el aceite es forzado a fluir sobre una serie de deflectores dentro de la cámara de vacío para formar películas delgadas de tal manera que una gran superficie sea expuesta al vacío.

La eliminación de partículas sólidas se efectúa por medio de un filtro instalado al principio del proceso. El elemento filtrante no requiere tener propiedades absorbentes.

Existen en el mercado unidades modulares diseñadas específicamente para tratamiento al alto vacío de deshidratación y desgasificación de aceite. Una unidad se forma un sistema en paquete, con el equipo requerido en el proceso ensamblado sobre una base estructural que inclusive si se desea puede ser montada en un remolque para su transportación al lugar donde vaya a utilizarse (unidad móvil). El equipo incluido es una unidad, es acoplado y controlado de tal manera que su funcionamiento se coordina de acuerdo a las necesidades del proceso.

- Se mantiene presurizado con 5Lb/IN el transformador de 24-72 hrs para verificar si o no existen fugas.
- Si se tiene la seguridad de que no existen fugas se continua el siguiente paso.
- Se drena el aceite y lodos hasta donde sea posible del fondo del tanque.
- Se presuriza a 8 Lb/IN para checar fugas se tira presión y se arranca vacío durante 4 hrs.
- Se rompe vacío con nitrógeno a cero.
- Se llena el transformador con aceite nuevo hasta cubrir las bobinas.
- Con la unidad desgasificadora se empieza a circular aceite hasta alcanzar 90°C de arriba hacia abajo haciendo vacío (una vez alcanzado los 90°C el aceite se deja circulando durante 8 hrs, haciendo vacío).
- Con la unidad desgasificadora se baja el aceite ayudándole con nitrógeno este debe tener una presión positiva 0.5 Lb/IN.
- Se tira presión y se arranca vacío con la unidad de desgasificación.
- Se hace vacío hasta que el ensamble núcleo-bobinas alcance la temperatura ambiente y un vacío 150 Micras de hg.
- Se rompe vacío con nitrógeno hasta 5 Lb/IN dejándolo reposar 24 hrs para prueba de % H.R.
- Esto se hace las veces que sea necesario para que cuando se le haga la prueba de humedad residual se obtenga los valores antes mencionados para esta tipo de transformador. 154Kv-275Kv menos del 1%
- Pruebas eléctricas generales y toma decisión.
- Cuando terminan el proceso de secado.

Debido a las muchas variables que intervienen en el secado del transformador tal como la cantidad de humedad que haya absorbido, la cantidad de aislamiento que tenga y la temperatura y vacío usados para el secado, no es posible hacer una predicción general del tiempo que llevará la operación del secado. Para tener una idea del tiempo necesario que tomará el proceso de secado, hay varias técnicas para la medición de la cantidad de humedad que queda en el aislamiento del transformador, estas indican el punto final de la operación del secado; este método no son muy exactos, pero cada uno ó una combinación de ellos pueden dar una indicación aproximada.

IV) Secado con aire caliente

V) Secado con unidad de desgasificación 900-820-040.

V.1) Precauciones necesarias: Tal como se indica en inspección interna cuando una transformador sea abierto, se deberán tomar todas las precauciones necesarias para prevenir la entrada de humedad, polvo o cualquier material extraño. Un transformador se deberá abrir únicamente con un buen clima y baja humedad.

Se deberá tomar particular cuidado con el manejo de herramientas para que nada caiga dentro de los devanados creando una causa de potencial de falla. Como se advirtió previamente no se podrá entrar con seguridad al transformador hasta que el nitrógeno haya sido reemplazado por aire, además se hacen revisiones internas adicionales, se describen los puntos a revisar de las partes internas. Además se revisan daños, accesorios metálicos y conexiones sueltas, deberá hacerse un chequeo del cambiador de derivaciones para estar seguros de que éste opera adecuadamente desde el control externo.

V.2) Secado del núcleo de bobinas en el tanque con vacío: Para secar el ensamble núcleo-bobinas de los transformadores, el método es aceptable si se efectúa cuidadosamente; sin embargo todo el énfasis que pongamos no será suficiente para evitar que si no se tiene cuidado o se ejecuta mal el proceso se pueda causar un gran daño al aislamiento del transformador si se sobre calienta.

El método más práctico y eficiente para cercar el ensamble núcleo-bobinas en el campo cuando el tanque del transformador está diseñado para pleno vacío es con calor y vacío.

Debido a que la razón del secado en vacío del transformador es determinado por la diferencia entre la presión del vapor del agua en el aislamiento y la presión absoluta (vacío) en el tanque, es práctico hacer y mantener esta diferencia tan grande como sea posible, se obtienen mejores resultados haciendo circular aceite caliente del ensamble núcleo-bobina, hasta una temperatura de 90°C durante 8 hrs. y a la vez haciendo altos vacíos antes y después de bajar aceite y arrancar vacío hasta alcanzar la temperatura ambiente del ensamble núcleo-bobinas que es aproximadamente de 72 hrs de acuerdo a la temperatura ambiente que se tenga durante el proceso.

Este método generalmente se emplea un sistema de calentamiento de aceite y vacío tipo comercial que circula, calienta, filtra y hace vacío en el tanque propio del transformador, las veces que sea necesario hasta alcanzar los valores de humedad residual antes mencionados; los pasos como se realizó el secado de acuerdo al programa de trabajo son los siguientes:

- Con la unidad de desgasificación 900-820-040 se hace vacío al transformador 1 hora para verificar que no se tengan fugas.
- Se rompe vacío y se presuriza con 5 Lb/In de nitrógeno para verificar fugas.

especiales y muy costosos, numerosas experiencias sobre montaje de transformadores de 154 y 275 kv, muestran que solo en un porcentaje muy pequeño se llega al 0.5% de humedad después del secado.

Así que después de los resultados de investigación anteriormente realizadas y de las experiencias tenidas se recomiendan los siguientes valores como criterios de contenido de humedad de la región superficial:

- 1) 500 kv menos del 0.5%
- 2) 154-275 kv menos del 1%
- 3) Abajo 154 kv menos del 2%

En condiciones de servicio los aislamientos de papel se calientan hasta 80 o 90°C, la humedad de la zona superficial se difunde en toda la masa del aislamiento hasta lograr una repartición en todo el conjunto, es por esto que transformadores de pasada manufactura que fueron puestos en servicio teniendo humedad superficial en los aislamientos arriba del valor de 0.5% están operando satisfactoriamente. Sin embargo con las tendencias actuales de diseño esa necesario aplicar proceso de secado efectivos que reduzcan la humedad superficial a valores menores de los recomendados.

d) Secado después de la revisión interna: Se observa en ésta revisión y en las pruebas de aceite dieléctrico; que el transformador ha trabajado durante mucho tiempo en el campo y se tiene la seguridad de que tiene un notable contenido de humedad es por eso que se somete ha un proceso de secado a fin de dejarlo en las mejores condiciones posibles de operación.

La humedad que absorbió del medio ambiente cuando estuvo en servicio se debe que en principio ha que su sistema de respiración o sellado a fallado; ésta humedad se incorpora por efecto de las dilataciones y contracciones térmicas del aceite aislante que provienen de las variaciones de la temperatura ambiente y de la carga. Esta humedad se disuelve en le aceite y arriba del limite de saturación se mantiene en suspensión o se precipita al fondo del tanque; la humedad del aceite a su vez se transfiere al papel aislante por ser éste más higroscópico hasta llegar a una condición de equilibrio del contenido de humedad del aceite y del papel aislante.

e) Diversos procesos del secado: Cuando se ha determinado que los componentes internos de un transformador están húmedos deberá ser aplicado uno o más métodos de secado dependiendo de los recursos y facilidades que se tengan disponibles. Desde luego la mejor opción será aquella en que el por ciento de humedad residual permisible sea obtenido en menos tiempo de secado.

A continuación se mencionan algunos de los principales métodos de secado en el campo y el que se aplica en éste trabajo:

- I) Secado con alto vacío auxiliado con calentamiento simultáneo por medio de aceite caliente atomizado
- II) Calor por corriente de corto circuito
- III) Calor por circulación de aceite caliente

5.3.- PROCESO DE SECADO DE TRANSFORMADORES A TRANSFORMADORES DE BANCOS 28A Y 28B.

a) **Importancia del secado:** La preparación de los transformadores para la puesta en servicio es una operación sumamente importante, en especial cuando la tendencia actual en el diseño de transformadores es hacerlos más compactos y reducir los niveles de aislamiento. Una parte determinante es el secado.

El secado de un transformador antes del ensayo o antes de la puesta en servicio, tiene una influencia considerable, no solamente para el funcionamiento futuro, sino también para la vida del transformador. El factor importante en el proceso de secado de los transformadores es el agua residual permisible en los aislamientos.

En un gran número de incidentes ocurridos a grandes transformadores de potencias que han fallado al ser energizados o poco después, alguna de éstas fallas tenían trazas de presencia de agua en el equipo; la entrada de agua en un transformador puede ser evitada con medidas apropiadas, tales como el embarque con nitrógeno el cual es mantenido a presión positiva todo el tiempo, adecuado manejo de radiadores y equipo auxiliar, la aplicación de métodos adecuados de procesos de vacío y llenado con aceite seco.

b) **Importancia del aceite seco:** La importancia de este aceite seco en el proceso de llenado de los transformadores es un factor muy importante. Cuando el agua total presente en el aceite no sea menor que el del agua residual de los aislamientos, tendremos resultados insatisfactorios. El aislamiento de la celulosa tiene una alta afinidad por el agua y el aceite húmedo contribuye a aumentar el agua residual en el aislamiento.

c) **Criterios de contenido de humedad:** De los datos obtenidos de diferentes autores de artículos dedicados a este campo, se determina que no existe un criterio definido que indique un límite aceptable del contenido de humedad en los aislamientos de los transformadores. Los límites propuestos varían de 0.2 a 0.5% o menos por el peso de los aislamientos secos y hasta 1.0% de humedad superficial por peso. Otras informaciones establecen que: un 3% de contenido de humedad no disminuye los niveles de ignición de corona y valores menores a 2.5% de humedad por peso de aislamiento no mejoran el valor dieléctrico notablemente.

Durante el secado en fábrica se extrae la humedad de los aislamientos celulósicos hasta alcanzar valores muy bajos como 0.1% a 0.3%, no obstante dichos aislamientos secos absorben humedad cuando el transformador está expuesto a la atmósfera durante la preparación para el transporte y en el curso del montaje en el sitio de la instalación.

La humedad superficial de los aislamientos debe ser extraída por medio de un secado en el campo, el valor que se considera deseable obtener después de un secado en el campo es de 0.5%. No obstante existen ciertas dificultades hasta 0.5%; se necesitan equipos

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

D
N

GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA GENERACION
DEPARTAMENTO MECAXA

PBA. DE PUESTA EN SERV.

PBA. DE INSPECCION

PBA. DESPUES DEL MANITO

FECHA DE PRUEBA 3 - JUNIO - 93
 REPORTE MANTENIMIENTO
 DIVISION MECAXA
 ZONA CENTRO

REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA (RESUMEN)

SUBESTACION SALTO EQUIPO T - X BANCO 28 - B
 N° DE SERIE 5664937 VOLTAJES KV A.T. 230 B.T. 85 FECHA 3 - JUNIO - 93
 CAPACIDAD 33.334 MVA TIPO MONOFASICO IMPEDANCIA 9.4 % MARCA WESTINGHOUSE

T. DE V 40 °C TEMP. ACEITE 40 °C TEMP. AMBI. 25 °C H.R. %
 TAP. OPERACION 5 CONDICIONES METEOROLOGICAS BUENAS CONEXIONES ESTRELLA-DELTA

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE
DEVANADOS A 20°C
MEGADHMS

CORRIENTE DE EXCITACION
mA

RESISTENCIA DE DEVANADOS
OHMS

MIN.	R-H	R-X	R-H-X	TAP	H1-H2	H2-H1	H-H	H-H	H-H	H-H	
0.5	600	500	700	1							
1	730	650	750	2							
2	740	700	780	3							
3	750	700	790	4							
6	750	730	800	6	69.57	69.55					
7	750	730	820	% FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS A 20°C				X-X	X-X	X-X	
10	750	730	900	CH 0.76				RELACION DE TRANSFORMACION			

INDICES

	CH	0.76	RELACION DE TRANSFORMACION							
	CX	0.56	TAPS	RELACION NOM. Y.T.	H1-H2 X1-X2	H-H X-X	H-H X-X	% DIF.		
10/1	1.15	1.12	1.2	1	1.35	1.362				
10/2	1.21	1.3	1.07	CHX	0.47			0.8		

BOQUILLAS	M.W. F.P.	WATTS MILIAMP.	ACEITE AISLANTE		2	1.39	1.396	0.43	
NO	H1	H2	H3	RESIS.	46 X10(6) M.O.	3	1.42	1.432	0.84
				F.P.	0.176 %	4	1.46	1.465	0.34
	X1	X2	X3	RIGID.	41.4 KV	6	1.49	1.500	0.06

F.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES: _____

PROBIO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

REVISO: ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA
 AUTORIZO: ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

D
N

GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA GENERACION
DEPARTAMENTO MECAXA

PBA. DE PUESTA EN SERV.

PBA. DE INSPECCION

PBA. DESPUES DEL MANTTO.

FECHA DE PRUEBA 3-JUNIO-93
 REPORTE MANTENIMIENTO
 DIVISION MECAXA
 ZONA CENTRO

REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA (REQUIMEN)

SUBESTACION SALTO EQUIPO T-III BANCO 28-B
 Nº DE SERIE 5066306 VOLTAJES KV A.T. 230 B.T. 05 FECHA 3-JUNIO-93
 CAPACIDAD 33.334 MVA TIPO MONOFASICO IMPEDANCIA 9.4 MARCA WESTINGHOUSE

T. DE V 45 °C TEMP. ACEITE 45 °C TEMP. ANL. 25 °C H.R. %
 TAP. OPERACION 5 CONDICIONES METEOROLOGICAS BUENAS CONEXIONES ESTRELLA-DELTA

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS A 20°C MEGACHMS				CORRIENTE DE EXCITACION mA				RESISTENCIA DE DEVANADOS OHMS			
UN.	R-H	R-X	R-H-X	TAP	H1-H0	H0-H1	H-H	H-H	H-H	H-H	H-H
0.6	600	400	650	1							
1	750	450	720	2							
2	750	500	950	3							
3	760	520	900	4							
6	770	550	910	6	68.58	68.57					
7	780	550	920	% FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS A 20°C				X-X	X-X	X-X	
10	780	550	950								

INDICES				CH	RELACION DE TRANSFORMACION						
10/1	1/2			CX	TAPS	RELACION NOM. Y.T.	H1-H0 X1-X2	H-H X-X	H-H X-X	% DIF.	
1.04	1.25	1.22	1.46	0.73	1	1.35	1.359			0.66	
BOCILLAS M.W. WATTS P.P. MLAMP.				ACEITE AISLANTE		2	1.39	1.395		0.35	
H0	H1	H2	H3	REGR.	45	X10(%) N.O.	3	1.42	1.429	0.63	
				P.P.	120	%	4	1.46	1.466	0.41	
				RIGID.	26.5	KV	6	1.49	1.491	0.06	

P.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES: _____

PROBO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E

REVISO:
AUTORIZO:

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA
ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

**D
N**

 GERENCIA DE PRODUCCION
 SUBGERENCIA GENERACION
 DEPARTAMENTO MECAXA

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
 PBA. DE PUESTA EN SERV.

 PBA. DE INSPECCION

 PBA. DESPUES DEL MANTTO.

FECHA DE PRUEBA 3 - JUNIO - 83

REPORTE MANTENIMIENTO

DIVISION MECAXA

ZONA CENTRO

**REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
 DE POTENCIA (RESUMEN)**

SUBSTACION	SALTO	EQUIPO	T-II BANCO 28-B	A.T.	230	B.T.	85	FECHA	3 - JUNIO - 83
Nº DE SERIE	5085603	VOLTAJES KV		IMPEDANCIA		9.4 %	MARCA	WESTINGHOUSE	
CAPACIDAD	33.334	MVA.	TIPO	MONOFASICO					

T. DE V	45	°C	TEMP. ACEITE	45	°C	TEMP. AMB.	25	°C	H.R.	%
TAP. OPERACION	5		CONDICIONES METEOROLOGICAS			BUENAS			CONEXIONES	ESTRELLA-DELTA

RESISTENCIA DE ANCLAMIENTO DE DEVANADOS A 20°C REGAOHMS				CORRIENTE DE EXCITACION mA				RESISTENCIA DE DEVANADOS OHMS		
MM.	R H	R X	R H X	TAP	H1 - H0	H0 - H1	H - H	H - H	H - H	H - H
0.8	160	73	79	1						
1	152	69	82	2						
2	150	66	84	3						
3	150	64	85	4						
6	120	64	87	6	68.55	68.54				
7	105	65	88					X - X	X - X	X - X
10	71	65	88							

INDICES				CH	RELACION DE TRANSFORMACION						
10/1	0.46	0.94	1.07	CX	5.36	TAPS	RELACION NOM. Y.T.	H1-H0 X1-X2	H-H	H-H	% DIF.
1/1/2	0.96	0.94	1.03	CHX	7.56	1	1.35	1.357	X-X	X-X	0.51

BOQUILLAS		M.W. F.P.	WATTS M/LAMP.	ACEITE A/SLANTE				2	1.39	1.394	0.28
H0	H1	H2	H3	RESIS.	37	X19(0) M.O.	3	1.42	1.427	0.49	
				F.P.	19.84	%	4	1.46	1.466	0.41	
X0	X1	X2	X3	RIGID.	30.4	KV	6	1.49	1.500	0.06	

F.P. TAP CAPACITIVO
OBSERVACIONES: _____

PROBO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

REVISO:
AUTORIZO:

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

D
N

GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA GENERACION
DEPARTAMENTO NECAXA

PBA. DE PUESTA EN SERV.

FECHA DE PRUEBA 3 - JUNIO - 83

PBA. DE INSPECCION

REPORTE MANTENIMIENTO

PBA. DESPUES DEL MANTTO.

DIVISION NECAXA

ZONA CENTRO

REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA (RESUMEN)

SUBESTACION	SALTO	EQUIPO	T-1 BANCO 26-B	A.T.	230	B.T.	85	FECHA	3 - JUNIO - 83
N° DE SERIE	5064938	VOLTAJES KV		IMPEDANCA	0.4	MARCA	WESTINGHOUSE		
CAPACIDAD	33.334	MVA	MONOFASICO						

T. DE V	45 °C	TEMP. ACEITE	45 °C	TEMP. AMBI.	23 °C	H.R.	%
TAP. OPERACION	5	CONDICIONES METEOROLOGICAS	BUENAS	CONEXIONES	ESTRELLA-DELTA		

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS A 25°C				CORRIENTE DE EXCITACION mA				RESISTENCIA DE DEVANADOS OHMS				
MIN	R.H	R.X	R.H X	TAP	H1 - H2	H2 - H1	H - H	H - H	H - H	H - H		
0.8	7	7	6.9	1								
1	7.3	7.4	7	2								
2	7.8	7.5	7.2	3								
3	7.7	7.6	7.3	4								
4	7.7	7.7	7.4	5	68.59	68.47						
7	7.7	7.7	7.5	% FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS A 25°C				X-X	X-X	X-X		
10	7.7	7.7	7.5	CH 21.16				RELACION DE TRANSFORMACION				
INDICES				CH	21.16							
10/1	1.04	1.04	1.07	CK	21.18	TAPS	RELACION NOM. Y.T.	H1-H2 X1-X2	H-H	H-H	% DEF.	
1/1/2	1.04	1.05	1.01	CHX	26.14	1	1.35	1.358	X-X	X-X	0.5	
BOQUILLAS <input type="checkbox"/> M.W. <input type="checkbox"/> WATTS				ACEITE AISLANTE				2	1.39	1.395		0.35
<input type="checkbox"/> P.P. <input type="checkbox"/> MLIAMP.				RESIS.	40	X1(0) N.O.	3	1.42	1.428		0.56	
H2	H1	H2	H3	F.P.	12.44	%	4	1.45	1.465		0.34	
X2	X1	X2	X3	RIGID.	21	KV	6	1.49	1.500		0.06	

F.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES:

PROBO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

REVISO:

ING BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

AUTORIZO:

ING BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

D
N

GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA GENERACION
DEPARTAMENTO NECAXA

PBA. DE PUESTA EN SERV.

FECHA DE PRUEBA 22 - SEP - 94

PBA. DE INSPECCION

REPORTE MANTENIMIENTO

DIVISION NECAXA

PBA. DESPUES DEL MANTTO.

ZONA CENTRO

REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA (REDUMEN)

SUBSTACION SALTO EQUIPO T-III BANCO 28 - A
N° DE BARRIO 5066504 VOLTAJES KV A.T. 230 B.T. 65 FECHA 22 - SEP - 94
CAPACIDAD 33.334 MVA. TIPO MONOFASICO IMPEDANCIA 9.4 % MARCA WESTINGHOUSE

T. DE V 38 °C TEMP. ACEITE 38 °C TEMP. ANB. 23 °C H.R. %
TAP. OPERACION 5 CONDICIONES METEOROLOGICAS BUENAS CONEXIONES ESTRELLA-DELTA

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS A 20°C				CORRIENTE DE EXCITACION mA				RESISTENCIA DE DEVANADOS OHMS			
MIN.	RH	RX	RHX	TAP	H1 - H0	H0 - H1	H - H	H - H	H - H	H - H	
0.6	37	40	56	1							
1	39	44	60	2							
2	40	45	63	3							
3	40	45	63	4							
6	41	45	65	6	68.37	68.35					
7	42	46	66	% FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS A 28°C				X - X	X - X	X - X	
10	42	47	69	CH	8.67						
INDICES				RELACION DE TRANSFORMACION							
10/1	1.07	1.06	1.15	CX	8.62	TAPS	RELACION NOMI Y T	H1-H0 X1-X2	H-H X-X	H-H X-X	% DIF.
1/1/2	1.05	1.1	1.07	CHX	11.56	1	1.35	1.351			0.07
BOQUILLAS	M.W. F.P.	WATT6 MLAMP				2	1.39	1.394			0.28
H0	H1	H2	H3	REGIS.	36	X10(0) M.O.	3	1.42	1.421		0.07
				F.P.	28.14	%	4	1.46	1.654		0.34
X0	X1	X2	X3	RIGID.	20.4	KV	6	1.49	1.497		0.46

F.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES: _____

PROBO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

REVISO: _____

AUTORIZO: _____

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

D
N

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA GENERACION
DEPARTAMENTO MECAXA

PBA. DE PUESTA EN SERV.

FECHA DE PRUEBA 22-SEP-94

PBA. DE INSPECCION

REPORTE MANTENIMIENTO

REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA (RESUMEN)

PBA. DESPUES DEL MANTO

DIVISION MECAXA

ZONA CENTRO

SUBSTACION SALTO EQUIPO T-II BANCO 28 - A
N° DE SERIE 5064935 VOLTAJES KV A.T. 230 B.T. 85 FECHA 22-SEP-94
CAPACIDAD 33.334 MVA. TIPO MONOFASICO IMPEDANCIA 9.4% MARCA WESTINGHOUSE

T. DE V 34 °C TEMP. ACEITE 34 °C TEMP. AMBI. 24 °C H.R. %
TAP. OPERACION 5 CONDICIONES METEOROLOGICAS BUENAS CONEXIONES ESTRELLA-DELTA

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS A 20°C				CORRIENTE DE EXCITACION			RESISTENCIA DE DEVANADOS		
MEGADHMS				mA			OHMS		
IMP.	R-H	R-X	R-H X	TAP	H1-H0	H0-H1	H-H	H-H	H-H
0.6	27	34	37	1					
1	28	35	39	2					
2	28	38	42	3					
3	29	40	44	4					
6	30	42	45	6	68.76	69.77			
7	30	44	46	% FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS A 20°C			X-X	X-X	X-X
10	30	44	47						

INDICES				RELACION DE TRANSFORMACION							
				CH	TAPS		RELACION	H1-H0	H-H	H-H	% DIF.
				CX	NOM. Y T.		X1-X2	X-X	X-X		
10/1	1.07	1.25	1.2	10.38							
1/1/2	1.03	1.02	1.05	CHX	15.7	1	1.35	1.356			0.43
BOQUILLAS				M.W.	WATTS						
				F.P.	MILIAMP.		ACEITE AISLANTE				
H0	H1	H2	H3	RESIS.	35	X10(8) M.O.	3	1.42	1.426		0.42
				F.P.	26.99	%	4	1.46	1.465		0.34
X0	X1	X2	X3	RIGID.	23	KV	6	1.49	1.498		0.53

F.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES:

PROBO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

REVISO:

AUTORIZO:

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

D
N

 GERENCIA DE PRODUCCION
 SUBGERENCIA GENERACION
 DEPARTAMENTO NECAJA

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
 PBA. DE PUESTA EN SERV.

 PBA. DE INSPECCION

 PBA. DESPUES DEL MANITO

 FECHA DE PRUEBA 22-SEP-94
 REPORTE MANTENIMIENTO
 DIVISION NECAJA
 ZONA CENTRO

 REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
 DE POTENCIA (RESUMEN)

 SUBSTACION SALTO EQUIPO T-1 BANCO 28-A
 N° DE SERIE 5066905 VOLTAJES KV A.T. 230 B.T. 85 FECHA 22-SEP.-94
 CAPACIDAD 33 334 MVA. TIPO MONOFASICO IMPEDANCIA 9.4% MARCA WESTINGHOUSE

 T. DE V 32 °C TEMP. ACEITE 32 °C TEMP. AMBI. 24 °C H.R. %
 TAP. OPERACION 5 CONDICIONES METEOROLOGICAS BUENAS CONEXIONES ESTPELLA-DELTA

 RESISTENCIA DE ANILAMIENTO DE
 DEVANADOS A 20°C
 MEGAΩMS

 CORRIENTE DE EXCITACION
 mA

 RESISTENCIA DE DEVANADOS
 ΩHMS

MIN.	R-H	R-X	R-H-X	TAP	H1-H0	H0-H1	H-H	H-H	H-H	H-H
0.8	130	118	160	1						
1	135	125	170	2						
2	142	130	195	3						
3	147	135	200	4						
6	150	140	200	6	68.22	68.23				
7	150	142	200	% FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS A 20°C			X-X	X-X	X-X	
10	155	150	205							

INDICES

CH

2.89

RELACION DE TRANSFORMACION

10/1	1/1/2	1.14	1.2	1.2	1.05	1.05	CHX	2.82	TAPS	RELACION NOM. Y T.	H1-H0 K1-X2	H-H X-X	H-H X-X	% DIF.
									2	1.39	1.394			0.28

BOQUILLAS

 M.V.
 F.P.

 WATTS
 MILIAMP.

ACEITE AISLANTE

H0	H1	H2	H3	REGIS.	44	X10(8) M.O.	3	1.42	1.426	0.42
				F.P.	1.58	%	4	1.46	1.464	0.27
X0	X1	X2	X3	RIGID.	44	KV	8	1.49	1.499	0.6

F.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES: _____

PRBO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

 REVISO: ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA
 AUTORIZO: ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

CAPITULO V

PROCESO DE SECADO DE TRANSFORMADORES

5.1 INTRODUCCIÓN

El mantenimiento preventivo de los componentes internos de un transformador esta prácticamente supeditado a las decisiones tomadas en base a los datos obtenidos en las pruebas y en cierta medida al comportamiento del aparato en observación a excepción de los cambiadores de derivaciones bajo carga cuyo mantenimiento se programa de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

Solo en caso de que las pruebas o el comportamiento del aparato así lo indiquen, se deberán programar cuidadosamente los trabajos de mantenimiento preventivo que se requiera efectuar en el interior de el mismo.

5.2 ANTECEDENTES

Pruebas a transformadores de bancos 28 A y 28 B:

a) Control y vigilancia de la operación.- Un factor determinante para prevenir situaciones anormales que en un momento dado pueden influir en la confiabilidad del equipo es el control y vigilancia que se tenga durante la operación.

En las subestaciones atendidas permanentemente por personal de operación, llevan registros de lecturas tomadas cada hora que incluyen la carga en amperes y las temperaturas del aceite y voltajes de la subestación se encuentren dentro de los rangos aceptados.

Si en los informes mensuales proporcionados a la sección de mantenimiento hay algún equipo con indicación de su sobrecarga y/o temperaturas anormales, se deben investigar y tomar las medidas preventivas que procedan, se consideró programar pruebas con el departamento de laboratorio, para comprobar si los transformadores estaban en condiciones normales o anormales.

Obteniendo como resultado las pruebas que a continuación se en listan

expresado en voltamperios. Esto es numéricamente equivalente al coseno del ángulo de fase o al seno del ángulo de pérdidas; es una cantidad adimensional, expresada normalmente en porcentaje.

Un requisito que debe cumplir un buen aceite es la ausencia de agua y otros compuestos contaminantes para evitar la degradación y la falla del aislante.

La especificación para aceite nuevo es 0.05% a 25 °C y 0.3% a 100 °C. Para aceites en servicio el criterio a seguir varía de acuerdo al nivel de aislamiento y capacidad del transformador.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Un aceite con un factor de potencia de 0.5% a 20 °C, es usualmente considerado satisfactorio para operación.

Un aceite con un valor de factor de potencia 0.6% y 2% a 20 °C debe ser considerado su estado como riesgo, la confiabilidad para seguir operando en éstas condiciones será muy arriesgada, por lo que deberá ser investigado y complementado con un análisis de pruebas químicas, para reacondicionarlo o reemplazarlo.

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 cilíndricos 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 esta 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 cualquier suciedad o agua acumulada en ésta válvula sea eliminada, antes de tomar la muestra.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

Un valor de 50×10^4 megohms - cm a 20 °C como mínimo se considera como satisfactorio para operación.

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

Aceites nuevos mayor de 250×10^4 megohms - cm. Aceites en servicio 50×10^4 megohms - cm.

Aceites sujetos a investigación a bajo de 50×10^4 megohms - cm.

Además de las pruebas eléctricas mencionadas, existen las siguientes: Tendencia a la gasificación, Impulso eléctrico, Prueba de oxidación acelerada y la Prueba de compatibilidad.

3) *Factor de potencia.*- El factor de potencia es una prueba para evaluar la condición del aceite desde el punto de vista dieléctrico. El factor de potencia de un aceite es la relación de la potencia disipada en watts en el aceite, entre el producto del voltaje efectivo y la corriente

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:

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

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 2 min. y no más de 3 min. 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 voltímetro 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, fijado en 26 KV, no se requerirán 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, deberán 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 3 min. entre el llenado de la copa y la aplicación de la tensión para la primera ruptura y por lo menos intervalos de 1 min. entre aplicación de la tensión en rupturas sucesivas.
- Durante los intervalos mencionados como en el momento de la aplicación de la tensión, el propulsor debe hacer circular el aceite.

2) *Resistividad del aceite.* - 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, e tal forma que la reducción de la resistividad con el envejecimiento es una valiosa indicación del deterioro o demérito de 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 = Resistencia en ohms, que se opone al flujo de corriente.

El proceso del deterioro del aceite en interruptores del 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 de 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.

3) PRUEBAS DIELECTRICAS

1) *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 frecuente se realiza y es capaz de revelar dos cosas: la resistencia momentánea de un aceite al paso de la corriente y 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 voltímetro 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 excoりaciones causadas por el arco o acumulación de contaminantes.

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

Después de efectuar la limpieza de 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 deben 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

Hasta hace poco tiempo con sólo determinar el tipo 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 el 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 adecuado para el equipo de que se trate, las 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 en 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 con 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 construida por hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos; así mismo se encuentran 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.

2) DETERMINACIONES ANALÍTICAS EN ACEITES AISLANTES

Con el objeto de determinar la calidad de un aceite es necesario efectuar análisis al mismo, así como entender qué se está midiendo y qué 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 como 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 extinguir el arco durante la apertura de sus contactos.

Las causas más comunes del deterioro del aceite en los transformadores son: la contaminación por la humedad y 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.

Como conclusión se recomiendan los siguientes valores de por ciento de Humedad Residual para transformadores y reactores, según la clase de aislamiento.

CLASE	HUMEDAD RESIDUAL	
	MÍNIMO	EN PORC MAXIMO
13.8 a 33 KV	0.40	0.50
69 a 86 KV	0.30	0.40
115 a 151 KV	0.25	0.30
230 a 400 KV	0.20	0.30

D) ACEITES AISLANTES

- Tipos de Aceites Aislantes.
- Determinaciones Analíticas.
- Pruebas Dieléctricas
- Pruebas Físicas
- Pruebas Químicas

1) TIPOS DE ACEITES AISLANTES - Existen dos tipos de aceites aislantes, los derivados del petróleo y los aceites artificiales clorados:

a) Aceites artificiales.- Comúnmente se les llama askareles y son compuestos sintéticos no inflamables, los cuales una vez descompuestos por arqueo eléctrico, solamente producen mezclas gaseosas no inflamables. 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 disuelve en el aceite y el resto flota sobre la superficie. La resistencia dieléctrica de askarel disminuye rápidamente conforme la concentración de humedad, tiende a la saturación. Un arqueo severo reduce también la resistencia dieléctrica de los askareles, se pone 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 la CFE 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.

b) Aceites derivados del petróleo.- Básicamente son dos, los de 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.

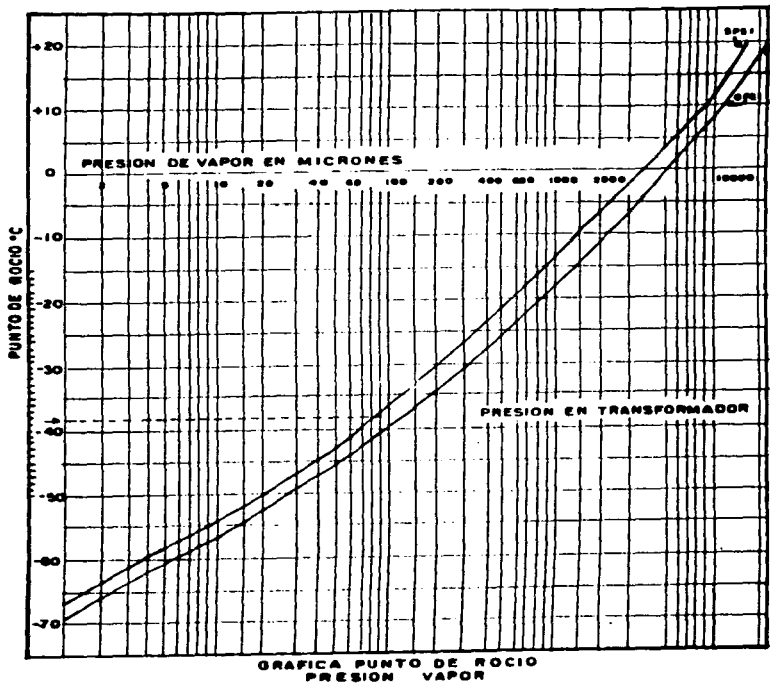


FIG. IV. 7

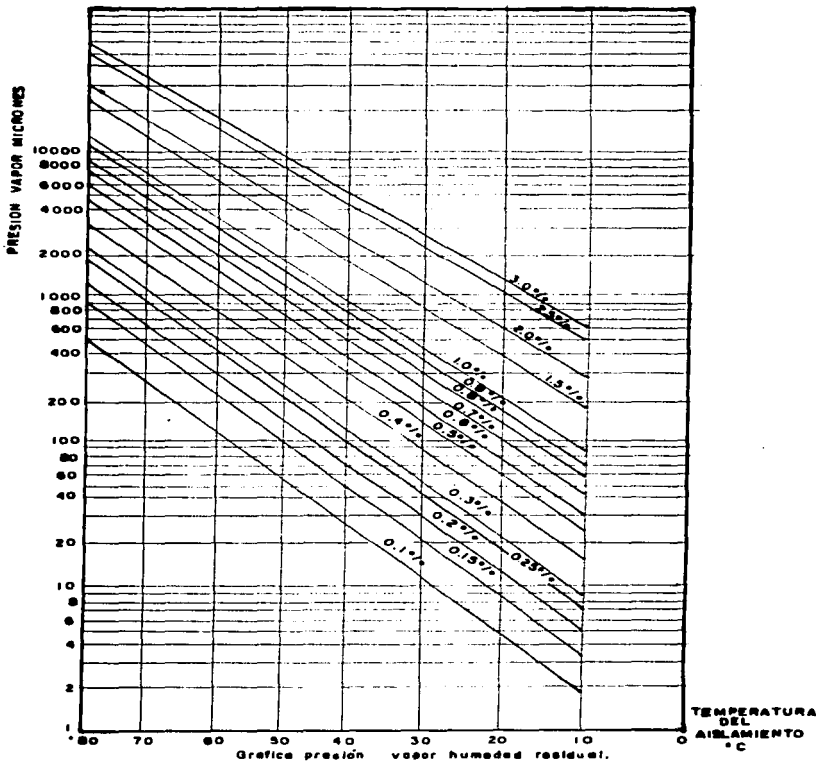


FIG. IX. 5

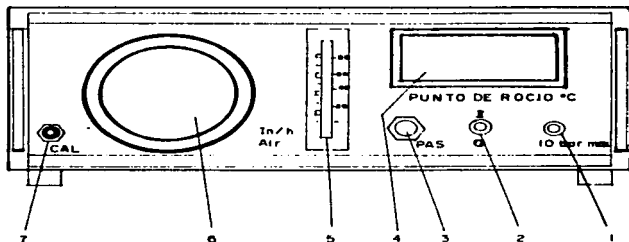
b) Al término fijado en el punto anterior se rompe el vacío con aire o nitrógeno seco, con un Punto de Rocio de -45°C o menor, se presuriza el transformador a 5 Lbs/Pulg² y se mantiene en estas condiciones por 24 horas tiempo suficiente para alcanzar el punto de equilibrio.

c) Transcurrido dicho tiempo, se efectúa la medición del Punto de Rocio del gas.

d) Se determina la temperatura de los devanados, preferente por el método de medición de resistencia óhmica.

e) Con el valor de Punto de Rocio obtenido y la presión del gas dentro del transformador, se determina la presión de vapor con la Fig. No.IV. 7

f) Con la presión de vapor y la temperatura de devanados se determina la Humedad Residual con la Fig. No.IV.6



Para la determinación del Punto de Rocio, se puede usar cualquier higrómetro de los que existen en el mercado; los más usados son el de Hielo Seco y las marcas Alnor y Panametrics, Dilo (fig. VIII)

4.6 VALORES ACEPTABLES DE HUMEDAD RESIDUAL EN AISLAMIENTOS SÓLIDOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

La experiencia de fabricantes de transformadores y reactores recomiendan que el secado de estos equipos sea menor de 0.5% de Humedad Residual.

El contenido de humedad de 0.2 a 0.4% es un buen valor de trabajo, Humedad Residual abajo de 0.1%, además de ser una condición difícil de obtener, no es recomendable por la posible pérdida de vida del aislamiento. Se ha demostrado por varios investigadores, que el contenido de agua de aislamiento fibroso se equilibra a un nivel gobernado por la presión de vapor y la temperatura del medio aislante; la carta de equilibrio de la Fig. IV.6 muestra esta relación.

Con este valor se toma una última lectura de vacío, se procede a cerrar la válvula entre el tanque del transformador y el equipo de vacío, se toman lecturas de vacío cada 5 min. por un lapso de 1 hora como mínimo.

Cuando tres lecturas sucesivas tengan el mismo valor, está será la presión del vapor producida por la humedad residual a la temperatura que se encuentran los devanados del transformador.

En el caso de que las lecturas de vacío no se estabilicen y se salgan del Rango del Vacuómetro, tendremos el transformador húmedo o en su defecto con fugas.

Se determina la temperatura de los devanados, preferentemente por el método de medición de resistencia ohmica.

Con los valores de precisión de vapor y temperatura, se determina la Humedad Residual de los aislamientos sólidos del transformador, utilizando la fig. IV.6.

V) RECOMENDACIONES - Es necesario probar a brida ciega el equipo de vacío a fin de conocer el vacío que puede alcanzar, con el objeto de saber si a la temperatura a que están los devanados es capaz de obtener el vacío correspondiente, para la humedad recomendada (0.2% o menos), está prueba se realiza a la temperatura ambiente (10 a 40 °C) el equipo deberá ser capaz de obtener un vacío entre 5 y 75 micrones, fig IV.5.

Para la medición de la resistencia ohmica (se debe usar un ohmetro para bajas resistencias), se recomienda el uso del doble puente de Kelvin.

VI) MÉTODO DEL PUNTO DE ROCÍO DEL GAS (NITRÓGENO O AIRE) - El Punto de Rocío de un gas es por definición, la temperatura a la cual la humedad presente (vapor de agua contenido en el gas) comienza a condensarse sobre la superficie en contacto con el gas; en base a este valor se puede determinar sobre un volumen conocido la cantidad total de agua contenida en él, así como su Humedad Relativa. La cantidad de agua en el papel se determina como una función de la Humedad Relativa del gas con el cual está en contacto cuando está expuesto, hasta alcanzar condiciones de equilibrio entre sus respectivas humedades.

En la actualidad existe la suficiente experiencia para decir que la técnica de determinación de humedad por este método es adecuado y con suficiente precisión. El procedimiento general consiste en llenar el transformador con un gas seco (aire o nitrógeno), de tal manera que al cabo de un cierto tiempo, en el cual se alcance el estado de equilibrio en humedad, se mida el Punto de Rocío del gas y con este valor determinar la Humedad Residual en los aislamientos. A continuación se detallan los pasos necesarios, para efectuar la determinación de la Humedad Residual.

a) Al terminar con el armado del transformador, comunicados tanque conservador y radiadores, se extrae todo el aceite y debidamente sellado, se procede a efectuar vacío hasta alcanzar un valor de 100 micrones o menos y se mantiene en estas condiciones por cuatro horas.

1 mm de Hg = 1000 micrones.

En virtud de lo anterior, es necesario disminuir al mínimo el contenido de agua de los aislamientos, así como el desarrollo de métodos para la determinación exacta de la humedad residual, tanto en sólidos como en el aceite.

IV) DETERMINACIÓN DE HUMEDAD RESIDUAL - Se entiende por Humedad Residual, la cantidad de agua expresada en por ciento del peso total de los aislamientos sólidos que permanece en ellos al final de un proceso de secado; actualmente para su determinación se usan dos métodos: el que la determina a partir de la presión de vapor producida por la humedad en un medio al vacío (el propio tanque del transformador), y el que usa la medición del punto de rocío en un gas en contacto con los aislamientos, los métodos anteriores se describen a continuación.

V) MÉTODO DEL ABATIMIENTO DE VACÍO.- La presión absoluta dentro de un transformador es originada por el movimiento molecular de un gas, en éste caso el vapor de agua desprendido por los aislamientos, con la medición de esta presión y la temperatura de los devanados podremos determinar el procedimiento de humedad residual contenido en los aislamientos.

Al terminar el armado del transformador, secado y comunicados tanque conservador y radiadores y sin aceite, se aplican nitrógeno a una presión de 8Lbs/Pig durante 24 horas, si no existieron fugas continúe con el paso siguiente:

Se conecta el equipo de vacío y el vacuómetro de mercurio (Fig. No. IV.5) y se procede a efectuar vacío, se registran las lecturas en intervalos de tiempo preestablecidos, hasta alcanzar un valor estable, durante 4 hrs. o más.

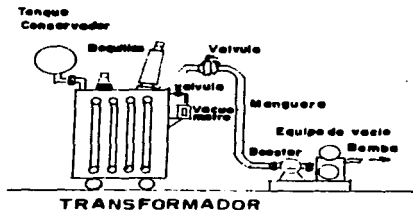


FIG. IV.5

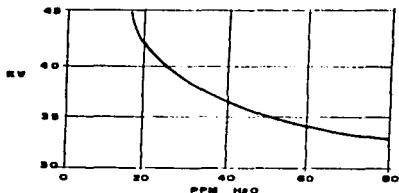


FIG. IX. 1 VARIACION DE LA RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE AISLANTE CON SU CONTENIDO DE AGUA

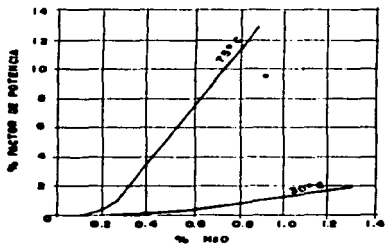


FIG. IX. 2 VARIACION DEL FACTOR DE POTENCIA DEL PAPEL KRAFT CON SU CONTENIDO DE AGUA

Para conocer el estado de los aislamientos, normalmente se efectúan pruebas eléctricas, como resistencia de aislamiento y Factor de Potencia; conforme a los resultados y a las tensiones de operación del equipo, se determina si están en buenas condiciones; estas pruebas dan cierta seguridad de los aislamientos antes esfuerzos eléctricos, no siendo así en lo que se refiere a la degradación térmica de los mismos, ya que éste es dependiente de la humedad contenida en ellos.

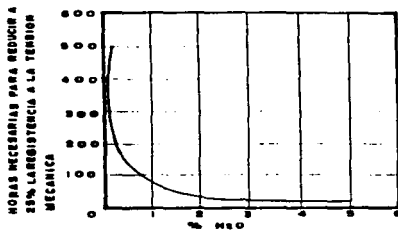


FIG. IX.3 EFECTO DE LA HUMEDAD EN EL PAPEL SOMETIDO A ENVEJECIMIENTO A UNA TEMPERATURA DE 150 °C

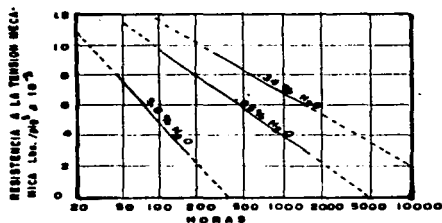


FIG. IX.4 ENVEJECIMIENTO DE PAPEL IMPREGNADO EN ACEITE A UNA TEMPERATURA DE 150 °C

El calor provoca degradación tanto en el papel como en el aceite y es originada por cambios químicos (pirólisis) que afectan la estabilidad de sus propiedades mecánicas y eléctricas, y esta degradación depende de muchos factores: la habilidad del papel para resistir la degradación térmica es disminuida por la presencia de contaminantes orgánicos, la retención de productos originados por su propia degradación, por la naturaleza del medio y por la presencia de humedad.

Los efectos de la degradación, conocida por el envejecimiento sobre las propiedades mecánicas del papel según su contenido de humedad, se pueden ver claramente en las figuras IV.3 y IV.4.

1) OBJETIVO - El objetivo es, proporcionar los elementos necesarios para unificar criterios en la determinación de la humedad residual que guardan los aislamientos de equipos nuevos y al efectuar el mantenimiento completo de equipos en operación.

II) AISLAMIENTOS SÓLIDOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.- Los aislamientos sólidos de los transformadores de potencia están compuestos principalmente por papel, cartón y madera; generalmente un 95% de éstos aislamientos son papel kraft y cartón (Press Board), los cuales tienen como principal componente la celulosa, la que desde el punto de vista químico está considerado como una cadena de glucosa.

Los tipos de papel utilizados en transformadores son el kraft y el crepé con sus variante, dependiendo del fabricante, el cual lo somete a diferentes tratamientos a fin de reforzar determinadas características; entre ellas esta la resistencia dieléctrica, resistencia al desgarro, temperatura de utilización, envejecimiento, etc..

El papel crepé dada su forma, facilita enormemente el encintado de formas irregulares, teniendo también excelentes características mecánicas y una relativa permeabilidad al aire.

Actualmente algunos fabricantes están utilizando dos tipos de papel especialmente tratados para los encintados de las bobinas; el papel de las capas interiores tienen buenas propiedades dieléctricas y las capas exteriores son de magníficas características mecánicas.

La función principal de los aislamientos sólidos en transformadores es formar una barrera dieléctrica, capaz de soportar la diferencia de potencial a que están sujetas las diferentes partes del equipo, así como mantener el flujo de corriente principal por una trayectoria predeterminada, con el objeto de evitar trayectorias de corriente no deseadas (Corro Circuito).

III) HUMEDAD EN LOS AISLAMIENTOS SÓLIDOS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.- Con los voltajes de transmisión cada vez más elevados, el secado adecuado de los transformadores ha tomado una importancia vital para la instalación y operación de los mismos. El factor importante en el proceso de secado de transformadores es eliminar el agua residual hasta valores permisibles en los aislamientos.

El método de secado en fábrica varia según el constructor, siendo los más comunes aire caliente y vacío, vapores calientes y vacío y aceite caliente y vacío.

Todos los métodos tienden a reducir la humedad a 0.2% o menos por peso de los aislamientos secos; en fábrica la temperatura del transformador se mantiene entre 85 y 90°C no excediendo los 100°C y se aplica un alto vacío de fracciones de mm. de Hg, hasta que la humedad se extrae diariamente (colectada en una trampa de hielo seco) es insignificante.

La presencia de agua afecta considerablemente la rigidez dieléctrica, tanto del papel como del aceite, disminuyendo ésta hasta límites peligrosos dentro de los esfuerzos a que están sometidos estos materiales.

Los efectos sobre las características dieléctricas del papel y del aceite se muestran en las gráficas IV.1 y IV.2; en la figura IV.2 se ve la afectación del Factor de Potencia del papel kraft de acuerdo a su contenido de humedad y variación de la temperatura; en la figura IV.1 se ve como varia la rigidez dieléctrica del aceite según el contenido de agua.

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

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

Con valor establecido por C.F.E., el valor máximo de diferencia permitida es de 0.4%.

4.4 PRUEBA DE RESISTENCIA OHMICA A DEVANADOS.

Esta prueba es utilizada en el campo para detectar valores de $R1^2$ (pérdidas en el cobre), falsos contactos (conexiones de boquillas y cambiadores de derivaciones) por soldaduras deficientes.

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 el calentamiento del devanado.

Un puente de Wheatstone puede medir valores de orden de 1 miliohm a 11.110 megohms; el puente de Kelvin es susceptible de medir resistencia del orden de 0.1 microohms 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.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

En conexión 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 obtienen valores similares. En caso de que se tenga un devanado fallado, dos fases darán valores similares.

Para transformadores en conexión estrella el valor es similar en 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 con pruebas posteriores.

4.5 DETERMINACIÓN DE LA HUMEDAD RESIDUAL EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Esta sección describe los procedimientos de campo recomendados para la determinación de la humedad residual, en aislamientos sólidos de Transformadores de Potencia y Reactores. Y en forma general se describe como afecta el agua contenida en los aislamientos en detrimento de sus propiedades, ante elementos, como el calor y esfuerzos eléctricos.

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 permite a 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 (H1-H3), (H3-H2).

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).

4.3 PRUEBA DE RELACIÓN DE TRANSFORMACION

Determinación de condiciones reales del transformador después de la operación de la protección primarias tales como: diferencial, buchholtz, fusibles de potencia, etc., las condiciones son las siguientes:

Identificación de espiras en corto circuito.

En la investigación de problemas relacionados con corrientes circulantes y distribución de carga en transformadores en paralelo.

Determinación de cantidad de espiras en bobinas de transformadores.

INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.

Si la aguja del amperímetro se deflexiona a plena escala y la aguja del voltímetro 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:

a) Si en el transformador bajo prueba, no se logra obtener el balance, el problema puede considerarse como un corto circuito o un corto 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.

b) 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 la excitación (X) e inserte una pieza de fibra aislante entre la terminal del transformador y la pieza que es tope del 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 está abierto no se detendrá, indicación de corriente en el amperímetro. Si el amperímetro indica una corriente de excitación normal, se puede concluir que el devanado primario está abierto.

FACTOR QUE AFECTA 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 alguna en especial.

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

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 o 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 a 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 de switch de doble tiro, esto deberá ser en forma momentánea, incrementando el potencial lentamente con el reóstato y en seguida regresarlo a 0. En transformadores trifásicos deberá efectuarse en cada de las fases, dependiendo de la conexión del transformador y calcular la corriente a aplicar.

Después de haber realizado lo anterior, vuelva a efectuar 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 transformador o el magnetismo remanente continua, por lo cual se debe de investigar el problema con mayor detalle.

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 efectos dentro del circuito magnético como pueden ser: fallas en el aislamiento de los tornillos de sujeción del núcleo o aislamiento entre laminaciones.

5.4 SELLADO

Se deberá prestar especial atención durante la instalación de radiadores, enfriadores boquillas, cubiertas y otras partes selladas con empaques estén bien colocados. Las uniones deberán ser apretadas gradualmente. En la mayoría de los casos los empaques están totalmente confinados y están provistos de medios para controlar la compresión. Para empaques de hule sintético no se requiere utilizar pegamento excepto si se necesita mantener dicho empaque en posición para ensamble.

En toda la tubería roscada, se usará un sellador para evitar las fugas. Cuando un accesorio de una tubería (como un tapón ó una válvula tipo tornillo) tiene fugas ó si el sello se rompe al poner ó remover dicho accesorio, es necesario limpiar completamente la superficie de la rosca antes de resellar. Todo el aceite, grasa, antiguo sellador y polvo, deberá ser removido de la rosca. Hacer la rosca de nuevo ó reenroscar si es necesario, tenga cuidado de que la rebaba no entre en el equipo. Cuando reemplace accesorio con rosca (macho ó hembra), cubrir esta con el sellador y luego poner el accesorio sin apretar de más, una vez que el sellador ha fraguado, no dé vuelta al accesorio por que esto romperá el sello y causará fugas.

Para transformadores que requieren sellarse con empaque se utiliza una fórmula de hule sintético de nitrilo, la cual, es altamente resistente a los solventes y no contamina ni es contaminada por el aceite del transformador.

La mayoría de los empaques son diseñados para que sean retenidos en su posición sin usar un pegamento de hule. Esto es logrado, utilizando ranuras o cejas. Estas ranuras o cejas sirven también para limitar automáticamente a un valor predeterminado la cantidad de compresión del empaque, ya que una compresión apropiada es un factor significativo en la vida útil del empaque. En caso de que un empaque se rompa o raspe, o pierda su elasticidad, será necesario reemplazarlo por uno nuevo.

- Se acopla todo lo que se le retiró al transformador como son; radiadores, tapa de entrada hambre, válvula de sobrepresión.
- Se termina de llenar el transformador hasta el nivel de operación normal.
- Se le coloca su equipo inerteaire que es con el fin asegura una larga vida de los aislamientos y una insignificante deterioración del aceite, al eliminar el oxígeno y la humedad que se podrian absorben hacia el interior del transformador cuando este sufre variaciones en la temperatura del aceite, manteniendo un acojinamiento de nitrógeno seco por encima del aceite dielectrico.
- Através del equipo inerteaire automático se le inyecta 1.5 Lb/In².

En estas condiciones esta listo en transformador para las pruebas y puesta en servicio que se describen en el siguiente capítulo.

CAPITULO VI

PRUEBAS Y PUESTAS EN SERVICIO DESPUÉS DEL MANTENIMIENTO Y PROCESO DE SECADO

6.1 PRUEBAS

Antes de iniciar los trabajos del mantenimiento mayor y proceso de secado de los transformadores; cada uno fue sometido a una serie de pruebas iniciales como se vio en el capítulo anterior.

De los resultados de las pruebas después del mantenimiento mayor y proceso de secado, se podrá tomar una decisión oportuna en caso de que, algún componente se detecte en malas condiciones ó este por abajo de los valores de las normas establecidas ó experiencias de los fabricantes, con lo cual se determinará el camino a seguir sobre la operación, reposición de elementos (principalmente del aceite dieléctrico), ó reparación mayor que garanticen la continuidad del servicio de los transformadores después del mantenimiento mayor y del proceso de secado.

Las pruebas iniciales sirven como base de comparación con las pruebas de puesta en servicio (finales). Las pruebas puesta en servicio se efectúan al concluir los trabajos del mantenimiento mayor y el secado y si los valores de las pruebas de puesta en servicio son inferiores a los valores de las normas establecidas no podrá conectarse el transformador hasta que por lo menos se igualen los valores iniciales. De no hacer lo anterior se expondrá al transformador a una falla de graves consecuencias.

Las pruebas iniciales o finales deben ser hechas con pleno conocimiento teórico del funcionamiento del transformador; de que, no contar con estas bases, no se podrá efectuar las pruebas ó no podran ser interpretado los resultados de esta.

Las pruebas que se efectúan a transformadores, pueden dividirse en los siguientes grupos:

1. - Pruebas de aislamiento.
2. - Pruebas de los devanados.
3. - Pruebas del aceite o líquidos dieléctrico

6.2 PRUEBAS DE AISLAMIENTO

La vida útil de un transformador de su aislamiento para resistir los esfuerzos físicos y dieléctricos a que están sometidos en condiciones de trabajo, deben ser capaces igualmente de resistir los efectos perjudiciales del calor y humedad por lo tanto, la medición de la resistencia de aislamiento sirve para darnos un idea del estado en que se encuentran los aislamientos, para saber si están en condiciones de soportar los esfuerzos que se originan durante una prueba o durante el trabajo normal.

Las condiciones del aislamiento de un transformador se determina por el conjunto de resultado de las pruebas que se somete el aislamiento.

6.2.1 PRUEBAS DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Esta prueba sirve para determinar el estado de los aislamientos sin someterlos a grandes esfuerzos eléctricos, esto se debe a que el voltaje de prueba es bajo respecto al normal.

Las mediciones de éstas resistencias se basan en la ley de Ohms, al medir la corriente que se fuga a través del aislamiento se determina dicha resistencia. Por definición la resistencia de aislamiento es dada por la siguiente relación:

$$\text{resistencia de aislamiento} = \frac{\text{voltaje de prueba}}{\text{corriente de fuga}}$$

En un transformador la resistencia de aislamiento a determinar se mide en:

Alta tensión contra baja tensión + Tanque a tierra
Baja tensión contra alta tensión + Tanque a tierra
Alta tensión contra baja tensión

Hay instrumentos llamados medidor de resistencia de aislamiento (Megger) que consta de una fuente de corriente directa y un indicador de megohms.

La fuente es de baja capacidad, de tal forma que si un aislamiento está débil no lo agrave por lo que, ésta prueba es indicativa y no destructiva. La indicación depende de la temperatura y condiciones del aislamiento del transformador.

La resistencia de aislamiento es la resistencia megohms que ofrece un aislamiento a un voltaje de corriente directa. La corriente resultante es la corriente de aislamiento y la cual consta de dos componentes a saber:

- a) La corriente que fluye dentro del volumen de aislamiento.
- b) La corriente de fuga que fluye a través del aislamiento y sobre la superficie de éste, esta corriente de fuga no varía con el tiempo para un valor de voltaje aplicado, por lo que, es factor principal con el que se puede juzgar la condición de un aislamiento durante un lapso de tiempo (en el caso de la determinación del índice de polarización 10 minutos).

La resistencia de aislamiento varía en forma directamente proporcional con el espesor del aislamiento e inversamente proporcional con el área de aislamiento bajo prueba.

La medición de resistencia de aislamiento de los devanados de un transformador, se deben hacer a una misma temperatura y referirlos a una temperatura normal de operación, debido a que la resistencia de aislamiento varía en forma a la temperatura; esto es, al aumentar la temperatura disminuye la resistencia de aislamiento.

El concepto anterior es muy importante, ya que, a una temperatura de prueba baja, se puede tener un valor mínimo aceptable de resistencia de aislamiento para la tensión normal de operación del transformador, el valor real de la resistencia de aislamiento de los devanados, estará por abajo de los requerimientos mínimos para la tensión normal de operación del transformador, por lo que, en caso de conectarlo se puede ocasionar la salida del equipo por una falla de los devanados, costosa de reparar.

En la práctica se ha detectado que los requerimientos mínimos de resistencia de aislamiento son de 1 megaohms por cada una kv. A la temperatura normal de operación.

Como se indicó anteriormente en la tabla No. 11 que se refiere corrección por temperatura para resistencia de aislamiento a 20°C. En caso de no contar con esta tabla a la mano, en forma practica se puede corregir el valor de resistencia de aislamiento, bajo la suposición de que por cada 10°C de aumento en la temperatura, la resistencia de aislamiento disminuya la mitad y así sucesivamente hasta llegar a la temperatura de operación del transformador.

Los transformadores a los cuales se le hizo mantenimiento mayor y proceso de secado, son transformadores monofásicos con las siguientes tensiones normales de operación de placa.

EMBOBINADO	TAP	EMBOBINADO	VOLTS	
			LINEA	AMPERES
ALTA TENSIÓN (ESTRELLA)	5	139 430	241 500	239
	4	136 110	235 750	245
	3	132 790	230 000	251
	2	129 470	224 250	257
BAJA TENSIÓN (DELTA)	1	126 150	218 500	264
		93 000	93 000	358

Como puede observarse los transformadores en el banco con conexiones delta, para la baja tensión o 93 kv, en el enbobinado y la línea en conexión estrella para la alta tensión; esto es 140 kv., para el enbobinado y 240 kv para la línea.

Como podemos observar los requerimientos mínimos de aislamiento para los devanados de baja tensión y alta tensión para una temperatura de operación de 75°C, son de 93 megaohms, 140 megaohms, 2700 megaohms y 3800 megaohms a 20°C respectivamente. Cualquier valor que esté por abajo de éstos, deberá mejorarse; el obtener valores bajos nos indica en forma decisiva que el aislamiento este en malas condiciones o este deficiente; sino que hay humedad en los aislamientos los factores que hacen que la resistencia de los aislamientos de los devanados de los transformadores se vea disminuido son:

- Humedad presente en el aceite
- Lodos sedimentos
- Envejecimiento propio del aislamiento

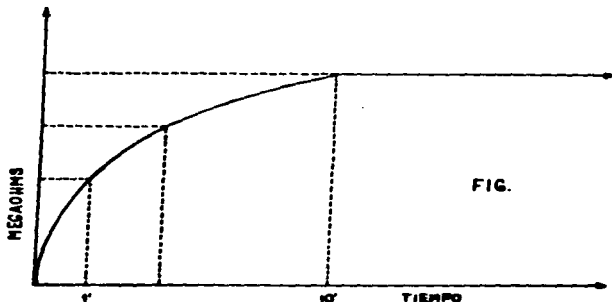
El factor que más afecta es la humedad presente en el aceite aislante y la cual se adhiere a los aislamientos de los devanados.

El resultado de las pruebas de resistencia de aislamiento de los transformadores 28A y 28B se tiene en el reporte de prueba a transformadores de potencia.

6.2.2 DETERMINACIÓN DE FACTOR DE ABSORCIÓN O ÍNDICE DE POLARIZACIÓN

El efecto de absorción dieléctrica, es una característica de la mayoría de los aislamientos. En la práctica se ha encontrado, que un aislamiento limpio y seco y en buen

estado, al aplicarse un voltaje de corriente dieléctrica en forma continua, el valor de la resistencia de aislamiento tiende a crecer a medida que pasa el tiempo volviéndose casi estable, después de 10 min. por lo que, es conveniente realizar la prueba con un Megger motorizado e ir tomando los valores de resistencia de aislamiento cada un minuto para poder tabular y obtener la curva de absorción que se indique en la siguiente figura.



A partir de los datos de las lecturas de resistencia de aislamiento de 1 minuto y 10 minutos, se obtiene el factor de absorción o índice de polarización (I.P) por medio de la siguiente relación:

$$I.P = \frac{\text{lectura en megaohms } (10')}{\text{lectura en megaohms } (1')}$$

Las normas establecidas para los valores de factor de absorción o índice polarización, son las siguientes:

RELACION $\frac{10'}{1'}$	CONDICIONES DEL AISLAMIENTO TRANSFORMADORES NUEVOS	CONDICIONES DEL AISLAMIENTO TRANSFORMADORES USADOS
de 1.0 a 1.25	Crítica	Crítica
de 1.3 a 1.5	Crítica	Aceptable
mayor de 1.6	Aceptable	Excelente
mayor de 2.0	Excelente	Excelente

En nuestro caso, los transformadores bajo prueba tienen un tiempo de servicio de 46 años aproximadamente, por lo que tomaremos como valor normal de factor de absorción para el aislamiento en condiciones aceptables mayor de 1.3; en caso de que los valores de absorción sea menor de éstos, nos dará una indicación de que los aislamientos están en malas condiciones o húmedos.

Es muy común creer que una vez efectuadas las pruebas de resistencia de aislamiento y determinar su factor de absorción o índice de polarización se sabe si el aislamiento probado está seco o húmedo y decidir si entra o no en el servicio, esto en realidad no es sencillo, se deben de realizar otras pruebas, para que analizadas en conjunto nos permitan tomar la decisión de entrar en un servicio o no.

El resultado de las pruebas de índice de polarización de los transformadores 28A y 28B se tiene en el reporte de pruebas a transformadores de potencia.

6.2.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS, PRUEBAS INICIALES Y PRUEBAS FINALES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO E ÍNDICE DE POLARIZACIÓN DE TRANSFORMADORES 28A Y 28B.

RESULTADO DE LAS PRUEBAS INICIALES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO E ÍNDICES DE POLARIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE LOS BANCOS 28A Y 28B DE S.E SALTO

EQUIPO	A.T.		V _a		BT		+ T		BT		V _a		A.T.		+ T		CONDICIONES DEL AISLAMIENTO
	LECTU TEMP °C	RA M _D I'	A 20° 10'	C I.P.	LECTU TEMP °C	RA M _D I'	A 20° 10'	C I.P.	LECTU TEMP °C	RA M _D I'	A 20° 10'	C I.P.	LECTU TEMP °C	RA M _D I'	A 20° 10'	C I.P.	
T-I-T-28A	32	135	155	1.1	32	125	150	1.2									A.T CRITICA B.T CRITICA
T-II-T-28A	34	28	30	1.0	34	35	44	1.25									A.T CRITICA B.T CRITICA
T-III-T-28A	38	39	42	1.0	38	44	47	1.06									A.T CRITICA B.T CRITICA
T-I-T-28B	45	7.3	7.7	1.0	45	7.4	7.7	1.04									A.T CRITICA B.T CRITICA
T-II-T-28B	45	152	71	0.4	45	69	65	0.94									A.T CRITICA B.T CRITICA
T-III-T-28B	34	750	780	1.0	34	450	550	1.22									A.T CRITICA B.T CRITICA
T-XT-28A-28B	40	730	750	1.1	40	650	730	1.12									A.T CRITICA B.T CRITICA

TABLA 6.2.3.1

RESULTADO DE LAS PRUEBAS INICIALES DE RESISTENCIA DE AISLAMIENTO E ÍNDICES DE POLARIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE LOS BANCOS 28A Y 28B DE S.E SALTO

EQUIPO	A.T.	V _s	BT	+ T	BT	V _s	A.T	+ T	CONDICIONES DEL AISLAMIENTO
	LECTU TEMP °C	RA M _Ω 1'	A 20° 10'	C 1 P	LECTU TEMP °C	RA M _Ω 1'	A 20° 10'	C 1 P.	
T-I-T-28A	26	9500	20000	2.5	26	8100	1800	3.12	A.T EXCELENTE B.T EXCELENTE
T-II-T-28A	24	360	800	2.8	24	324	950	2.6	A.T EXCELENTE B.T EXCELENTE
T-III-T-28A	24	9800	21000	2.1	24	8000	14800	1.85	A.T EXCELENTE B.T EXCELENTE
T-I-T-28B	23	8000	18700	2.3	23	7500	12000	1.6	A.T EXCELENTE B.T EXCELENTE
T-II-T-28B	24	540	2500	4.6	24	460	2800	6.0	A.T EXCELENTE B.T EXCELENTE
T-III-T-28B	50	2800	4800	1.7	50	2200	4000	1.81	A.T EXCELENTE B.T EXCELENTE
T-XT-28A-28B	25	11000	20000	1.8	25	7500	12500	1.66	A.T EXCELENTE B.T EXCELENTE

6.3. PRUEBAS DE LOS DEVANADOS

Estas pruebas se realizan para conocer el estado físico de los transformadores bajo prueba y las que se realizaron fueron:

6.3.1 RELACIÓN DE TRANSFORMACIÓN Y POLARIDAD

La medición eléctrica de la relación de transformación o relación de espiras, se basa en la suposición de que la relación de las tensiones en vacío de los devanados de alta tensión y baja tensión del transformador bajo prueba, es igual a la relación numérica que existe entre el número de espiras del devanado de alta tensión al devanado de baja tensión, o sea:

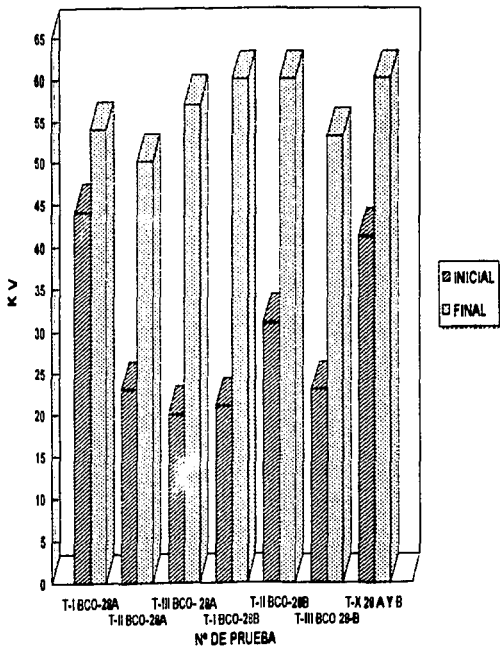
$$a = \frac{V_p}{V_s} = \frac{N_p}{N_s}$$

La prueba de relación de transformación, se realiza con TTR (test turn ratio); el cual está diseñado para medir la relación de tensiones en vacío a la relación de espiras dentro de $\pm 0.1\%$ de margen de error, siendo entonces la función real de acuerdo con la relación de transformación nominal.

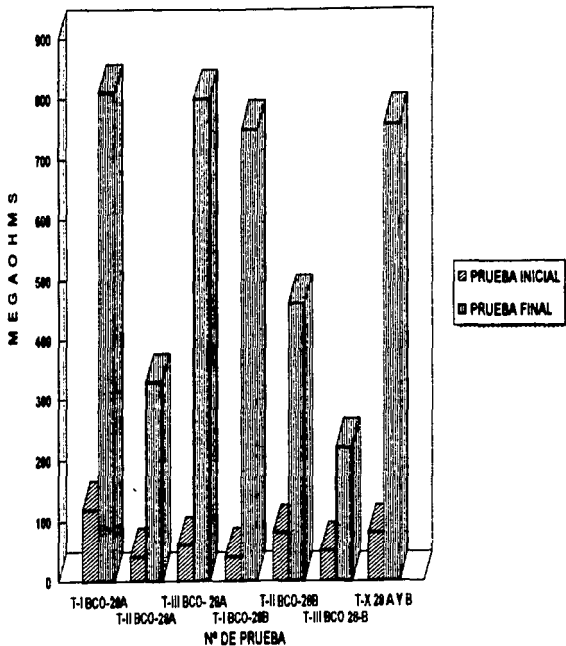
El TTR está dispuesto de manera que durante la prueba de relación de transformación se determine la polaridad y también permite detectar devanados abiertos o en corto circuito.

Debe hacerse notar que esta prueba se hace con transformadores completamente desenergizados.

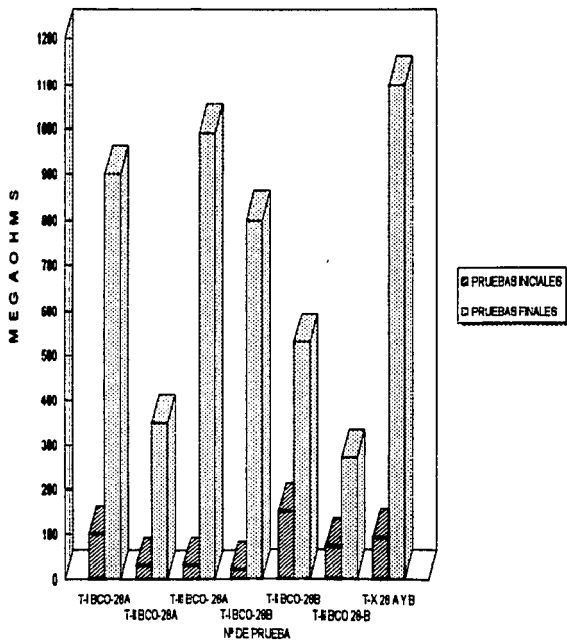
GRAFICA COMPARATIVA DE LAS PRUEBAS INICIALES Y FINALES DE RIGIDEZ DIELECTRICA DEL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES BANCO 26 - A Y 26 - B S E EL SALTO



GRAFICA COMPARATIVA DE LOS RESULTADOS DE PRUEBAS INICIALES Y PUESTA EN SERVICIO DE RESISTENCIA DE AISL. DEL DEVANADO (B.T. vs A.T. + T.) A 20°C BANCO 2B-A Y 2B-B S.E. EL SALTO.



GRAFICA COMPARATIVA DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS INICIALES Y PUESTA EN SERVICIO
RESISTENCIA DE AISL. DEL DEVANADO (A.T. vs B.T + T) A 20 °C BANCO 28-A Y 28-B S.E. EL SALTO



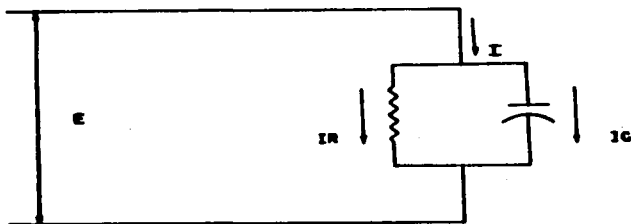
Los transformadores monofásicos de la S. E. Salto, la prueba se realizó en todo los tipos del cambiador de derivaciones sin carga (ver datos de placa). Los resultados de dichas pruebas a transformadores de potencia.

6.3.2 PRUEBA FACTOR DE POTENCIA

Esta prueba se usa principalmente para probar la condición de los devanados, boquillas de las terminales y del aceite de los transformadores, ésta prueba es recomendable para detectar humedad y otras contaminaciones productoras de pérdidas en los devanados; siendo más revalorada que una prueba de resistencia de aislamiento.

El actor de potencia de un aislamiento se define como el seno del ángulo entre el voltaje aplicado y la corriente resultante; se obtiene de la medición de watts, miliamperes o microamperes, con equipo especial; en esta prueba se utilizó el probador del factor de potencia tipo M2H.

La teoría de la medición del factor de potencia consiste básicamente, de que el aislamiento ideal, la corriente es completamente capacitiva, pero en los aislamientos reales existe una pequeña componente en fase con el voltaje aplicado que produce disipación de energía, lo anterior se representa en la figura siguiente:

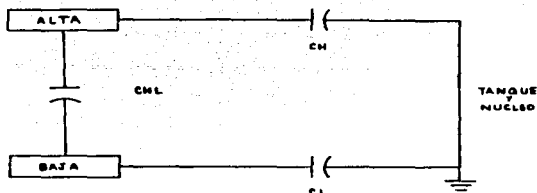


Circuito equivalente de un dieléctrico al aplicarle potencial E.

Los valores del factor de potencia son independientes del área o espesor del aislamiento y dependen únicamente de la humedad; la ionización y la temperatura; por lo tanto son más fáciles de interpretar que los valores de aislamiento que adicionalmente dependen del área y espesor del aislamiento.

La interpretación de los resultados de la prueba involucra el uso de datos normalizados, basados en datos de pruebas correspondientes al equipo normal y anormal con aislamientos de varios tipos.

El aislamiento que intervienen en su transformador de dos devanados se muestra en la siguiente figura:



En la figura anterior, se presenta el aislamiento entre alto voltaje y tierra por Ch., entre bajo voltaje y tierra por CL y entre alto y bajo voltaje por CHL.

Debe entenderse que los aislamientos que intervienen en el transformador son diferentes espesores, forma volumen y materiales.

Los resultados de esta prueba de factor de potencia de los bancos 28A y 28B están en el reporte de prueba de transformador de potencia.

6.3.3 PRUEBAS DEL ACEITE AISLANTE

El aceite aislante usado en transformadores, tiene las siguientes funciones:

- Proveer un aislamiento eléctrico adecuado
- Conducir y disipar el calor generado en el equipo, esto es actuar como medio refrigerante
- Proteger los aislamientos sólidos contra la humedad y el aire

El aceite usado en transformadores, debe poseer propiedades esenciales, que deban mantenerse durante le servicio de operación para que cumpla con su múltiple función de aislante eléctrico y como medio refrigerante. debe tener adecuada rigidez dieléctrica que haga soportar los esfuerzos dieléctrico durante el servicio.

Debe poseer alta resistencia a la gasificación para reducir el riesgo de flameo o explosiones; debe poseer baja viscosidad para no obstruir su habilidad para circular o transferir el calor, de esta forma se obtiene una mejor impregnación de los aislamientos sólidos, debe fluir a bajas temperaturas, debe tener una alta temperatura de inflamación e ignición, debe tener bajo factor de potencia. Sus pérdidas dieléctricas no deben ser excesivas, debe poseer estabilidad química.

Por lo anterior, el aceite aislante utilizados en el transformador es quizá el elemento que más se debe de cuidar, ya que su función primordial es aislar y refrigerar, por lo que es necesario efectuar pruebas al mismo para determinar el estado de buen aislante eléctrico que debe tener un aceite para transformador.

Existe una prueba, la cual es importante practicarla en un aceite de transformador para poder comparar el valor obtenido con las especificaciones y saber si se encuentra dentro de los rangos permitidos; estas pruebas son de rigidez dieléctrica o tensión de ruptura y factor de potencia.

a) Rigidez dieléctrica. - 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 usa, es capaz de relevar dos cosas; la resistencia momentánea de un aceite al paso de la corriente y la relativa cantidad de agua libre, lodos, polvos o cualquier partícula conductora presente en la muestra, en forma general se puede decir que la tensión de ruptura mide la presencia de agua y sólidos en suspensión.

Los valores normalizados para un equipo de prueba con electrodos planos separados 2.5 mm. Son los siguientes: Para aceite nuevo el valor debe ser mayor de 30 kv, para aceite usado se tomó un valor de 18 kv, como aceite en malas condiciones y 25 kv o más como aceite en buenas condiciones.

Para obtener un valor de la tensión de ruptura más confiable se efectúan 6 pruebas, designándole el valor más alto y el más bajo, promediando los cuatro valores restantes.

Si se analiza una muestra muy sucia la copa debe lavarse con benzol y gasolina, luego se calienta para eliminar la humedad del aire, condensada debido al enfriamiento por la evaporación del solvente. Se puede verificar las condiciones de la copa realizando una prueba con gasolina seca, que debe dar un valor mayor de 32 kv.

Los valores de las pruebas de puesta en servicio están en el reporte de prueba a transformadores de potencia.

b) Prueba de factor de potencia al aceite. - El factor de potencia es una prueba para evaluar la condición del aceite desde el punto de vista dieléctrico. El factor de potencia de un aceite es la relación de la potencia disipada en Watts en el aceite, entre el producto del voltaje efectivo y la corriente, expresado en volts-amperes. Esto es numéricamente equivalente al coseno del ángulo de fase o al seno del ángulo de pérdidas; es una cantidad adimensional, expresada normalmente en porcentaje.

Un requisito que debe cumplir un buen aceite es la ausencia de agua y otros compuestos contaminantes para evitar la degradación y la falla del aislante.

La especificación para el aceite nuevo es 0.05% a 25°C y de 0.3% a 100°C. Para aceites en servicio el criterio a seguir varía de acuerdo al nivel de aislamiento y capacidad del transformador.

Un aceite con factor de potencia de 0.5% a 20°C, es usualmente considerado satisfactorio para operación.

Un aceite con un valor de factor de potencia entre 0.6% y 2% a 20°C debe ser considerado su estado como riesgoso, la confiabilidad para seguir operando en estas condiciones será muy arriesgada, por lo que deberá ser investigado y complementado con un análisis de pruebas químicas, para reacondicionarlo o reemplazarlo.

Los resultados de las pruebas de puesta en servicio están en el reporte de pruebas a transformadores de potencia.

6.3.4 PRUEBA DE CORRIENTE DE EXCITACIÓN

Los transformadores sufren frecuentemente fallas por daños en sus devanados y núcleos por los esfuerzos mecánicos de los cortos circuitos por golpes en su transportación, los cuales provocan corto circuito en tres espiras, sobre calentamiento, desplazamientos de devanados y núcleos, los métodos más usados para detectar estos daños son normalmente por pruebas e inspecciones visuales.

Entre las pruebas conocidas está el método de medición de la corriente de excitación, que es el método que trataremos de describir en los siguientes párrafos.

La corriente de excitación de un transformador es aquella que se obtiene en el devanado primario al aplicar a éste un voltaje, manteniendo al transformador sin carga, es decir, el secundario en circuito abierto.

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

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

Trataremos primero el caso de un transformador monofásico, en el cual bastará únicamente el conectar directamente un amperímetro en uno de los extremos del devanado energizado. En un transformador trifásico conectado en estrella, la corriente de excitación puede medirse aplicando voltaje independientemente a cada una de las fases y conectando un amperímetro en serie entre el neutro y tierra, en éste caso podemos observar que la corriente de excitación correspondiente a la pierna central, es menor que en las otras dos fases, debido a que la reluctancia del circuito magnético es menor.

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

Los valores de la prueba de corriente de excitación de los bancos 28A y 28B para la puesta en servicio están en el reporte de pruebas de transformadores de potencia.

6.3.5 PRUEBAS DE HUMEDAD RESIDUAL

ESPECIFICACIONES DE PRUEBAS

Método para estimar el momento en que se alcanzan las condiciones óptimas de secado de transformadores procesados en autoclave o en autoclave o en su propio tanque.

D
N

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA GENERACION
DEPARTAMENTO MECAXA

PBA. DE PUESTA EN SERV.

FECHA DE PRUEBA 22-SEP-94

PBA. DE INSPECCION

REPORTE MANTENIMIENTO

PBA. DESPUES DEL MANTTO

DIVISION MECAXA

ZONA CENTRO

**REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA (RESUMEN)**

SUBESTACION	SALTO	EQUIPO	T-1 BANCO 28-A					
N° DE SERIE	5066905	VOLTAJES KV	A.T.	230	B.T.	85	FECHA	27-SEP-96
CAPACIDAD	33.334 MVA	TIPO	MONOFASICO	IMPEDANCIA	9.4 %	MARCA	WESTINGHOUSE	

T. DE V	26 °C	TEMP. ACEITE	26 °C	TEMP. AMB.	25 °C	H.R.	0.18 %
TAP. OPERACION	5	CONDICIONES METEOROLOGICAS	BUENAS	CONEXIONES	ESTRELLA-DELTA		

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS A 20°C				CORRIENTE DE EXCITACION				RESISTENCIA DE DEVANADOS					
MEGACHMS				mA				OHMS					
MIN.	RH	RX	RHX	TAP	H1-H0	H0-H1	H-H	H-H	H-H	H-H	H-H		
0.6	8000	6000	8000	1									
1	9500	8100	8500	2									
2	10900	12000	13000	3									
3	12000	14500	17000	4									
4	14000	15000	19000	5	68.59	68.47							
7	17000	17000	23000	% FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS A 20°C				X-X	X-X	X-X			
10	20900	18000	25000	CH	0.57			RELACION DE TRANSFORMACION					
INDICES				CX	0.53	TAP5	RELACION NOMI. Y1	H1-H0 X1-X2	H-H	H-H	% DIF.		
10/1	2.5	3	3.12	CHX	0.55	1	1.35	1.357	X-X	X-X	0.51		
10/1/2	1.18	1.35	1.05					2	1.39	1.394	0.28		
BOQUILLAS				ACEITE AISLANTE									
M.W. F.P.		WATT8 ML/AMP		H0	H1	H2	H3	RESB.	50 X10(8) M.O.	3	1.42	1.426	0.42
				F.P.	0.07 %	4	1.46	1.464				0.27	
X0				X1	X2	X3							
				RIGID.	48 KV	5	1.49	1.494				0.6	

F.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES: _____

PROB0: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

REVIS0: ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

AUTORIZO: ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

D
N

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA GENERACION
DEPARTAMENTO NECAXA

PBA. DE PUESTA EN SERV.

PBA. DE INSPECCION

PBA. DESPUES DEL MANTTO.

FECHA DE PRUEBA 22 - SEP - 94

REPORTE MANTENIMIENTO

DIVISION NECAXA

ZONA CENTRO

REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA (RESUMEN)

SUBESTACION	SALTO	EQUIPO	T - II BANCO 26 - A			
N° DE SERIE	5064935	VOLTAJES KV		A.T. 230	B.T. 85	FECHA 16 - NOV - 94
CAPACIDAD	33.334 MVA	TPO	MONOFASICO	IMPEDANCIA	94 % MARCA	WESTINGHOUSE
T. DE V	24 °C	TEMP. ACEITE	24 °C	TEMP. AMBI.	29 °C	H.R. 1.3 %
TAP. OPERACION	5	CONDICIONES METEOROLOGICAS		BUENAS	CONEXIONES	ESTRELLA-DELTA

RESISTENCIA DE ABLAJAMIENTO DE DEVANADOS A 20°C				CORRIENTE DE EXCITACION mA			RESISTENCIA DE DEVANADOS OHMS		
MIN	R H	R X	R H X	TAP	H1 - H2	H2 - H3	H - H	H - H	H - H
0.5	280	300		1					
1	350	324	450	2					
2	400	500	550	3					
3	480	550	600	4					
6	550	570	650	6	68.44	68.43			
7	600	700	800	% FACTOR DE POTENCIA			X - X	X - X	X - X
10	600	650	950	DE DEVANADOS A 20°C					

INDICES				CH	1.68	RELACION DE TRANSFORMACION					
				CX	1.93	TAPS	RELACION NOM. Y T.	H1-H2 X1-X2	H-H	H-H	% DIF.
10/1	2.85	2.6	2.11	CHX	2.54	1	1.35	1.356	X-X	X-X	0.43
11/2	1.28	1.54	1.22								

BOQUILLAS		M.V. F.P.	WATT6 MLIA/MP.	ACEITE AISLANTE					
H2	H3			REBIS.	50 X10(8) M.O.	3	1.42	1.42E	0.42
				F.P.	0.07 %	4	1.46	1.465	0.34
X0	X1	X2	X3	RIGID.	49.8 KV	6	1.49	1.498	0.53

F.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES:

PROBO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

REVI60:

AUTORIZO:

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

D
N

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA GENERACION
DEPARTAMENTO NECAJA

PBA. DE PUESTA EN SERV.

FECHA DE PRUEBA 22 - SEP - 94

PBA. DE INSPECCION

REPORTE MAINTENIMIENTO

REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA (RESUMEN)

PBA. DESPUES DEL MANITO.

DIVISION NECAJA

ZONA CENTRO

SUBESTACION	SALTO	EQUIPO	T-III BANCO 28 - A	A.T.	230	B.T.	85	FECHA	26 - MAR - 95
N° DE SERIE	5066904	VOLTAJES KV		IMPEDANCIA	9.4 %	MARCA	WESTINGHOUSE		
CAPACIDAD	33.334	MVA	TIPO MONOFASICO						

T. DE V	24 °C	TEMP. ACEITE	24 °C	TEMP. AMB.	23 °C	H.R.	0.13 %
TAP. OPERACION	5	CONDICIONES METEOROLOGICAS	BUENAS	CONEXIONES	ESTRELLA-DELTA		

RESISTENCIA DE ABLANCADO DE DEVANADOS A 20°C				CORRIENTE DE EXCITACION				RESISTENCIA DE DEVANADOS			
MEGAHMS				mA				OHMS			
MIN.	RH	R X	R H X	TAP	H1 - H0	H0 - H1	H - H	H - H	H - H	H - H	H - H
0.5	7500	5500	8000	1							
1	9800	8000	1000	2							
2	10050	9000	12000	3							
3	15300	11200	16000	4							
6	17000	14000	18000	6	55.22	55.2					
7	19300	14200	21500					X - X	X - X	X - X	
10	21000	14800	24000								

INDICES				CH	RELACION DE TRANSFORMACION						
10/1	1/1/2			CX	TAPS	RELACION NOM. Y T.	H1-H0 X1-X2	H-H X-X	H-H X-X	% DIF.	
10/1	2.14	1.85	3	1.3							
1/1/2	1.3	1.45	1.25	1.75	1	1.35	1.351			0.07	
BOQUILLAS	M.W. F.P.	WATTS MILAMP.				2	1.39	1.394		0.28	
H0	H1	H2	H3	RESIS.	50	X10(0) M.C.	3	1.42	1.421	0.07	
				F.P.	0.16	%	4	1.45	1.455	0.34	
X0	X1	X2	X3	RIGID.	59.2	KV	6	1.49	1.497	0.46	

F.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES: _____

PROBO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

REVISO:

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

AUTORIZO:

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

D
N

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA GENERACION
DEPARTAMENTO NECAXA

PBA. DE PUESTA EN SERV.

FECHA DE PRUEBA 3 - JUN - 93

PBA. DE INSPECCION

REPORTE MAINTENIMIENTO

REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA (RESUMEN)

PBA. DESPUES DEL MANTTO.

DIVISION NECAXA
ZONA CENTRO

SUBESTACION	SALTO	EQUIPO	T-1 BANCO 23 - B	A.T.	230	B.T.	85	FECHA	25 - ABR - 95
Nº DE SERIE	5064935	VOLTAJES KV		IMPEDANCIA	9 4 %	MARCA	WESTINGHOUSE		
CAPACIDAD	33 234	MVA.	TIPO MONOFASICO						

T. DEV	23	°C	TEMP. ACEITE	23	°C	TEMP. AMB.	23	°C	H.R.	0.23	%
TAP. OPERACION			CONDICIONES METEOROLOGICAS			BUENAS			CONEXIONES		ESTRELLA-DELTA

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE
DEVANADOS A 20°C
MEGAOHMS

CORRIENTE DE EXCITACION
mA

RESISTENCIA DE DEVANADOS
OHMS

MIN.	R-H	R-X	R-H X	TAP	H1-H0	H0-H1	H-H	H-H	H-H	H-H
0.5	6200	5000	8000	1						
1	8000	7500	12000	2						
2	9700	8700	14000	3						
3	11800	9000	15000	4						
6	14500	9500	15500	8	55 22	55 2				
7	15500	10300	17000	% FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS A 20°C				X-X	X-X	X-X
10	18700	12000	28000	CH	0.98					

INDICES

10/1	2 33	1 E	2 33	CH	1 12	TAP8	RELACION NOM. Y T.	H1-H0 X1-X2	H-H X-X	H-H X-X	% DIF.
10/2	1 29	1 5	1 5	CHX	1 16	1	1 35	1 358			0 5

BOQUILLAS	M.W.	WATTS	F.P.	MILAMP.	ACEITE AISLANTE	2	1 39	1 395	0 35
H0	H1	H2	H3	REGIS	50 X10(4) M.O.	3	1 42	1 428	0 56
				F.P.	0 1 %	4	1 46	1 465	0 34
	X1	X2	X3	RIGID.	60 KV	6	1 49	1 500	0 06

F.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES: _____

PROBO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

REVISO:

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

AUTORIZO:

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

D
N

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA GENERACION
DEPARTAMENTO NECAXA

PBA. DE PUESTA EN SERV.

FECHA DE PRUEBA 22-SEP-94

PBA. DE INSPECCION

REPORTE MANTENIMIENTO

DIVISION NECAXA

REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA (RESUMEN)

PBA. DESPUES DEL WANTTO.

ZONA CENTRO

SUBESTACION	SALTO	EQUIPO	T-II BANCO 28 - B	A.T.	230	B.T.	85	FECHA	20-JUL-95
Nº DE SERIE	5064935	VOLTAJES KV		IMPEDANZIA		9.4 %	MARCA	WESTINGHOUSE	
CAPACIDAD	33 334	MVA	TIPO MONOFASICO						
T. DE V.	24 °C	TEMP. ACEITE	24 °C	TEMP. ABL.	24 °C	M.R.	0.57 %		
TAP. OPERACION	5	CONDICIONES METEOROLOGICAS	BUENAS	CONEXIONES				ESTRELLA-DELTA	

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE
DEVANADOS A 20°C
MEGAOHMS

CORRIENTE DE EXCITACION
mA

RESISTENCIA DE DEVANADOS
OHMS

MIN.	R-H	R-X	R-H-X	TAP	H1-H5	H0-H1	H-H	H-H	H-H	H-H
0.8	400	420	280	1						
1	540	460	300	2						
2	840	620	600	3						
3	920	800	970	4						
4	1200	9500	1050	5	68.55	68.54				
7	1800	2000	1350	% FACTOR DE POTENCIA			X-X	X-X	X-X	
18	2500	2800	1800	DE DEVANADOS A 20°C						

CH 1.15 RELACION DE TRANSFORMACION

INDICES				CX	TAPB	RELACION	H1-H0	H-H	H-H	% DIF.
10/1	4.62	6.08	6	1.29	1	NOM. V.T. X1-X2	X-X	X-X		
11/12	1.35	1.09	1.07	CHX	1.4	1.35	1.357			0.51

BOQUILLAS				M.W.	WATTB	ACEITE AISLANTE						
H0	H1	H2	H3	F.P.	MILAMP.	RESIS.	60	X10(6) M.O.	3	1.42	1.427	0.49
						F.P.	0.25	%	4	1.45	1.466	0.41
X0	X1	X2	X3			RIGID.	60	KV	6	1.49	1.505	0.06

F.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES: _____

PROBO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

REVISO:

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

AUTORIZO:

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

D
N

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA GENERACION
DEPARTAMENTO NECAXA

PBA. DE PUESTA EN SERV.

FECHA DE PRUEBA 3 - JUN - 93

PBA. DE INSPECCION

REPORTE MANTENIMIENTO

REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA (RESUMEN)

PBA. DESPUES DEL MANTTO.

DIVISION NECAXA

ZONA CENTRO

SUBESTACION	SALTO	EQUIPO	T- III BANCO 28 - B	A.T.	230	B.T.	85	FECHA	30 - ABR - 95
N° DE SERIE	5066905	VOLTAJES KV		IMPEDANCIA		9.4 %	MARCA	WESTINGHOUSE	
CAPACIDAD	33.334	MVA	TIPO MONOFASICO						

T. DE V.	50 °C	TEMP. ACEITE	50 °C	TEMP. AMBI.	28 °C	H.R.	0.14 %
TAP. OPERACION	5	CONDICIONES METEOROLOGICAS	BUENAS	CONEXIONES	ESTRELLA-DELTA		

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS A 20°C				CORRIENTE DE EXCITACION				RESISTENCIA DE DEVANADOS			
MEGACHMS				mA				OHMS			
MIN.	RH	R X	R H X	TAP	H1 - H0	H0 - H1	H - H	H - H	H - H	H - H	
0.6	2300	1800	2000	1							
1	2600	2200	4000	2							
2	3400	2800	4500	3							
3	3800	3000	5000	4							
6	4000	3400	6500	8	68.58	69.54					
7	4100	3800	8000	% FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS A 20°C				X - X	X - X	X - X	
10	4800	4000	9500	CH	0.4		RELACION DE TRANSFORMACION				
INDICES				CX	0.38	TAPS	RELACION NOMI. Y T	H1-H0 X1-X2	H-H X-X	H-H X-X	% DIF.
10/1	1.71	1.81	4.75	CHX	0.48	1	1.35	1.358			0.5
10/2	1.21	1.22	2								
BOQUILLAS	M.W.	WATTS					2	1.39	1.395		0.35
	F.P.	MILAMP.		ACEITE AISLANTE							
H0	H1	H2	H3	REGIS.	50	X10(8) M.O.	3	1.42	1.428		0.56
				F.P.	0.38	1	4	1.46	1.465		0.41
X0	X1	X2	X3	RIGID.	52	KV	8	1.499	1.506		0.06

F.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES:

PROBO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

REVISO:

AUTORIZO:

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

D
N

GERENCIA DE PRODUCCION
SUBGERENCIA GENERACION
DEPARTAMENTO NECAXA

LUZ Y FUERZA DEL CENTRO

PBA. DE PUESTA EN SERV.

PBA. DE INSPECCION

PBA. DESPUES DEL MANITO.

FECHA DE PRUEBA 3 - JUN - 93

REPORTE MANTENIMIENTO

DIVISION NECAXA

ZONA CENTRO

**REPORTE DE PRUEBAS A TRANSFORMADORES
DE POTENCIA (REBUNEN)**

SUBESTACION SALTO EQUIPO T - X BANCO 28 - A Y 28 - B
 Nº DE SERIE 5064937 VOLTAJES KV A.T. 230 B.T. 85 FECHA 24 - ARB - 96
 CAPACIDAD 33.334 MVA. TIPO MONOFASICO IMPEDANCIA 9.4 % MARCA WESTINGHOUSE

T. DEV 25 °C TEMP. ACEITE 25 °C TEMP. AMB. 21 °C H.R. 0.1 %
 TAP. OPERACION 5 CONDICIONES METEOROLOGICAS BUENAS CONEXIONES ESTRELLA-DELTA

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO DE DEVANADOS A 20°C MEGAOHMS				CORRIENTE DE EXCITACION mA				RESISTENCIA DE DEVANADOS OHMS			
MIN.	RH	RX	RHX	TAP	H1 - H0	H0 - H1	H - H	H - H	H - H	H - H	
0.6	8000	6000	6000	1							
1	11000	7500	9000	2							
2	12500	10000	9600	3							
3	12500	11000	12000	4							
6	15000	12500	14000	6	55.24	55.14					
7	15300	12500	15000	% FACTOR DE POTENCIA DE DEVANADOS A 20°C				X - X	X - X	X - X	
10	20000	12500	18000	CH	0.63		RELACION DE TRANSFORMACION				
INDICES				CK	0.69		TAPS				
10/1	1.8	1.66	2	CHX	0.64		RELACION NOM Y T	H1-H0 X1-X2	H-H X-X	H-H X-X	% DIF.
1/1/2	1.375	1.25	1.5				1	1.35	1.362		0.8
BOQUILLAS	M.I.V. F.P.	WATTS MILAMP.		ACEITE AISLANTE				2	1.39	1.396	0.43
H0	H1	H2	H3	RESIS.	49.5 X10(8) M.O.		3	1.42	1.432		0.84
				F.P.	0.05 %		4	1.46	1.465		0.34
X0	X1	X2	X3	RIGID.	60 KV		6	1.499	1.503		0.266

F.P. TAP CAPACITIVO

OBSERVACIONES: _____

PROBO: ING. BERNABE VELAZQUEZ E.

REVISO:

AUTORIZO:

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

ING. BERNABE VELAZQUEZ ESLAVA

Los aislamientos de un transformador se pueden considerar suficientemente secos cuando, durante la fase final de secado bajo vacío, se cumplan las dos condiciones siguientes:

1) Teniendo como dato la temperatura de los aislamientos del transformador, la presión del vapor medida en el interior de la autoclave o tanque, debe ser igual o menor que las indicadas en la tabla I, o viceversa.

TEMPERATURA AISLAMIENTO °C	PRESIÓN DEL VAPOR μ Hg
10	9
20	22
30	55
40	130
50	290
60	550
70	1100
80	2100

TABLA I

2) La bomba de vacío extrae de la autoclave o tanque, 15 g de agua / hr/ton., de aislamiento o menos.

Esta medición se hace durante la etapa final de secado bajo vacío con los procedimientos siguientes:

a) Midiendo el agua condensada por la trampa criogénica, intercalada entre la autoclave o tanque y la bomba de vacío.

Nota: La trampa criogénica debe ser capaz de condensar cuando menos el 94% de la humedad contenida en el gas que se haga pasar por ella.

b) Calculándola a partir de la presión del por del gas a la entrada de la bomba de vacío.

$$g \text{ de agua / hora} = 0.289 \frac{P_v}{273 + t_g} Q \leq 15T$$

En donde:

P_v = Presión del vapor (mm Hg) *

t_g = Temperatura del gas (°C)

Q = Capacidad de succión de la bomba de vacío (L/h).

(1 pie³/min 0 1699.20 L/h).

* Medido según CLFC-EPT/002 parte 1, instalado el sensor como se indica en la figura 1 (a).

Los valores de humedad residual de los bancos 28A y 28B de la puesta en servicio están en el reporte de pruebas transformadores de potencia.

6.4 COMENTARIOS SOBRE PRUEBAS FINALES

De los siguientes resultados de las pruebas finales observamos lo siguiente:

- 1) Los valores de resistencia de aislamiento de los embobinados mejoró en forma notable con el cambio del aceite, pero aun así debido al tiempo de servicio que tiene 47 años, se observa envejecimiento de los aislamientos. Pero cumplen con los valores de norma establecidos.
- 2) Los valores de factor de absorción se mejoraron debido al cambio de aceite y cumplen con los valores de norma para transformadores usados. Aun cuando les afecte el tiempo de servicio y envejecimiento de los aislamientos.
- 3) Los valores de las pruebas de relación de transformación y de polaridad, son casi idénticos con los valores de las pruebas iniciales.
- 4) Con el aceite regenerado no se tiene ningún problema ya que cumple con los valores de norma establecidos para el aceite aislante en lo que se refiere factor de potencia, rigidez dieléctrica, etc.
- 5) La prueba de humedad residual se cumple con los valores mínimos aceptables de acuerdo a la tensión de diseño de los transformadores de potencia.

Analizando el conjunto de resultados de las pruebas finales, se hacen los siguientes comentarios.

Debido a que los valores de las pruebas de resistencia de aislamiento mejoraron con el aceite regenerado, pero no lo ideal que se esperaba, se concluye que los aislamientos se encuentran deteriorados por el tiempo que tienen en servicio (47 años) por lo que se recomienda tener más cuidado en el mantenimiento e inspección.

CAPITULO VII

ESTUDIO TECNICO Y ECONOMICO

El objetivo de este capítulo es el de mostrar, la ventaja que se tiene al realizar un mantenimiento preventivo mayor y proceso de secado de un transformador de potencia, con personal de Luz y Fuerza del Centro.

Con respecto a la compra de un transformador de potencia nuevo o que hiciera el mantenimiento y proceso de secado de un transformador de potencia con una compañía paritular.

El costo que representa para Luz y Fuerza del Centro cada una de las operaciones anteriores. Y el ahorro que se obtendría realizando el mantenimiento mayor y el proceso de secado; si se hace el estudio técnico y económico para elegir la mejor opción.

Por lo anterior expuesto se labora un estudio técnico y económico para un mantenimiento mayor y proceso de secado para un transformador de potencia. Para realizarlo con personal Luz y Fuerza del Centro.

Esté personal que labora es de base y además es mano cautiva para Luz y Fuerza del Centro.

1) La primera opción de estudio contempla los costos por labor y costos materiales.

Los costos por labor son los siguientes:

a) Costos por labor para mantenimiento mayor y proceso de secado de transformador de potencia 28A y B de la S.E. el salto

PERSONAL NECESARIO (LABOR DIRECTA)	SALARIO	DIAS	COSTO
1 Ingeniero CL 20 A	\$148.40	21	\$3,116.40
1 Ingeniero CL 20 B	\$121.08	21	\$2,542.68
1 Sobrestante "B" a "A"	\$110.75	21	\$2,325.75
1 Sobrestante "D" a "C"	\$95.98	21	\$2,015.58
3 Mec. Elec. Esp. "B" a Mec. Esp. "A"	\$73.84	21	\$4,651.92
2 Mec. "B" a "A"	\$66.44	21	\$2,790.48
5 Ayudante Mecánico Electricista	\$48.38	21	\$5,079.90
1 Soldador Nociva	\$62.02	21	\$1,302.42
			\$23,825.13
LABOR DIRECTA	\$23,825.13		
LABOR INDIRECTA =	FACTOR	x	LABOR DIRECTA
	0.114	x	\$23,825.13 x = \$2,716.06
CON BENEFICIOS SOCIALES	LABOR DIR +	LABOR	INDIR x FACTOR
	\$23,825.13 +	\$2,716.06	x 2.0991 \$55,713
LABOR DIRECTA	\$23,825.13		
LABOR INDIRECTA	\$2,716.06		
BENEFICIOS SOCIALES	\$55,712.62		
LABOR TOTAL	\$82,253.82		

Por lo tanto el mantenimiento mayor y el proceso de secado para los 7 transformadores de potencia su costo por labor será de \$575,766.74

Los costos de materiales que se utilizaron son los siguientes:

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	TOTAL
Acetate dieléctrico	18,000 lts.	\$2.56	\$46,080.00
Nitrilo de ¼"	1 pza.	\$330.72	\$330.72
Nitrilo de ½"	1 pza.	\$647.87	\$647.87
Nitrilo de ¾"	1 pza.	\$244.87	\$244.87
Teflon líquido	¼ litro	\$50.00	\$50.00
Resistol 5000	¼ litro	\$15.00	\$15.00
Vaselina	¼ litro	\$15.00	\$15.00
Acetate tereso 150	39 litros.	\$69.66	\$2,716.74
Balero No. 6407	2 pzas.	\$250.00	\$500.00
Balero No. 6308	2 pzas	\$600.00	\$1,200.00
Papel filtro 12" x 12"	20 kilos	\$27.10	\$542.00
Lote de mat. miscelaneo	1 lote	\$250.00	\$250.00
Filtro para máquina stoke	2 pzas.	\$2,242.20	\$4,485.00
Nitrógeno	76.5 m ³	\$93.50	\$7,152.75
Aire seco	18 m ³	\$13.00	\$234.00
		Total	\$64,463.95

El costo de materiales por los 7 transformadores fue de $\$64,463.95 \times 7 = \$451,247.65$

Costo de labor más costo de materiales será de \$1,027,024.34

Pero como se mencionó anteriormente el costo de labor es cautiva por lo tanto, lo que realmente costó el mantenimiento y secado de los transformadores 28A y 28B fue de \$451,247.65

2) La segunda opción sería la de realizar el mantenimiento mayor y proceso de secado de un transformador de potencia con una empresa particular.

a) El aceite dieléctrico usado del transformador sería el mismo.

b) Alcance.- Sería filtrado y desgasificado al alto vacío (total de aceite por transformador 18,000 lts.), el precio es de \$1.35 por litro más IVA. Con estos parámetros obtendríamos lo siguiente:

$$18,000 \times 1.35 = \$24,300 + \text{IVA} = \$27,945.00$$

Por lo tanto el costo por los 7 transformadores de potencia será de:

$$\$27,945.00 \times 7 = \$195,615.00$$

Esto costaría el llenado del transformador de potencia con su mismo aceite dieléctrico. Pero es necesario realizarle la revisión general y el proceso de secado.

Para garantizar la confiabilidad en la operación. Además de lo descrito anteriormente en esta opción se le haría lo siguiente: Un proceso de secado utilizando 6000 lbs. para el calentamiento de las bobinas. Como se aplicarón tres calentadores sería aproximadamente un total de 18,000 para el proceso de secado lo cual implica se elevaría el costo. Por lo tanto sería:

$$18,000 \times 3 \times 1.35 = \$72,900.00 + \text{IVA} = \$83,835.00$$

Resumiendo se tendría:

COSTO TOTAL DEL PROCESO DE SECADO =	\$83,835.00
LLENADO DEL TRANSFORMADOR =	\$27,945.00
COSTO TOTAL PARA TRANSFORMADOR	\$111,780.00

Pero como son 7 transformadores el costo sería de : \$782,460.00

Además se cobrará cualquier trabajo adicional, material o refacción que sea solicitado fuera de este presupuesto será motivo de negociación por separado.

El párrafo anterior no se puede hacer presupuesto ya que al hacer la revisión al transformador se determinará si se necesitan refacciones o materiales.

3) La tercera opción. Sería la más difícil ya que la adquisición de un transformador de potencia de esas características o similares su costo es de \$ 3,666,666.67

Como se adquirirán 7 transformadores el costo sería \$ 25,666,666.67

A esto habría que hacer un estudio de costos por labor e instalación de los transformadores lo cual no se puede estimar en estos momentos.

Otro problema sería que no hay presupuesto en Luz y Fuerza del Centro, para la adquisición de este equipo.

Cuadro comparativo del mantenimiento mayor y proceso de secado a transformadores de potencia de S.E. salto.

CONCEPTO	COSTO TOTAL	OBSERVACIONES
Monto realizado por personal de Luz y Fuerza del Centro, S.A.	\$451,247.65	Las pruebas y el manto sería realizado en el lugar
Empresa particular	\$782,460.00	Se haría una licitación para mejorar precio
Adquisición de transformadores nuevos.	\$25,666,666.67	No es posible su adquisición

CONCLUSIONES

Al terminar los trabajos mantenimiento mayor y proceso de secado ha dejado mucha experiencias técnicas a todos los niveles para el manejo de transformadores de potencia y se debe aprovechar la experiencia para realizar mantenimiento a todos los transformadores de potencia del departamento Necaxa que lo requieran.

Después de este mantenimiento se tiene una mayor confiabilidad, al eliminar las posibles causas que harían fallar al transformador.

Y además se les instaló el equipo inerte que es un sistema que asegura una larga vida de los aislamientos y una insignificante determinación del aceite, al eliminar el oxígeno y la humedad que se podrían absorber hacia el interior del transformador cuando este sufre variaciones en la temperatura del aceite, manteniendo un aconjinamiento de nitrógeno seco por encima del aceite dieléctrico.

Como conclusión final, podemos decir que con un ahorro a la Luz y Fuerza del Centro del 57.67% de la primera opción contra la segunda opción.

Además se garantiza la continuidad del servicio en forma confiable para transferir la energía que se genera en el departamento Necaxa.

En los capítulos anteriores se definen los métodos y técnicas en el proceso de secado para mantenimiento preventivo aplicado a transformadores de potencia, que es una opción para mejorar las condiciones de los materiales dieléctricos (aislantes) que pueden prevenir o evitar una falla menor siendo un adecuado mantenimiento preventivo.

De todo lo anterior se concluye que con esto se tiene una confiabilidad en el equipo y la seguridad necesaria para el personal operario de dichos equipos.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) **TEORÍA DE LA MAQUINAS DE CORRIENTE ALTERNA**
AUTOR: ALEXANDER S. LANGSDORF
- 2) **MAQUINAS DE CORRIENTE ALTERNA**
AUTOR: MICHAEL LIWSCHITZ-GARIK
- 3) **TRANSFORMADORES**
AUTOR: GILBERTO ENRIQUEZ HARPER
- 4) **TIPOS DE ACEITES AISLANTES**
C F E
- 5) **PROCEDIMIENTOS PRUEBAS DE CAMPO PARA EQUIPO PRIMARIO**
C F E
- 6) **APUNTES MANTENIMIENTO ELÉCTRICO**
LUZ Y FUERZA DEL CENTRO
- 7) **ESPECIFICACIONES DE PRUEBAS**
L Y F - EPT-001
L Y F - EPT-002
L Y F - EPT-003
L Y F - EPT-004
L Y F - EPT-005
- 8) **MANUAL DE UNIDAD DE DESGASIFICACION 900-820-040**
ALFA - LAVAL
- 9) **ESTACIONES TRANSFORMADORAS Y DISTRIBUCIÓN**
AUTOR: ZOPPETTI
- 10) **MANTENIMIENTO PREVENTIVO A TRANSFORMADORES**
COVITUR - PROLEC
JUNIO 1989
- 11) **LIBRO DE INSTRUCCIONES DE INDUSTRIAS IEM**