

**MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRICIDAD
DIRECCIÓN NORMATIVA DE ELECTRICIDAD**

GUIA DE ENSAYOS DE CAMPO PARA EL DIAGNOSTICO DE EQUIPOS DE POTENCIA



2008

GUÍA ENSAYOS DE CAMPO PARA EL DIAGNÓSTICO DE EQUIPOS DE POTENCIA

INDICE

1. OBJETIVO
2. BASE LEGAL
3. ALCANCE
4. RESPONSABILIDADES Y COMPETENCIAS
5. DEFINICIONES
6. ENSAYOS DE CAMPO PARA EL DIAGNOSTICO DE EQUIPOS DE POTENCIA Y COMPONENTES DEL SISTEMA ELÉCTRICO
 - 6.1 Ensayos de Devanado
 - 6.2 Ensayos en Bushing
 - 6.3 Ensayos a aceites
 - 6.4 Tap
 - 6.5 Núcleo
 - 6.6 Tanque y Dispositivos asociados
7. Disposiciones Transitorias
 - Anexo A: Métodos para la medición de resistencia de devanado
 - Anexo B: Métodos para medir la polaridad
 - Anexo C: Bushing
 - Anexo D: Procedimientos de Muestreo
 - Anexo E: El ensayo ITF
 - Anexo F: Procedimiento de inspección general de LTCs
 - Anexo G: Especificaciones Técnicas de Equipos
 - Anexo H: Procedimiento Generales previo a ensayos

GUÍA ENSAYOS DE CAMPO PARA EL DIAGNÓSTICO DE EQUIPOS DE POTENCIA

1. OBJETIVO

Establecer los requerimientos mínimos necesarios para el diagnóstico de campo de los equipos de potencia que conforman el sistema eléctrico, tales como transformadores de potencia, reguladores y reactores en aceite.

Así mismo, establecer las actividades necesarias por parte de las empresas concesionarias que desarrollan las actividades de Generación, Transmisión y Distribución, en cuanto se refiere al mantenimiento de dichos equipos de potencia.

2. ALCANCE:

La presente Guía cubre los ensayos a ser realizados en los diferentes sectores típicos de distribución, dentro de la zona de concesión de los concesionarios de distribución, transmisión y generación de electricidad, en todo el territorio nacional.

La presente norma es de aplicación imperativa para todas las empresas que desarrollan actividades en el sector electricidad orientadas al servicio público, tanto generadoras, transmisores y distribuidoras a nivel nacional y cuyas instalaciones incluyan equipos de potencia tales como transformadores de potencia, reguladores y reactores en aceite (en adelante LAS EMPRESAS).

3. BASE LEGAL

- Ley de Concesiones Eléctricas - Decreto Ley N°258 44.
- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas - D.S. N°009-93-EM.
- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos - D.S. N°020-97-EM.
- Código Nacional de Electricidad - Suministro.

4. IV.- RESPONSABILIDADES Y COMPETENCIAS:

4.1.-Responsabilidades de los Concesionarios:

4.1.1.-LAS EMPRESAS son responsables de garantizar la aplicación de la Norma, en todas sus instalaciones.

Esta responsabilidad es aplicable también a los ensayos realizados por terceros y aprobados por LAS EMPRESAS, así como a los ensayos realizados por LAS EMPRESAS.

4.1.2.-LAS EMPRESAS brindarán las facilidades y los medios necesarios que le permitan a la Autoridad la verificación del cumplimiento de la norma, cuando ésta así lo requiera.

4.2.-Competencias de la Autoridad:

4.2.1.-El OSINERG establecerá un mecanismo que permita verificar el cumplimiento por parte de LAS EMPRESAS, en relación a la aplicación de la presente norma, así mismo establecerá las sanciones que se aplicarán a los concesionarios por el incumplimiento de la presente norma.

V. DEFINICIONES:

5.1 Bushing (Transformadores de Distribución y Potencia): Estructura aislante que incluye un conductor central o provee un ducto central para un conductor, provisto para montar en una base, conduciendo o de otra manera con el propósito de aislar al conductor de la base y conduciendo la corriente de un extremo de la base a la otra.

Es una boquilla terminal que permite la transición entre la parte conductora externa a la parte conductora interna o viceversa de los equipos de potencia, controlando mediante aisladores los gradientes de tensión.

5.2 Descarga parcial (PD): La descarga eléctrica que sólo puentea parcialmente el aislamiento entre conductores. Es una descarga cuyo trayecto se desarrolla únicamente sobre una parte del aislamiento entre conductores. Se puede producir en el mismo aislamiento o a partir de un conductor.

5.3 Ensayos y medidas de Campo (Equipos de Potencia): Procedimientos que se realizan en el sitio sobre el equipo completo o partes de este, para determinar su conformidad para el servicio.

NOTA - Los parámetros medidos difieren de equipo a equipo y pueden incluir cantidades eléctricas, mecánicas, químicas, térmicas, etc. La interpretación de los resultados es usualmente basada sobre un cambio en las medidas características y/o por la comparación con un criterio preestablecido. Los ensayos normalmente son llevados a cabo en intervalos regulares basados en la experiencia de usuarios y/o recomendaciones del fabricante. Estos ensayos también pueden realizarse en un equipo defectuoso para determinar su estado y/o causa de falla.

5.4 Factor de Dispersión (Dieléctrico): Es la cotangente del ángulo entre la tensión sinusoidal aplicada a través de un dieléctrico (o combinaciones de dieléctricos) y la corriente resultante a través del sistema dieléctrico.

5.5 Factor de potencia (Dieléctrico): Es el coseno del ángulo entre una tensión sinusoidal aplicada a través de un dieléctrico (o combinaciones de dieléctricos) y la corriente resultante a través del sistema dieléctrico. Relación de la potencia activa y la potencia aparente. Para una máquina es también, el cociente de la resistencia y la impedancia de la misma.

VI- Ensayos de campo para el diagnostico de equipos de potencia y componentes del sistema eléctrico.-

Los ensayos para el diagnóstico de equipos de potencia, son diversos, sin embargo la presente norma cubre los ensayos de campo de transformadores, reguladores y reactores los cuales se describen a continuación.

6.1 Ensayos de Devanado

Los devanados son revisados para evidenciar un desplazamiento físico o distorsión, roturas de conexiones o hilos, espiras cortocircuitadas, o defectos en el aislamiento.

6.1.1 Resistencia de devanado

Objetivo: Comprobar si hay anomalías debido a conexiones flojas, conductores rotos, y alta resistencia en los contactos de los Cambiadores de Tap.

Método: Se mide usando cualquier técnica con puentes o mediante el método Voltamperimétrico. Cuando se usan puentes, un puente de Wheatstone se usa para resistencias $\geq 1 \Omega$. Un puente de Kelvin o un micro-ohmiómetro se usa para resistencias $< 1 \Omega$.

Equipos: Voltímetro, Amperímetro digital, una fuente de alimentación de 12 V (Para mayor detalle véase el Anexo G).

Interpretación: Comparar los valores obtenidos por separado en cada fase con los datos originales medidos en fábrica, o con mediciones anteriores. Las variaciones dentro del 5,00 % son consideradas aceptables.

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV.
- b) Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor esta entre 36 kV y 75 kV.

Para mayor detalle sobre las técnicas de medición de resistencia de aislamiento véase el Anexo A: Métodos para la medición de la resistencia de devanado.

6.1.2 Relación/ Polaridad /Fase

Objetivo: Medir el valor de la relación de espiras del transformador y su polaridad correspondiente.

Métodos:

- Para la determinación de la polaridad :
Determinación de la polaridad por impulso inductivo.
Determinación de la polaridad por Tensión alterna.
- Para la medición de la relación de transformación:
Método Voltimétrico.
Medida de la relación usando una Capacitancia y Puente Adhoc.

Equipos:

Para la medición de polaridad: Dos voltímetros DC y una fuente DC o una fuente Ac y un voltímetro.

Para la medición de la relación de vueltas del transformador: Dos voltímetros AC o una Capacitancia y un puente de factor de potencia.

Actualmente existen muchos equipos integrados que miden la relación y la polaridad (Para mayor detalle véase el Anexo G).

Interpretación: La tolerancia de la relación de vueltas debe estar dentro de $\pm 0.50\%$ de los datos en placa (se requieren 200 vueltas para dicha precisión).

Frecuencias:

a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .

b) Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor esta entre 36 kV y 75 kV .

Para mayor información sobre métodos de medición de polaridad véase el Anexo B

6.1.3 Corriente de Excitación

Objetivo: Localizar problemas, defectos en la estructura del núcleo magnético, cambio de los devanados, fallas de aislamiento entre espiras, o problemas en el dispositivo de cambio de Tap.

Método: Comprende una medición de corriente monofásica sobre un lado del transformador. El ensayo se debe realizar a la tensión más alta posible sin exceder la tensión nominal del devanado excitado.

Equipos: Fuente de tensión DC dependiente de la tensión nominal del lado de alta de transformador y un amperímetro DC (Para mayor detalle véase el Anexo G).

Interpretación: Consiste en comparar los resultados con un ensayo previo, o con un transformador similar.

Los ensayos iniciales incluyen medidas en la posición media del LTC (Cambiador de Tap bajo carga), la posición neutral, y un paso en dirección opuesta. El resultado puede diferir para varias posiciones de LTC, pero la relación entre las fases debe permanecer sin variar.

Frecuencias:

a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .

b) Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor esta entre 36 kV y 75 kV .

6.1.4 Resistencia de Aislamiento

Objetivo: Verificar el grado de sequedad del aislamiento de los devanados y buen aislamiento del núcleo. También da información sobre daños ocultos en los Bushings.

Método: Es muy importante que la temperatura del sistema del aislamiento sea conocida al realizar el ensayo. La resistencia de aislamiento es muy sensible a la temperatura del aislamiento y varía inversamente proporcional con la temperatura. En algunos sistemas de aislamiento un incremento del 10 °C causará que la resistencia de aislamiento caiga aproximadamente en la mitad. Las mediciones de la resistencia de aislamiento son generalmente corregidas a una temperatura estándar (usualmente 20 °C) usando ábacos o las tablas que han sido preparadas para este propósito.

El tanque y el núcleo deben ser puesto a tierra para este ensayo y los devanados deben ser cortocircuitados. Los devanados que no están siendo probados deben ser puesto a tierra. Los bushings deben ser limpiados cuidadosamente para remover rastros de condensación o contaminación.

Equipos: Megometro hasta 5 000 V (Para mayor detalle véase el Anexo G).

Interpretación: Los resultados del ensayo de resistencia del aislamiento pueden ser engañosos a menos que sean tomados en el contexto de ensayos de equipos similares. Se debe revisar los ensayos anteriormente efectuados para establecer una tendencia.

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.1.4.1 Índice de Polarización

Objetivo: Comprobar el buen estado del aislamiento.

Método: Duración de 10 minutos. La resistencia de aislamiento es registrada después de 1 minuto, de nuevo después de 10 minutos. El índice de polarización es el cociente de las lecturas de los 10 minutos y de 1 minuto.

Equipos: Megometro hasta 5 000 V, mas un cronometro.
También puede usarse un equipo portátil e integrado que da el IP exacto. (Para mayor detalle véase el Anexo G).

Interpretación: Para transformadores pequeños el índice de polarización es igual a 1 o levemente más alto. Para transformadores grandes puede ser de 1,10 – 1,30.
En general, un valor alto indica que el sistema de aislamiento esta en buenas condiciones. Un índice de polarización de menor que 1 indica que debe tomarse una acción correctiva.

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.1.5 **Capacitancia/Factor de potencia/ Factor de Disipación**

Objetivo: Calcular la perdidas dieléctricas debido al envejecimiento normal en un sistema de aislamiento.

Método: El equipo eléctrico a ser probado debe ser aislado, se realiza una inspección visual del equipo para identificar daños externos o condiciones inusuales y registrar los datos de placa.

Las medidas deben ser realizadas siguiendo las instrucciones de operación del equipo de ensayo. Los terminales de conexión deben ser cambiados muchas veces, dependiendo de la complejidad del equipo.

Equipos: Instrumento de medición tipo puente como el puente Schering, una fuente de potencia AC (10-12kV) y un capacitor estándar.

Actualmente existen equipos de ensayos integrados y portátiles.

Interpretación: En caso de transformadores y reactores llenos de aceite nuevos, los factores de potencia no deben exceder 0,50% (20 °C) .

Mientras el factor de potencia para los transformadores antiguos será <0,50% (20°C), el factor de potencia entre 0,50% y 1,00% (20°C) puede ser aceptable; sin embargo factores de potencia >1,00% (20°C) deben ser investigados.

Frecuencias:

a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .

b) Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor esta entre 36 kV y 75 kV .

6.1.6 Descarga Parcial

Objetivo: Localizar averías. Los eventos de PD ocurren dentro del aislamiento en un lugar de vacío o un material extraño como el agua, o en una ubicación donde ha ocurrido daño o deterioro. Este tipo de descarga puede causar una gran degradación del aislamiento y conducir a una eventual falla del equipo.

Método: Una técnica consiste en medir los niveles de ruido en micro voltios (RIV) el otro método es medir las descargas parciales en micro Coulombs.

Equipos: Medidor de Radio ruido (RIV) y/o Medidor de Descargas Parciales.

Interpretación:

- RIV: La interpretación de los resultados de este tipo de ensayos se lleva lo mejor posible en el contexto de medidas previas, incluyendo ensayos en fábrica.
- PD: Algunos tipos de señales de PD pueden ser fácilmente identificables si se tiene experiencia previa en PD.

Frecuencias:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.2 Ensayos en Bushing

Los bushings varían ampliamente en construcción y son elementos esenciales de un transformador. Estos son relativamente baratos comparados con el costo de un transformador. Sin embargo, su falla puede producir la destrucción total del transformador. Para mayor detalle sobre los tipos de bushing y el ensayo de factor de potencia véase el Anexo D.

6.2.1 Inspección Visual

Objetivo: Revelar defectos tales como porcelanas fisuradas, fugas de aceite y el nivel de aceite.

Método: Examen visual. Un examen más detallado puede revelar roturas en filamentos de la línea, deterioro de uniones cementadas, y contaminación superficial.

Equipos: No se requiere.

Interpretación: Si la cubierta de porcelana esta rota. Las rajaduras que parecen extenderse dentro de cuerpo principal pueden crecer y eventualmente causar fallas. En tal caso, el bushing debe ser reemplazado ya que ninguna reparación en campo es posible.

Frecuencia: Semestral.

6.2.2 Factor de potencia y Factor de Disipación

Objetivo: Detectar la presencia de humedad u otros contaminantes por incremento del factor de potencia.

Método: El ensayo de collar caliente es un procedimiento muy usado para evaluar la condición de una pequeña sección del aislamiento entre la porcelana superior y el conductor central.

Equipos: Collar de caucho, Fuente de alta tensión de 10-12kV. (Para mayor detalle véase el Anexo G)

Interpretación: Los límites de factor de potencia son publicados por los fabricantes y algunos bushing tienen los factores de potencia de fábrica escritos en los datos de placa, las mediciones de campo se deben comparar con los valores de placa. En la práctica, si el factor de potencia del bushing excede el 1,00%, el usuario debe buscar ayuda especializada.

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 3 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.2.3 Descarga parcial

Objetivo: Detectar la actividad de descargas parciales en el interior del aislamiento del bushing y así evitar alguna falla.

Método: La presencia de descargas parciales (corona) se mide con PD y RIV, por tanto se debe remover el bushing del transformador y probarlo solo. En un tanque especial.

Equipos: Una fuente de alta tensión (puede ser un transformador o un equipo de ensayo de resonancia serie libre de descargas parciales), detector de descargas parciales o medidor de radio ruido, un capacitor de acoplamiento para acoplar el instrumento de medición a la barra de tensión y un sistema de calibración (Para mayor detalle véase el Anexo G).

Interpretación: Depende del equipo de medición por ejemplo el DP con pantalla de osciloscopio, da información relativa a la fase que es útil para la interpretación.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.3 Ensayos a aceites

El aceite mineral se usa como un fluido aislante en la mayoría de los equipos de potencia. Este actúa como aislante y como un medio de transferencia de calor.

Para realizar los siguientes ensayos, es necesario retirar la cantidad necesaria de muestra de aceite.

En la siguiente tabla se indica la cantidad de fluido necesario para realizar el ensayo.

Tabla 1 – Mínimos volúmenes de fluidos para cada ensayo

Ensayo	Norma de referencia	Cantidad de Fluido (mL)
Acidez	ASTM D 974-92	20
Color (campo)	ASTM D 1524-84	10
Resistencia Dieléctrica	ASTM D 877-87	75
Resistencia Dieléctrica	ASTM D 1816-84a	500 ¹
Gas disuelto	ASTM D 3612-93	50 ¹
Tensión Interfacial	ASTM D 971-91	20
Tensión Interfacial	ASTM D 2285-85	15
Conteo de partículas	N/A	100
Factor de potencia	ASTM D 924-92	250
Policlorobifenilos (PCB)	ASTM D 4059-91	10
Lodo	ASTM D 1698-84	50
Contenido de agua	ASTM D 1533-88	50
Visual	Igual que color anterior	
Gravedad específica	ASTM D 1298-85	125
Color (Laboratorio)	ASTM D 1500-91	125
Total:		1400

Los aceites en servicio pueden ser clasificados de la siguiente manera:

- a) *Grupo I.* Aceites que están en condición satisfactoria para uso continuo.
- b) *Grupo II.* Aceites que requieren reacondicionamiento para servicio adicional.
- c) *Grupo III.* Aceites en condición pobre (el aceite debe ser regenerado o deshecho dependiendo en consideraciones económicas)
- d) *Grupo IV.* Aceites en tan pobre condición que es técnicamente aconsejable deshacerse de estos.

Para mayor detalle sobre las técnicas de muestreo véase el Anexo D

6.3.1 Acidez, Numero de Neutralización

Objetivo: Determina la presencia de componentes ácidos en aceites envejecidos. Indica el cambio relativo en el aceite durante las condiciones de oxidación. La acidez es medida por un Número de Neutralización (NN).

Método: No descrito

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio

Interpretación:

Para una adecuada interpretación de los resultados ver la siguiente Tabla

Tabla 2

Tipo de Aceite	Nivel de Tensión (kV)	Número de Acidez (NN) (mg KOH/g, max)
Aceite Nuevo, como recibido de la refinería		0,03
Aceite envejecido por el servicio - Grupo I	<69	0,20
	69-288	0,20
	>345	0,10
Aceite envejecido por el servicio - Grupo II		0,20
Aceite envejecido por el servicio - Grupo III		0,50

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 1 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.3.2 Rigidez Dieléctrica

Objetivo: Determinar la tensión de ruptura dieléctrica del aceite.

Métodos:

- ASTM D 1816-/84a, utiliza electrodos tipo esféricos aislados, recomendada para el aceite filtrado, desgasificado y deshidratado.
- ASTM D 877-87, utiliza electrodos planos, recomendada para todos los otros equipos.

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Interpretación:

Utilizando electrodos Planos

Tabla 3

Mínima Tensión de Ruptura Dieléctrica (kV)	Clase de Equipo (kV)
26	≤69
26	>69-288
26	≥345

Utilizando electrodos esféricos de la VDE

Tabla 4

Mínima Tensión de Ruptura Dieléctrica (kV)	Clase de Equipo (kV)
23	≤69
26	>69-288
26	≥345

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.3.3 Color

Objetivo: Determinar el color del aceite, indica un cambio relativo en el aceite durante su uso.

Método: No descrito.

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Interpretación:

Para una adecuada interpretación de los resultados ver la siguiente Tabla:

Tabla 5

Número comparador de color	Color ASTM	Condición del Aceite
0,00-0,50	Claro	Aceite nuevo
0,50-1,00	Amarillo pálido	Buena condición
1,00-2,50	Amarillo	Aceite envejecido en servicio
2,50-4,00	Amarillo brillante	Condición marginal
4,00-5,50	Ámbar	Condición mala
5,50-7,00	Marrón	Condición severa (regenerar aceite)
7,00-8,50	Marrón oscuro	Condición extrema (desechar aceite)

Frecuencias:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.3.4 Gas Disuelto

Objetivo: Determinar la cantidad de gases específicos generados en el transformador lleno de aceite en servicio. Ciertas combinaciones y cantidades de este gas generado son la primera indicación de un posible mal funcionamiento que eventualmente puede conducir a una falla si no es corregida.

Método: La muestra debe ser obtenida usando jeringas especiales que garanticen una muestra libre de contaminación externa. Este ensayo se debe realizar en un ambiente de laboratorio.

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Interpretación:

Considerar los siguientes criterios de evaluación, junto a las tablas 6, 7 y 8.

Cuatro niveles de consideración han sido desarrollados para clasificar los riesgos para el transformador, cuando no hay un historial previo de gases disueltos.

Condición 1 TDCG indica que el transformador esta operando satisfactoriamente.

Condición 2 TDCG indica que el nivel de gas combustible es mayor que el normal.

Condición 3 TDCG indica un alto nivel de descomposición.

Condición 4 TDCG indica una excesiva descomposición. La continua operación podría resultar en una falla del transformador.

La Tabla 6 lista las concentraciones de gases disueltos para los gases individuales y TDCG para las condiciones del 1 hasta el 4. Esta tabla es usada para hacer el acercamiento original de la condición del gas en un nuevo equipo o un transformador recientemente reparado o usado si no hay ensayos anteriores de gases disueltos o si no hay un historial reciente.

Tabla 6 – Concentración de gases disueltos

Estatus	Límites de concentración de referencia de gases disueltos (ppm)							
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TDCG
Condición 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
Condición 4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

La Tabla 7 indica los intervalos de muestreo y el procedimiento de funcionamiento iniciales recomendados para varios niveles de TCG (en porcentaje).

Tabla 7 – Acciones basadas en el TCG

Condición	Niveles de TCG (%)	Proporción de TCG (%/Día)	Intervalos de muestra y procedimientos de operación	
			Intervalos de muestra	Procedimiento de operación
Condición 4	≥5	> 0,03	Diario	Considerar fuera de servicio. Consultar al fabricante.
		0,03 – 0,01	Diario	
		< 0,01	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
Condición 3	< 5 a ≥ 2	> 0,03	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
		0,03 – 0,01	Semanal	
		< 0,01	Mensual	
Condición 2	< 2 a ≥ 0,05	> 0,03	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		0,03 – 0,01	Mensual	
		< 0,01	Trimestral	
Condición 1	< 0,05	> 0,03	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		0,03 – 0,01	Trimestral	
		< 0,01	Anual	Continuar operación normal.

La Tabla 8 recomienda los intervalos de muestra iniciales y procedimientos de operación de varios niveles de TDCG (en ppm). Un incremento en la proporción de generación de gas indica un problema de incremento de severidad; por lo tanto, un intervalo más cortó entre muestras.

Tabla 8 – Acciones basadas en el TDCG

Condición	Niveles de TDCG (ppm)	Proporción de TDCG (ppm/Día)	Intervalos de muestra y procedimientos de operación para proporción de gases generados	
			Intervalos de muestra	Procedimiento de operación

Condición 4	>4630	> 30	Diario	Considerar fuera de servicio. Consultar al fabricante.
		10 – 30	Diario	
		< 10	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
Condición 3	1921 - 4630	> 30	Semanal	Tener extremo cuidado. Analizar por gases individuales. Plan de parada. Consultar al fabricante.
		10 – 30	Semanal	
		< 10	Mensual	
Condición 2	721 – 1920	> 30	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		10 – 30	Mensual	
		< 10	Trimestral	
Condición 1	≤ 0,05	> 30	Mensual	Tener cuidado. Analizar por gases individuales. Determinar la dependencia de carga.
		10 – 30	Trimestral	Continuar operación normal.
		< 10	Anual	

Frecuencia:

a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .

b) Como mínimo una vez cada 1 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.3.5 Tensión Interfacial (ITF)

Objetivo: Indicar la tensión superficial entre un aislamiento eléctrico de aceite y el agua. Proporcionar un medio de detección de contaminantes polares solubles y productos del deterioro del aceite.

Método: Esta ensayo puede ser realizada satisfactoriamente en el campo, como también en un ambiente de laboratorio.

Equipo: Tensiómetro.

Interpretación:

Tabla 9

Tipo de Aceite	Nivel de tensión (kV)	Tensión Interfacial dinas/cm, mínimo
Aceite nuevo como recibido de la refinería		40
Nuevo aceite recibido en nuevo equipo		35

Aceite de envejecido por el servicio	≤69	24
	69-288	26
	>345	30
Aceite reacondicionado o regenerado – Grupo II		24

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

Para mayor detalle sobre las técnicas de medición de ITF del aceite véase el Anexo E .

6.3.6 Conteo de Partículas

Objetivo: Determinar el número, tamaño, grado de la composición de partículas presentes en el aceite en servicio.

Indica contaminación del aceite con partículas: la cantidad de partículas en un aceite puede ser correlacionado con factores tales como la tensión de ruptura dieléctrica y puede afectar el factor de potencia del aceite.

Método: La muestra debe tomarse cuando la humedad relativa es < 50%. Esta muestra debe ser transportada a un laboratorio para el análisis.

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Interpretación:

Tabla 10

Número relativo de partículas por 10 mL de aceite	Condición Relativa
<1500	Normal
1500-5000	Marginal
>5000	Contaminado

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.3.7 Factor de Potencia

Objetivo: Indicar las pérdidas dieléctricas en el aceite cuando es usado en un campo eléctrico alterno e indica la energía disipada como calor.

Método: Este ensayo se puede realizar en el campo, así como en el laboratorio. Un ensayo visual debe realizarse para asegurar que la muestra no contiene burbujas.

Equipo: Medidor de factor de potencia de aceite.

Interpretación:

Tabla 11

Tipo de Aceite	Nivel de	% Factor de	% Factor de
----------------	----------	-------------	-------------

	tensión (kV)	Potencia a 25°C	Potencia a 100 °C
Nuevo aceite como recibido de refinería		0,05	0,30
Nuevo aceite recibido en nuevo equipo	<69	0,15	1,50
	69-230	0,10	1,00
Nuevo aceite después de llenar y estar parado, antes de la energización		0,10	-
Aceite envejecido por el servicio - Grupo I	<69	0,50	
	69-288	0,50	
	≥345	0,50	
Aceite envejecido por el servicio - Grupo II	<69	0,50	
	69-288	0,50	
	≥345	0,30	
Aceite envejecido por el servicio - Grupo III	<69	1,00	
	69-288	0,70	
	≥345	0,30	

Frecuencia:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 1 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.3.8 Contenido de Bifenil Policlorado (PCB)

Objetivo: Conocer la condición presente de todos los equipos de potencia considerando la concentración de PCB.

Método: Este ensayo puede hacerse en el campo, como también en el laboratorio. En el campo, existen equipos comerciales disponibles.

Equipos:

Para los ensayos de campo existen kits comerciales que determinan la presencia de cloro en sus diversas formas.

Interpretación: Una baja concentración de PCB (<50 ppm) generalmente indica un riesgo bajo y el aceite es clasificado como no contaminante. Una moderada concentración de PCB (≥50 ppm pero <500 ppm) causa que el aceite sea clasificado como contaminado. Cualquier concentración ≥500 ppm es considerada como si fuera PCB puro.

Frecuencia:

Como mínimo una vez cada 5 años para transformadores todos los transformadores.

6.3.9 Condición de Sedimentación

Objetivo: Determinar si existe sedimento pentano-insoluble presente en el aceite. Este ensayo generalmente no es realizada a menos que el IFT sea <0,26 N/m (<26 dyn/cm) o el NN es >0,15 mg KOH/g de aceite. La presencia de sedimento soluble debe ser una indicación de deterioro del aceite, presencia de contaminantes, o ambos. Esto sirve como advertencia que puede haber formación de sedimento.

Método: Se debe obtener una muestra de 50 mL, se debe añadir 10 mL de n-pentano, la muestra se almacena en un área oscura y fresca por 24 horas. Después se realiza el examen inclinando lentamente el frasco, si existe sedimento aparecerá como una masa oscura en el fondo del frasco. De acuerdo a esto se registra como: a) Sin sedimento, b) Sedimento liviano y c) Sedimento pesado.

Equipo: Recipiente hermético contenedor del aceite.

Interpretación:

Tabla 12

Nivel de Sedimento / sedimento soluble en muestra	Acción Requerida
Ninguno	No requiere acción. Continuar monitoreo.
Liviano	Regenerar el aceite.
Pesado	El aceite debe ser desechado. El sistema debe ser completamente vaciado y nuevo (o regenerado) aceite debe ser adicionado.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.3.10 Inspección Visual

Objetivo: Determinar agua libre o sedimentos tales como partículas metálicas, sedimento insoluble, carbón, fibras, suciedad, etc, en aceites envejecidos, el análisis y diagnóstico de estos resultados.

Método: Un examen visual de aceite para colores ASTM y la presencia de sedimento. El aceite debe ser brillante, luminoso, y claro.

Equipos: No se requiere.

Interpretación: Si se observa oscuridad, partículas de aislamiento, productos metálicos corrosivos, así como un cambio inusual de color se debe realizar un examen de laboratorio más preciso.

Frecuencia: Semestral.

6.3.11 Contenido de Agua

Objetivo: Conocer y controlar la humedad. El agua siempre está presente en cualquier transformador en forma de humedad. Una vez que el contenido de humedad del aceite es determinado para una temperatura dada, la correspondiente humedad contenida por el papel puede ser estimada.

Método: No descrito.

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Interpretación:

Interpretación de % de saturación de agua en aceite

Tabla 13

% Saturación de Agua en el aceite	Condición
0-5	Aislamiento seco
6-20	Humedad moderada Números bajos indican niveles bastante secos a niveles moderados de agua en el aislamiento, mientras que los valores hacia el límite superior indican que el aislamiento es moderadamente húmedo.
21-30	Húmedo
>30	Extremadamente Húmedo

Interpretación de % de humedad por peso de papel seco

Tabla 14

% Humedad por peso seco en papel	Condición
0-2	Papel seco
2-4	Papel húmedo
> 4.5	Papel Excesivamente húmedo

Frecuencia:

- a) Como mínimo una vez al año para transformadores cuya tensión nominal del devanado mayor es mayor o igual que 75 kV .
- b) Como mínimo una vez cada 2 años para transformadores cuya tensión nominal del lado primario esta entre 36 kV y 75 kV .

6.3.12 Gravedad Especifica

Objetivo: Determinar la densidad relativa de aceite del transformador que es la relación de masa de un volumen dado de aceite con la masa de un volumen igual de agua a la misma temperatura (15 a 60 °C).

Método: No descrito.

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Frecuencias:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.4 Tap

6.4.1 Inspección para Load Tap Changer

Objetivo: Comprobar el estado del cambiador de tap.

Método: Véase el Anexo F: Procedimientos de inspección general para LTCs

Equipos: Este ensayo se realiza con los equipos de laboratorio.

Frecuencia:

Los equipos que son utilizados como un dispositivo interruptor de corriente requieren una inspección y mantenimiento periódico. La frecuencia de las inspecciones deberá estar basada en el tiempo de servicio, alcance de uso, y número de operaciones.

Una inspección inicial debe ser hecha sobre el cambiador de tap al final del primer año de operación. Inspecciones posteriores deben ser basadas sobre los resultados obtenidos de la inspección inicial al final del primer año de servicio. Sin tener en cuenta de la medida de los contactos usados, los intervalos de inspección no deben de exceder los cinco años. Realizadas de acuerdo a las instrucciones del fabricante de los Tap.

Para mayor detalle sobre procedimientos de inspección de tap véase el Anexo F.

6.5 Núcleo

6.5.1 Resistencia de Aislamiento

Objetivo: Determinar la resistencia de aislamiento del núcleo.

Método: No descrito.

Equipo: Megometro.

Interpretación:

Tabla 15

Tipo de Equipamiento	Resistencia de aislamiento del núcleo	Condición de aislamiento
Nuevo	>1000 MΩ	
Viejo en servicio	>100 MΩ	Normal
	10-100 MΩ	Indica deterioración del aislamiento
	< 10 MΩ	Suficiente para causar la generación de corrientes circulantes destructivas y necesita ser investigado

Frecuencia:

La resistencia de aislamiento del núcleo debe ser medida en intervalos regulares. Este ensayo se debe realizar antes que la unidad sea colocada en servicio o después de modificaciones en el transformador que podrían afectar la integridad del aislamiento del núcleo. Este ensayo también puede ser realizado en otro momento, usualmente durante una inspección mayor.

6.6 Tanque y Dispositivos asociados

6.6.1 Conservadores

Objetivo: Comprobar el buen estado del conservador.

Método: Se debe registrar el nivel de aceite en un lado del recipiente del conservador. Esta lectura se realiza con respecto a la marca 25°C, La temperatura máxima leída debe ser usada para corregir la lectura del nivel de aceite del medidor.

Interpretación: Si el nivel corregido es normal, no es necesaria ninguna acción adicional. Si el nivel corregido es superior o inferior al nivel normal, las mediciones y los cálculos deben ser rechazados.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.2 Sistemas de Enfriamiento

El sistema de enfriamiento consiste de combinaciones de radiadores, bombas y ventiladores.

6.6.2.1 Control del ventilador de enfriamiento

Objetivo: Verificar el estado del ventilador de enfriamiento.

Método:

Control de Temperatura: Se debe ajustar el control maestro en automático.

Control de Carga: Se debe verificar la operación del transformador de corriente.

Interpretación: Si se observa una operación inapropiada se debe de corregir para asegurar un funcionamiento satisfactorio.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.2.2 Rotación de Ventiladores de enfriamiento

Objetivo: Asegurar que el aire fluye en la dirección apropiada.

Método: No descrito.

Interpretación: Correcciones a la rotación debe ser hecha como es indicado por inspección.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.2.3 Inspección visual de ventiladores de enfriamiento

Objetivo: El ventilador debe estar adecuadamente dimensionado con respecto al diseño del sistema de enfriamiento, es importante para asegurar que estos estén operando a su velocidad de diseño y que los ductos de aire no estén bloqueados y los protectores y las aspas no estén dañados.

Método: No descrito.

Equipo: No se requiere.

Interpretación: El flujo de aire irregular puede reducir la eficiencia del sistema de enfriamiento, causando calentamiento. Todos los ventiladores que no trabajen a su velocidad de diseño deben ser reemplazados.

Frecuencia:

Como mínimo una vez al año si son transformadores de 75 kV a más. La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.3 Sistema de enfriamiento de intercambiadores de calor

Objetivo: Verificar el sistema de enfriamiento de intercambiadores de calor.

Método: Agua de refrigeración: Se debe ajustar la presión del regulador de la bomba de agua. Cualquier cantidad de agua visible en la muestra de aceite es una llamada para sacar fuera de servicio el equipo.

Aire refrigerante: Se examina la superficie de las aspas refrigerantes para buscar señales de contaminación.

Radiadores: Remover desechos que llegan a alojarse entre las aspas o tubos del enfriador de aire.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.4 Sistemas de bombeo de enfriamiento

Objetivo: Verificar el estado de las bombas de enfriamiento.

Método: Presión de bombas: El retiro de una bomba de enfriamiento requiere un preciso conocimiento del arreglo del sistema de enfriamiento.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.5 Fallas de Reles

Objetivo: Verificar el estado de los reles de presión.

Método: Las recomendaciones del fabricante deben ser tomadas en cuenta para el ajuste, reparación, o reemplazo de dispositivos de operación inapropiada.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

6.6.6 Medidores

Objetivo: Verificar el estado de los medidores de flujo y de temperatura.

Método:

Medidores de Flujo:

Si la bomba esta encendida y se indica que no hay flujo, la unidad de envío puede estar defectuosa. Si la bomba esta apagada y el medidor de flujo continua indicando flujo, el medidor esta probablemente atracado en la posición de flujo y la unidad de envío o el medidor entero necesita ser reemplazado.

Medidores de Temperatura:

- a) *Calibración de la temperatura superior del aceite:* El medidor debe ser removido del transformador y el bulbo sensor debe ser puesto en unos baños controlado de aceite caliente.
- b) *Calibración del devanado del medidor de punto caliente:* Basado en aumentos de la temperatura medida, o datos de ensayo de un transformador térmicamente duplicado, corriente perjudicial para el calentamiento del devanado del indicador de temperatura del devanado es ajustado en fabrica para simular la misma gradiente en grados Celsius sobre el máximo aumento de aceite como será experimentado por los puntos calientes en el devanado del transformador.

Equipo: No se requiere.

Frecuencia:

La frecuencia de este ensayo será determinada de acuerdo al programa de mantenimiento de cada empresa y otros factores inherentes a la operación del sistema.

VII- Disposiciones Transitorias.-

Primera.-

La vigencia de las frecuencias y obligatoriedad de los ensayos, será de cuatro años. Concluida dicha vigencia, deberá efectuarse la actualización correspondiente.

Anexo A

Métodos para la medición de la resistencia de devanado

1.- Método del Voltímetro-amperímetro

El método del voltímetro-amperímetro es a veces más conveniente que el método del puente. Debe ser empleado sólo si la corriente en el devanado del transformador es $> 1 \text{ A}$. Un voltímetro y amperímetros digitales de exactitud apropiada son comúnmente usados. La medida es hecha con corriente directa, y se toman lecturas simultáneas de corriente y tensión usando las conexiones de la Figura 2. La resistencia requerida es calculada de las lecturas de acuerdo con la ley de Ohm.

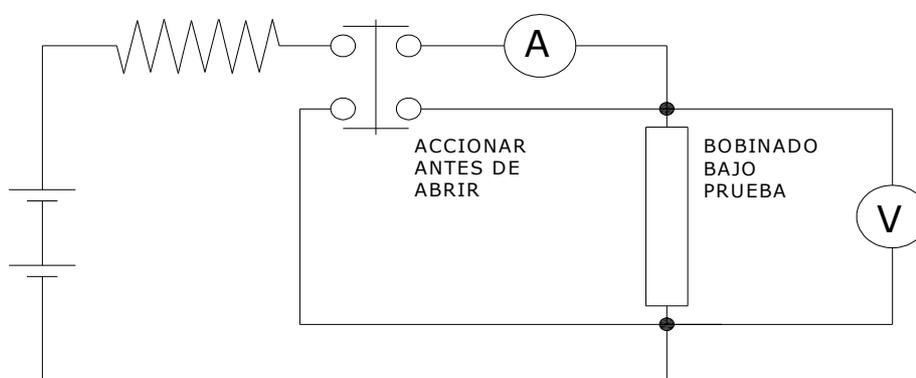


Figura 1 – Medida de la resistencia usando el método de voltímetro - amperímetro

Normalmente se usa como fuente de alimentación una batería de 12 V. Sin embargo, una fuente de alimentación de regulación electrónica también puede ser usada proveyendo un contenido de rizado (ondulación) que es $< 1,00\%$ de la tensión media.

Para minimizar los errores de la medición deben tomarse las siguientes precauciones:

- Los instrumentos de medición deben tener tales rangos que las lecturas puedan hacerse tan cerca de la máxima escala como sea posible, y en cualquier caso encima del 70,00% de la máxima escala.
- La polaridad de los núcleos de magnetización deben conservarse constantes durante la medición de todas las resistencias.

NOTA - Una inversión en el núcleo de magnetización puede cambiar la constante de tiempo y producir lecturas erróneas.

- Los terminales del voltímetro deben ser independientes de los terminales de corriente y deben conectarse lo más cerca como sea posible a los terminales del devanado a ser medido. Esto evita incluir las resistencias de los terminales de corriente, de sus contactos y las resistencias de longitudes extras de los terminales en la lectura.

En general, la bobina mostrará una gran constante de tiempo DC.

Las lecturas no deben ser tomadas hasta que la tensión y la corriente han alcanzado valores estables. Para reducir el tiempo requerido para que la corriente alcance su valor del estado estable, una resistencia externa no inductiva debe ser agregada en serie con la fuente DC. La resistencia debe ser grande comparada a la resistencia del devanado. Será entonces necesario aumentar la tensión de la fuente para compensar la caída de tensión en la resistencia en serie. El tiempo también será reducido asegurando que todos los otros devanados del transformador estén en circuito abierto durante estos ensayos.

Las corrientes normalmente usadas para estas medidas no exceden 15,00% de la corriente nominal. Esto evita el calentamiento del devanado y por tanto se evita el cambio de su resistencia de esta manera. La variación de resistencia no debe excederse en 5,00% de fase a fase.

Precauciones: Si la corriente se apaga de repente, una alta tensión se generará por el devanado. La corriente debe apagarse por un interruptor adecuadamente aislado antes que el personal entre en contacto con el circuito a probar. Alternativamente, el devanado del transformador debe ser cortocircuitado antes de apagar el interruptor de corriente. Esto evita que sea dañada la fuente de potencia o cualquier resistencia conectada en serie.

Para prevenir dañar el voltímetro este debe ser desconectado del circuito antes de prender o apagar el interruptor de corriente.

2.- Puente o Método del micro-ohmiómetro

La conexión del puente y el micro-ohmiómetro del circuito en ensayo es básicamente el mismo. Usando el manual de instrucciones como una guía, los cuatro terminales deben conectarse al circuito que es medido. Dos terminales, uno de potencial y uno de corriente, deben conectarse a cada terminal del circuito a ser medido. Se debe tener cuidado en asegurar el buen contacto de todos los terminales conectados y asegurarse que todos los conductores de ensayo sean iguales (es decir, longitud, medida, y material).

Se debe tener cuidado de conectar los terminales de corriente fuera de los terminales de tensión en los puntos de conexión del circuito de ensayo (ver Figura 3).

Cuando usemos un puente, debe estar balanceado, comenzando el ajuste con el dígito más significativo seguido por el siguiente más significativo, etc, hasta que el puente este balanceado en el punto cero. La medida de la resistencia del conductor se lee directamente en los ajustes del puente. Cuando usamos el micro-ohmiómetro, solamente se necesita hacer una selección de "rango" y la lectura medida es directamente mostrada en el instrumento. Después de obtener la resistencia "medida", R_m , del puente balanceado o del micro-ohmiómetro, ese valor debe corregirse por temperatura, usando el procedimiento dado en 6.1.1.

Este valor de resistencia corregido puede ahora ser comparado con los valores anteriores que fueron corregidos a las mismas condiciones estándar.

Interpretación: La interpretación de resultados es muy dependiente del tipo de conductor que es medido. Algunos conductores consisten en varios alambres paralelos trenzados y detectar un problema con un solo trenzado puede estar más allá de la resolución del puente o micro-ohmiómetro. Si más de un trenzado esta

roto o si hay una conexión interna con alta resistencia, el puente kelvin o el micro ohmiómetro debe detectar la alta resistencia resultante.

Son recomendables las comparaciones de lecturas con otras fases, transformadores iguales, de las medidas anteriores en campo. Las variaciones bajo las condiciones de campo no deben exceder 5,00%.

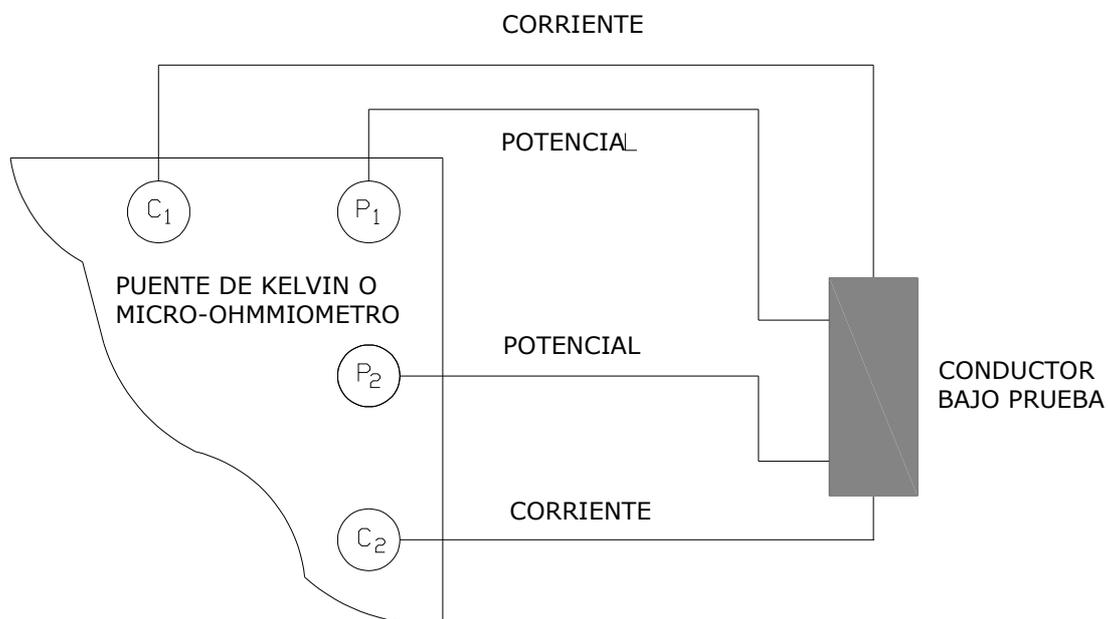


Figura 2 – Típica conexión de medición de baja resistencia

Anexo B

1. Métodos para medir la polaridad

1.1 Medida de polaridad del transformador por impulso inductivo

Puede medirse polaridad por impulso inductivo usando dos voltímetros DC y una fuente de corriente DC. Por razones de seguridad es preferible aplicar la fuente DC por el devanado de alta-tensión.

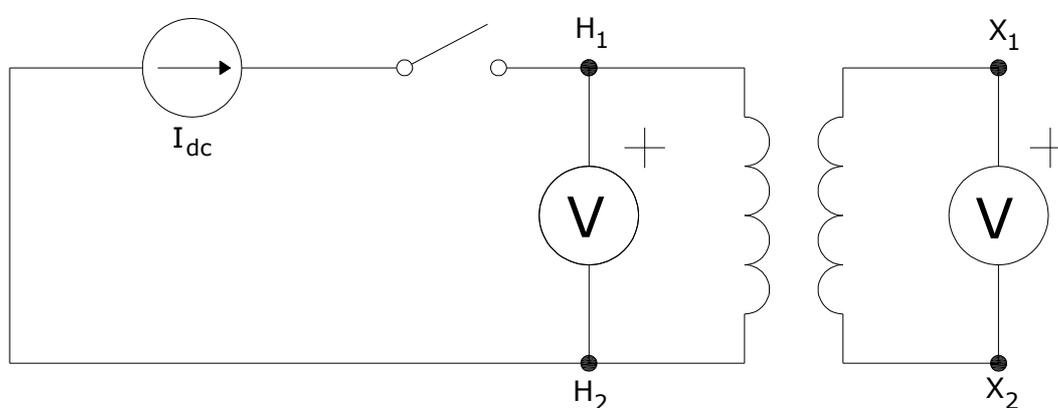


Figura 1 – Polaridad por impulso inductivo

Un voltímetro DC debe ser colocado a través de los terminales H_1-H_2 , con el terminal positivo conectado al terminal H_1 .

Un voltímetro DC debe ser colocado a través de los terminales X_1-X_2 , con el terminal positivo conectado en X_1 .

Una fuente de baja tensión, como una batería, debe ser conectada en los terminales H_1-H_2 , esto causara una pequeña, pero notable deflexión en el voltímetro DC conectado a través de los terminales H_1-H_2 . La conexión de la fuente DC debe ser tal que la indicación de voltímetro DC debe ser positiva. La magnitud de la deflexión no es de interés.

Si la deflexión del voltímetro conectado a través de los terminales X_1-X_2 , es positiva entonces el transformador es aditivo, si la deflexión es negativa entonces el transformador es sustractivo. La polaridad, no la magnitud de la deflexión, es de interés.

Este ensayo debe ser repetido para cada fase del transformador polifásico.

1.2 Medida de Polaridad del Transformador por Tensión Alterna

Si la relación del transformador es < 30 entonces la polaridad puede ser medida usando una fuente adecuada AC, con un voltímetro AC, como se muestra en la Figura 2 .

El transformador debe ser conectado como se muestra en la Figura 2 .

Una pequeña tensión alterna (medida en decenas de voltios), provisto con un transformador de fusible variable, debe ser colocado a los terminales H_1 - H_2 .

Si el voltímetro AC indica un valor menor que la fuente de tensión entonces la polaridad será sustractiva. Si el voltímetro indica un valor mas grande que el valor de la fuente de tensión entonces la polaridad del transformador es aditiva.

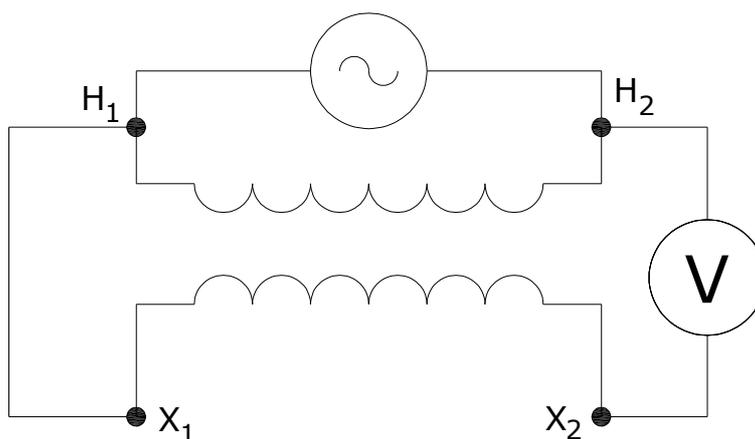


Figura 2 – Polaridad por el método AC

2. Métodos para la medición de la relación de vueltas del transformador

2.1 Método de Voltímetro

Dos voltímetros AC son usados, uno conectado al devanado de alta tensión y el otro conectado al devanado de baja tensión. El devanado de alta tensión es excitado a una tensión que no exceda el rango del voltímetro. Ambos voltímetros son leídos simultáneamente. Un segundo juego de lecturas deben ser tomadas con los instrumentos intercambiados. Los valores indicados deben ser promediados para calcular la relación.

Una medida significativa de la relación puede ser efectuada usando solo unos pocos voltios de excitación. El transformador debe ser excitado desde el devanado de más alta tensión para evitar posibles altas tensiones inseguras. Se debe tener cuidado durante la aplicación de la tensión durante la medida. Es importante efectuar la lectura simultánea de ambos voltímetros.

Los voltímetros usados deben tener la precisión correspondiente a los requerimientos de 0,50% del cálculo de la relación.

2.2 Medida de la Relación usando una Capacitancia y Puente de Factor de Potencia

La relación de transformación puede ser medida con una capacitancia y un puente de factor de potencia (a veces llamado puente de factor de dispersión). Este método proveerá tan buenos resultados con transformadores de potencia como también con transformadores de potencial donde el error del ángulo de fase puede

ser medido. Además, ensayos de alta tensión puede ser realizados, hasta el nominal del instrumento, lo cual es frecuente en 10 kV o 12 kV .

Hay muchos excelentes instrumentos disponibles para este propósito. Las instrucciones del fabricante deben ser consultadas para un exacto procedimiento para el puente usado.

Anexo C

Bushings

Los bushings pueden ser generalmente clasificados por su diseño como se muestra a continuación:

a) Tipo Condensador

- 1) Aislamiento de celulosa impregnada de aceite.
- 2) Aislamiento de celulosa adherida con resina.

b) Tipo no condensador

- 1) Núcleo sólido o capas alternadas de aislamiento sólido y líquido
- 2) Masa sólida de material aislante (ejemplo, porcelana sólida)
- 3) Lleno de gas

Para bushing al exterior, el principal aislamiento es contenido en una cubierta impermeable, usualmente porcelana. El espacio entre el aislamiento primario y la porcelana exterior es generalmente aislado con un aceite aislante o compuesto (también, plástico o de espuma). Cualquiera de los tipos de sólidos homogéneos pueden usar aceite para llenar el espacio entre el conductor y la pared interna de la porcelana exterior. El bushing puede usar también el gas SF₆ como un medio aislante entre el centro del conductor y el exterior de la porcelana.

Los bushing pueden ser clasificados generalmente como si estuvieran equipados con un tap de potencial o no, con un tap de potencial o tap de prueba de factor de potencia o electrodo.

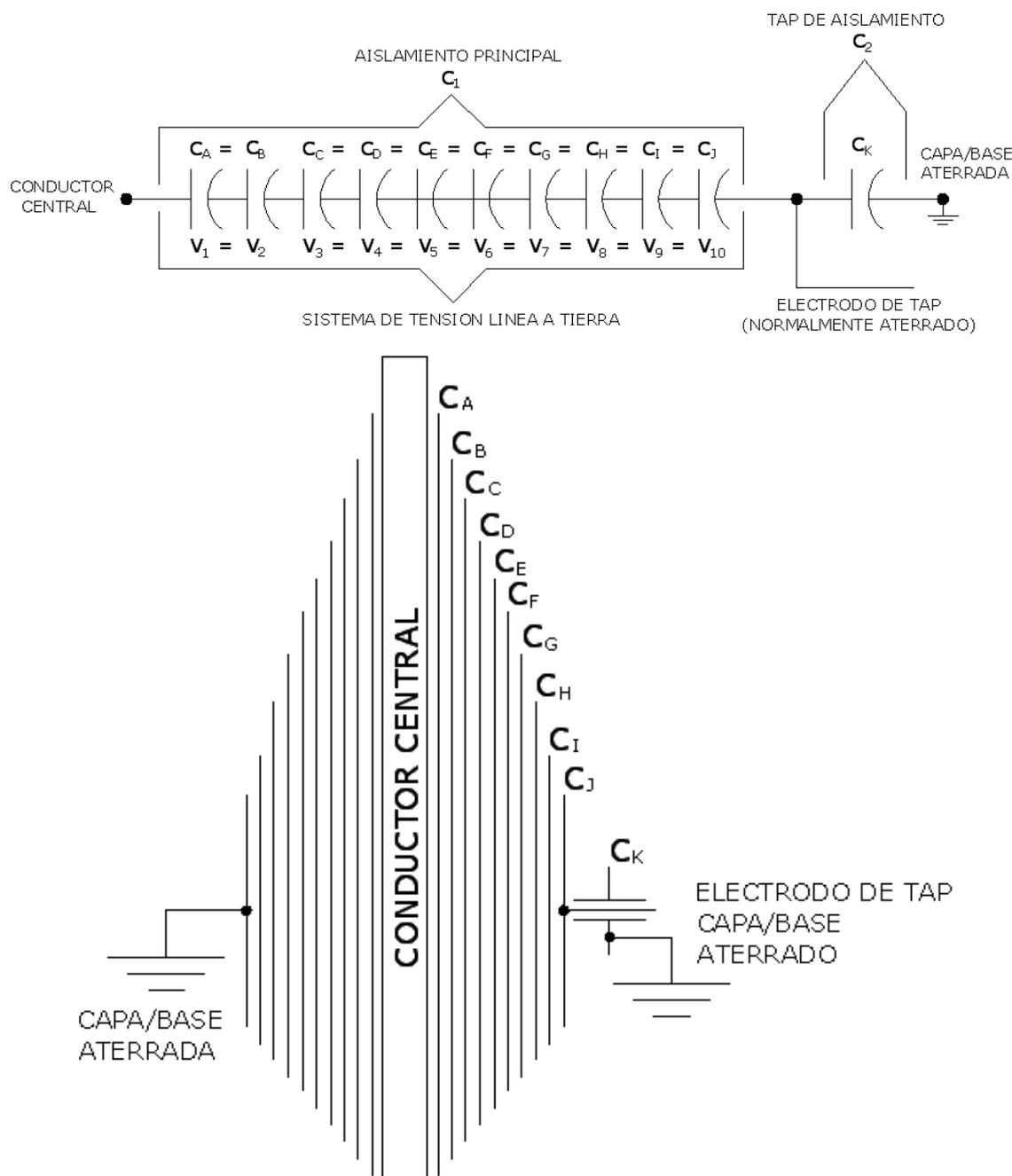
Nota - Tap de potencial son algunas veces también referidos como "capacitancias" o tap de "tensión".

Los bushing sin tap de potencial o tap de factor de potencia que es un dispositivo de dos terminales que es generalmente probado en conjunto (conductor central a base) por el método de GST. Si el bushing es instalado en un equipo, como un circuito interruptor, la medida total del GST incluirá todos los componentes aislantes conectados y energizados entre el conductor y tierra.

Un bushing condensador es esencialmente un condensador concéntrico en serie entre el conductor central y manga a tierra o base. Una capa conductora cerca de la manga de tierra puede ser sacada o llevada fuera a un terminal de tap para proporcionar un espécimen de tres terminales. El bushing sacado es esencialmente un divisor de tensión, de diseño de más alta tensión, el tap de potencial puede ser utilizado para suministrar un dispositivo de bushing de potencial para reles y otros propósitos. En el diseño de tap de potencial también actúa como un terminal de prueba de baja tensión de factor de potencia para el aislamiento principal del bushing, C₁. Referirse a la Figura 1.

Los bushing modernos de valor de alrededor de 69 kV son usualmente equipados con tap de potencial como en la Figura 1. (En algunas raras instancias los bushing de 69 kV son equipados con tap de potencial). Los bushing de 69 kV y menores

pueden ser equipados con un tap de factor de potencia como en la Figura 2. En el diseño de un tap de factor de potencia, la tapa de tierra del núcleo del bushing es removida y terminando en un bushing miniatura en una base de un bushing principal. El tap es conectado a la base aterrada por la tapa enroscable sobre la envoltura del bushing miniatura. Con el casquillo a tierra removido, el terminal del tap esta disponible con un terminal de baja tensión para mediciones de UST sobre el asilamiento principal de un bushing, C_1 , conductor a la tapa cerrada.



NOTAS

- 1 - Capacitancias iguales. C_A hasta C_J , produce igual distribución de tensión del conductor central energizado a la capa aterrada del capacitor y la base.
- 2 - El electrodo del tap esta normalmente puesto a tierra en servicio excepto en ciertos diseños usados con dispositivo de potencial.
- 3 - Para bushing con tap de potencial, la capacitancia C_2 es mas grande que C_1 . Para bushing de factor de potencia. C_1 y C_2 .

Figura 1 – Diseño típico de bushing tipo capacitor.

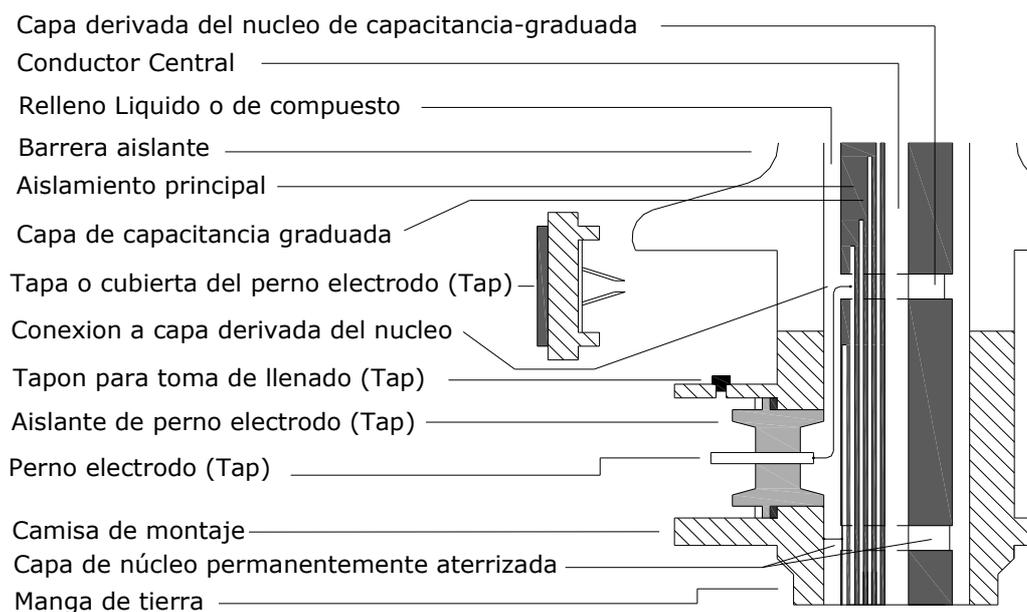


Figura 2 - Bushing Típico con Tap de potencial (>69 kV)

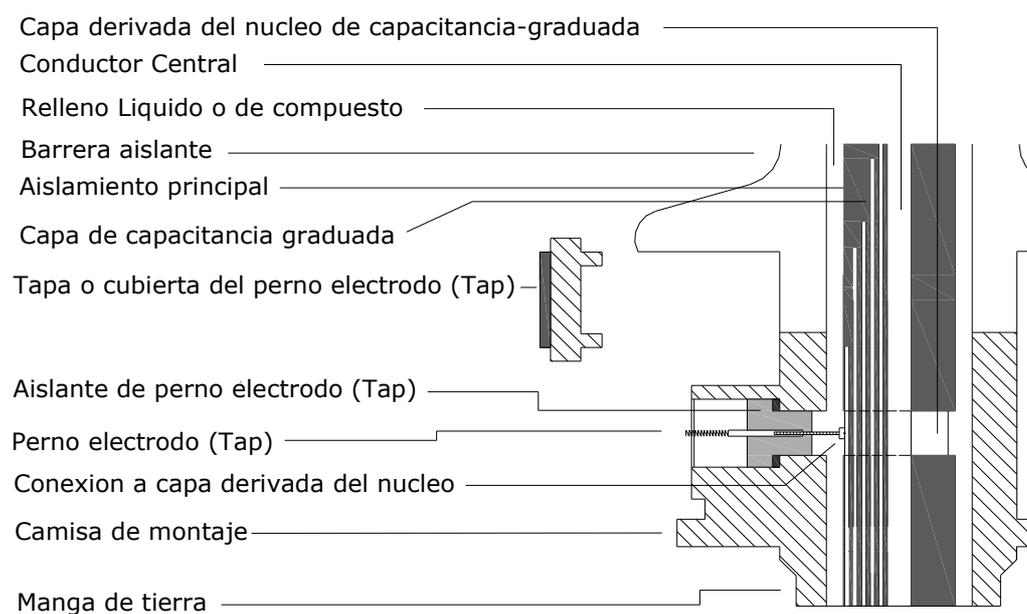


Figura 3 – Bushing Típico con tap de prueba

Anexo D

Procedimientos de Muestreo

La validez del resultado de un ensayo depende en la seguridad que la muestra de aceite es verdaderamente representativa del aceite en el equipo. De esta manera, es esencial que el envase de la muestra este libre de cualquier tipo de contaminantes, que el punto de muestreo dentro del equipo producirá una muestra representativa, y que los taps de muestra y la tubería de conexión sea purgada antes que la muestra sea tomada.

Ordinariamente, las muestras para ensayos físicos pueden ser tomadas en botellas de vidrio de un litro. Las botellas de vidrio son recomendadas como contenedores para muestras por que este puede ser fácilmente inspeccionado para su limpieza. Las tapas de las botellas de vidrio pueden ser de corcho o vidrio para encajar con la tapa enroscable teniendo líneas de corcho o aluminio (rellenos). Los corchos deben ser de buena calidad. NO USAR tapones de goma. Las muestras de gas en aceite pueden ser tomadas en cilindros de acero inoxidable de 150 - o 1000-m/L. Los cilindros de 1000 m/L proporciona bastante muestra para los ensayos físicos y de gas en el aceite.

Los contenedores deben ser enjuagados con un solvente no inflamable, seco, y lavado con abundante jabón espumoso. Entonces deben ser enjuagados a fondo con agua, y secados en un horno a una temperatura de alrededor de 105°C (220°F) por varias horas , y sacados del horno. Deben estar tapados con un corcho mientras aun están calientes. Como las botella frías, deben ser selladas siendo sumergidas hasta el cuello en cera; entonces, las botellas deben ser almacenadas para su futuro uso.

Estas botellas deben ser abiertas solo cuando la temperatura de la botella y la temperatura del ambiente es la misma.

Debido a la importancia de los envases correctamente limpiados y tratados, debe utilizarse los envases aprobados en laboratorio.

1. Muestreo de Aceite de transformadores y circuitos interruptores para ensayos físicas.

Las siguientes instrucciones generales de muestreo debe ser seguido:

- a. Por lo menos de 2 Litros de aceite debe ser tomado como una muestra para ensayos de dieléctricos, acidez y IFT. Dejar espacio en la parte superior del envase que permita la expansión.
- b. Las muestras de los aparatos que están al aire libre se debe tomar en días claros en que la humedad esta cerca de la normal y el aceite esta al menos tan caliente que el aire circúndate. Aceite frió puede condensar bastante humedad del medio ambiente y afectar seriamente las propiedades del aislante y el aceite caliente puede absorber bastante humedad del aire y dar resultados inexactos cuando esta enfriado a la temperatura ambiente.
- c. Las muestras nunca se deben tomar en la lluvia o cuando la humedad relativa de la atmósfera exceda el 70,00%.
- d. Proteger contra viento y polvo.
- e. Cuando se toma una muestra de una apertura, como una válvula, limpiar la tubería a fondo y permitir que bastante liquido fluya hacia fuera (alrededor de un 1 L) para remover cualquier humedad o material extraño.

- f. En un transformador sellado, el cual tiene un vacío, estar seguro para dar salida al transformador antes de tomar la muestra.
- g. Poner la muestra en el compartimiento para congelar de un refrigerador durante toda la noche. Si la muestra es turbia cuando sea vista al día siguiente, esta contiene agua libre. Debido a que el agua libre es indeseable, tome otra muestra para determinar si el agua estaba contenida en el aceite o estaba contenida en el envase.

2. Tomando muestras de aceite para análisis de Gas en el aceite.

- a. Propósito: Este procedimiento ha sido desarrollado para mantener la uniformidad de todas las muestras de aceites tomadas en el campo para un análisis en laboratorio de gases en el aceite.
- b. Generalidades: Los envases especiales de acero inoxidable son usados para coleccionar las muestras de aceite para el análisis de gases usando la cromatografía de gas. Estos envases de acero inoxidable NO son usado para cualquier otro propósito. En el laboratorio se limpia estos envases para eliminar todos los contaminantes y purgar estos con aire seco para su envío al campo.
- c. Preparación para el muestreo:
 - (1) Obtener un cubo para tomar el sobre flujo de aceite del envase del acero inoxidable.
 - (2) Obtener dos porciones de tubo plástico y unir a cada extremo del envase de acero inoxidable. Asegúrese que la distancia entre la tubería y el transformador sea lo mas corta posible.
- d. Procedimiento de muestreo: modificación del tap de muestra del transformador puede ser necesaria antes que la muestra sea obtenida.
 - (1) Conecte un tubo plástico corto en la válvula No. 3 y sujete la manga conectora para apretar el sello.
 - (2) Abrir la válvula No. 3 y purgar aproximadamente 1L de aceite o hasta que el aceite sea claro y libre de burbujas.
 - (3) Con el tubo todavía lleno de aceite, conectar a la otra válvula No. 2.
 - (4) Conectar el tubo largo a la válvula No. 1.
 - (5) Sostener el cilindro en posición vertical para su llenado. Durante el llenado, este debe ser inclinado suavemente hacia delante y atrás para que escape cualquier burbuja atrapada.
 - (6) Para llenar el cilindro, abrir las válvulas en el siguiente orden; 1, 2 y 3.
 - (7) Permite que por lo menos 4L de aceite fluya a través del cilindro antes de cerrar las válvulas. Cerrar las válvulas en el mismo orden. (1, 2 y 3).
 - (8) Para el desmontaje:
 - (a) Remover y vaciar la tubería
 - (b) Empacar los cilindros y tuberías en un caja de envío, como reciclado.
 - (c) Complete las hojas de ensayo para todas las muestras y séllelas en el sobre plástico del aceite de ensayo.

3. Tomando muestras de gas para el análisis de cromatografía de gas.

- a. Propósito: Este procedimiento ha sido desarrollado para mantener la uniformidad de todas las muestras de gas tomadas en el campo, mientras se mantenga el objetivo principal de obtener un verdadera muestra representativa que este completamente libre de contaminantes.
- b. Generalidades: Los envases especiales de acero inoxidable o de vidrio son usados para coleccionar muestras de gas para su uso con la cromatografía de

gas. Estos envases de acero inoxidable NO son usado para cualquier otro propósito. En el laboratorio se limpian estos envases para eliminar todos los contaminantes. Estos cilindros de muestra son llenados con nitrógeno seco cuando ellos son enviados al campo. La apertura o cierre de la válvula de escape en el cilindro, como es requerido en el procedimiento, es para crear una turbulencia tal que ocurrirá una acción de "lavado" que removerá el nitrógeno. El purgado y "lavado" es requerido para asegurar que una verdadera y representativa muestra sea obtenida.

Se debe tener un especial cuidado para evitar obtener humedad en la muestra ya que la humedad puede dañar el equipo de análisis.

- c. Procedimiento de muestra: Si es sistema de gas esta bajo una presión positiva; el siguiente procedimiento se aplica; pero, el sistema de gas esta a la presión atmosférica o presión negativa referirse a la parte II.

PARTE I

- (1) Sujetar una mínima longitud de tubería plástica limpia de muestra a la línea distribuidora de muestra del transformador. En la mayoría de casos, aproximadamente 152mm serán adecuados.
- (2) Abrir la línea distribuidora de muestra del transformador, y purgar el tubo plástico de muestra aproximadamente por 15 segundos.
- (3) Conectar el cilindro de ensayo, con ambas válvulas cerradas, mientras la tubería de plástico de muestra se esta todavía agotando.
- (4) Abra la llave de purga en el extremo de transformador del cilindro de muestra.
- (5) Abrir la llave de purga en el extremo de la salida del cilindro por 2 o 3 segundos, entonces cerrar. Repetir este paso 5 veces.
- (6) Cerrar ambas válvulas del cilindro de ensayo (primero el extremo de salida, después el extremo del transformador). Cerrar el distribuidor de muestra del transformador y remover el cilindro de ensayo y el tubo de conexión.
- (7) No envolver con CUALQUIER tipo de cinta alrededor de las válvulas o de los inyectores que llenan los cilindros de la muestra.
- (8) Identificar muestras. Registrar la temperatura del aire al momento de la muestra y la elevación aproximada.

Parte II

Este procedimiento debe ser seguido si la muestra de gas esta a la presión atmosférica o presión negativa.

- (1) Sujetar una mínima longitud de tubería plástica limpia de muestra a la línea distribuidora de muestra del transformador. En la mayoría de casos, aproximadamente 152mm serán adecuados.
- (2) Con ambas válvulas cerradas, conectar el cilindro de ensayo al tubo de muestra plástico.
- (3) La muestra debe ser extraída con una bomba de vacío o con un aspirador de bulbo de mano con una válvula unidireccional conectado a la salida del envase en vez de la vejiga.
- (4) Una válvula en el extremo de la salida del cilindro de muestra mientras la bomba de vacío esta en operación.
- (5) Abrir la llave de distribuidora en el extremo de la salida del cilindro por 2 o 3 segundos, entonces cerrar. Repetir este paso 5 veces.
- (6) Cerrar la llave de purga del transformador al final del cilindro de muestra. Con todas las válvulas de purga cerrados, sacar el cilindro de ensayo y la tubería de conexión.

(7) No envolver con CUALQUIER tipo de cinta alrededor de las válvulas o de los inyectores que llenan los cilindros de la muestra.

(8) Llenar la etiqueta del container y ponerlo en el envase.

4. Muestra de aceites de barriles de aceite o container de envió.

El barril de debe permanecer sin movimiento por varias horas antes de sacar la muestra.

- a. Se recomienda una pipeta de vidrio o pirex para realizar el muestro, por que puede ser fácilmente limpiado. Un tubo de cristal de aproximadamente 910mm de longitud. 25 mm en diámetro, y encintado en ambos extremos es recomendado para la pipeta de muestra.
- b. La pipeta debe ser limpiada antes y después del muestro de la misma manera como limpiando en contenedor de muestra. Cuando no es usado, la pipeta debe ser corchada en ambos extremos.
- c. Desechar la primera pipeta llena de aceite.
- d. Saque la muestra de la siguiente manera:
 - (1) Con la parte superior cubierta con el dedo pulgar, baje el tubo a aproximadamente de 24,40 a 203,20 mm del fondo del barril.
 - (2) Sacar el dedo pulgar de la parte superior abriendo antes que la pipeta se llene de aceite.
 - (3) Poner el dedo pulgar sobre la parte superior de la pipeta y sacar la pipeta llena de aceite al envase de muestra. Sacar el dedo pulgar para permitir que el aceite fluya al contenedor.

5. Transporte: La muestras de ensayo deben ser enviadas:

- a. Correo de primera clase. (Los envases de gas combustible no puede ser enviado por correo aéreo o bulto)
- b. Formas de envió adecuadas.

Anexo E

El ensayo IFT, los equipos y métodos para realizarla en campo

1. El ensayo IFT del aceite por el método Drop-Weight (ASTM D 2285)

- a) Alcance.- Este método describe un procedimiento comparativamente rápido aplicable para su uso en campo, para medir bajo condiciones de desequilibrio, el IFT (Tensión Interfacial) de los aceites de aislamiento eléctricos de origen de petróleo contra el agua.
- b) Resumen del método. - El IFT es determinado midiendo el volumen de una gota del agua en el aceite. Cuanto más grande es la gota del agua, más alto es el IFT del aceite. El instrumento usado para medir el volumen de la gota del agua está calibrado en Newton por Metro para indicar el valor IFT aproximado.

NOTA 1: Este método se basa en el uso de PTA (Técnicas Profesionales Asociadas) VI modelo a o V2; otros tensiómetros del tipo equivalente se pueden utilizar con modificaciones apropiadas para este procedimiento.

2. Detalles del tensiómetro Modelo 6 de PTA.

- a) Equipo.- El Modelo 6 IFT de PTA ha sido aceptado por ASTM como un sustituto adecuado para los modelos VI y V2. Se han preservado las características primarias: No hay cambios en el método usado en ASTM D 2285. El Modelo 6 ofrece un dial casi irrompible hecho de policarbonato (Lexan). El dial tiene 50 calibraciones y dos escalas de número.

Cada línea pequeña de calibración representa 0,001 N/m (1 dyn/cm) por lo tanto, con la escala doble, cada número representa 0,01 N/m (10 dyn/cm) y se debe considerar como 0,01, 0,02, 0,03, etc. Los valores a partir de la 0 a 0,0499 dyn/cm de N/m (0 a 49,9) se leen en la escala más baja. Los valores a partir de la 0,05 a 0,0999 dyn/cm de N/m (50 a 99,9) se leen en la escala superior.

La base de vacío permite que el tensiómetro agarre firmemente cualquier superficie lisa. El tensiómetro es extremadamente estable y ligero, pesa 850 g (30 onzas).

Los orificios del Modelo 6 tienen las mismas dimensiones que los modelos anteriores pero trabajan a máquina con un Luerlock, que permita el relleno fácil del barril; se proporciona un orificio de repuesto; y una jeringuilla (B).

- b) Problemas y soluciones de operación.- Antes de usar el tensiómetro por primera vez, debe desmontar el instrumento. Teniendo la seguridad que la tuerca blanca del Teflón (C) en la tapa del barril, está atornillada firmemente al barril.

Revisar si hay suficiente vaselina para el lacre. Si la vaselina está presente, vuelva a montar la unidad; si no, agregue la suficiente vaselina para formar un buen sello cuando se sujetan firmemente juntos (B) y (C).

1. Problemas y medidas correctivas a ser tomadas.-
 - Goteo de agua del orificio. - Compruebe el sello de la vaselina (entre el enchufe del Teflon y la tuerca del plomo).

- El tornillo del micrómetro da vueltas pero no avanzarán.-
Desmunte el tensiómetro y apriete la tuerca del embalaje (B) y la tuerca blanca del Teflon encima del barril del tensiómetro (C).
 - Desviaciones excesivas en escala de lecturas durante la calibración.- Compruebe el orificio para saber si hay suciedad o pelusa; compruebe el sello de la vaselina.
- c) Barril del tensiómetro que se llena con agua. - Se quita el orificio y el indicador, el tornillo del micrómetro se retira a la posición máxima, se invierte el tensiómetro, y el barril se llena a desbordar de agua destilada de la EC aproximadamente 25 (77 EF) usando la jeringuilla del llenador que tiene una aguja doblada para este propósito. En este punto, examine el interior del barril para saber si hay burbujas de aire. (es raro que no existan burbujas presentes.) Para quitar estas burbujas de aire pequeñas: Empuje el émbolo de la jeringuilla del llenador en el barril de la jeringuilla. Coloque el tensiómetro en la posición invertida; inserte la aguja de la jeringuilla del llenador en el barril del tensiómetro; entonces con el émbolo de la jeringuilla, quitara cerca de 5 a 10 por ciento del agua. Coloque el tensiómetro en una posición horizontal e inclinando el barril del tensiómetro, las burbujas de aire pequeñas van formando una burbuja de aire grande (formada quitando el agua del barril) sobre las burbujas pequeñas. Coloque el tensiómetro en la posición invertida. Llene la jeringuilla del llenador de agua y expela las burbujas de aire. Ponga el extremo de la aguja doblada de la jeringuilla del llenador bajo superficie del agua en el tensiómetro y llene el tensiómetro a desbordar y retire la aguja. Una el indicador y el orificio. Continué hasta que no se expela nada sino el agua del orificio. El tensiómetro debe ahora estar libre del aire.
- d) Calibración del tensiómetro.- El tensiómetro libre por completo del agua destilada en EC 25 (77 EF) y vacío de aire se coloca en el soporte del montaje. El cubilete 50-mL que contiene por lo menos media pulgada de agua destilada se coloca en la plataforma del cubilete del soporte del montaje. Se baja el tensiómetro hasta que la extremidad del orificio está a 6,4 milímetros (0,25 adentro) de la superficie del agua.

La temperatura del agua en el orificio puede diferenciarse de la del agua en el tensiómetro; por lo tanto, substituya el agua en el orificio dando vuelta al dial a la derecha hasta que cinco gotas del agua se han expelido. Pare todo el movimiento del dial inmediatamente como la gota pasada sale de la extremidad del orificio.

Registre la lectura en la escala, después expela una sola gota del agua y registre la lectura en otra escala. La segunda lectura menos la primera lectura iguala el volumen, en términos de divisiones en la escala, de una gota de agua expelida en aire.

El promedio de 10 "gotas en aire" se toma como la calibración del orificio del agua en aire. Cualquier lectura que se desvía 0,20 del promedio se desecha; y si alguna lectura se desvía 0,40 del promedio, se desecha la serie entera y la causa de tal desviación se debe determinar. La salida de aire es generalmente la fuente de variación, la suciedad y pelusa en el orificio también pueden ser causa. La gota de la calibración se debe comprobar cada día que el tensiómetro deba ser utilizado para asegurar resultados exactos. La gota de la calibración se debe determinar antes de comenzar el programa

de ensayo del día porque el procedimiento de la calibración obtiene no sólo el volumen de la gota, en términos de divisiones en la escala, sino que también es un indicador en cuanto al funcionamiento del instrumento.

Un instrumento que no está funcionando correctamente no producirá gotas dentro de los siguientes límites de las especificaciones del método de ensayo.

Se da un ejemplo para determinar la gota de la calibración:

A = Lectura del dial antes de la gota que expele.

B = Lectura del dial después de la gota que expele.

C = B - A (Divisiones de la escala para gota del agua en aire. En promedio 10 gotas igualan la calibración del tensiómetro.)

	B	-	A	=	C
1	40,00	-	31,20	=	8,80
2	49,00	-	40,00	=	9,00
3	58,20	-	49,00	=	9,20
4	67,10	-	58,20	=	8,90
5	76,10	-	67,10	=	9,00
6	85,30	-	76,10	=	9,20
7	94,50	-	85,30	=	9,20
8	53,60	-	44,50	=	9,10
9	62,80	-	53,60	=	9,20
10	71,80	-	62,80	=	9,00
					9,06

Dividiendo el total por 10 (el número de gotas), el número que resulta (9,06) representa el promedio de las 10 lecturas que es el valor de la calibración del tensiómetro. Restando la lectura No. 1 (8,80) del promedio (9,06) la diferencia (0,26) es mayor que el 0,20 especificado y los 8,80 leídos deben ser desechados. Otra gota era medido el valor de esta gota (0,10) substituyó la gota 8,80. El total final para 10 gotas era 90,90 que levantaban el nuevo valor de la calibración a partir del 9,06 a 9,09.

(1) Instrucción importante. - Repase los ajustes del tensiómetro del ejemplo antes dicho para las gotas 7 y 8. Es evidente que los ajustes de A y de B para la gota 7 son una continuación de los ajustes de gotas precedentes; sin embargo, los ajustes de A y de B para la gota 8 son decididamente diferentes. Era evidente que las nueve divisiones adicionales agregadas al ajuste de B (94,50 divisiones) para la gota 7 darían un valor de 103,50 divisiones. Un examen del tensiómetro demostrará que 94,50 de la escala superior del dial corresponde a 44,5 en la escala más baja. Ésta es la técnica usada para evitar lecturas del tensiómetro por encima de 100 divisiones. El repaso de los datos enumerados arriba, será observar que los valores para las gotas 1 y 2 fueron tomados de la escala más baja mientras que para las gotas 3, 4, 5, 6, y 7, la escala superior fue utilizada. El valor para 8A fue tomado de la escala más baja, los valores restantes de 8B eran de escala superior.

e) Preparación del equipo antes de ensayos del aceite. - Coloque el tensiómetro con el orificio unido (la unidad debe estar llena de agua y liberar de burbujas de aire) en el sostenedor. Limpie el orificio de la tubería del tensiómetro libre del aceite con papel sin pelusa, evitando cualquier movimiento ascendente que pueda encajar un poco fibra en el orificio agudo

PRECAUCIÓN: No utilice un solvente de aceite en el orificio o el barril. Fuerce algunas gotas del agua a través del orificio dando vuelta al dial de policarbonato, así limpiará el orificio. La contaminación en el barril o el orificio puede ser quitada desmontando el tensiómetro y limpiando las piezas con un chorro de agua con agua destilada. No utilice los detergentes para limpiar el barril. Seque a fondo y vuelva a montar. Sea firme al sustituir el sello de la vaselina.

Limpie el envase de muestra (cubilete) quitando cualquier aceite residual, limpiar con un chorro de agua. (La nafta del benceno o del petróleo puede ser utilizada; sin embargo, son inflamables.) Permita que el solvente se evapore, después lave con detergente, y aclárelo a fondo en el agua fría de un golpecito seguido por el agua destilada. Coloque los cubiletes en una posición invertida sobre una toalla limpia y seca.

- f) Método De Ensayo.- El equipo, la muestra, y el agua destilada deben estar a una temperatura común preferentemente de EC 25 (77 DE) más o menos la EC de I (más o menos 1,8 EF). El control absoluto de esta temperatura no es posible en el campo; sin embargo, pruebe cerca de esta temperatura cuando sea posible. Evite definitivamente los grandes cambios de temperatura particularmente al probar las muestras de comparación tomadas en los intervalos especificados del tiempo.

NOTA 2: Este método es un procedimiento comparativamente rápido aplicable para su uso en campo. Por lo tanto, la filtración agrega un paso adicional indeseable. También, se anticipa que las muestras del aceite dibujadas del equipo eléctrico en el campo no contendrán el lodo de aceite pesado, como tal puede ser encontrado en las muestras tomadas de los ensayos de oxidación del laboratorio, que interferirían con la determinación de IFT.

(1) Reemplace el cubilete 50mL usado para establecer el volumen de la gota de la calibración con un cubilete de la misma capacidad. Vierta la muestra sin filtro de aceite en este cubilete a una profundidad de por lo menos de 25,4 milímetros (1 adentro). Coloque el cubilete que contiene la muestra en la tabla del tensiómetro, un tensiómetro más bajo que el aceite hasta que la extremidad del orificio se sumerge cerca de 12,7 milímetros (0,50 adentro) en el aceite.

(2) Registre la lectura del dial. Expela una gota del agua. Registre la lectura del dial. Reste la primera lectura de la segunda lectura y registre la diferencia. (Volumen)

(3) Expele sobre los tres-cuartos del volumen de agua encontrados en el párrafo (2) permita que esta gota envejezca por 30 segundos.

(4) Expele, lentamente, bastante agua para hacer bajar la gota de modo que el tiempo total sea de 45 a 60 segundos.

(5) Observe el volumen de agua en la gota en términos de divisiones en la escala. Esta lectura da el IFT de un aceite de media densidad.

Ejemplo:

Lectura de escala antes que expela la gota agua = 40,00

Lectura de escala después que la gota expele del agua = 86,60 divisiones

Volumen de agua en la gota, $86,60 - 40,00 = 46,60$ divisiones

Aproximadamente $3/4$ de $46,60 = 35,00$ divisiones

La lectura de la escala después de expeler la gota de ensayo era 86,6, divisiones en la escala superior. Esto corresponde a 36,60 divisiones en la escala más baja. Agregue 35 divisiones (aproximadamente tres-cuartos del volumen de la gota de ensayo) la lectura de escala (36,60 divisiones). Dé vuelta al dial a 71,60 y permita que la gota envejezca 30 segundos. Entonces dé vuelta al dial lentamente hasta que la gota del agua baja del aceite. El tiempo transcurrido total a partir del tiempo que la gota se comienza a formar en la extremidad del orificio hasta que cae de la extremidad no debe exceder 60 segundos.

Fijar la escala en 60 segundos = 83,00 divisiones
Escala mínima fija en 0 segundos = -36,60 divisiones
Igual al volumen de la gota de agua = 46,40 divisiones
Volumen x 0,001 IFT iguales de aceite = 0,0464 N/m

Anexo F

1. Procedimientos de inspección general para LTCs

En el ciclo de operación de todo los LTCs, los tap adyacentes deben ser conectados juntos en el punto de transferencia de corriente de un tap a otro. En un LTC, una impedancia es introducida entre estos tap para controlar la corriente circulante en el punto donde los taps están conectados juntos. En los primeros diseños, los reactores fueron usados como impedancias de transición, mientras que en los diseños más recientes utilizan resistencias. En la operación de transferencia de carga, la corriente es interrumpida por un interruptor desviador. Este interruptor puede ser un interruptor de arco en aceite o un interruptor de vacío.

Los equipos que son utilizados como un dispositivo de interrupción de corriente requieren de inspección y mantenimiento periódico. La frecuencia de las inspecciones deberá estar basada en el tiempo en servicio, el alcance de uso, y el número de operaciones. Los intervalos de inspección descritos abajo son indicativos de valores usados frecuentemente. Sin embargo, los intervalos reales que se utilizaran serán aquellos especificados por el fabricante a menos que la experiencia operacional anterior indique que inspecciones mas frecuentes son necesarias. Una inspección inicial debe ser hecha sobre el cambiador de tap al final del primer año de operación. Las inspecciones posteriores deben estar basadas sobre los resultados obtenidos de la inspección inicial en el final del primer año de servicio. Sin importar la medida de los contactos usados, el intervalo de la inspección no debe de exceder de cinco años.

El LTC puede ser suministrado en un compartimiento separado, el cual es soldado o empernado al tanque del transformador, o puede ser este situado dentro del tanque del transformador. Generalmente, el reactor de transición de los cambiadores de tap, ya sea con el interruptor derivador de arco o con el interruptor en vacío derivador, son construidos dentro de un compartimiento separado. La resistencia de transición de cambiador de tap algunas veces es localizada en un tanque separado y algunas veces dentro del tanque principal del transformador. Estos cambiadores de tap localizados dentro del tanque del transformador tiene dos componentes principales. El primero es un tanque aislador cilíndrico separado que contiene el interruptor derivador y la resistencia de transición. Este tanque es sellado, así que el aceite dentro de este no puede ser mezclado con el aceite principal del transformador. Directamente debajo del tanque sellado del interruptor derivador será localizado el selector de tap y el interruptor selector de cambio. Ya que no ocurren arcos en estos interruptores, estos pueden estar localizados en el aceite principal del transformador. Por consiguiente, ya que estos están localizados dentro del tranque principal del transformador, la inspección de estos contactos no puede ser hecha sin quitar el aceite en el tanque de transformador. Sin embargo, los interruptores derivadores pueden ser removidos de este tanque cilíndrico para inspección sin quitar el aceite del tanque del transformador.

Mientras este todavía en servicio, el compartimiento LTC separado puede ser inspeccionado con un escáner infrarrojo (Véase Anexo D). Normalmente la temperatura del compartimiento puede ser unos pocos grados Celsius menor que la del tanque principal. Cualquier temperatura aproximada o superior que la del tanque principal indica un problema interno. Antes de abrir el compartimiento de LTC, este se debe inspeccionar para observar síntomas externos de potenciales problemas. Cosas tales como la integridad de la pintura, fugas por las soldaduras, integridad del sello de aceite, dispositivo de presión de alivio, y medidor de nivel de aceite son todos los ítems que deben ser inspeccionados antes de entrar al LTC.

A continuación de la desenergización, el compartimiento separado del LTC debe ser drenado de aceite para una inspección interna. Antes de abrir el compartimiento del LTC, la empaquetadura de la puerta debe ser inspeccionada para señales de deterioración. El suelo del compartimiento debe ser inspeccionado para encontrar desechos que puede indicar un desgaste anormal y superficies lisas deben ser inspeccionadas para encontrar señales de excesivo uso.

2. Procedimientos específicos de inspección para LTCs

Los siguientes puntos de chequeo deben ser dirigidos y el manual del fabricante deberá ser consultado para detalles que aseguren la ausencia de problemas y asegurar su apropiada operación en el futuro.

a) Inspección y mantenimiento del equipo cambiador de tap con carga tipo resistiva y tipo reactiva montado en un compartimiento separado.

- 1) Función de los interruptores de control
- 2) LTC en posición de parada
- 3) Presión del perno
- 4) Señales de humedad tales como enmohecimiento, oxidación, o agua libre.
- 5) Las separaciones mecánicas como es especificado en libro de instrucciones del fabricante.
- 6) Operación y condición del tap selector, cambiador del selector, e interruptores de transferencia de arco.
- 7) Operación del mecanismo de arrastre.
- 8) Contador de operaciones.
- 9) Operación del indicador de posición y su coordinación de esta con el mecanismo y la posición del tap selector.
- 10) Límite de operación del interruptor
- 11) Integridad del bloque mecánico
- 12) Apropiaada operación de la manivela y el interruptor de seguridad
- 13) Condición física del tap selector
- 14) Libertad de movimiento del montaje externo del eje.
- 15) Grado de erosión de los contactos de arco estáticos y móviles.
- 16) Inspección del tablero de barras para pistas y grieta.
- 17) Después de llenar con aceite, virar manualmente a lo largo del rango entero.
- 18) Tensión de ruptura dieléctrica del aceite.

Finalmente, el compartimiento del tap selector debe ser llenado con aceite limpio del transformador limpio. Debe ser removida toda carbonización que pueda haber sido depositada.

b) Inspección y mantenimiento del equipo de cambiador de tap con carga tipo reactancia (tipo vacío) montado en un compartimiento separado.

Se debe seguir la lista de verificación para el equipo de cambiador de tap con carga tipo resistiva (tipo arco). Adicionalmente, debe ser también verificado lo siguiente:

- 1) Desgaste del interruptor de vacío (erosión de contactos) y presencia de vacío.
- 2) Operación del sistema de supervisión del vacío
- 3) Coordinación de los envases del vacío con el mecanismo selector

Debe haber solo cantidades muy pocas de carbón. La resistencia dieléctrica del aceite debe ser probado y esto debe estar generalmente limpio si el LTC ha sido

operado apropiadamente. Referirse al manual de instrucciones del fabricante para los detalles sobre el llenado de aceite del compartimiento. La mayoría de LTC de vacío requiere que el llenado de aceite bajo vacío se efectúe usando aceite desgasificado.

3. Cambiadores de Tap para operación desenergizada – Procedimiento de inspección general

Los cambiadores de Tap para operación desenergizada esta normalmente localizados en el devanado de más alta tensión del transformador de potencia. Su propósito es ajustar la relación de vueltas entre los devanados primario y secundario. Debido a que este dispositivo es básicamente un interruptor, pocos ensayos están disponibles con respecto a su apropiada operación. El mal funcionamiento es generalmente indicado por la generación excesiva de gases combustibles en el aceite. Estos gases pueden ser un indicativo de metal caliente en el aceite sin implicación celulósica.

Los cambiadores de Tap desenergizados están situados dentro del tanque del transformador. Por lo tanto para inspeccionar este equipo, es necesario drenar el aceite a tal nivel que el cambiador de tap este disponible para su inspección.

Los Diagnósticos de verificación normalmente involucran la verificación del alineamiento de los contactos, de la presión de contactos, y de la inspección visual. Los ensayos que involucran la operación de los cambiadores de tap para operación desenergizada se deben realizar con el equipo desenergizado. Las fallas al hacerlo darán lugar a violentas fallas en el equipo y podría causar severos daños al personal. El diagnostico de verificación se realizará como se muestra a continuación:

a) *Alineación:* Después de la operación, se debe verificar la colocación correcta realizando un ensayo de relación de vueltas. Esta verificación determina el apropiado alineamiento de los contactos del cambiador de tap para operación desenergizada sin entrar al tanque del transformador. El incorrecto alineamiento de los contactos puede ser la causa de altas temperaturas del contacto y finalmente resulta en una falla del transformador de potencia. Esta es normalmente el primer ensayo que se realizará sobre el cambiador de tap.

Un probador de relación de vueltas de un transformador es conectado a los devanados de alta y baja tensión de la fase a ser probada. Después de anular el medidor, el cambiador de tap de operación manual es lentamente movida en una dirección antes que el cero sea perdido. La posición de la manija es marcada sobre una cara de la placa del selector. La manija de operación es entonces movida en la dirección opuesta antes que el cero reaparezca y se pierda posteriormente otra vez. Esta nueva posición es también marcada sobre la placa del selector. La operación manual es restaurada a la posición de encendido. La ubicación final de la operación manual debe estar a la mitad entre las dos marcas. Cualquier desviación significativa es un indicativo del mal alineamiento y requerirá reparaciones antes que el transformador sea re energizado. El procedimiento anterior debe ser repetido para todos los ajustes de tap.

b) *Presión de contactos:* Cualquiera de las técnicas descritas en el numeral 6.1.1 se pueden utilizar para medir la resistencia. Los valores medidos de la resistencia deben ser corregidos a valores de fábrica. Cualquier desviación substancial (incrementos excesivos sobre los valores de fabrica) podría indicar una presión de contacto inadecuada. Adicionalmente, si el transformador también tiene LTC, el interruptor de LTC debe estar en posición NEUTRAL para comparar las lecturas de

las resistencias medidas con los valores de fábrica. En los transformadores monofásicos o conectados en estrella, cualquier fase que tiene una resistencia significativamente alta tiene un contacto sospechoso. En configuración delta, el devanado simple entre el bushing donde una lectura significativamente alta ha sido obtenida tiene un contacto sospechoso. Las otras lecturas en el delta serán afectadas, pero en un menor grado. La medición debe ser realizada sobre cada posición del tap del cambiador de tap para operación desenergizada.

Si cualquiera de las mediciones de las resistencias son anormales, el aceite debe ser removido y el interruptor de cambiador de tap debe estar aislado. La medición de resistencias se debe repetir a través del interruptor aislado para confirmar el supuesto defecto antes de intentar reparar.

Visual: La falla de los ensayos de alineamiento y presión de contacto para revelar un problema con un cambiador de tap para operación desenergizada requerirá la realización de una inspección visual. Este ensayo debe ser realizado como ultimo recurso ya que el aceite es retirado del transformador. Los esfuerzos extraordinarios pueden ser requeridos para observar el cambiador de tap si el acceso es difícil. Por ejemplo, un dispositivo visor flexible de fibra óptica puede ser requerido para ver el cambiador de tap. El cambiador de tap debe ser examinado por señales de quemaduras o de pistas (formación de un camino conductor carbonizado sobre la superficie del material). Cualquier daño debe ser corregido antes de restaurarlo.

Anexo G

Especificaciones Técnicas de Equipos

Termómetro Digital

Especificación	Valor
Rango de medición	-50°C a 200°C
Resolución	0.1°C
Frecuencia de muestreo	2.5 por segundo
Precisión	± 1°C
Polaridad	Automática

Micrómetro Electrónico

Especificación	Valor
Rango de Medida	1μΩ a 300mΩ
Corriente de Prueba	10A a 200A
Precisión	1%
Alimentación	220V
Temperatura de operación	-10°C a 50°C

Medidores de Aislamiento

Especificación	Valor
Tensión de prueba	5000V
Rango de operación	200KΩ a 100GΩ (1) 100GΩ a 1TΩ (2)
Corriente de Fuga	1mA a 2mA
Precisión	±5% (1) ±20% (2)
Resistencia a polvo y agua	IP40

Medidores de Relación

Especificación	Valor
Alimentación	220V a.c
Frecuencia	60 Hz
Batería	12 V c.c
Tensión de Excitación	8, 40 o 80 Vrms.
Rango	8 Vca: de 0,80 a 4000 40 Vca: de 0,80 a 10000 80 Vca: de 0,80 a 10000
Precisión	8 Vca: ±0,10% (De 0,80 a 2000) ±0,25% (De 2001 a 4000) 40 Vca: ±0,10% (De 0,80 a 2000) ±0,15% (De 2001 a 4000) ±0,30% (De 4001 a 10000) 80 Vca: ±0,10% (De 0.8 a 2000) ±0,15% (2001 a 4000) ±0,25% (4001 a 10000)

Medidor de Radio Ruido

Especificación	Valor
Rango de Frecuencia	550 kHz – 1,50 MHz
Tiempo de levante	1 ms
Tiempo de descarga	600ms
Exactitud	±2,00 dB
Oscilación de radiación	< -76 dBm

Multímetro Digital

Especificación	Valor
Exactitud	1
Máxima resolución – tensión	0,10mV
Máxima resolución - corriente	0,01mA
Tensión máxima	1000V
Corriente máxima	10A
Resistencia máxima	50MΩ
Frecuencia máxima	100Khz

Anexo H

Procedimientos Generales previos a ensayos

1.- Inspección visual previa al ensayo



2.- Delimitación del área de prueba mediante señales fácilmente visibles



3.- Limpiar correctamente las partes a ser probadas



4.- Realizar el conexionado del equipo para el ensayo



5.- Una vez verificadas las conexiones se procede a realizar el ensayo

