

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



TECNICAS MODERNAS DE PRUEBAS PARA  
TRANSFORMADORES DE POTENCIA

**INFORME DE SUFICIENCIA**

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**WILL MARTÍN MEDINA PERALTA**

**PROMOCIÓN**

**1996 -II**

**LIMA – PERÚ**

**2006**

**TECNICAS MODERNAS DE PRUEBAS PARA TRANSFORMADORES DE  
POTENCIA**

Después de Dios, dedicado a la memoria de mi padre;  
quien en vida, fue la referencia que  
definió el sentido de mi vocación profesional,  
mi madre, cuya fuerza es motor de mi superación,  
a Janet y Gibran, ahora,.la razón de mi vida.

## **SUMARIO**

El presente trabajo se enfoca y desarrolla un grupo importante de técnicas modernas de pruebas que actualmente se realizan a los transformadores de potencia con aislamiento en aceite.

Para el desarrollo, se parte de la referencia del estándar de alcance internacional IEEE Std 62-1995 (1) el cual describe todas las pruebas en campo para el transformador de potencia en general.

Para un enfoque global de las pruebas, se incluye un “cuadro de clasificación de pruebas” que identifica las pruebas asociadas a los componentes o subsistemas del transformador (Ej. devanados, bushings, etc) luego, se identifica las pruebas mas sensibles asociadas a técnicas especializadas de prueba y se las desarrolla, así mismo, se realizará una descripción de los equipos de pruebas y sus especificaciones técnicas.

El desarrollo de estas técnicas modernas de pruebas se presentará en forma sistemática en categorías que están en función al subsistema o componente a probar, también serán incluidas las metodologías de análisis para las interpretaciones de las medidas, las cuales proporcionaran una visión adicional de la prueba particular, convirtiéndose en una guía para el criterio de aceptación, lógicamente, estas metodologías están basadas en el criterio de autores de práctica reconocida y consolidada en el estándar IEEE (1).

Finalmente, como conclusión, se encontrará que el diagnostico de la condición del transformador de potencia está asociado a una o varias pruebas, algunas de las cuales son especiales por su complejidad y a la vez complementarias; todo esto, considerando el criterio de aceptación del fabricante para los parámetros medidos.

## ÍNDICE

<b>PRÓLOGO</b>	1
<b>CAPITULO I</b>	
<b>DESCRIPCION GENERAL DE LAS PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA</b>	
1.1 Descripción de las pruebas del transformador	3
1.2 Consideraciones Generales	4
<b>CAPITULO II</b>	
<b>SEGURIDAD ANTES DE REALIZAR LAS PRUEBAS</b>	
2.1 Seguridad	6
<b>CAPITULO III</b>	
<b>DESARROLLO DE LAS PRUEBAS Y TECNICAS MODERNAS DE PRUEBAS</b>	
3.1 Generalidades	9
3.2 Pruebas en Devanados	10
3.3 Pruebas en Bushings	23
3.4 Pruebas en el Aceite	33
3.5 Prueba de Reactancia de Dispersión (Deformación de Devanados)	36
3.6 Prueba del Análisis de Respuesta a la Frecuencia (FRA)	39
<b>CAPITULO IV</b>	
<b>FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO Y DATOS/TABLAS PARA ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS</b>	
4.1 Generalidades	48
4.2 Frecuencias de Mantenimiento en Empresas Peruanas	48
4.3 Datos y Tablas: Devanados	50
4.4 Datos y Tablas: Bushings	50
4.5 Datos y Tablas: Aceite	50

**CAPITULO V****ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DISPONIBLES**

5.1 Generalidades	51
5.2 Equipos de Prueba de Factor de Potencia, Capacitancia y Reactancia Dispersión	51
5.3 Equipos de Prueba de FRA	59
<b>CONCLUSIONES</b>	63
<b>ANEXOS</b>	65
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	88

## PRÓLOGO

En el presente trabajo, tiene el propósito de brindar una ayuda para mejorar el enfoque del mantenimiento preventivo de los transformadores de potencia y por tanto, mejorar la confiabilidad de la operación del sistema eléctrico; básicamente centrándose en resaltar la importancia y el planteamiento de las pruebas para la evaluación de la “condición” de los transformadores de potencia, debido a que durante el transporte, instalación y operación el transformador, están expuestos a diferentes condiciones que pueden afectar adversamente su vida útil y en consecuencia reducir la confiabilidad del sistema eléctrico.

El Capítulo I presenta un enfoque global de todas las pruebas a los componentes o subsistemas del transformador de potencia a través del “cuadro de clasificación de pruebas”, el cual permitirá visualizar y entender claramente las pruebas asociadas a cada componente.

El Capítulo II se ocupa de los principales aspectos de seguridad a tener en cuenta en las pruebas a fin de salvaguardar a las personas y al equipamiento. .

El Capítulo III desarrolla el tema central de este trabajo y corresponde al establecimiento y descripción de las pruebas y técnicas de pruebas mas modernas asociadas a la medición de los parámetros de Capacitancia, Factor de Potencia (factor de disipación), Reactancia de Dispersión, Descargas Parciales, Temperatura y Análisis de Respuesta a la Frecuencia (FRA) aplicado a los componentes mas importantes del transformador, tales como Devanados, Bushings, Aceite, Tanques y el Transformador Total ( Prueba FRA).

El Capítulo IV incluye un importante aporte y corresponde a las frecuencias de mantenimiento de dos empresas de electricidad en el Perú tales; cabe señalar, que esta información está basada en una encuesta estrictamente técnica y no una situación permanente, pudiendo cambiar a través del tiempo y a criterio del área de mantenimiento especializado de cada empresa, así mismo, muestra los datos y tablas resumen que sirven para la interpretación de resultados para el caso específico de la capacitancia y el factor de potencia (factor de disipación) basado en mas de 50 años de experiencia de la compañía americana Doble Engineering.

El Capítulo V presenta las alternativas tecnológicas en el mercado para equipos de prueba así como sus especificaciones técnicas, esto ultimo, un importante aporte , ya que existen muchos parámetros y sofisticación en la elección de uno de estos equipos.

Los Anexos entre otros puntos importantes contiene la terminología empleada y algunas definiciones utilizadas en este documento.

Finalmente, es importante mencionar que parte de la información acerca de los parámetros de prueba, técnicas modernas de prueba, equipos de prueba y datos para la interpretación de los resultados han sido tomados de la literatura y cursos internacionales de Doble Engineering Co y del estándar Norteamericano referido en la bibliografía, ya que, en esta área del mantenimiento, son principales contribuyentes tecnológicos.



## **CAPITULO I**

### **DESCRIPCION GENERAL DE LAS PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

#### **1.1 Descripción de las pruebas del transformador**

De acuerdo a las recomendaciones del estándar IEEE Std 62-1995 (1) el transformador de potencia esta conformado por componentes o subsistemas los cuales pueden ser sometidos a pruebas y diagnósticos en forma independiente, a tales pruebas las podemos clasificar entre los siguientes componentes o partes a los que se aplican:

**1.1.1 Devanados**, pruebas de medida de la resistencia, polaridad, relación de transformación, corriente de excitación, impedancia de corto circuito, capacitancia, factor de potencia, tensión inducida, descargas parciales, RIV (Tensión de Radio Interferencia), Reactancia de Dispersión.

**1.1.2 Bushings**, pruebas de medida de capacitancia, factor de potencia, descargas parciales, temperatura, inspección visual y nivel de aceite.

**1.1.3 Aceite (medio aislante)**, pruebas de medida de Contenido de Agua (humedad), gas disuelto, esfuerzo del dieléctrico, partículas, pérdida dieléctrica, factor de potencia, tensión interfacial, acidez, visual, color y estabilidad de oxidación..

**1.1.4 Cambiadores de Tap**, dependiendo si son cambiadores con carga o desenergizado las pruebas de medida pueden ser continuidad de contacto, temperatura, relación (ratio), corriente de motor, limite de operación de interruptor presión de contacto, alineamiento e inspección visual.

### **1.1.5 Núcleo,** pruebas de medida de resistencia de asilamiento y prueba a tierra

**1.1.6 Tanques y Dispositivos Asociados,** pruebas de medida dependiendo del componente, por ejemplo inspección visual a conservador, pruebas a los componentes del sistema de enfriamiento, tales como intercambiadores de calor, ventiladores y bombas, pruebas de presión, , pruebas al rele de falla de presión, temperatura, entre otros

La prueba denominada SFRA (Análisis de Respuesta a la Frecuencia) evalúa la integridad física (geométrica) del transformador de potencia en una sola secuencia de pruebas, y es más sensible para determinar la integridad física del transformador.

Para cada componente, las cantidades de pruebas son reproducidas en el Cuadro de Clasificación de Pruebas (Fig. 1.1).

## **1.2 Consideraciones Generales**

Es importante resaltar que no todas las pruebas son realizadas necesariamente por un solo usuario así mismo las pruebas específicas llevadas a cabo varían según la práctica regular del usuario como se verá en el Capítulo 5 y puede depender del historial del aparato.

El establecimiento de valores de referencia en un transformador es muy importante al momento de considerar la evaluación de los resultados de pruebas futuras debido a que los valores de referencia son las primeras medidas tomadas a una pieza del equipo ya sea nuevo o usado. Los resultados de pruebas subsiguientes sobre una misma unidad o de pruebas similares sobre un equipamiento similar, al momento que son comparados con estos valores iniciales, pueden indicar una tendencia.

La comparación entre valores de una medida actuales con respecto a valores anteriores (o de referencia), son posibles debido al principio de “repetitividad” que guardan estas pruebas. Es importante hacer mención acerca de las frecuencias de mantenimiento en general recomendadas para el transformador de potencia, las cuales de acuerdo a la evaluación de su condición y requerimiento de confiabilidad en el sistema, la frecuencia puede ser menor o mayor a 12 meses (Ver Anexo C)

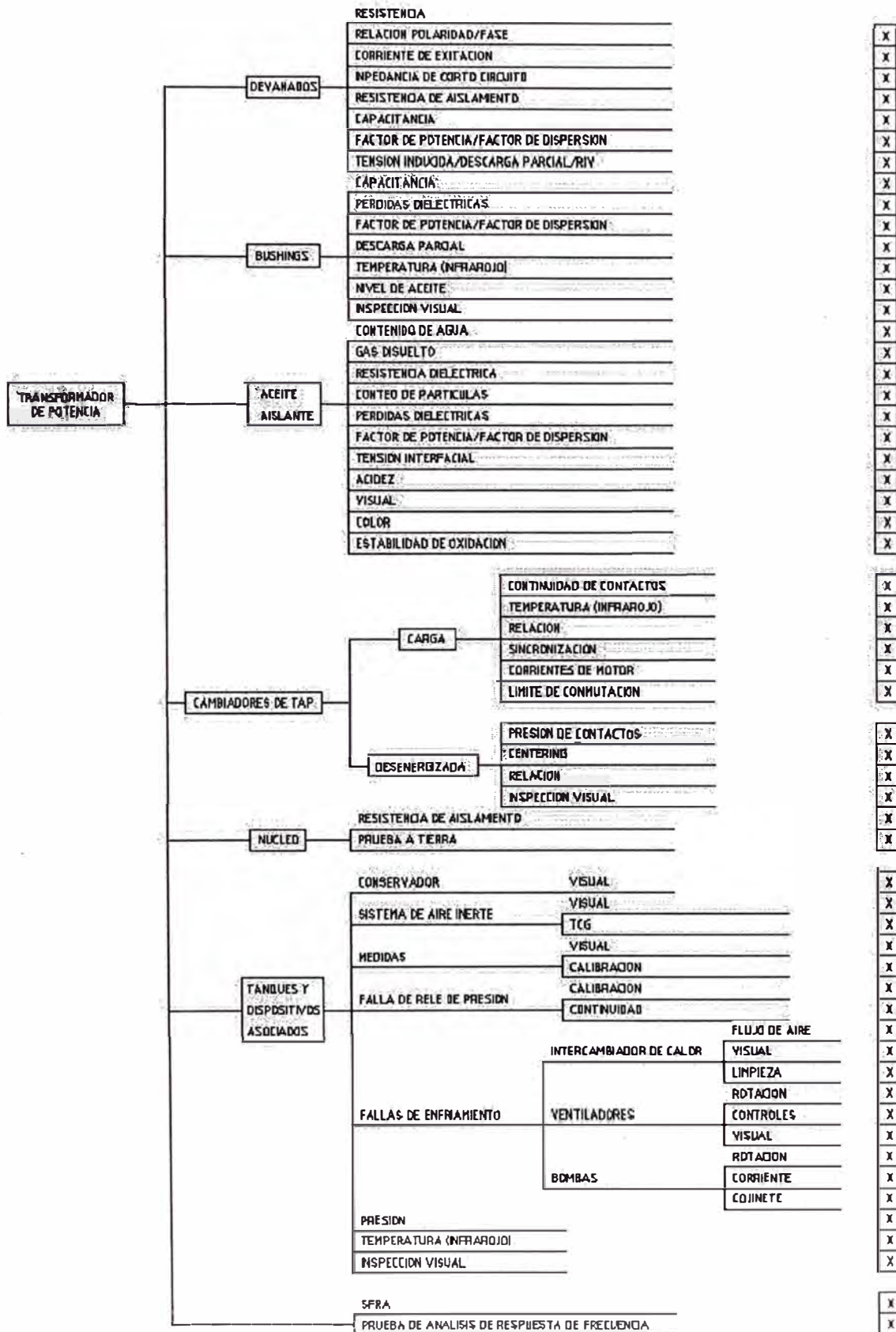


Fig.1.1 – Cuadro de Clasificación de Pruebas

## **CAPITULO II**

### **SEGURIDAD ANTES DE REALIZAR LAS PRUEBAS**

#### **2.1 Seguridad**

##### **2.2.1 Generalidades**

Las consideraciones de seguridad deben ser aplicadas al personal, al equipo de pruebas y a los aparatos que serán probados. Necesariamente antes de realizar alguna de las pruebas a un transformador de potencia, se deberá realizar una reunión con todas las personas involucradas en la prueba, el objetivo será discutir el procedimiento de prueba para tener un claro entendimiento de todos los aspectos del trabajo a ser realizado. Debe hacerse énfasis particular a los posibles peligros del personal y las precauciones de seguridad asociadas con estos peligros, así mismo se deben discutir los procedimientos y precauciones de seguridad para asegurar la obtención de resultados de prueba significativos sin exponer el equipo de prueba a riesgos innecesarios.

##### **2.2.2 Seguridad del Personal**

###### **a) Riesgos**

Las pruebas del aislamiento en campo presentan cierto peligro al personal a menos que se tomen algunas consideraciones como las siguientes:

Los transformadores o circuitos a ser probados serán desconectados del sistema eléctrico del cual forman parte (sistema de potencia).

Se deberá seguir un procedimiento típico de seguridad mediante una verificación visual de la desconexión o, cuando esto no es posible, verificación con un revelador (indicador de voltaje).

Se deberán realizar las conexiones a tierra temporales.

El personal deberá estar instruido para tratar todos los aparatos sin aterramiento así como equipos energizados.

**b) Conexión de tierra**

El uso del aterramiento temporal deberá cumplir con lo establecido en las reglas de seguridad de las compañías o las recomendaciones técnicas vigentes.

**c) Precauciones**

Al realizar las pruebas se deben tomar precauciones para prevenir que el personal haga contacto con circuitos energizados, en consecuencia un observador puede estar situado para advertir al personal. Este observador deberá si es posible proveerse del medio de interrupción para desenergizar el circuito. Estos medios incluyen un interruptor para desactivar la fuente, y para poner a tierra el circuito hasta disipar todas las cargas almacenadas.

**d) Señales de advertencia**

El contorno del área de prueba debe ser marcada con señales y con cinta de señalización, tales señales de advertencia y/o peligro deberán ajustarse a los requisitos establecidos por la Dirección General de Electricidad (2)

**e) Atmósfera interna del tanque**

Antes de entrar al tanque, debe confirmarse que la atmósfera interna del tanque es adecuada para la vida humana. Esto debe ser verificado según los lineamientos y procedimientos de la empresa o instrucciones del fabricante.

**2.2.3 Seguridad para los Aparatos****a) Prevención ante fallas**

Ciertos procedimientos de prueba que aplican estrés dieléctrico al sistema de aislamiento del transformador pueden producir incendios; por tanto, debe tenerse disponible un equipo extintor de fuego no contaminante antes de que iniciar tales pruebas.

**b) Sobretensiones**

La tensión aplicada en la prueba puede exceder accidentalmente el máximo deseado, por tanto es necesario usar un explosor ajustado a un valor de descarga ligeramente por encima del máximo deseado el cual puede ser conectado en los extremos de la fuente de tensión,

así mismo seleccionando el valor apropiado de la resistencia en serie, el explosor puede ser usado para proporcionar una señal de advertencia, para evitar un aumento peligroso de la tensión de prueba, o para activar un interruptor de sobrecorriente en el circuito de suministro eléctrico..

#### **c) Grado de Aislamiento**

Cuando el nivel total de aislamiento del devanado está compuesto por diferentes niveles de aislamiento desde un extremo al otro, la magnitud de la tensión aplicada deberá corresponder al nivel de aislamiento de menor valor.

#### **d) Prueba en vacío**

Debido a que la rigidez dieléctrica del sistema se reduce significativamente en condiciones de vacío, bajo ninguna circunstancia deben realizarse pruebas en el transformador mientras el este en vacío.

#### **e) Pararrayos**

Si se espera que la tensión de prueba se acerque o exceda a la tensión de operación de los pararrayos montados sobre el transformador, estos deben ser desconectados para evitar su daño y la limitación de la tensión de prueba debido a su operación.

## CAPITULO III

### DESARROLLO DE LAS PRUEBAS Y TECNICAS MODERNAS DE PRUEBAS

#### 3.1 Generalidades

El desarrollo de este capítulo se enfoca en plantear un grupo de pruebas con técnicas modernas para la medición de la Capacitancia, Factor de Potencia (factor de disipación), Descarga Parcial, Reactancia de Dispersión y Análisis de Respuesta a la Frecuencia (FRA) aplicado al transformador completo (integridad) así como a los componentes mas importantes del transformador, tales como Devanados, Bushings y Aceite

La Fig. 3.1 muestra el “Cuadro de Pruebas Especializadas” las cuales serán definidas en forma progresiva a medida que se desarrolle el capítulo

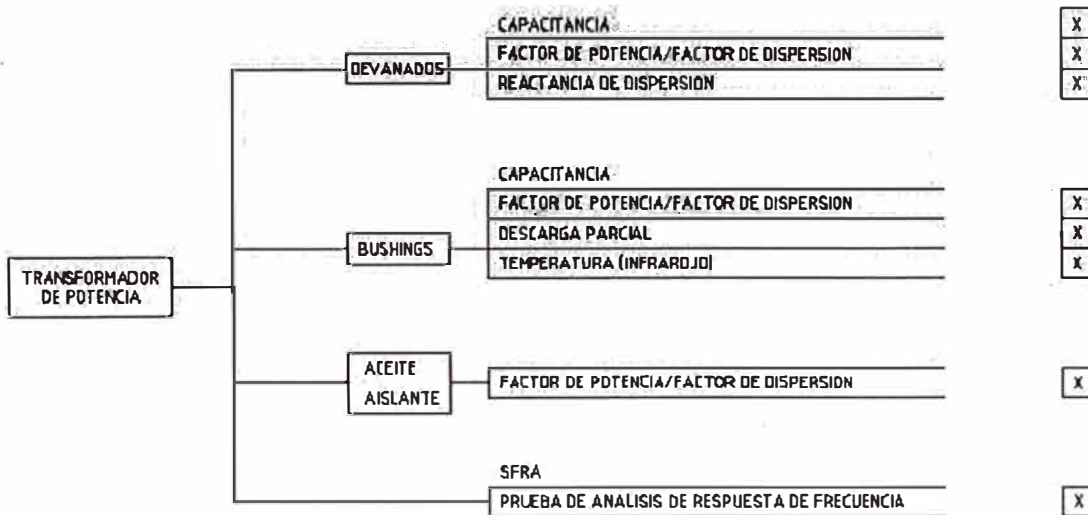


Fig. 3.1. Cuadro de Pruebas Especializadas

### **3.2 Pruebas en Devanados**

En general, los devanados son probados para encontrar defectos como desplazamiento o distorsiones físicas, roturas de conexiones o conductores, espiras cortocircuitadas, o defectos en el aislamiento. En esta cláusula se verificarán los parámetros asociadas a las pruebas especializadas tales como Capacitancia, Factor de Potencia y Descargas Parciales. junto con una indicación de límites aceptables (en donde sea posible) para las cantidades que son medidas..

Así mismo, debido a su amplitud la prueba de Reactancia de Dispersión que verifica con muy buena sensibilidad la deformación de los devanados se desarrollará ampliamente en la sección 3.6

#### **3.2.1 Capacitancia, Factor de potencia**

##### **a) Capacitancia**

El transformador de potencia se puede comparar a un condensador, ya que ambos contienen un material dieléctrico (aislamiento) entre dos electrodos (conductores). La capacitancia es dependiente de las características del material del dieléctrico, y en la configuración física de los electrodos. En el transformador, si las características de los materiales aislantes o las configuraciones del conductor cambian, ocurrirá una diferencia en la medida de la capacitancia. Estos cambios serán causados por el deterioro del aislamiento, la contaminación o daños físicos.

##### **b) Factor de potencia (Factor de Disipación)**

Las pérdidas dieléctricas en un sistema de aislamiento es la potencia disipada por el aislamiento cuando es sometida a una tensión alterna aplicada. Todo el aislamiento eléctrico en un transformador de potencia tiene una cantidad medible de pérdidas dieléctricas, sin tener en cuenta la condición. Usualmente un buen aislamiento tiene muy bajas pérdidas. Altas pérdidas pueden indicar problemas en la estructura de aislamiento.

El envejecimiento normal de un material aislante puede causar los incrementos de pérdidas dieléctricas. La contaminación de aislamiento por humedad o sustancia químicas pueden causar que las pérdidas puedan ser más altas de lo normal. Daños físicos por esfuerzo eléctrico o de otras fuerzas externas también pueden afectar el nivel de pérdidas.



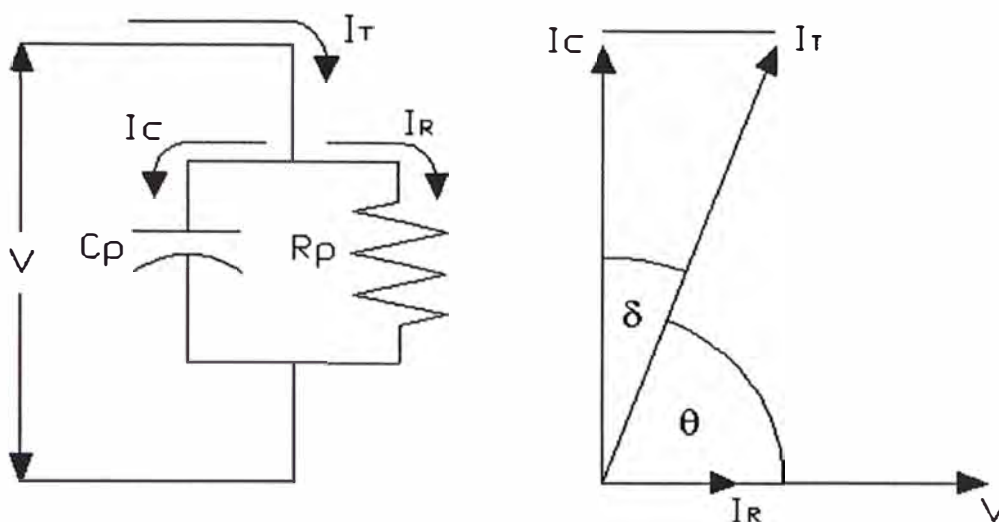


Fig. 3.2 Diagrama vectorial simplificado para pruebas de factor de pérdidas

$V$  = Tensión aplicada

$I_T$  = Corriente total

$I_R$  = Corriente de resistiva

$I_C$  = Corriente de capacitiva

Factor de potencia =  $\cos \theta = I_R / I_T$

Factor de disipación =  $\tan \delta = I_R / I_C$

El factor de pérdidas es una relación adimensional expresada en porcentaje que da una indicación de la condición del aislamiento. Esto es medido en términos de Factor de Potencia o Factor de dispersión ( $\tan \delta$ ) o . Cuando una tensión AC es aplicada a un aislamiento, circula un flujo de corriente en el aislamiento (Fig. 3.2).

La corriente total tiene dos componentes, una resistiva y la otra capacitiva, la cuales pueden medirse separadamente. El factor de dispersión es la razón de corriente resistiva y corriente capacitiva, y el Factor de Potencia es la razón entre la corriente resistiva y la corriente total que fluye a través del aislamiento. Para la mayoría de aplicaciones que involucran aislamiento de equipos de potencia ambas cantidades son muy similares.

### c) Aplicación

Un programa de pruebas para de medición de pérdidas dieléctricas proporciona muchas ventajas importantes, por ejemplo las pruebas iniciales sobre un transformador nuevo que ha llegado de fabrica determina la presencia de defectos de fabrica o daños de transporte, y esto también proporciona valores de referencia de prueba para futuras comparaciones.

Pruebas periódicas realizadas durante la vida de servicio del equipo puede indicar que el aislamiento está envejeciendo normalmente o deteriorándose rápidamente.

Las pruebas de diagnóstico sobre equipos sospechosos o fallados puede revelar la localización de una falla, o la razón de la falla.

Las pruebas para medición pérdidas dieléctricas proveen grandes beneficios cuando las realizamos periódicamente como parte de programa completo de mantenimiento.

#### d) Equipo de prueba

Las pérdidas dieléctricas son usualmente determinadas por un instrumento de medición tipo Puente. Los instrumentos de este tipo tienen normalmente los medios para determinar los valores de capacitancia así como también el factor de pérdidas del aislamiento .

Junto con el Puente, una fuente de Corriente Alterna y un Condensador estándar (o equivalente) se requieren a efectos de medir el factor de pérdidas. Hay sistemas de prueba portátiles disponibles en el mercado (Capítulo 5) que incluyen el puente, fuente AC y un condensador en un solo equipo.

Estos instrumentos varían en el tamaño , circuitería, tensión de prueba y procedimientos que operación.

El operador del equipo de la prueba debe estar completamente familiarizado con el funcionamiento de los instrumentos y todos los procedimientos de seguridad antes de intentar realizar estas mediciones.

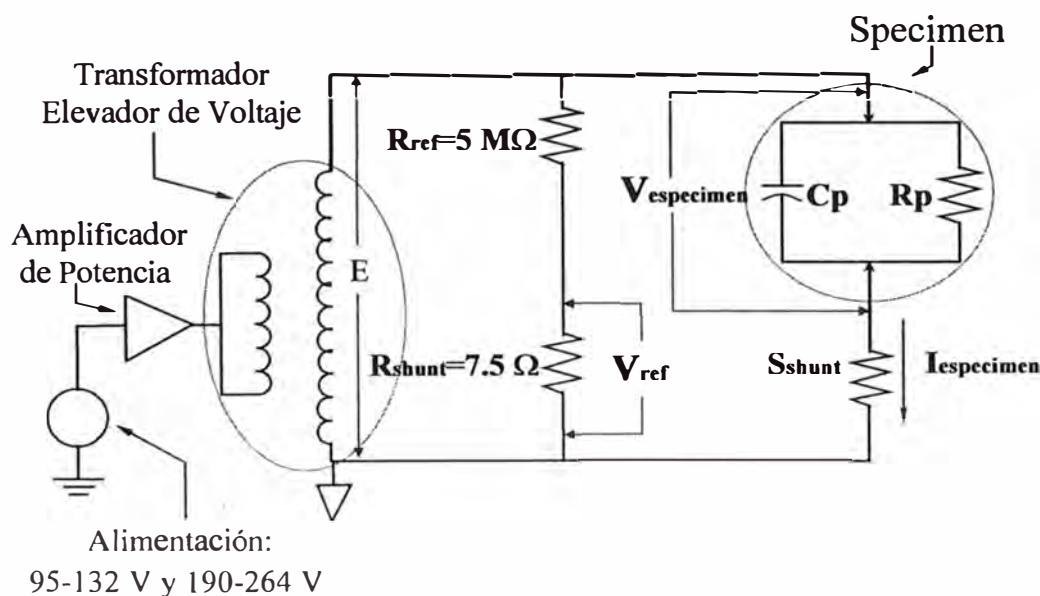


Fig. 3.3 Esquema de Prueba con Equipo de Prueba

El Equipo mide  $V_{ref}$ ,  $I_{especimen}$  y la relación angular entre ambos, con un circuito de detección sincronizado.

$V_{ref}$  es proporcional a  $V_{especimen}$  y a  $E$ .

### **e) Tensión de Prueba**

Pruebas de pérdidas dieléctricas pueden ser realizadas a una tensión normal dentro del rango de operación del equipo bajo prueba. Puede no ser práctico realizar una prueba de factor de potencia a tensión nominal sobre un equipo de alta tensión en el campo ( por ejemplo 220 kV). Para conservar las condiciones de suministro de potencia a un mínimo, el equipo de prueba es diseñado usualmente para realizar las pruebas a niveles razonables de tensión y corriente permitiendo que el equipo de prueba sea portátil.

Las tensiones para pruebas de campo típicas se fijan en el rango de menores a 100V hasta 12 kV . Las pruebas de campo normalmente se realizan en la mayoría de los equipos, sin embargo, son usualmente realizados a tensión nominal o a una máxima de 10kV. Para procedimientos de operación deben ser consultadas los manuales de instrucciones del fabricante y pruebas estándares apropiadas .Ver IEEE Std 62-1995 Parte 1 (1).

### **f) Factores Ambientales**

Es importante registrar las condiciones ambientales en el momento de la prueba para referencias cuando se comparan con registros anteriores. El factor de perdidas de un aislamiento puede ser sensible a variaciones por temperatura, en cuyo caso se necesita aplicar un factor de corrección a los valores medidos (Ver capítulo 4). Esto nos permitirá la comparación de pruebas realizadas a diferentes temperaturas. La temperatura de referencia normalmente usada es 20 °C . Los factores de corrección están disponibles de los fabricantes del equipo, compañías de pruebas, equipos de prueba del fabricante, y consensos estándares de varios tipos de equipos eléctricos y aislamiento.

Se deben evitar pruebas a temperaturas por debajo de la temperatura de congelación , ya que esto podría tener un efecto significativo en la medición. Una las razones primarias para realizar estas pruebas es la capacidad de detectar humedad en el aislamiento. Las características eléctricas del hielo y el agua son bastante diferentes y es mucho más difícil (algunas veces es imposible) detectar la presencia de hielo, que el detectar agua.Ver IEEE Std 62-1995 Parte 1 (1).

Otro aspecto ambiental, tal como la humedad relativa y precipitación al momento de la prueba, deben ser registradas para futuras referencias. Una pequeña cantidad de vapor de agua en la superficie externa del aislamiento podría aumentar la cantidad de corriente de fuga y aparecería como un incremento de pérdidas en el resultado de la prueba. Esto es factor importante para equipos de baja tensión donde la distancia de goteo del Bushing es corta. Por esta razón, se deben hacer con cuidado las pruebas durante periodos de alta humedad o precipitación; ya que esto hará que la evolución de la prueba resulte muy difícil.

### **g) Mediciones**

Cada condensador (visto como parte del aislamiento) en un sistema de aislamiento complejo debe ser probado separadamente. La determinación de las características de los componentes individuales de un sistema completo, es muy valioso. Por que permite detectar y localizar defectos de aislamiento en el sistema. Los componentes individuales pueden probarse usando una combinación de medidas y cálculos; sin embargo, se recomienda en caso de ser posible la medida directa de cada componente para más exactitud. (También ver Anexo A, Recomendaciones de conexiones de prueba).

En ese sentido, para el transformador de Potencia se identifican los siguientes componentes individuales (Ver Fig. 3.4) :

$C_H$  : Aislamiento entre conductores de Alta y Tierra (Núcleo más el Tanque aterrizado, incluyendo Bushings de Alta, Devanado, Elementos estructurales y Aceite).

$C_L$  : Aislamiento entre conductores de Baja y Tierra (Núcleo más el Tanque aterrizado, incluyendo Bushings de Baja, Devanado, elementos estructurales, y Aceite).

$C_{HL}$  : Aislamiento entre Devanados (Barreras aislantes, Aceite).

Así mismo, antes de la prueba, se debe corto-circuitar cada devanado, en caso contrario, si se dejan flotando, la inductancia de los mismos distorsionará la prueba resultando en un mayor Factor de Potencia.

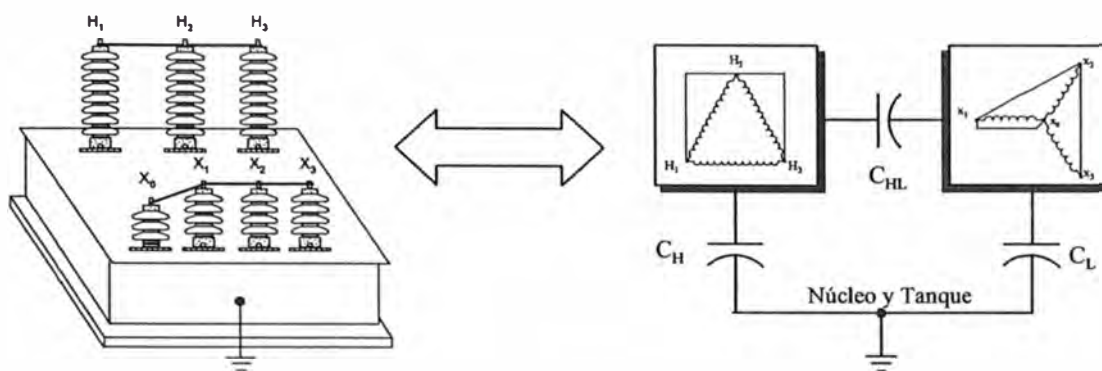


Fig. 3.4 Meditaciones: Cortocircuitado de Terminales e Identificación de Componentes

En la Fig. 3.5 se establecen los esquemas de prueba para la determinación de la capacitancia de los componentes de la siguiente manera:

- Prueba GST : Se mide  $C_H + C_L$
- Prueba GST-Guarda : Se mide  $C_H$
- Prueba UST : Se mide  $C_L$

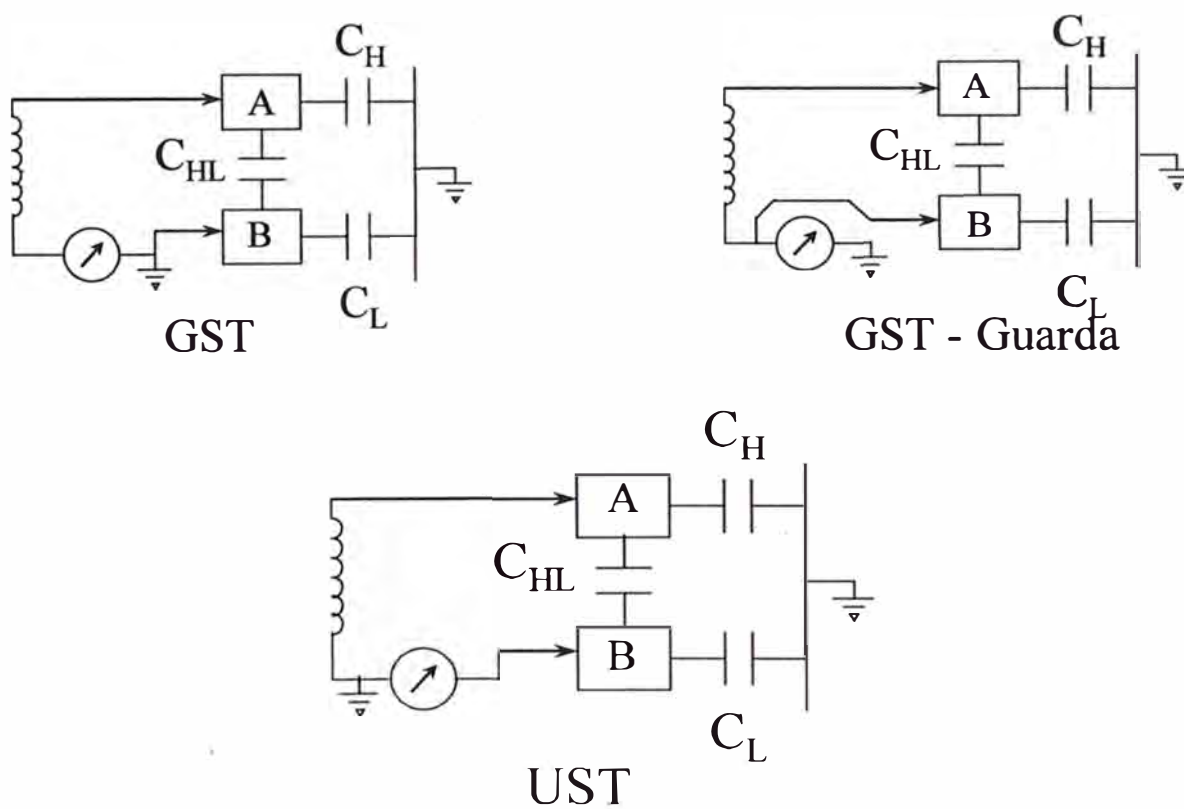


Fig. 3.5 Prueba General del transformador (Primera Parte)

En la Fig. 3.6 se establecen los esquemas de prueba para la determinación de la capacitancia de los componentes de la siguiente manera:

- Prueba GST : Se mide  $CL+CHL$
- Prueba GST-Guarda : Se mide  $CL$
- Prueba UST : Se mide  $CHL$

Nótese que en esta prueba se invierte el terminal de prueba de inyección hacia el lado de baja (B)

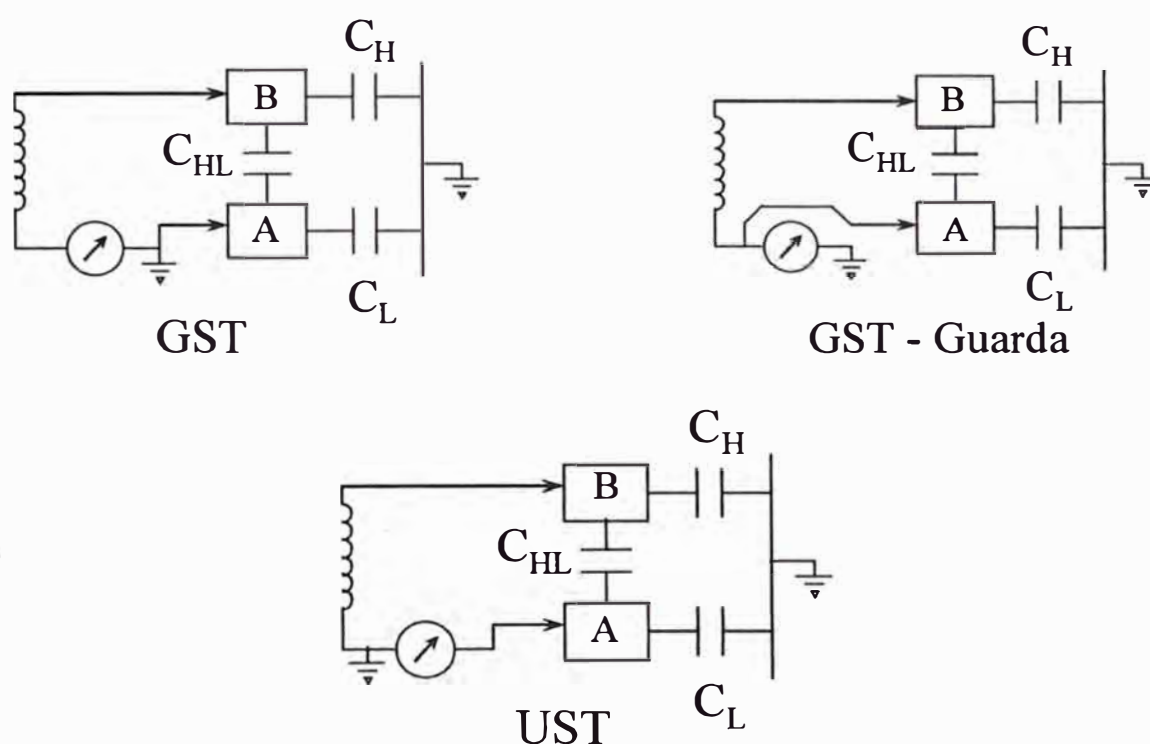


Fig. 3.6 Prueba General del transformador (Segunda Parte)

Notas Generales:

- La Corriente de carga de  $CH$  es normalmente del orden de 10 a 20 mA
- Normalmente  $CL > CH$
- Corriente de carga de bushings es 1 a 2 mA (probar bushings individuales)
- Cuando  $CHL$  es muy pequeña, puede haber cubierta ("shield") entre devanados.

#### h) Procedimiento de la Prueba

El transformador de potencia a ser probado debe ser desconectado y aislado.

Debe realizarse una inspección visual del equipo para identificar daños externos o condiciones inusuales.

El tipo de sistema de aislamiento que será probado (simple o complejo) debe ser determinado, junto con el, las conexiones apropiadas al equipo a probar que será requerido. Las medidas deseadas deben ser realizadas siguiendo las instrucciones de operación suministradas con el equipo de prueba..

Se deben registrar los datos de placa y todas las medidas.

### **i) Interpretación de Resultados**

Mientras los valores estándares o aceptados para pérdidas dieléctricas no han sido establecidos para todos los tipos de equipos eléctricos si hay valores establecidos para equipos tales como sistemas de papel aislante impregnado de aceite, por consiguiente uno de los métodos más útiles para evaluar los resultados de la prueba es por comparación.

Una significativa evaluación incluirá la comparación de los resultados anteriores de prueba en el mismo equipo, siempre que estén disponibles. Esto puede incluir resultados del fabricante tomados en la fábrica y/o en los datos de placa. La comparación de los datos de prueba para aquellos con partes similares del equipo, en especial aquellos probados en las mismas condiciones también son beneficiosos.

En caso de nuevos transformadores y reactores llenos de aceite, los factores de potencia no deben exceder 0,50% (20 °C). Aquí se debe haber una razonable justificación del proveedor para valores que excedan esto. Si los altos valores son causados por los materiales con un inherente factor de potencia alto, debe ser obligado su reemplazo porque su efecto enmascara una parte valiosa de la prueba. No es aconsejable energizar un transformador recibido con un factor de potencia en exceso de 0,50% sin una inspección interna completa, se debe consultar al fabricante o debe realizarse el secado u otra corrección que sea necesaria.

Los factores de potencia registrados para todas las pruebas de rutina sobre equipos antiguos pueden proporcionar considerable información con respecto a las condiciones generales de tierra y aislamiento del íter devanado de transformadores. También proporcionan un valioso índice de sequedad, y es útil para detectar condiciones operación indeseables y riesgos de fallas resultado de elevada humedad, carbonización de aislamiento, defectos de bushings, contaminación de aceite por materiales disueltos o partículas conductoras, aterramiento inadecuado, núcleo no aterrado, etc.

Factores de potencia para los transformadores antiguos deberán ser <0,50% (20°C). o en todo caso podrían aceptarse hasta rangos entre 0,50% y 1,00% (20°C) sin embargo



factores de potencia  $>1,00\%$  ( $20^{\circ}\text{C}$ ) deben ser siempre investigados, por ejemplo haciendo pruebas complementarias de la Fig. 1.1 y Fig. 3.1. Ver IEEE Std 62-1995 Parte 1 (1).

En el capítulo 4 se proporciona mayor información de valores de medidas reales del factor de potencia para diferentes tipos y marcas de transformadores.

### **3.2.2 Descargas Parciales**

#### **a) Generalidades**

Las descargas parciales PD (a menudo llamado corona) ocurren cuando un aislamiento se avería en un punto localizado; esto causa una redistribución de carga dentro del sistema de aislamiento. Generalmente, los eventos de interés de PD ocurren dentro del aislamiento en un espacio vacío o, espacio con material extraño (Ejemplo el agua) al aislamiento, o en el punto donde el daño ha ocurrido. Este tipo de descarga puede causar una gran degradación del aislamiento en la proximidad de la descarga y puede conducir a una eventual falla del equipo.

Los generadores de PDs tienen pulsos de corriente de baja amplitud y de corta duración. Existen dos técnicas comunes para detectar y medir estas señales, una de las cuales consiste en hacer medidas con un Medidor de Radio/Ruido (noise radio). Los niveles son medidos en micro voltios y son llamadas señales RIV. El otro método consiste de medir con un detector de PD, el cual mide señales en unidades pico coulombs.

Las señales de RIV y PD son pulsos muy pequeños de baja amplitud y alta frecuencia que están superpuestos en la alta tensión. Una prueba exitosa requiere que se tomen precauciones para asegurar que estas pequeñas señales puedan detectarse. Todos los objetos conductores que puedan estar en el campo eléctrico, deben estar solidamente conectadas a tierra y cualquier objeto que tuviera filos o esquinas (ejemplo, tornillos, cabeceras de tanque, etc.) deberán ser protegidos con material conductor con geometría lisa, así mismo, las conexiones eléctricas deben estar limpias y aseguradas.

#### **b) Tensión de Radio Influencia (RIV)**

Las señales RIV son usualmente obtenidas del tap de los bushing capacitores como es mostrado en la Fig. 3.7. La inductancia variable es sintonizada con la capacitancia del bushing (tap a tierra) a la frecuencia medida con el medidor de radio ruido (radio noise). El cable coaxial, puede ser de cualquier impedancia adecuada, debe estar en el circuito



cuando se realiza la sintonización. El propósito de la sintonización es minimizar el efecto divisor del bushing capacitor. El cable coaxial no necesita estar limitado en su impedancia característica. El sistema tiene que ser calibrado para cada prueba, para asegurar datos precisos. Un método común de calibración es aplicar al terminal de alta tensión una señal de radio frecuencia de amplitud conocida cuya frecuencia sea igual a la banda-media de frecuencia del detector utilizado. La calibración del detector en si, se debe realizar de acuerdo a las recomendaciones del fabricante. Normalmente se usan frecuencias de banda-media en el rango de 0.85-1.15 Mhz , sin embargo, se pueden usar otras frecuencias si se interfieren con emisoras de radios presentes.

El circuito es calibrado antes de ser energizado. La fuente de alta tensión será normalmente ajustada a baja tensión desde cero y llevada lentamente a la tensión de prueba deseada. El detector deberá ser monitoreado a medida que se incrementa la tensión. Las lecturas obtenidas deben ser registradas.

Lecturas de ruido a baja tensión en el detector, indican interferencia, radiación o acoplamiento de fuentes externas en el circuito, si esta interferencia no puede ser eliminada, el detector se ajustará al límite de su sensibilidad para mejores resultados.

En la práctica, un operador experimentado puede identificar e ignorar ruidos originados por fuentes externas (conocidas) diferentes del equipo al que se esta probando .

La interpretación de los resultados de la prueba del RIV requiere alguna experiencia con pruebas de RIV en general y con el tipo de aparato que está siendo probado en particular. Puesto que esta técnica de prueba es de banda estrecha, esta sujeto a una posible resonancia en el objeto de prueba.

La respuesta cuasi-pico del detector lo hace dependiente de tasa de repetición de impulsos RIV (para repeticiones debajo de 1000 pps). La interpretación de los resultados de este tipo de pruebas se analizan mejor en el contexto de medidas previas sobre el mismo aparato , incluyendo pruebas de fábrica. Existen estándares sobre tipos específicos de equipos que ofrecen una guía sobre este asunto.

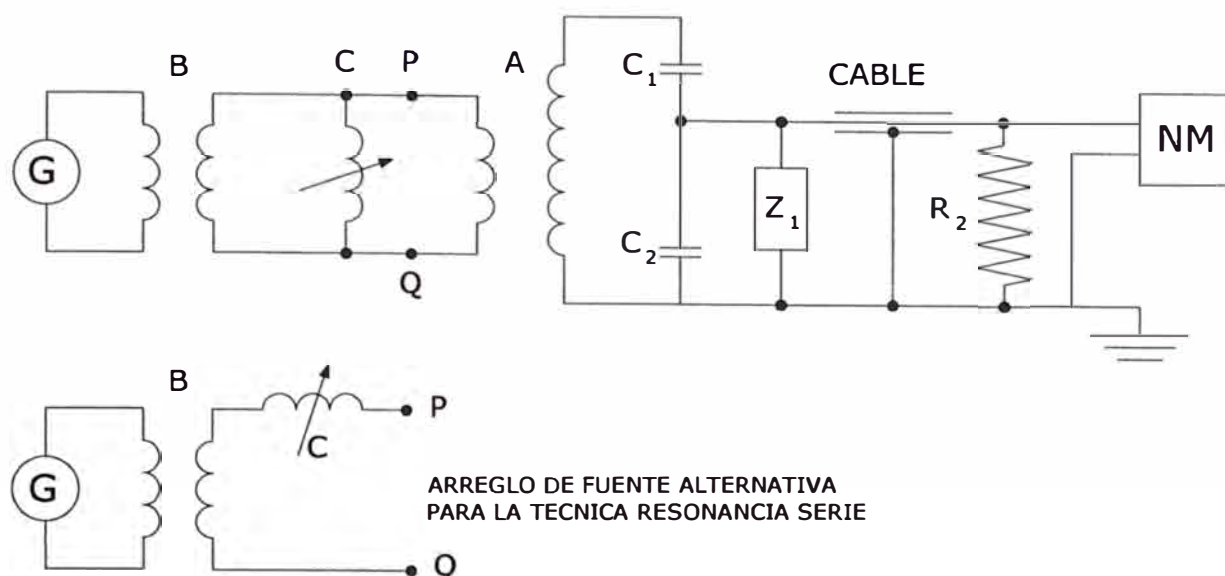


Fig. 3.7 Medición de RIV usando tap de bushing capacitor

A = Transformador bajo prueba

B = Transformador elevador auxiliar

C = Reactor variable

G = Generador

$C_1$  = Capacitancia de bushing alta tensión

$C_2$  = Capacitancia de tap de bushing de alta tensión

$Z_1$  = Inductancia variable

$R_2$  = Resistor

CABLE Cable coaxial protegido

NM = Medidor de radio ruido

### c) Descarga Parcial (PD)

Como en el caso de la medición de RIV, las mediciones de la señal PD son obtenidas el tap de los bushing capacitores. Un circuito típico es el de la Fig. 3.8. La medición de la impedancia  $Z_m$  es usualmente compleja y sirve para filtrar en la frecuencia de prueba, las señales a ser medidas por el detector de descargas parciales.

La sensibilidad del sistema depende de la capacitancia del condensador de acoplamiento, la capacitancia del objeto de prueba, y capacitancia de dispersión del circuito de prueba. Esto requiere que el sistema este calibrado para cada prueba específica de tal manera de obtener

resultados precisos, por esta razón, se suministra un detector comercial de descargas parciales con un generador de pulsos para realizar tal calibración. Un medio común de calibración es inyectar una cantidad conocida de carga en el terminal de alta tensión y ajustar la sensibilidad del detector de descargas parciales de tal modo de conseguir una lectura apropiada; en la práctica esto es hecho acoplado un pulso de tensión a la barra de alta tensión por medio de un pequeño condensador (100 pF).

La instalación debe ser calibrada necesariamente por las razones discutidas anteriormente y si se usa un condensador de calibración de baja tensión, el circuito debe ser calibrado antes que se energice tomando previsión de remover condensador de baja tensión antes de la prueba. Para procedimientos detallados de calibración debe consultarse el manual del operador del detector de descargas parciales.

La fuente de alta tensión será normalmente ajustada a baja tensión desde cero y llevada lentamente a la tensión de prueba deseada. El detector de descargas parciales deberá ser monitoreado a medida que se incrementa la tensión. Las lecturas obtenidas deben ser registradas. Lecturas obtenidas deben ser registradas. La lecturas de ruido a baja tensión en la pantalla del detector de PD es un indicador de interferencia, sea de radiación o acoplamiento al circuito por fuentes externas, si esta interferencia no puede ser eliminada, se ajusta la sensibilidad al limite a efectos de obtener mejores resultados.

En la práctica, un operador experimentado puede identificar e ignorar ruidos originados por fuentes externas (conocidas) diferentes del equipo al que se esta probando.

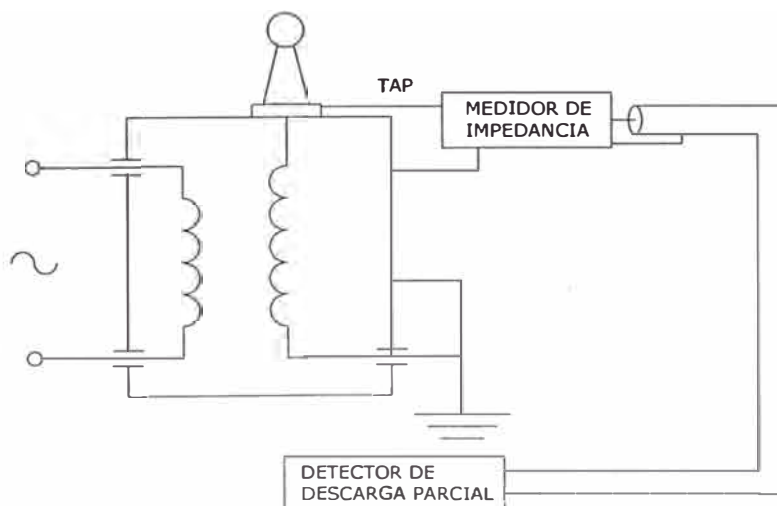


Fig. 3.8 Circuito de medición de descarga parcial usando Tap de Bushing

Típicamente, las señales de descargas parciales no estarán presentes a bajas tensiones pero aparecen repentinamente en una tensión conocida como tensión de inicio de descarga parcial. Tanto como la tensión es elevada más allá de la tensión de inicio, mas pulsos aparecerán y podrían crecer en amplitud.

Cuando la tensión es reducida, se puede notar un efecto de histéresis en el cual los pulsos de descargas parciales no se extinguen si no hasta que la tensión ha sido reducida significativamente a un valor menor que la tensión inicial. La tensión a la cual la descarga parcial desaparece es conocida como tensión de extinción de descarga parcial.

La interpretación de los resultados de una prueba de descargas parciales requiere una experiencia con pruebas de descargas parciales en general y con el tipo de aparato que esta siendo probado en particular. Algunos tipos de señales de descargas parciales pueden ser fácilmente identificables y esto es de gran ayuda para localizar problemas en la instalación, específicamente, señales tipo PD que están en fase con la tensión aplicada son probablemente causadas por fallas en las conexiones de corriente en el circuito, esto debe ser corregido antes de continuar la prueba.

Una indicación del detector PD de forma asimétrica usualmente indica una fuente de corona descargando en el aire. Esto es causado por un punto claro de descarga (sharp point) en la barra (bus) o a tierra, las cuales pueden ser identificadas por inspección visual del área o con la ayuda de dispositivos ultrasónicos.

Para ahondar en el tema se puede consultar la referencia bibliográfica (3)

#### **d) Técnicas Acústicas**

La detección acústica de descargas parciales ha sido usado por muchos años en pruebas de transformadores, estos métodos ofrecen buena sensibilidad a algunos tipos de fuentes de descargas parciales y en algunas situaciones permite localizar el punto de PD. Las técnicas acústicas tienen la ventaja que pueden usarse sobre equipos energizados y cuando es aplicado apropiadamente no es susceptible a la interferencia de fuentes externas, sin embargo, tienen baja la sensibilidad a descargas que se originan dentro de la estructura de aislamiento, por ejemplo, en las secciones internas del devanado del transformador.

Las señales acústicas son usualmente medidas usando un transductor que es acoplado a la pared del tanque del transformador. Se debe dar una especial atención al método de acoplamiento usado ya que las reflexiones en el interfaz entre el recinto y el transductor pueden reducir sustancialmente la señal transmitida.

El equipo de prueba requerido para la detección acústica de descargas parciales consiste de una fuente de alta tensión (si el objeto de prueba no está energizado), un transductor ultrasónico, un amplificador y un dispositivo con pantalla que constituye el detector.

En el mercado están disponibles detectores acústicos portátiles para aplicación de pruebas de campo.

Mediciones más especializadas pueden requerir equipos de diseño adaptado/personalizado, especialmente en la forma de acoplamiento del transductor al equipo de prueba.

Usualmente pueden ser utilizados en estas pruebas amplificadores y/o osciloscopios de propósitos generales a sí como también se usan dispositivos de captación como transductores piezoeléctricos ultrasónicos con una respuesta en el rango de 20-200 kHz.

Los procedimientos usados e interpretación de resultados varían ampliamente dependiendo del equipo al que se prueba y el propósito del programa de prueba. Un rápido programa de prueba “va” o “no va” puede solo requerir la observación de la presencia o ausencia de señales acústicas en una pieza particular del equipo usando un simple transductor / detector acústico autónomo. Por otro lado, la localización de posibles grandes problemas, puede requerir equipos costosos, e implicará un prolongado programa de pruebas que debe ser cuidadosamente diseñado sobre un completo entendimiento del comportamiento de ondas acústicas en líquidos, gases y sólidos de varias composiciones.

### **3.3 Pruebas en Bushings**

#### **3.3.1 Generalidades**

Los Bushings varían ampliamente en construcción y son elementos esenciales de un transformador, así mismo son relativamente baratos comparados con el costo del transformador, sin embargo, su falla puede producir la destrucción total del transformador, por consiguiente deben revisarse regularmente y ser reparados o reemplazados en caso de evidenciar deterioración dependiendo del grado.

Aunque hay muchos tipos diferentes de construcción, muchas de las pruebas de diagnóstico son comunes, sin embargo sólo se describirán las pruebas objeto del presente informe debido a su técnica especializada y alta sensibilidad.

### 3.3.2 Capacitancia, Factor de Potencia (Factor de Disipación)

La Capacitancia y el Factor de Potencia (o Factor de Disipación) de los condensadores  $C_1$  y  $C_2$  del Bushing son parámetros muy importantes para establecer su condición.

Los Bushings pueden ser generalmente clasificados por su diseño en lo siguiente:

**Bushing Tipo Condensador**

Aislamiento de papel impregnada de aceite con capas entremezcladas de conductor y papel impregnado (condensador)

Aislamiento de papel adherido con resina, con capa de conductor (condensador) entremezclada.

**Bushing Tipo No Condensador**

Núcleo sólido o capas alternadas de aislamiento sólido y líquido

Masa sólida de material aislante (ejemplo, porcelana sólida)

Llenado con gas

Para bushings de instalación en exterior, el aislamiento primario está dentro de una cubierta impermeable que usualmente es porcelana., el espacio entre este aislamiento primario y la porcelana es generalmente llenado un aceite aislante u otro compuesto como plástico o espuma. Cualquiera sólido homogéneo puede usar aceite para llenar el espacio entre el conductor y la pared interna de la porcelana exterior. Los Bushings también pueden usar gas  $SF_6$  como un medio aislante.

Los bushing pueden ser también clasificados generalmente según vengan con un tap de potencial, tap de prueba de factor de potencia o electrodo.

El Tap de potencial es algunas veces llamado también como “capacitancias” o tap de “tensión”. Los bushing, sin tap de potencial o tap de factor de potencia, solo tienen dos terminales que generalmente su partes se prueban juntos (conductor central hacia la base) por el método GST. Si el bushing esta instalado en un equipo, como un interruptor de potencia, 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 su base (tierra). Una capa conductora cerca de la manga de tierra es llevada afuera a través de un terminal de tap, esto, para proporcionar un espécimen de tres terminales, en consecuencia se obtiene esencialmente un divisor de tensión.

En aplicaciones de alta tensión, el tap de potencial puede ser utilizado para suministrar un potencial a un rele u otros propósito (medición) En este diseño de tap de potencial también



actúa como un terminal de baja tensión para la prueba de factor de potencia del aislamiento principal del bushing,  $C_1$  (Ver Fig. 3.11).

Los Bushing modernos para tensiones mayores de 69 kV son equipados usualmente con tap de potencial. (en casos raros los bushings de 69 kV son equipados con tap de potencial). Los Bushings de 69 kV o menos pueden ser equipados con un tap de factor de potencia. (Ver Fig. 3.9).

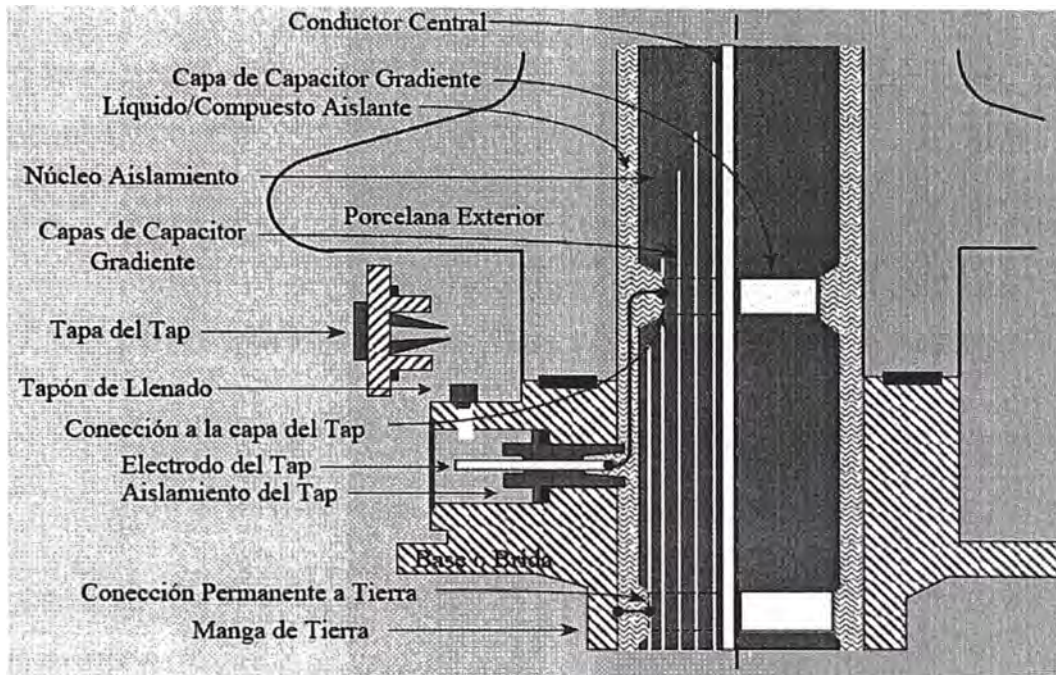


Fig. 3.9 Diseño Bushing Típico con Tap de Potencial (>69kV)

En el diseño de un tap de factor de potencia, la capa de tierra es sacado y terminado en un bushing miniatura sobre la base de un bushing principal (Ver Fig. 3.10) . Removiendo el casquillo a tierra, el terminal del tap esta disponible como si fuera un terminal de baja tensión para mediciones UST para el aislamiento principal del bushing,  $C_1$ .

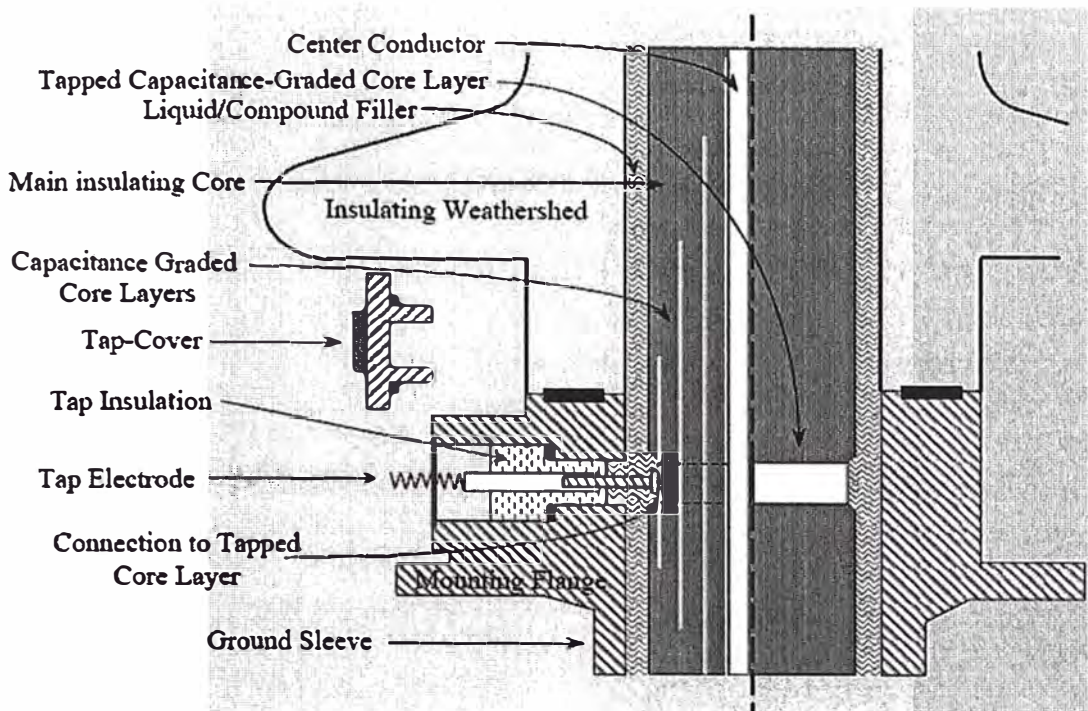


Fig. 3.10 Diseño Bushing Típico con Tap de Pruebas de F.P. (<69kV)

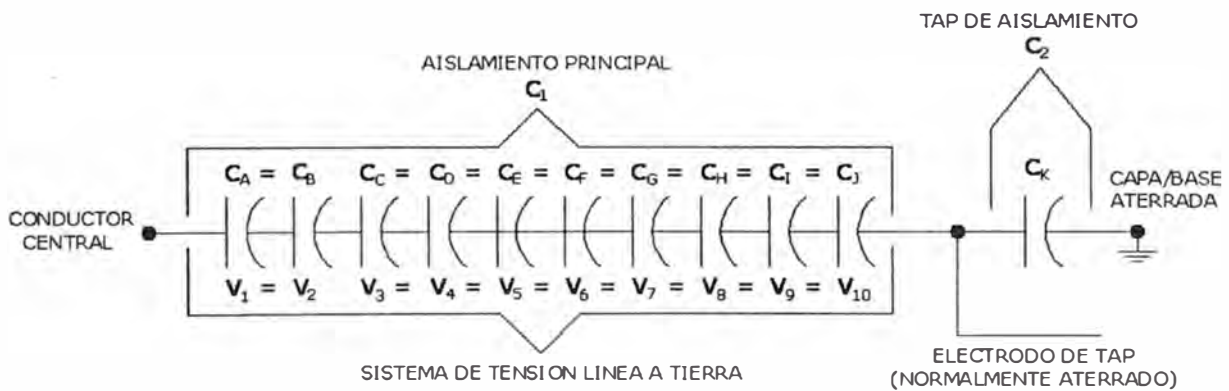


Fig. 3.11 Distribución de la capacitancia en un Bushing Condensador



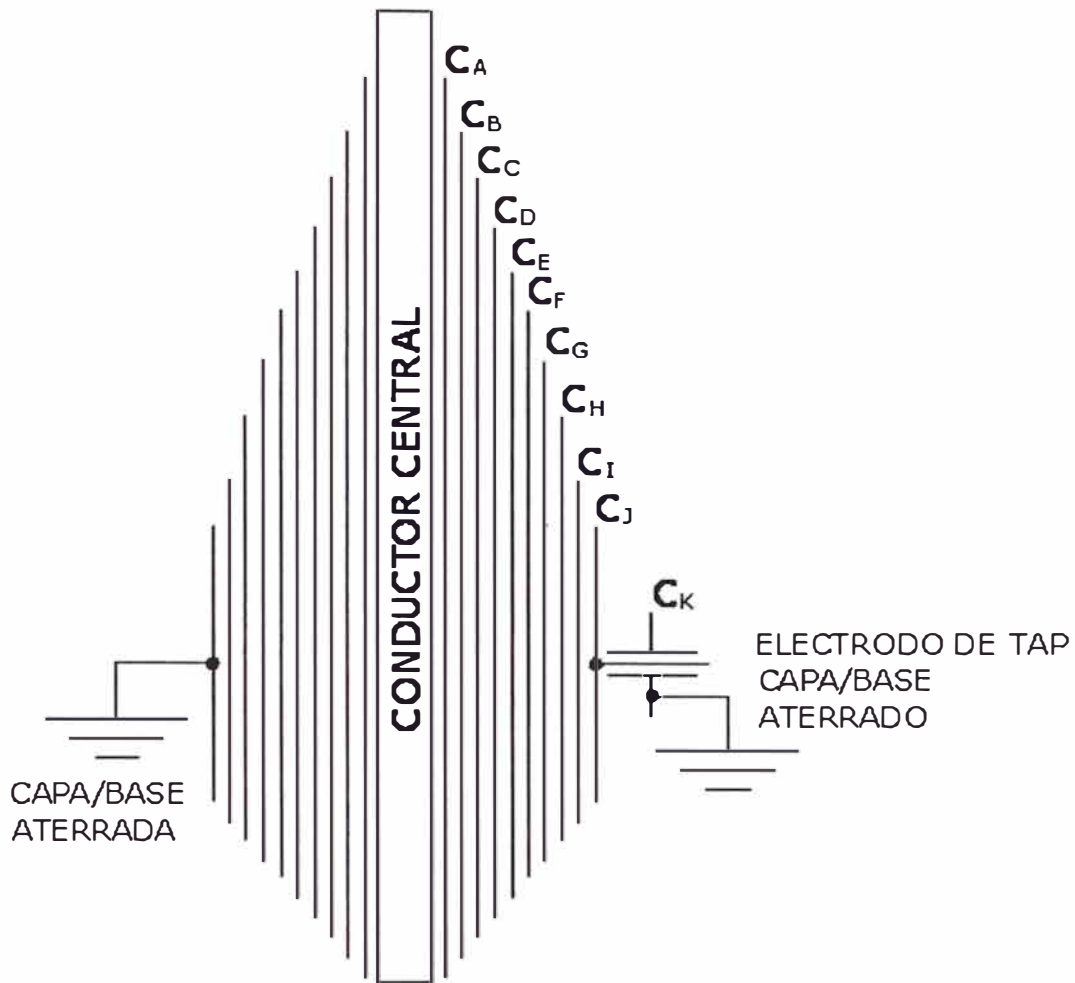


Fig. 3.12 Diseño típico de Bushing Condensador

NOTAS:

- 1 –  $C_A$  hasta  $C_J$  son Capacitancias iguales y producen igual distribución de tensión del conductor central energizado a la capa aterrada del condensador y la base.
- 2 – El electrodo del tap esta normalmente aterrado 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  $C_2$  pueden ser del mismo orden de magnitud., (Ver Fig. 3.13)

<u>Tap de Pruebas</u>	<u>Tap de Potencial</u>
A) Voltaje Nominal $\leq 69$ kV B) $C_2 \sim C_1$ C) Prueba Doble $C_2$ : 500 V Excepto Ohio Brass Clase L que se recomienda un voltaje de pruebas no mayor de 250 V D) Aterrizado en servicio	A) Voltaje Nominal $> 69$ kV B) $C_2 \sim 10 \times C_1$ ( $C_2 \gg C_1$ ) C) Prueba Doble $C_2$ : 2 kV D) En servicio, el tap queda aterrizado o flotando y supliendo voltaje para medición o referencia

Fig. 3.13 Diferencias Entre Tap de Pruebas F.P. y Tap de Potencial

### a) Interpretación de Resultados

Las secciones de condensador cortocircuitado pueden ser detectadas por un incremento en la capacitancia. La presencia de humedad u otros contaminantes pueden ser detectados por un incremento del factor de potencia. Se deben hacer correcciones de temperatura durante la medida.

Cuando se realiza pruebas sobre la capacitancia  $C_2$ , se debe tener cuidado la tensión de prueba del tap. Se debe notar que el factor de potencia de las capacitancias  $C_1$  y  $C_2$  pueden ser considerablemente diferentes uno del otro y no es raro que la capacitancia  $C_2$  sea diez veces mas grande que la capacitancia  $C_1$ . Debe notarse también que la humedad o contaminación ambiental debe ser removida antes de realizar la medición de factor de potencia.

La prueba de collar caliente es un procedimiento particularmente muy usado, que puede ser usado para evaluarla la condición de una pequeña sección específica del aislamiento del bushing entre una área de la porcelana superior y el conductor central que transporta corriente. Esto es realizado por energizar uno o mas electrodos temporales (collares, usualmente de semiconductores de caucho) localizado alrededor del exterior de la porcelana con un conductor central aterrado. Este tipo de prueba puede ser usada para localizar rajaduras en la porcelana, degradación del aislamiento dentro de la sección superior del bushing, bajo compuesto o nivel de aceite, y vacíos en el compuesto (ver Fig. 3.14). La prueba verifica por ejemplo la parte de la porcelana y aislamiento nucleo superior.

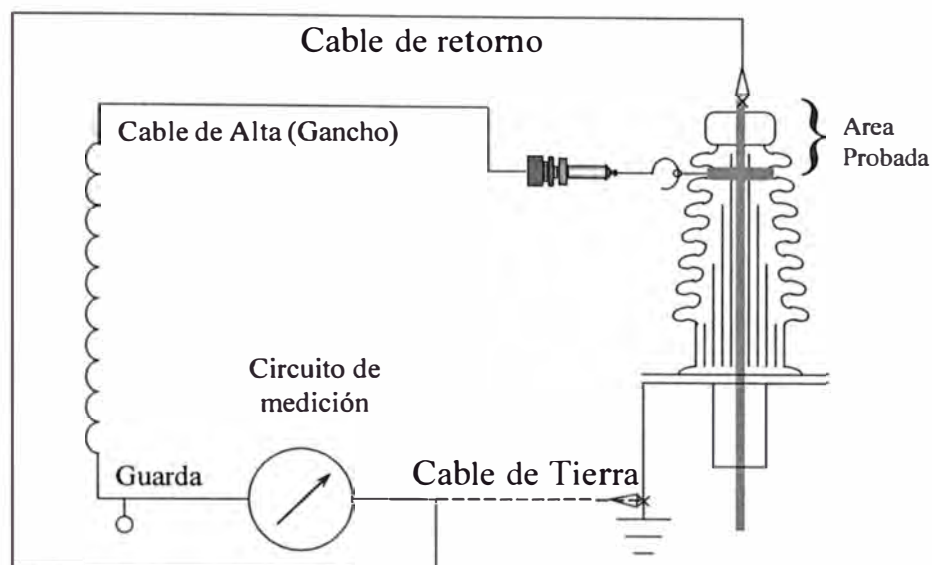


Fig. 3.14 Prueba del Collar Caliente

Los límites de factor de potencia son publicados por los fabricantes (Ver Capítulo 4) y algunos bushing tienen los factores de potencia de fábrica en los datos de placa. Las mediciones de campo deben ser comparadas con los valores de datos de placa.

Los Bushings que muestran un continuo incremento en factor de potencia sobre un periodo de muchos años deben ser investigados exhaustivamente y posiblemente sacados de servicio.

En la práctica, si el factor de potencia del Bushing de capacitancia excede 1,00%, el usuario debe buscar ayuda especializada.

### 3.3.3 Descarga parcial (PD)

#### a) Generalidades

La resistencia dieléctrica del aislamiento de un bushing se reducirá gradualmente y eventualmente resultará en una falla si existe una prolongada actividad de PD en el su interior.

La presencia de corona es detectada por cualquier medida PD o RIV, y si es necesario, son realizadas en alta tensión, usualmente a la tensión de línea a tierra o superior (ejemplo 130% a 150%).

Estas medidas pueden ser hechas durante la prueba de tensión inducida en el transformador. Sin embargo, si se detecta descarga parcial, no es posible determinar si es originada en el bushing o dentro del transformador, por esta razón, si se requieren

mediciones de PD y RIV, es preferible remover el bushing del transformador y probarlo solo. Esta prueba es realizada en un tanque especial usando una fuente de alta tensión.

### **b) Equipo de prueba**

El equipo de prueba requerido para una prueba de PD en el bushing consiste en una fuente de alta tensión, un detector de descargas parciales o medidor de radio ruido (Radio noise meter), un condensador de acoplamiento para acoplar el instrumento de medición a la barra de alta tensión, y un sistema de calibración.

La fuente de alta tensión puede ser un transformador o un equipo de prueba de resonancia serie que este libre de descargas parciales.

El propósito del condensador de acoplamiento es separar el pulso de bajo nivel de descarga parcial de la alta tensión sobre la barra y acoplar este pulso al detector. Este condensador debe ser de tensión nominal igual a la tensión de la prueba y debe estar libre de PD; se recomienda valores de capacitancia de 1000pF.

La actividad PD puede ser medida por medio de un detector de descargas parciales o un medidor de radio ruido. Ambos tipos de instrumentos están comercialmente disponibles, sin embargo, los detectores de descargas parciales son usualmente suministrados con una pantalla de osciloscopio sobre la cual la actividad de pulso de descargas parciales puede ser observada en línea. Este tipo de pantalla también da información relativa a la fase, la cual puede ser útil en la interpretación de resultados.

Los medidores radio ruido son instrumentos de banda angosta (corta) que miden la amplitud de cuasi pico de la señal de descarga. El detector normalmente usado es un micro voltímetro sintonizado de radio frecuencia. La frecuencia de media banda del detector es usada aproximadamente a 1 MHz pero también se pueden seleccionar otras frecuencias para eliminar la fuente local de interferencia (ejemplo, una estación de radio AM). El ancho de banda normalmente usado es 9kHz.

### **3.3.4 Problemas en los Bushing**

La experiencia y registros de operación, muestran que alrededor del 90,00% de las fallas de los bushing son causadas por la humedad entrante al bushing a través de fugas en la empaquetadura u otras aperturas.

En consecuencia se deben realizar minuciosas inspecciones periódicas para encontrar fugas y hacer reparaciones necesarias para prevenir paradas debido a fallas en el bushing.

Ante el deterioro. Un Bushing de alta tensión, puede explotar con extremada violencia y producir daños al equipo adyacente.

También los Flashovers pueden ser causados por depósitos de suciedad sobre los bushing, particularmente en áreas donde hay contaminantes tales como sales o polvo conducto en el aire. Estos depósitos deben ser removidos por limpieza periódica.

La Tabla N° 3.1 lista las causas comunes de problemas en el bushing y los métodos de inspección usados para detectarlos.

Tabla N° 3.1 Problemas en los bushing

Problema	Posible resultado	Método de detección
Porcelana quebrada	Ingreso de humedad. Fugas de aceite y/o gas. Llenado fuga hacia fuera.	Inspección Visual. Prueba de factor de potencia. Prueba de collar caliente.
Deterioración de cemento de unión	Ingreso de humedad. Fugas de aceite y/o gas. Llenado fuga hacia fuera.	Inspección Visual. Prueba de factor de potencia. Prueba de collar caliente.
Fugas en empaquetaduras	Ingreso de humedad. Fugas de aceite y/o gas. Llenado fuga hacia fuera.	Inspección Visual. Prueba de factor de potencia. Prueba de collar caliente. Prueba de alambre caliente. Resistencia de aislamiento.
Humedad en aislamiento	Ingreso humedad.	Prueba de factor de potencia. Prueba de collar caliente.
Fuga de sello de soldadura	Ingreso de humedad. Llenado fuga hacia fuera	Inspección Visual. Prueba de factor de potencia. Prueba de collar caliente. Prueba de alambre caliente. Detector de humedad.
Ruptura de conexión entre base y manga a tierra	Chispa en el tanque del equipo o dentro del bushing. Aceite descolorido.	Prueba de factor de potencia.
Vacíos en compuestos	Corona interna.	Prueba collar caliente.

		Prueba de factor de potencia tip-up
Migración de aceite	Contaminación de llenado.	Inspección Visual. Prueba de factor de potencia. Prueba de collar caliente.
No Aceite	Fugas de aceite. Ingreso de humedad.	Inspección Visual. Prueba de factor de potencia. Prueba de collar caliente.
Desplazamiento de gradiente protector.	Chispa interna. Aceite descolorido.	Prueba de collar caliente.
Flashover eléctrico	Rajadura o ruptura de porcelana. Falla completa.	Inspección Visual. Prueba de collar caliente.
Rayo	Rajadura o ruptura de porcelana. Falla completa.	Inspección Visual. Prueba de pararrayos.
Corona	Ruptura interna. Radio interferencia. Descarga ramificada a lo largo de la superficie del papel o superficie interna.	Prueba de factor de potencia. Prueba de collar caliente. Prueba de alambre caliente. RIV.
Secciones de condensador cortocircuitadas.	Aumenta capacitancia. Reduce tensión en capacitancia en el terminal de tap. Adición de estrés interno en el aislamiento.	Prueba de factor de potencia. Tensión de prueba en capacitancia de tap. Prueba de capacitancia.
Aceite oscurecido	Radio interferencia. Resultados de prueba pobres.	Prueba de factor de potencia. Prueba de collar caliente.

### **3.4 Pruebas en el Aceite**

#### **3.4.1 Generalidades**

El aceite mineral es usado como un fluido aislante en la mayoría de tipos de transformadores de potencia. Además de actuar como un fluido aislante, en muchas situaciones actúa también como un medio de transferencia de calor que transporta el calor generado por las pérdidas del transformador de potencia. Las pruebas integrales cubren la determinación de ciertas cualidades, sobre todo componentes de degradación, aceites en servicio y el diagnóstico de estos resultados con respecto a la condición del equipo de potencia. Para mayor información referirse a las referencias bibliográficas (4,5)

Existen técnicas de muestreo que aseguran que el espécimen tomado del fluido contenido dentro del equipo aislante es representativo.

Debido a que existen contaminantes naturales dentro del cuerpo de la válvula de muestra; estas deben ser vaciadas antes que la extracción sea realizada para asegurar que la integridad de la muestra sea mantenida.

Así mismo debe confirmarse que existe una presión positiva en el tanque antes de obtener una muestra.

Algunas fallas pueden producir burbujas de gas dentro del tanque las cuales se alojan entre el arrollamiento del devanado, esto puede conducir a una falla prematura del transformador.

Se debe retirar una muestra lo suficientemente grande para realizar todas las pruebas. Típicamente 1 Litro será suficiente Ver referencia (6) para información acerca de los recipientes y los procedimientos de muestreo.

Si bien en este trabajo solo nos ocuparemos del factor de potencia, se recomienda la Tabla N°3 para las pruebas dónde sólo algunas de las características de aceite serán verificadas:



Tabla N° 3.2 Mínimos Volúmenes de fluidos para cada prueba

Prueba	Norma	Cantidad de Fluido (mL)
Acidez	ASTM D 974-92	20
Color (campo)	ASTM D 1524-84	10
Dieléctrico	ASTM D 877-87	75
Dieléctrico	ASTM D 1816-84a	5001
Gas disuelto	ASTM D 3612-93	501
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
Bifenil Policlorado	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	1251
Color (Laboratorio)	ASTM D 1500-91	125
Total:		1400

### 3.4.2 Factor de Potencia

Esta prueba cubre la determinación del factor de potencia de un aceite nuevo y viejo.

Esta prueba sirve para indicar las pérdidas dieléctricas en el aceite cuando es usado en un campo de Corriente Alterna y para indicar la energía disipada (calor). El factor de potencia es la relación de la potencia disipada en el aceite (en vatios) dividido por el producto de la tensión y corriente eficaz (voltamperios).

Por definición:

$$\text{Factor de potencia} = \cos \theta = I_R / I_T \quad (3.1)$$

Multiplicando (3.1) por la tensión:

$$\text{Factor de potencia} = E \cdot I_R / E \cdot I_T \quad (3.2)$$

Por tanto:

$$\text{Factor de potencia} = P \text{ (Vatios)} / E \cdot I_T \text{ (VA)} \quad (3.3)$$



Un bajo factor de potencia indica bajas pérdidas dieléctricas. Esta prueba puede realizarse satisfactoriamente en el campo, así como en un ambiente del laboratorio. Se debe realizar una prueba visual para asegurar que la muestra no contiene burbujas de aire debido a la agitación durante el transporte. En el campo, deben seguirse las recomendaciones del fabricante de equipo de prueba y el porcentaje del factor de potencia para la muestra debe ser determinado usando tales recomendaciones y procedimientos, también, este factor debería ser corregido a 20 °C. En laboratorio son típicamente realizados a 25°C y 100°C.

### a) Interpretación de Resultados

El máximo nivel recomendado de porcentaje de factor de potencia para diferentes categorías de aceites nuevo y viejo es mostrado en la Tabla N° 3.3 .

Tabla N° 3.3 Máximo factor de potencia para diferentes categorías aceites.

Tipo de Aceite	Clase de tensión (kV)	% Factor de Potencia a 25°C	% Factor de Potencia a 100 °C
Nuevo aceite como recibido		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 de viejo servicio – Grupo I	<69	0.5	
	69-288	0.5	
	≥345	0.5	
Aceite de viejo servicio – Grupo II	<69	0.5	
	69-288	0.5	
	≥345	0.3	
Aceite de viejo servicio – Grupo III	<69	1.0	
	69-288	0.7	
	≥345	0.3	

En el Capítulo 4 se presentaran datos referenciales mas extensivos para pruebas de campo.

Los límites de factor de potencia dados para el aceite es basado sobre el entendimiento que el factor de potencia es un indicador de prueba de contaminación por excesiva agua (en combinación con partículas) o materiales polar o iónico en el aceite. La mayoría de aceites en servicio tienen un factor de potencia a 25°C menor de 0,20%

Altos niveles de factor de potencia (>0,50% a 25°C) en el aceite son de preocupación por que los contaminantes pueden acumularse en el devanado en puntos de mayor estrés eléctrico,

Altos factores de potencia (>1,00% a 25°C) en el aceite son causados por la presencia de agua en forma libre, lo cual podría ser riesgoso para la operación del equipo. Siempre que hay un alto factor de potencia en el aceite la causa debe ser investigada.

Son posibles fuentes de un alto factor de potencia en el aceite la Oxidación, agua en forma libre, partículas húmedas, contaminación y materiales incompatibles.

### **3.5 Prueba de Reactancia de Dispersión (Deformación de Devanados)**

#### **3.5.1 Generalidades**

La deformación de los devanados que lleva a una falla al transformador puede ser el resultado de varios eventos de sobrecorriente. La probabilidad de una condición de sobrecorriente no es muy alta, y como resultado, el transformador puede permanecer en servicio con los devanados parcialmente deformados; sin embargo, la confiabilidad del transformador se reduce. Muchas de las fallas de transformadores se inician con deformaciones mecánicas pero eventualmente ocurren por razones eléctricas

#### **3.5.2 Reactancia de Dispersión**

En este contexto del análisis de la reactancia de dispersión, la deformación de los devanados, lo cual lleva a una evidente falla del transformador, puede ser un resultado de lo siguiente:

Golpes recibidos por el transformador durante su transporte.

Fallas eléctricas a través del Transformador.

En un cortocircuito, los devanados y terminales internos del transformador están sujetos a fuerzas mecánicas extremadamente altas.

La fuerza total en un devanado puede ser múltiplo de millones de kilogramos fuerza y la fuerza axial total puede ser entre medio o un millón de kilogramos fuerza.

Como se mencionó anteriormente, el transformador puede permanecer en servicio con los devanados parcialmente deformados, debido a sobrecorrientes eventuales; sin embargo, la confiabilidad del transformador disminuye.

La medición de la Reactancia de Dispersión está influenciada predominantemente por el cambio de la reluctancia en el canal de dispersión, por lo tanto, es altamente sensible a cambios geométricos en el flujo de dispersión.

A continuación se muestra los efectos que produce un evento de cortocircuito en un transformador de potencia dependiendo del tipo de núcleo:

#### a) Transformador Tipo Núcleo

- Efectos (véase Fig.3.15 ):
- Doblamiento hacia adentro del devanado interno.
- Alargamiento hacia fuera del devanado externo.
- Doblez del haz de conductores debido a la fuerza axial generada.
- Inclinción de los conductores debido a fuerzas axiales acumuladas.
- Inestabilidad del soporte extremo de la bobina debido a la fuerza axial.

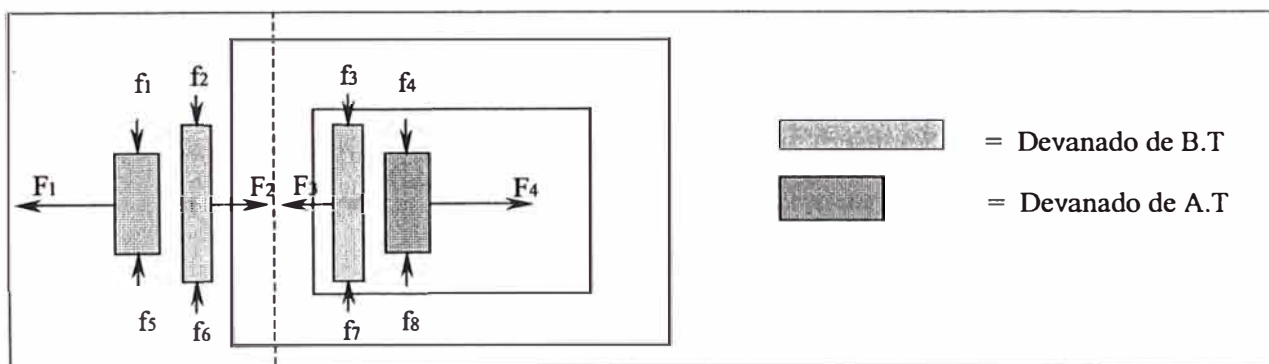


Fig.3.15 Distribución De Fuerzas Resultantes Por Sobrecorrientes

## b) Transformador Tipo Acorazado

- Efectos (Véase Fig.3.16 ):
- Dobleces del haz de conductores debido a fuerzas axiales generadas.
- Inclinación del conductor por fuerzas axiales acumulativas.
- Inestabilidad radial de los empaquetados de los devanados.
- Colapsamiento de los soportes terminales (fuerzas transmitidas hacia el núcleo).

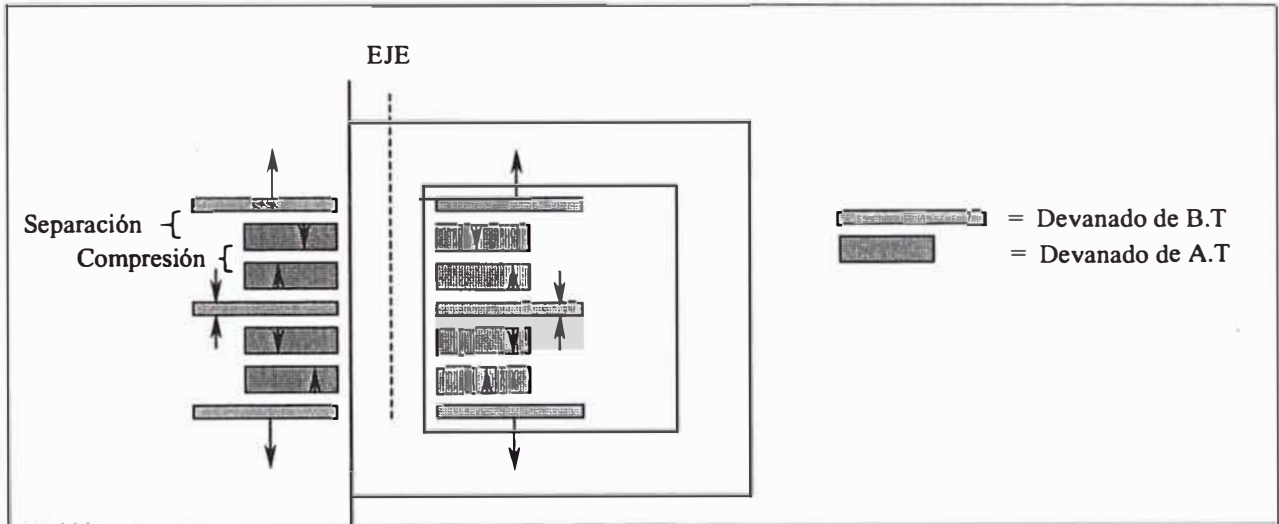


Fig.3.16 Distribución de Fuerzas Resultantes Por Sobrecorrientes

### 3.5.3 Esquema de Pruebas

Las mediciones son realizadas cortocircuitando los devanados de bajo voltaje del transformador y pueden ser de las dos formas mostradas en las figuras siguientes:

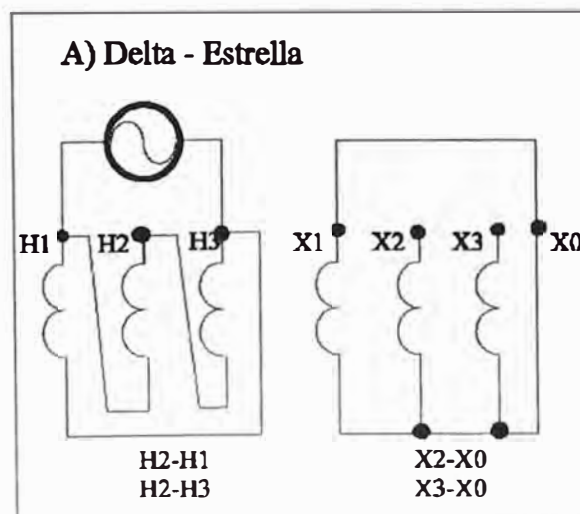
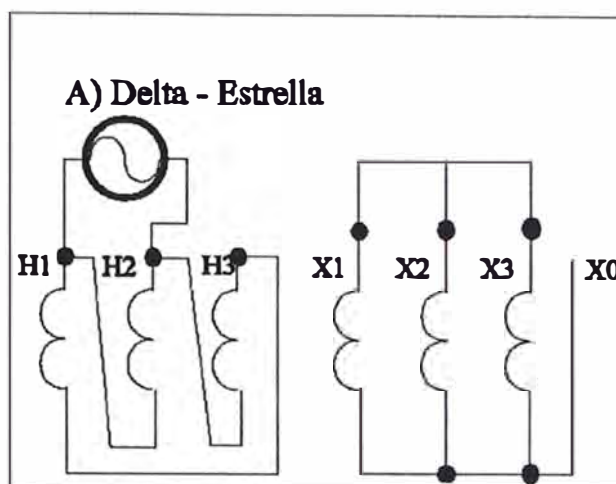


Fig.3.17 Prueba por Fase de la Reactancia de Dispersión



.3.18 Prueba por Equivalente Trifásico de la Reactancia de Dispersión

### 3.5.4 Interpretación de Resultados

La experiencia actual (E.E.U.U) muestran que cambios en la Reactancia de Dispersión de  $\pm 3\%$  son significativos y deben de investigarse.

Investigaciones en Europa indican que cambios sobre el  $\pm 2.5\%$  son importantes y requieren pruebas frecuentes de Reactancia de Dispersión combinadas con Prueba de Aislamiento.

Variaciones mayores al  $\pm 5\%$  requieren sacar de servicio el equipo para inspección de devanados

## 3.6 Prueba del Análisis de Respuesta a la Frecuencia (FRA)-

### 3.6.1 Generalidades

Desde los años 60's se tienen registros de la aplicación del análisis de la respuesta de frecuencia por el Método de Voltajes Impulsivos (MVI) de baja magnitud para la detección de movimiento o deformación en el núcleo o bobinas de los transformadores de potencia.

Posteriormente, a finales de los 70's el Método de Análisis de la Respuesta a la Frecuencia (FRA) se comenzó a utilizar en forma más frecuente. Los dos métodos básicamente hacen uso del equivalente eléctrico R, L y C de los transformadores para observar las respuestas de estos componentes ante la inyección de ondas a diferentes frecuencias.

El MVI inyecta una onda impulsional, la cuál, al aplicar la Transformada Rápida de Fourier (FFT) a la entrada y salida de esta onda, se obtiene un tren de ondas de diferentes frecuencias con diferentes amplitudes de voltajes. Técnicamente, este método requiere una

alta tasa de toma de muestras y una alta resolución para obtener una medición válida. Asimismo, el impulso aplicado no produce energía constante a través de la frecuencia especificada, lo cuál puede causar una repetición pobre (una misma prueba no arroja los mismos resultados) la cuál es influenciada por las propiedades no lineales del espécimen de prueba. Si este método no es aplicado correctamente, entonces los resultados pueden ser inconsistentes e impredecibles, llevando a un posible error de interpretación. Adicionalmente, con este método es difícil filtrar el ruido de banda ancha, la resolución a bajas frecuencias es pobre (esto hace difícil detectar fallas eléctricas) y, además, de necesita aparatos adicionales (Generador de Funciones, Osciloscopio Digital, Bobina de Rogowski) para la pruebas.

Debido a las características del método impulsivo, otros investigadores decidieron analizar las características de la respuesta de frecuencia utilizando el método de Barrido de la frecuencia (FRA). Así entonces, en lugar de utilizar una onda impulsiva se utilizaron un tren de ondas senoidales a diferentes frecuencias pero todas de la misma magnitud (+ 10Vp a - 10 Vp CA).

El FRA inyecta toda la gama de frecuencias necesarias en forma discreta pero continua y con amplitudes de voltajes constantes; por esto el termino “Barrido”. Este método cubre el rango dinámico completo y mantiene el mismo nivel de energía por cada frecuencia inyectada, suministrando resultados que son consistentes y precisos. El alto cociente de señal a ruido en todo el rango de frecuencias (10 Hz a 10 MHz) asegura la validez de la medición de los resultados.

Desde el punto de vista de redes, el transformador se puede considerar como un componente de dos puertos, como se muestra en la Fig. 3.19.

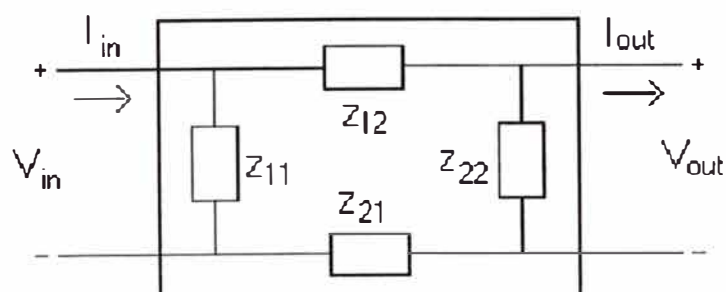


Fig.3.19 Red de dos Puertos

$Z_{11}$ ,  $Z_{22}$ ,  $Z_{12}$  y  $Z_{21}$  son las impedancias de circuito abierto (formadas por la red RLC) y pueden ser determinadas fijando cada corriente a cero y resolviendo la ecuación 3.4

$$\begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} z_{11} & z_{12} \\ z_{21} & z_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \end{bmatrix} \dots\dots\dots(3.4)$$

La función de transferencia de la red RLC es la relación entre las respuestas de frecuencia de salida y entrada cuando las condiciones iniciales de la red son cero. La función de transferencia ayuda entender la relación entrada/salida de una red lineal.

La función de transferencia (Ecuación 3.5) es representada en el dominio de la frecuencia y es denotada por la variable de Fourier  $H(j\omega)$  donde  $(j\omega)$  denota la presencia de una función dependiente de la frecuencia y  $\omega$  es  $2\pi f$ .

$$H(j\omega) = \frac{V_{output}(j\omega)}{V_{input}(j\omega)} \dots\dots\dots(3.5)$$

En el método de Barrido de frecuencia, los cables de prueba se configuran de tal manera que se utilizan los cuatro terminales de la red mostrada en la Fig. 3.19. Estos cuatro terminales se dividen en pares únicos, uno para la señal de entrada y otro para la señal de salida.

La meta de la prueba es la de seleccionar parámetros de prueba que permitan una función de transferencia muy exacta en un cierto periodo de tiempo razonable. Así entonces, el recolectar mas puntos de prueba de frecuencia daría una mucho mayor resolución, de lo contrario se corre el riesgo de perder puntos de resonancia o antiresonancia. En consecuencia la selección de la Anchura de la banda es muy importante.

Desde el punto de vista de las bandas de frecuencia utilizadas, existen dos maneras de graficarlas: Logarítmica y Linear.

La logarítmica tiene las siguientes ventajas:

- Permite la recolección y el despliegue de una gran banda de frecuencias.
- Produce gráficos (de Bode) simétricos y asintóticos.
- Recolecta mas puntos a frecuencias bajas y menos a frecuencias altas.
- La lineal tiene las siguientes ventajas:
- Los datos contienen gran detalle.
- Resolución baja a frecuencias bajas.



- Buena resolución a frecuencias altas.
- Se pueden recolectar bandas múltiples.

Para el formato lineal los datos se recolectan en cinco bandas separadas. Como se muestra en la Tabla N° 3.4

Tabla N° 3.4 Recolección de Parámetros Prueba para el formato Lineal

Bandas de Medida	# Puntos	Rango de Frecuencia	Banda Intermedia
1	400	10 Hz – 2 kHz	2
2	400	50 Hz – 20 kHz	10
3	400	500 Hz – 200 kHz	100
4	400	5 kHz – 2 MHz	1000
5	400	25 Hz – 10 MHz	3000

Estos mismos datos se pueden recolectar y desplegar en una forma logarítmica. Los datos se recolectan en una sola banda como se muestra en la Tabla N° 3.5

Tabla N° 3.5 Recolección de Parámetros de Prueba para el formato logarítmico

Banda de Medida	# Puntos	Rango de Frecuencia	Banda Intermedia
1	800 – 2000	10 Hz – 10 MHz	Freq/(>5)

La práctica y los estudios han demostrado que el FRA es el método más confiable y preciso para el diagnóstico del movimiento o deformaciones del núcleo y bobinas de los transformadores (fallas ocultas).

### 3.6.2 Técnica FRA

Como se mencionó anteriormente, la técnica FRA proporciona información interna de diagnóstico y es una medición que ofrece exactitud y repetibilidad.

Existe una relación directa entre la configuración geométrica y la distribución de los elementos eléctricos, conocida como red RLC (Resistencia, Inductancia y Capacitancia) del ensamble de los devanados y el núcleo. Referencia (7) .

La red RLC (Véase Fig.3.20) puede ser identificada mediante su función de transferencia dependiente de la frecuencia. El Análisis de Respuesta a la Frecuencia puede realizarse con la prueba FRA.

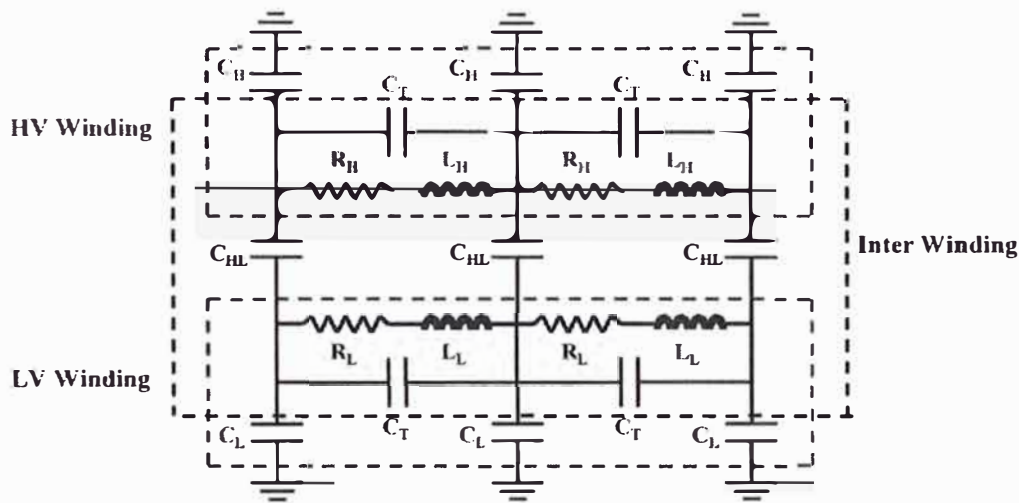


Fig.3.20 Circuito o red RLC

Los cambios en la configuración geométrica altera la red RLC, y en consecuencia altera la función de transferencia.

Cambios en la función de Transferencia pueden revelar un amplio rango de modos de falla. El objetivo primario del FRA es determinar como se comporta la impedancia de un espécimen bajo prueba bajo un rango específico de frecuencias.

El cambio de la impedancia versus frecuencia en muchos de los casos puede ser dramático.

Esta prueba nos permite encontrar los siguientes problemas:

- Espiras en corto circuito
- Movimiento de núcleo y bobinas
- Distorsión de devanados

### 3.6.3 Esquema de Pruebas

Las pruebas son 9 en total , seis por fase y tres ínter devanado (Ver Fig. 3.21, 3.22 y 3.23)

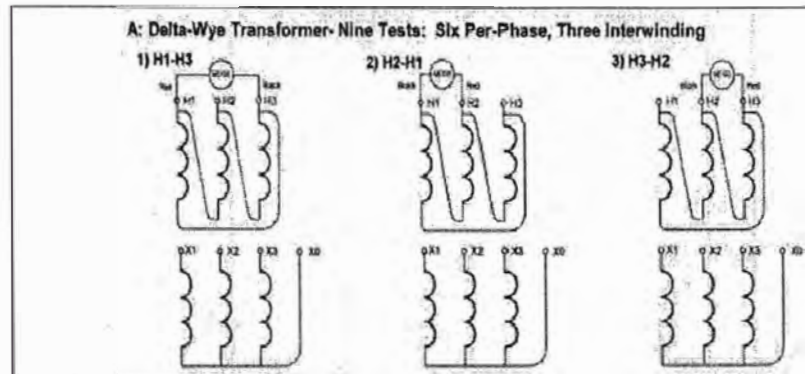


Fig. 3.21 : Pruebas Fase a Fase en el lado de Alta

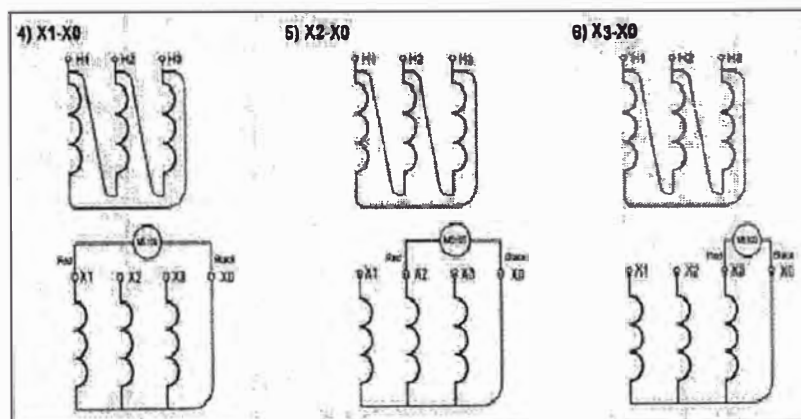


Fig. 3.22 : Pruebas Fase a Fase en el lado de Baja

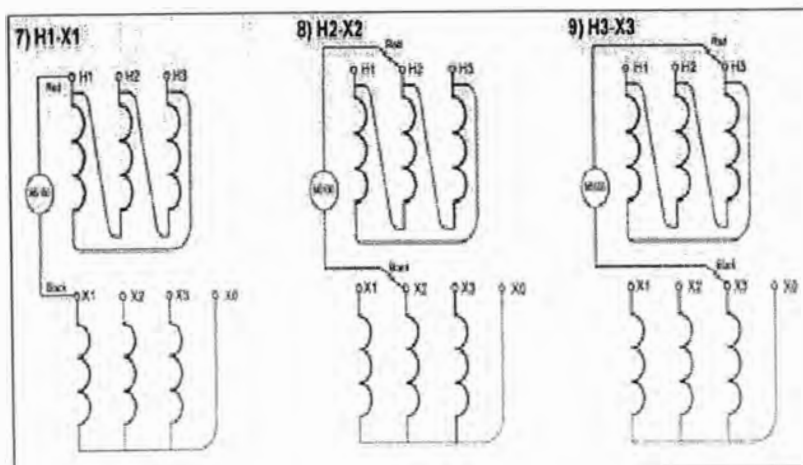


Fig. 3.23 : Pruebas Ínter devanado

### 3.6.4 Interpretación de Resultados

Para la interpretación de resultados es importante tener experiencia, ya que muchas variaciones y medidas se pueden encontrar.

Actualmente el análisis de los resultados se hace en forma cualitativa. La principal justificación de este procedimiento es de que las variaciones de las ondas al ser comparadas con otras pruebas anteriores o con otras pruebas de otras fases entre si o con otras unidades hermanas (números de serie cercanos o modelos iguales fabricados el mismo año), son lo suficientemente claras para permitir esta evaluación cualitativa.

Variaciones pequeñas son consideradas no importantes desde el punto de vista de problemas graves del transformador.

Se hace de diferentes maneras:

- Analizando las ondas en cada banda de frecuencia.
- Analizando las diferencias de las ondas en todo el espectro de frecuencia.
- Analizando las frecuencias bajas y las frecuencias altas.
- Comparando las ondas con otros casos conocidos archivados.

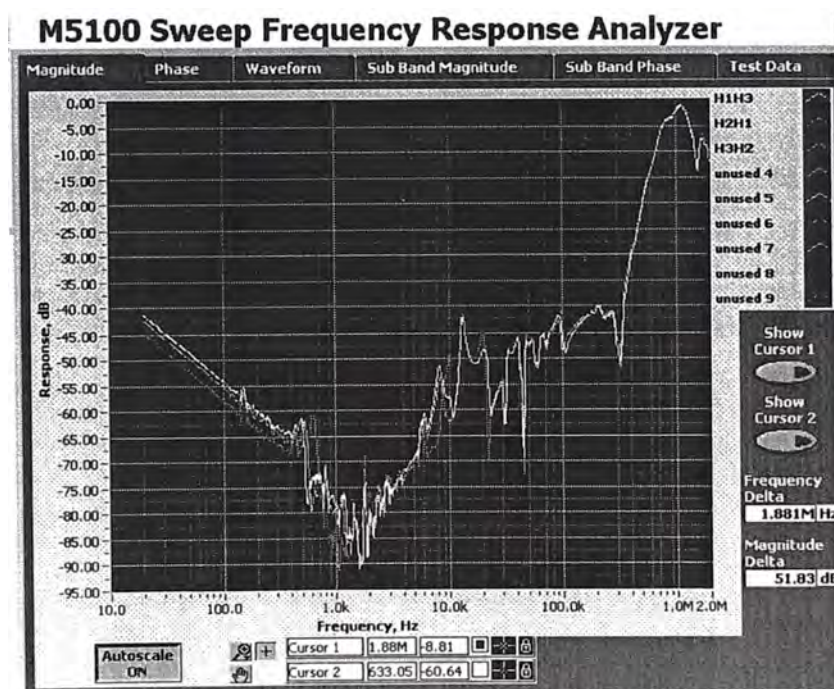


Fig. 3.24 Ejemplo de Prueba FRA – Fase-Fase Devanado de Alta

**Ejemplo:** Detección del Movimiento Axial del devanado de Un transformador

El transformador de potencia espécimen, se probó luego de una falla ocurrida el 8/11/2001.

Se tuvieron mediciones previas FRA 07 años antes (22/11/94)

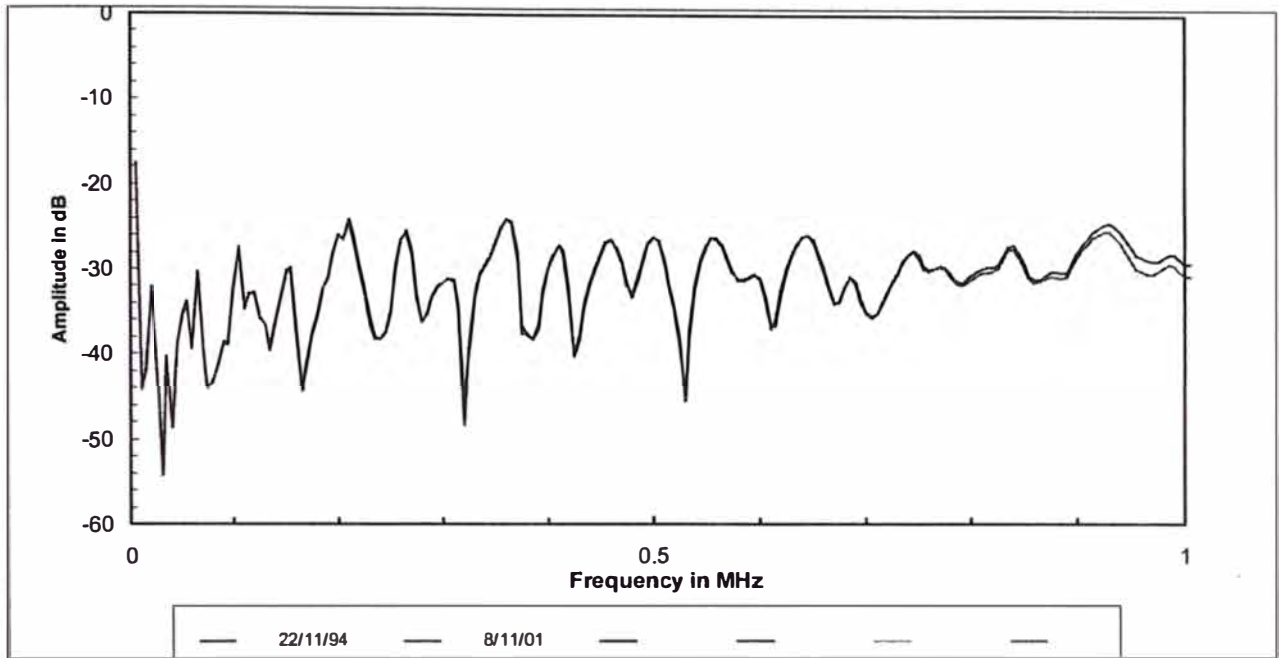


Fig. 3.24 Prueba FRA Desplazamiento Axial – Devanado en Buen estado

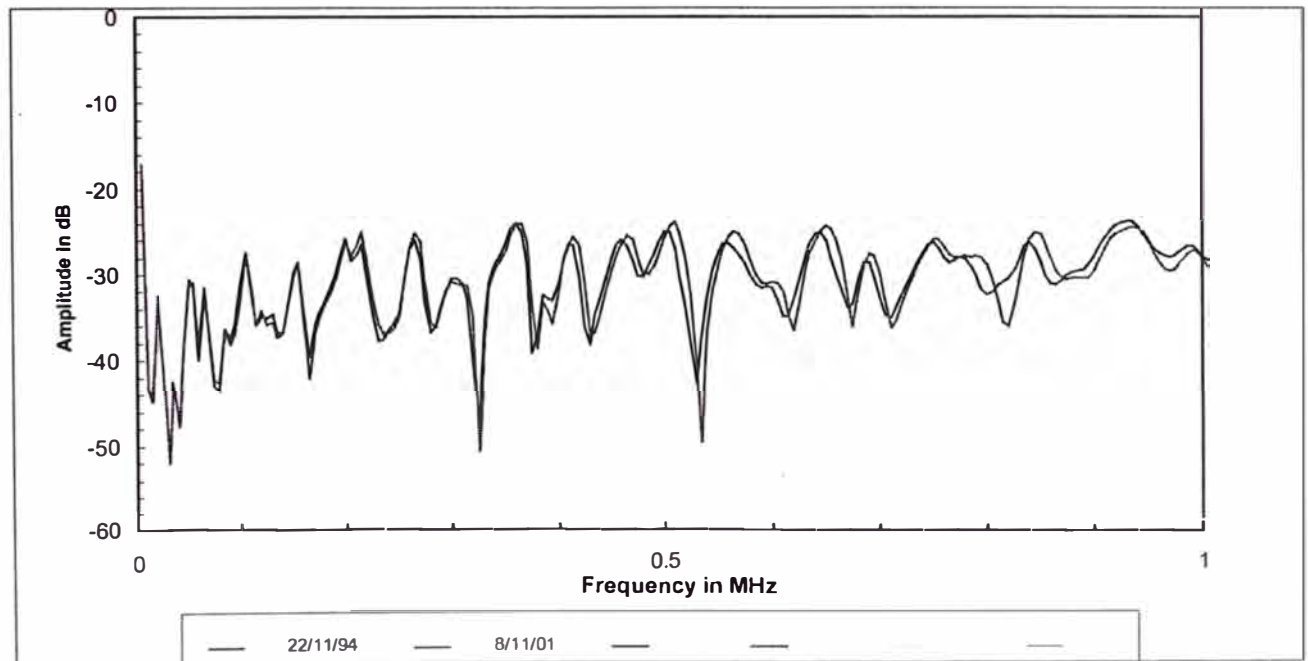


Fig. 3.25 Prueba FRA Desplazamiento Axial – Devanado en Fallado (Desplazamiento a la Derecha)





Fig. 3.26 Transformador con Devanado Fallado

### Observaciones e Interpretación:

Condiciones para una buena Prueba:

- Se necesita tener un rango hasta 1 MHz
- Se necesita capacidad de Repetición de la prueba hasta un rango de precisión de 1%
- Las resonancias se desplazan a la derecha, a frecuencias más altas como consecuencia de la variación del LC

Se concluye lo siguiente:

- El ejemplo tiene una prueba FRA de 07 años antes, la que al compararse con el fallado tiene un claro corrimiento hacia la derecha en todo el rango de las frecuencia
- El devanado en buen estado (07 años atrás) de la Fig. 3.24 muestra una pequeña variación a 1 MHz, esto es aceptable.
- El devanado fallado (Fig. 3.25) tiene un claro corrimiento hacia la derecha en todo el rango de las frecuencias, esto no es aceptable.
- Se nota que para una prueba con frecuencia mayor a 1 MHz, las diferencias son más notorias.
- Al desarmar el transformador efectivamente se encuentra el Devanado en mal estado, producto de la falla (Fig. 3.26)

## **CAPITULO IV**

### **FRECUENCIAS DE MANTENIMIENTO Y DATOS/TABLAS PARA ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS**

#### **4.1 Generalidades**

La información de experiencia previa para análisis de resultados y factores de corrección de algunos parámetros para las diferentes pruebas son instrumentos valiosos, que sin duda, definen el camino para un exitoso diagnóstico y por ende exitosas decisiones de mantenimiento

En este capítulo se presenta información relevante respecto a los parámetros de medida, y en especial para las pruebas de Capacitancia y Factor de Potencia sobre la base de más de 50 años de experiencia de la compañía Doble Engineering.

Así mismo, se presenta las prácticas actuales “frecuencias de mantenimiento” de dos empresas importantes en el Perú tales como Luz del Sur y Red de Energía del Perú.

Es preciso señalar que esta información está basada en una encuesta estrictamente técnica y no necesariamente invariable en el tiempo, pudiendo cambiar a criterio y directiva de cada empresa, en función a la evaluación de la condición de su equipamiento y de la confiabilidad que esperen alcanzar (o mejorar) en sus instalaciones . Véase Anexo C

#### **4.2 Frecuencias de Mantenimiento en Empresas Peruanas**

En el Perú todavía no existe una recomendación técnica a nivel de estándar formal y de alcance nacional para el mantenimiento del equipamiento eléctrico, por lo que las empresas peruanas y sobre todo las empresas privadas, han sido quienes han llevado la iniciativa, implantando prácticas de técnicas modernas de mantenimiento, esto, debido a que generalmente estas prácticas son estándares corporativos, con directivas desde sus empresas matrices, generalmente extranjeras, en las cuales, si existe estandarización y normatividad técnica respecto al mantenimiento.



Cabe señalar que también tanto en empresas eléctricas como en la industria se ha encontrado estas técnicas como una solución para el mantenimiento adecuado de sus instalaciones eléctricas, por lo que han sido adoptadas sin problema en estos últimos años, a pesar de los costos significativos que representa la adquisición de los equipos y/o la contratación del servicio.

En la Tabla N° 4.1 se muestra las frecuencias de mantenimiento de REP y LDS

Tabla N° 4.1 Frecuencias de mantenimiento de REP y LDS

Equipo	Descripción	Frecuencia	Frecuencia(años)	
			LDS	REP
	Pruebas según Guía	IEEE 62	LDS	REP
Devanados	Resistencia del Devanado	1 /año	3 / PD	Condición
	Relación/Polaridad/Fase	1 /año	3 / MC	1/5 años
	Corriente de Excitación	1 /año	3 / PD	1/2 años
	Impedancia de Corto Circuito	1 /año	PS / PD	Condición
	Resistencia del Aislamiento	1 /año	3	Condición
	Capacitancia/Factor de potencia/Factor de Disipación	1 /año	3 / PD	1/2 años
	Tensión Inducida	1 /año		Fabrica
	Descarga parcial	1 /año		Fabrica
Bushing	Visual	1 /año		2/año
	Nivel de aceite	1 /año		2/año
	Capacitancia/Factor de potencia/Factor de Disipación	1 /año	3	1/2 años
	Descarga parcial	1 /año		Fabrica
Aceites	Acidez, Numero de Neutralización	1 /año	1	1/2 años
	Resistencia Dieléctrica	1 /año	1	1/2 años
	Color	1 /año	1	1/2 años
	Gas Disuelto	1 /año	6	2/año
	Tensión Interfacial (ITF)	1 /año	1	1/2 años
	Conteo de Partículas	1 /año	PS	1/2 años
	Factor de potencia	1 /año	1	1/2 años
	Contenido de Bifenil Policlorado (PCB)	1 /año	PS	Condición
	Condición de Sedimentación	1 /año	PS	1/2 años
	Visual (Cromatografía)	1 /año	1	2/año
	Contenido de Agua	1 /año	1	2/año
	Gravedad Específica	1 /año		1/2 años
Tap	Inspección para LTC	1/5 años		1/5 años
	Inspección para Deserginzada	1/5 años	1/5 años	1/5 años
Nucleo	Resistencia de Aislamiento	1 /año	3	Condición
	Tierras Inadvertidas	1 año		Condición
Dispositivos	Sistemas de Enfriamiento	1 /año	1	1 /año
	Intercambiadores de calor	1 /año	1	1 /año
	Sistemas de bombeo	1 /año		1 /año
	Fallas de Reles	1 /año		1 /año
	Medidores	1 /año		1 /año

Simbología: 1 = Anual  
 2 = C / 2 años  
 3 = C / 3 años  
 4 = C / 4 años  
 5 = C / 5 años  
 6 = 1 a 2 veces / año (Depende de la importancia del equipo)  
 PD = Cuando se produce defecto y/o falla  
 MC = C / Inspección y/o Mantto. OLTC  
 PS = Puesta en servicio

Esta información es referencial, ya que la frecuencia de mantenimiento está en función de la evaluación de la condición del equipamiento y de la confiabilidad que se espera obtener para algunos equipos específicos, dada la criticidad (importancia) del subsistema al cual el forma parte, por tanto, es una evaluación que cada empresa debe hacer.

#### **4.3 Datos y Tablas: Devanados**

Para mejor presentación se ha puesto esta información por favor refiérase al Anexo D

#### **4.4 Datos y Tablas: Bushings**

Para mejor presentación se ha puesto esta información por favor refiérase al Anexo E

#### **4.5 Datos y Tablas: Aceite**

Para mejor presentación se ha puesto esta información por favor refiérase al Anexo F

## **CAPITULO V**

### **ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DISPONIBLES**

#### **5.1 Generalidades**

La tecnología de Pruebas en Corriente Alterna (CA) se iniciaron en los años 1930 y casi en forma paralela las tecnologías de prueba en corriente directa (CD).

Las pruebas CA han demostrado a través del tiempo que son las mas sensibles a los cambios (movimiento físico, deformación, deterioro ó contaminación), en una ó más de las características fundamentales del aislamiento, a diferencia de las pruebas en CD, así mismo las pruebas CA tienen la característica de “repetividad”, por lo que permiten el seguimiento de un parámetro. Por esta razón las pruebas CA han evolucionado tecnológicamente con mayor rapidez a través de los años.

En este Capitulo 5 se presentarán las alternativas tecnológicas y fabricante de equipos de prueba existentes en el mercado así como sus especificaciones técnicas básicas para su elección.

#### **5.2 Equipos de Prueba de Factor de Potencia, Capacitancia y Reactancia Dispersión**

Los fabricantes de equipos en orden de experiencia para medición del Factor de Potencia y Capacitancia son los siguientes:

- DOBLE (M4000),
- TETTEX 2816/2818
- BIDDLE
- MEGGER
- SOKEN
- G.M. FRASER

Las especificaciones técnicas básicas para el equipo de prueba se presentan en el siguiente Tabla N° 5.1:

Tabla N° 5.1 Especificaciones Técnicas de equipos de Prueba de Capacitancia y Factor de Potencia

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNID.	REQUERIDO
I.	ANALIZADOR DE AISLAMIENTO		
1.	DATOS GENERALES		
1.1.	Equipo		Analizador Automático de Aislamiento
1.2	Normas Stock and Vibrations: ASTM D999.75 ó Equivalente ANSI/ IEEE C 37.90.1 ó Equivalente IEC 801-2 ó Equivalente IEEE STD 62-1995 ó Similar ANSI/ IEEE C 57.12.00 (1987) ó Similar ANSI/ IEEE C 57.12.90 (1987) ó Similar IEEE 268 ó Similar		Si
2.1.	FRECUENCIA DE PRUEBA		
	Rango	Hz	45 – 65
	Resolución	Hz	0.1
	Precisión (lectura)	%	± 1
	Debe generar frecuencia de prueba independiente de la frecuencia de la red.		Si
2.2.	TENSIÓN DE PRUEBA		
	Rango		50 V – 12 kV
	Resolución	kV	0.001
	Precisión de lectura	%	± 1.0
2.3.	CORRIENTE DE PRUEBA		
	Rango	A	0 – 5
	Resolución	mA	0.001

	Precisión de lectura	%	$\pm 1.0$
	Corriente máxima a 10 ó 12 kV	mA	300
3.	VALORES DE PRUEBA A DETERMINAR		
3.1.	CAPACITANCIA		
	Rango		0 – 4 $\mu$ F
	Resolución	pF	0.1
	Precisión de lectura	%	$\pm 0.5$
3.2.	INDUCTANCIA		
	Rango		10H a 1 MH
	Resolución	H	0.01
	Precisión de lectura	%	$\pm 0.5$
3.3.	WATTS		
	Rango	kW	0 – 2
	Resolución	mW	0.5
	Precisión de lectura	%	$\pm 2$
3.4.	FACTOR DE POTENCIA		
	Rango	%	0 – $\pm 100$
	Resolución		0.0001
	Precisión de lectura	%	$\pm 1$
3.5.	PRUEBA DE TANGENTE DELTA		
	Rango	%	0 – $\pm 900$
	Resolución		0.0001
	Precisión de lectura	%	$\pm 1$
4.	CARACTERÍSTICAS CONTRUCTIVAS		
4.1.	BLINDAJE TIPO FARADAY INCORPORADO		SÍ
4.2.	CIRCUITOS DE SEGURIDAD INCORPORADOS		
	Un circuito interno de seguridad de conexión a tierra.		SÍ

	Un circuito interno de seguridad para interrumpir la prueba.		SÍ
5.	<p>CARACTERÍSTICAS DE CONFIGURACIÓN DEL CONEXIONADO PARA LA EJECUCIÓN DE LAS PRUEBAS DE FACTOR DE POTENCIA/ TANGENTE DELTA</p> <p>Según: "IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors - Annex A" (Pág. 54).</p>		
5.1.	Modo de prueba UST. La elección de este modo es vía Software.		SÍ
5.2.	Modo de prueba GST. La elección de este modo es vía Software.		SÍ
5.3.	Modo de prueba GST-Guard. La elección de este modo es vía Software.		SÍ
6.	CARACTERÍSTICAS DE OPERACIÓN		
6.1.	TIEMPO MÁXIMO DE MEDICIÓN A 10 kV		
	200 mA @ 10 kV	Minutos	Mínimo: 30
	100 mA @ 10 kV	Sg	Permanente
6.2.	TEMPERATURA DE OPERACIÓN	°C	-20 hasta +50
6.3.	TEMPERATURA DE ALMACENAJE	°C	-20 hasta +70
6.4.	HUMEDAD	%	90
6.5.	PESO	kg	Máximo: 50
6.6.	DIMENSIONES	mm x mm x mm	Indicar

II.	CONTROLADOR Y DEMÁS APARATOS A SUMINISTRAR		
7.	EQUIPOS A SUMINISTRAR		
7.1	CONTROLADOR DEL ANALIZADOR		
	Cantidad		01
	Pantalla a Color		LCD
	Impresora termográfica		SÍ
	Sistema Operativo Microsoft Windows XP Home Edition.		SÍ
	Mouse incluido (se puede utilizar Mouse externo)		SÍ
	CPU Pentium Celeron 566 Mhz		SÍ
	RAM de 128 MB		SÍ
	Disco Duro de 10 GB		SÍ
	Tarjeta Fax/ Modem de 56 kHz		SÍ
	Un puerto Ethernet		SÍ
	Rueda: La cubierta exterior debe ser de Plástico ABS sobre un chasis de aleación de aluminio que soporta de usos rudo (golpes).		SÍ
	Visibilidad: Debe tener alto contraste y pantalla completamente visible bajo la luz solar. Asimismo, debe tener un control de luz de respaldo para condiciones de poca luz ambiental.		SÍ
	Protección de pantalla: Su sistema de pantalla debe incorporar un calentador de temperatura.		SÍ
7.2.	MÓDULO PARA CALIBRACIÓN DEL ANALIZADOR DE AISLAMIENTO EN CAMPO		
	Cantidad		01



	Este módulo de calibración debe estar incorporado dentro del Analizador, y debe ser fácilmente desmontable para enviarlo al fabricante para la respectiva calibración.		SÍ
7.3.	SENSOR DE TEMPERATURA Y HUMEDAD RELATIVA DEL AMBIENTE.		
	Cantidad		01
	Rango	°C	-20 hasta +50
	Resolución	°C	0.1
	Precisión de lectura	°C	±4
	Este Sensor debe medir la temperatura y humedad relativa del ambiente en donde se realiza la prueba.		SÍ
	Este Sensor debe poseer una base magnética que le permite "adherirse o fijarse" en cualquier tipo de estructura de acero, aterrizadas o no aterrizadas.		SÍ
7.4.	TRANSPORTADOR PARA EL ANALIZADOR DE AISLAMIENTO		
	Cantidad		01
	Diseño Plegable		SÍ
	Forma Ergonómica		SÍ
	Peso	kg	Indicar
	Debe incluir una plataforma en su estructura para poder colocar el Controlador y también incluir los tomacorrientes.		SÍ
7.5.	CAJAS DE PLÁSTICO DE ALTA DENSIDAD Y RESISTENCIA		
	Cantidad: Nota: Una caja especialmente diseñada para el Analizador de Aislamiento, y la otra para el Controlador.		02

	Estas deben ser cajas de plástico de alta densidad y resistencia, que permiten proteger a los módulos que contienen de golpes, caídas, vibraciones, etc.		SÍ
	Interiormente debe estar revestido de material esponjoso (u otro equivalente) que absorbe impactos considerables.		SÍ
	Debe proteger a los módulos de la excesiva humedad, contaminaciones, etc.		SÍ
8.	ACCESORIOS A SUMINISTRAR		
	Un (01) cable de alta tensión (mínimo de 12 kV): para el modo de prueba GST, UST y/o GST-Guard.		SÍ
	Dos (02) cables de prueba de baja tensión: para ejecutar el modo de prueba GST, UST y/o GST-Guard		SÍ
	Un (01) cable a tierra.		SÍ
	Dos (01) switch de seguridad manuales para interrumpir la prueba.		SÍ
	Un (01) cable y para comunicarse directamente con el Controlador.		SÍ
	Un (01) cable de alimentación para el Analizador		SÍ
III.	SOFTWARE		
10.	SOFTWARE PARA ANÁLISIS		SÍ
10.1.	Plantillas de Pruebas predefinida por el Software, según sea el equipo de potencia que se está probando (Plantilla de prueba predefinida para transformadores de potencia, para interruptores de potencia, etc.)		SÍ

10.2.	Con opción para comparar los datos de pruebas medidos.		SÍ
10.3.	Con opción de aplicar los límites de datos de pruebas dadas por el fabricante o por estándares.		SÍ
10.4.	Con opción de aplicar los límites de datos de pruebas especificados por el usuario.		SÍ
10.5.	Con opción para permitir el ingreso de los datos de placa para el diagnóstico.		SÍ
10.6.	Con opción para aplicar curvas de corrección por temperatura durante el diagnóstico.		SÍ
10.7.	Con opción para comparar pruebas contra resultados de unidades similares		SÍ
10.8.	Con opción generar reportes con datos numéricos.		SÍ
10.9.	Con opción para generar tendencia y comparaciones históricas con base de datos relacional.		SÍ
10.10.	Con capacidad de organizar y centralizar los datos y resultados obtenidos de los diferentes equipos de potencia.		SÍ
10.11.	Incluye ventanas amigables para el rápido y fácil manejo de a los datos.		SÍ

### 5.3 Equipos de Prueba de FRA

Los fabricantes de equipos en orden de experiencia para FRA son los siguientes:

- DOBLE (M5100),
- FRAMIT
- PHENIX
- STARLOGIC
- HP SPECTRUM ANALYZER
- TRAFTEK

Las especificaciones técnicas básicas para el equipo de prueba se presentan en la siguiente Tabla N° 5.2

Tabla N° 5.2 Especificaciones Técnicas de equipo FRA

ÍTEM	CARACTERÍSTICAS	UNID.	ESPECIFICACION BASICA
1.	DATOS GENERALES		
1.1	Fabricante		Indicar
1.2	Procedencia		Indicar
1.3	Tipo o modelo		Indicar
1.4	Equipo		Sistema Analizador FRA
2.	Controlador		SÍ
2.1.	Procesador		Mínimo, Pentium IV, 500 MHz w/256 MB SDRAM
2.2.	Sistema Operativo		Windows 2000/XP
2.3.	Puertos de Comunicación		1 Puerto paralelo 1 puerto Ethernet 2 Puertos USB
2.4.	Unidad de almacenamiento de datos		Disco Duro de 15 GB, Floppy Drive 3.5", CDROM
2.5.	Teclado		Indicar
2.6.	Display		SVGA, 10.4", color TFT
3.	Fuentes Análogas		SÍ

3.1.	Número de canales	Canales	1
3.2.	Rango de Frecuencia	Hz	10 Hz – 10 MHz
3.3.	Salida de Voltaje	Voltios	10 Volt. pico a pico en 50 Ohms
3.4.	Acoplamiento de Salida		DC
3.5.	Impedancia de Salida	Ohm	50
3.6.	Protección		Protegido contra cortocircuitos
4.	Entradas Análogas		
4.1.	Número de canales	Canales	2
4.2.	Toma de Muestras		Simultáneamente, en los 2 canales de entrada
4.3.	Rango de la Frecuencia	Hz	10 Hz – 10 MHz
4.4.	Ancho de Banda Máximo	MHz	10
4.5.	Impedancia de Entrada	Ohm	50
4.6.	Tasa de Muestreo Máxima	100 MS/s	100
4.7.	Protección de Entrada	Vdc	± 42, continuo
4.8.	Intervalos de calibración		Con capacidad de auto calibración en campo (en uso). Certificación de laboratorio
5	Software		SÍ
5.1.	Para el Instrumento		Indicar
5.2.	Para la PC		Compatible con los Sistemas Operativos Windows 98/2000/NT 4.0
6.	Colección de Datos		SÍ

6.1.	Metodo de Prueba		BARRIDO DE FRECUENCIA (PRUEBAS A DIFERENTES VALORES DE FRECUENCIA, CONFIGURABLE POR EL USUARIO)
6.2.	Rango de la Frecuencia de Prueba	Hz	10 Hz – 10 MHz, manteniendo el mismo nivel de energía por cada frecuencia
6.3.	Número de Puntos		1250                   logarítmicamente espaciado
6.4.	Aproximación		±1dB, desde 0 a -80 dB
6.5.	Ancho de Banda IF		10 % de la frecuencia activa
7.	Datos del Display		SÍ
7.1.	Escalas		Lineal/                   Logarítmica, configurable.
7.2.	Rango de la Frecuencia	Hz	10 Hz – 10 MHz, Definido por el Usuario dentro del rango de frecuencia
7.3.	Ejes de Ploteo		Frecuencia vs. Magnitud/fase
8.	Datos Físicos		
8.1.	Peso del Instrumento	Kg.	15
8.2.	Dimensiones		-
8.3.	Cubierta		De alto impacto, moldeada, retardante a la flama ABS.
8.4.	Especificaciones de pruebas para inmunidad de golpes severos y vibración.		International Safe Transit Association Testing Procedure 1A for Resistance to Transport Shock and Vibration
8.5.	Voltaje de Entrada AC	Vca	90 – 265
8.6.	Frecuencia de Entrada AC	Hz	50 ó 60
8.7.	Protección AC	A	5,(aperturador de circuito)
9.	Especificaciones Ambientales		SÍ

9.1.	Temperatura Ambiental de Operación	C	0 a 50
9.2.	Norma sobre Temperatura Ambiental de Operación		IEC-60068-2-1 y IEC-60068-2-2
9.3.	Humedad Relativa de Operación	%	10 a 90, sin condensación
9.4.	Norma sobre Humedad Relativa de Operación		IEC-60068-2-2
9.5.	Temperatura ambiental de Almacenaje	C	-20 a 70
9.6.	Norma sobre Temperatura ambiental de Almacenaje		IEC-60068-2-1 y IEC-60068-2-2
9.7.	Humedad Relativa de Almacenaje	%	5 a 90, sin condensación
9.8.	Norma sobre Humedad Relativa de Almacenaje.		IEC-60068-2-56



## CONCLUSIONES

1. En general las pruebas para mantenimiento a un transformador de potencia están asociadas a los componentes o partes del transformador de acuerdo al “Cuadro de Clasificación de Pruebas” del Capitulo I
2. Las Pruebas de Capacitancia, Factor de Potencia, Reactancia de Dispersión y Análisis de Respuesta a la Frecuencia , son sensibles a los cambios y permiten la evaluación exitosa del estado del aislamiento (Factor de Potencia, Así como del estado físico (Capacitancia, Reactancia de Dispersión y FRA)
3. Las pruebas en orden de mayor sensibilidad a los cambios geométricos son FRA, Reactancia de Dispersión y por último capacitancia
4. Para una exitoso seguimiento de mantenimiento preventivo se requieren los siguientes pruebas:
  - Factor de Potencia (En campo),
  - Capacitancia (En campo)
  - Reactancia de Dispersión (En campo)
  - FRA (En campo)
  - Corriente de Excitación (En campo)
  - TTR (En campo)
  - Resistencia de Devanados (En campo),
  - Gases en aceite (En laboratorio)
  - Calidad del aceite (En laboratorio).

De estas pruebas, en el presente informe se han desarrollado las mas especializadas asociadas a pruebas eléctricas de Corriente Alterna,

5. La información y experiencia recopilada en el presente informe es de gran ayuda para entender las técnicas modernas de pruebas para el transformador de potencia

## **ANEXO A: Terminología**

**A.1 Canal de dispersión:** Espacios entre devanados, dentro de devanados y entre devanado y tanque (o pantalla del tanque).

**A.2 Bushing (transformadores de distribución y potencia):** Estructura aislante que incluye un conductor central, o que provee un ducto central para un conductor, con provisión para el montaje sobre un soporte (aislante).

**A.3 Mediciones y pruebas de diagnóstico en campo (equipos de potencia):** Procedimientos que se realizan en el sitio (campo) sobre el equipo completo o en sus componentes con el propósito de determinar su conformidad para ponerlo en servicio.

**NOTA -** Los parámetros medidos difieren de aparato a aparato y pueden incluir cantidades eléctricas, mecánicas, químicas, térmicas, etc. La interpretación de los resultados es usualmente basada en un cambio en las medidas características y/o por la comparación con un criterio preestablecido. Las pruebas normalmente son llevadas a cabo en intervalos regulares basados en la experiencia de usuarios y/o las recomendaciones de fabricantes. Estas pruebas también pueden realizarse en el aparato defectuoso para determinar su estado y/o causa de falla.

**A.4 Descarga parcial (PD):** Descarga eléctrica que solo puentea parcialmente el aislamiento entre conductores.

**A.5 Factor de potencia (dieléctrico):** El coseno del ángulo de la fase entre una tensión sinusoidal aplicada a través de un dieléctrico (o combinaciones de dieléctricos) y la corriente resultante a través del sistema dieléctrico.

## **ANEXO B: Medición del factor de potencia**

### **B.1 Generalidades**

Los equipos más modernos de prueba de pérdidas dieléctricas están equipados con un selector de configuración de prueba que simplifica la prueba de sistemas de aislamiento complejos. La selección disponible incluye especímenes de prueba sin aterrizar (UST), especímenes conectados a tierra (GST), y espécimen conectado a tierra con guarda. Estas configuraciones permiten que cada sección del sistema de aislamiento complejo pueda ser probada separadamente.

Es importante, si es posible, probar secciones individuales, para prevenir ocultación de deterioros en pequeñas secciones.

### **B.2 Espécimen de prueba No aterrizado (UST)**

La configuración del UST es usada para medir entre dos terminales un espécimen de prueba que no ha sido aterrado, o que pueden ser sacados de tierra. En la configuración UST, la corriente que fluye en el aislamiento entre el terminal de tensión y el terminal de medición del instrumento es medida, y el flujo de corriente a tierra no es medida. Esta configuración es ilustrada en la Fig. B.1.

### **B.3 Espécimen de prueba Aterrizado (GST)**

La configuración GST permite probar de un terminal no aterrizado a un terminal o terminales aterrizados. En el GST, toda la corriente que fluye a tierra es medida por el equipo de prueba. Esta configuración es ilustrada en la Fig. B.2.

### **B.4 Espécimen de prueba Aterrizado con Guarda**

La configuración GST-Guarda permite que la corriente indeseada se desvíe del circuito de medición, y habilita pequeñas secciones de aislamiento para ser probadas individualmente. Solo las corrientes a tierra son medidas usando una configuración GST-Guarda. La corriente fluye a los terminales de guarda no son medidas. La configuración es ilustrada en la Fig. B.3.

## B.5 Sistemas de Aislamiento simples y complejos

### B.5.1 Sistema Simple

Un sistema de aislamiento simple consiste en dos terminales separados por aislamiento, y se representa como solo un condensador. Un ejemplo de un sistema simple es un equipo bushing con su conductor central y montando en una base o brida como dos electrodos.

### B.5.2 Sistema Complejo

Un sistema aislante complejo consiste en tres o más terminales aislados uno del otro. Un sistema de tres terminales puede ser presentado como una red de tres condensadores, y un sistema de cuatro terminales por seis condensadores (ver Fig. B.4 y B.5). Los Transformadores de Dos devanados son sistemas complejos.

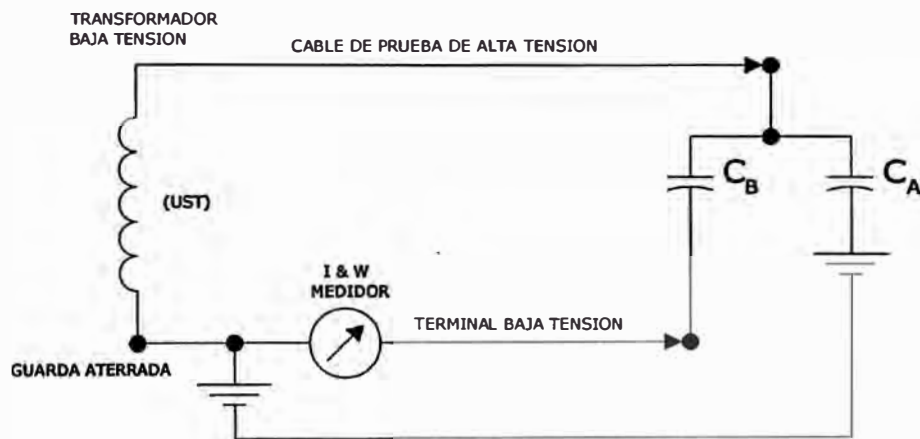


Fig. B.1 UST (Ungrounded Specimen Test) : solo  $C_B$  es medido.

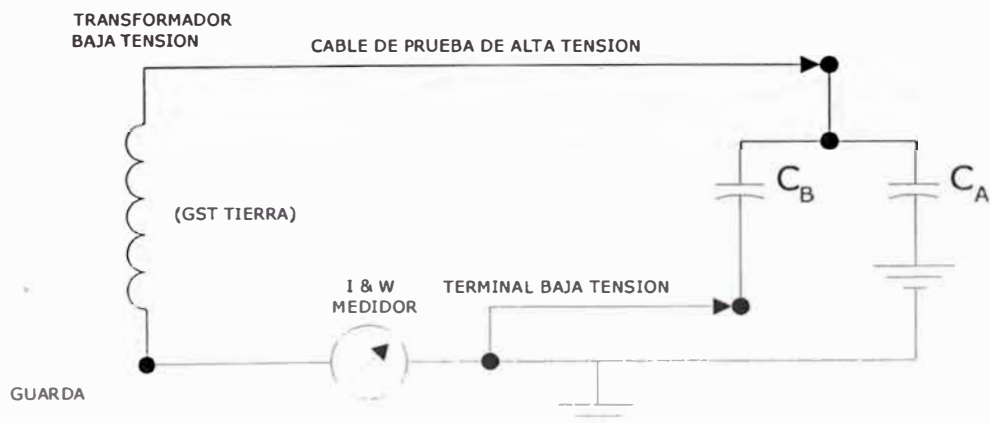


Fig. B.2 GST (Grounded Specimen Test) :  $C_A$  y  $C_B$  son medidos

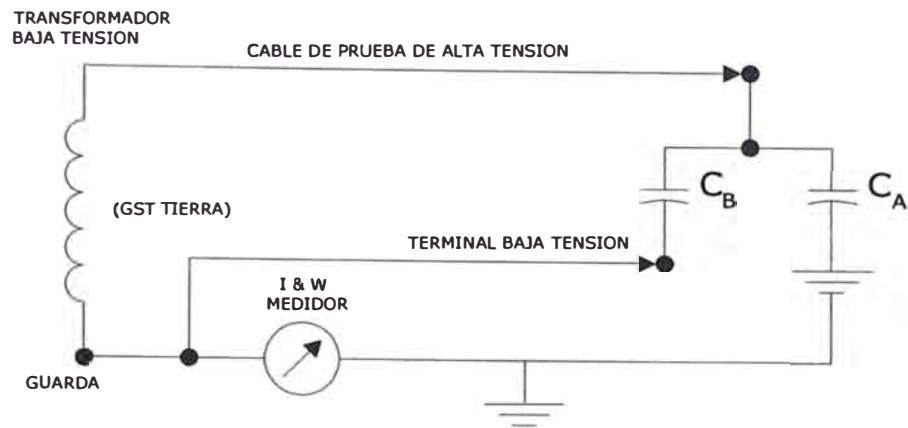


Fig. B.3 GST (Grounded Specimen Test) : Solo CA es medido

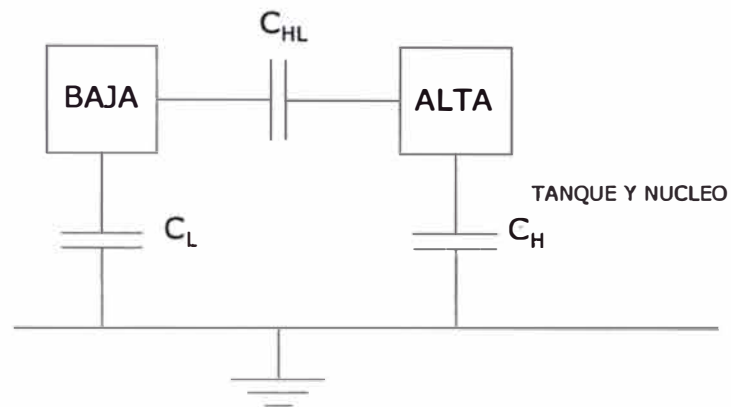


Fig. B.4 Transformador de Dos Devanados

Tabla N° B.1

Modo Prueba	Energice	Tierra	Guarda	UST	Medida
GST	Alta	-	Baja	-	CH
GST	Baja	-	Alta	-	CL
Prueba alternativa para CHL					
UST	Alta	-	-	Baja	CHL
UST	Baja	-	-	Alta	CHL

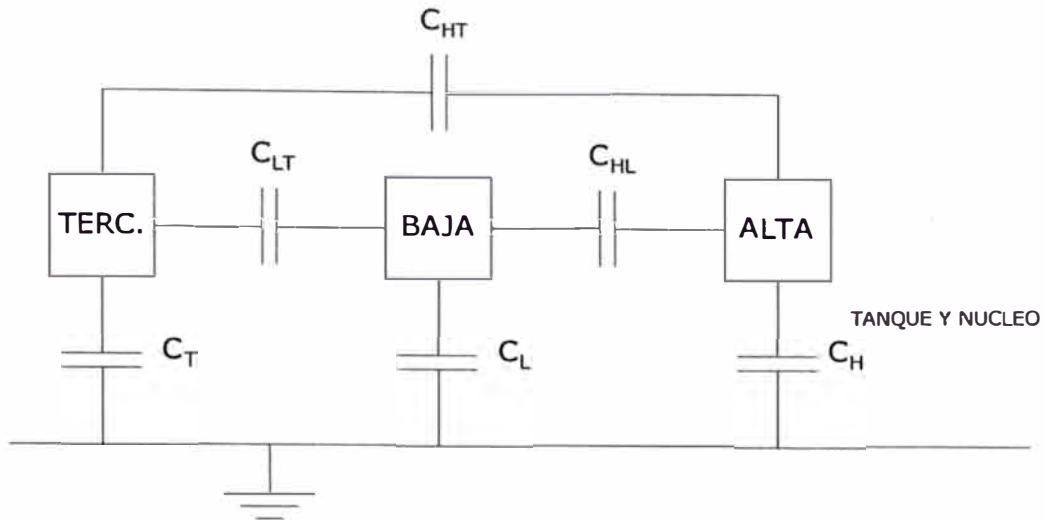


Fig. B.5 Transformador de Tres Devanados

Tabla N° B.2

Modo Prueba	Energice	Tierra	Guarda	UST	Medida
GST	Alta	-	Baja, Terc.	-	CH
GST	Baja	-	Terc., Alta	-	CL
GST	Terc.	-	Alta, Baja	-	CT
Pruebas Suplementarias para aislamiento inter-devanados					
UST	Alta	Terc.	-	Baja	CHL
UST	Baja	Alta	-	Terc.	CLT
UST	Terc.	Baja	-	Alta	CHL



## ANEXO C: Frecuencias de Mantenimiento recomendadas por NETA

# Frequency of Maintenance Tests

## Appendix B from MTS-01

### *NETA Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and Systems*

NETA recognizes that the ideal maintenance program is reliability-based, unique to each plant and to each piece of equipment. In the absence of this information and in response to requests for a maintenance timetable, NETA's Standards Review Council presents the following time-based maintenance schedule and matrix.

One should contact a NETA Full-Member company for a reliability-based evaluation.

The following matrix is to be used in conjunction with NETA's Frequency of Maintenance Tests table. Application of the matrix is recognized as a guide only.

Specific condition, criticality, and reliability must be determined to correctly apply the matrix. Application of the matrix, along with the culmination of historical testing data and trending, should provide a quality electrical preventive maintenance program.

MAINTENANCE FREQUENCY MATRIX				
		EQUIPMENT CONDITION		
		POOR	AVERAGE	GOOD
EQUIPMENT RELIABILITY REQUIREMENT	LOW	1.0	2.0	2.5
	MEDIUM	0.50	1.0	1.5
	HIGH	0.25	0.50	0.75

**Inspections and Tests**  
(Frequency in Months)  
Multiplier for Inspections and Tests  
(Multiply Value by Matrix)

Section	Description	Visual	Visual & Mechanical	Visual & Mechanical & Electrical
7.1	Switchgear & Switchboard Assemblies	12	12	24
7.2	Transformers			
7.2.1.1	Small Dry-Type Transformers	2	12	36
7.2.1.2	Large Dry-Type Transformers	1	12	24
7.2.2	Liquid-Filled Transformers	1	12	24
	Sampling	-	-	12
7.3	Cables			
7.3.2	Low-Voltage Cables	2	12	36
7.3.3	Medium- and High-Voltage Cables	2	12	36
7.4	Metal-Enclosed Busways	2	12	24
	Infrared Only	-	-	12
7.5	Switches			
7.5.1.1	Low-Voltage Air Switches	2	12	36
7.5.1.2	Medium-Voltage Metal-Enclosed Switches	-	12	24
7.5.1.3	Medium- and High-Voltage Open Switches	1	12	24
7.5.2	Medium-Voltage Oil Switches	1	12	24
7.5.3	Medium-Voltage Vacuum Switches	1	12	24
7.5.4	Medium-Voltage SF <sub>6</sub> Switches	1	12	24
7.5.5	Cutouts	12	24	24
7.6	Circuit Breakers			
7.6.1.1	Low-Voltage Insulated-Case/Molded-Case CB	1	12	36
7.6.1.2	Low-Voltage Power CB	1	12	36
7.6.1.3	Medium-Voltage Air CB	1	12	36
7.6.2.1	Medium-Voltage Oil CB	1	12	36
	Sampling	-	-	12
7.6.2.2	High-Voltage Oil CB	1	12	12
	Sampling	-	-	12
7.6.3.1	Medium-Voltage Vacuum CB	1	12	24
7.6.4.1	Extra-High-Voltage SF <sub>6</sub>	1	12	12
7.7	Circuit Switchers	1	12	12
7.8	Network Protectors	12	12	24

**Inspections and Tests**  
(Frequency in Months)  
**Multiplier for Inspections and Tests**  
(Multiply Value by Matrix)

Section	Description	Visual	Visual & Mechanical	Visual & Mechanical & Electrical
7.9	Protective Relays			
	Electromechanical	1	12	12
	Electronic	1	12	12
7.10	Instrument Transformers	12	12	36
7.11	Metering Devices	12	12	36
7.12	Regulating Apparatus			
7.12.1.1	Step-Voltage Regulators	1	12	24
	Sample Liquid	-	-	12
7.12.1.2	Induction Regulators	12	12	24
7.12.2	Current Regulators	1	12	24
7.12.3	Load-Tap-changers	1	12	24
	Sample Liquid	-	-	12
7.13	Grounding Systems	2	12	24
7.14	Ground-Fault Protection Systems	2	12	12
7.15	Rotating Machinery			
7.15.1	AC Motors	1	12	24
7.15.2	DC Motors	1	12	24
7.15.3	AC Generators	1	12	24
7.15.4	DC Generators	1	12	24
7.16	Motor Control			
7.16.1.1	Low-Voltage Motor Starters	2	12	24
7.16.1.2	Medium-Voltage Motor Starters	2	12	24
7.16.2.1	Low-Voltage Motor Control Centers	2	12	24
7.16.2.2	Medium-Voltage Motor Control Centers	2	12	24
7.17	Adjustable Speed Drive Systems	1	12	24
7.18	Direct-Current Systems			
7.18.1	Batteries	1	12	12
7.18.2	Battery Chargers	1	12	12
7.18.3	Rectifiers	1	12	24



<b>Inspections and Tests</b> (Frequency in Months) <b>Multiplier for Inspections and Tests</b> (Multiply Value by Matrix)				
Section	Description	Visual	Visual & Mechanical	Visual & Mechanical & Electrical
7.19	Surge Arresters			
7.19.1	Low-Voltage Devices	2	12	24
7.19.2	Medium- and High-Voltage Devices	2	12	24
7.20	Capacitors and Reactors			
7.20.1	Capacitors	1	12	12
7.20.2	Capacitor Control Devices	1	12	12
7.20.3.1	Reactors - Dry-Type	2	12	24
7.20.3.2	Reactors - Liquid-Filled	1	12	24
	Sampling	-	-	12
7.21	Outdoor Bus Structures	1	12	36
7.22	Emergency Systems			
7.22.1	Engine Generator	1	2	12
	Functional Testing	-	-	2
7.22.2	Uninterruptible Power Systems	1	12	12
	Functional Testing	-	-	2
7.22.3	Automatic Transformer Switches	1	12	12
	Functional Testing	-	-	2
7.23	Telemetry/Pilot Wire SCADA	1	12	12
7.24	Automatic Circuit Reclosers and Line Sectionalizers			
7.24.1	Automatic Circuit Reclosers, Oil/Vacuum	1	12	24
	Sample	-	-	12
7.24.2	Automatic Line Sectionalizers, Oil	1	12	24
	Sample	-	-	12
7.27	EMF Testing	12	12	12

## ANEXO D: Tablas y Descripciones para Interpretación : Devanados

### V. MAINTENANCE TESTS AND ANALYSIS OF RESULTS

#### A. Safety

Companies should have established safety procedures and practices as related to testing and inspection of transformers - these procedures must be strictly enforced and adhered to. The following is intended to provide general information only.

#### 1. Testing

**Safety to Personnel** - Except for certain tests (e.g. TCG, Total Combustible Gas) which do not require the apparatus to be deenergized, the equipment to be tested must be deenergized, grounded, and disconnected from the power system using established operating procedures. Typical safety procedures call for a visual check of the disconnection. If the bus is subsequently disconnected from the bushing terminals, grounds must then be connected to the apparatus terminals. Personnel should be instructed to treat all ungrounded apparatus as energized. Grounds must be removed to permit the application of test voltage or ungrounded low-voltage test leads.

Precautions must be taken to prevent personnel from contacting the bushing terminals of the transformer while under test.

Warning signs, barriers, and/or easily visible tape can be used to mark off the test area. Warning signs should conform to local, federal and company requirements, and should be taken down after completion of the tests.

**Safety Apparatus** - When the test voltage to be applied to apparatus insulation exceeds the normal operating value, there exists the possibility of failure under test. Before applying the test, consideration should be given to protection of test and other field personnel and witnesses, and to the time, material, and labor required for a possible repair or replacement. If failure could result in fire, then fire-fighting equipment should be available.

#### 2. Entering Transformers

**Combustible Gas** - Before personnel are required to enter a transformer, a measure of the total combustible gas level should be made using suitable instrumentation. If safe limits are exceeded, then the gas space must be purged with dry air.

**Adequate Oxygen** - Large power transformers are usually shipped without oil to reduce weight. To prevent the entrance of moisture during transit, the tank is usually filled with dry air or nitrogen gas under pressure. If a unit is shipped under nitrogen, the gas must be replaced with dry air (at least 19.5% oxygen) before permitting anyone to enter the transformer.

### CAUTION

#### NITROGEN GAS WILL CAUSE ASPHYXIATION

Dry air should be used to prevent moisture from entering the transformer. (Dry air is air with an oxygen content of at least 19.5% and should have a dewpoint of at least  $-58^{\circ}\text{C}$  in conformance with ASTM D 3283.)

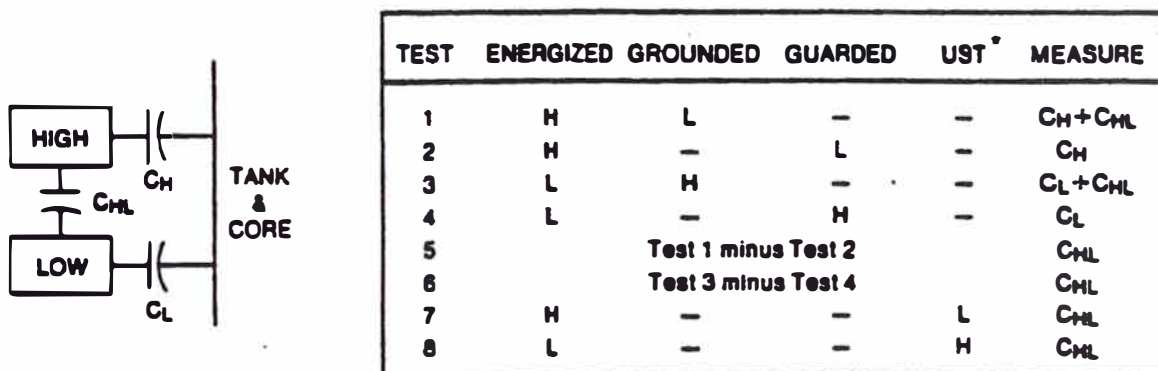
When personnel are required to enter a transformer, dry air should be allowed to replace the oil as the oil is pumped out. If personnel are to enter a transformer in which all the oil has been removed, a dry air supply should be introduced through a bottom inlet or by some means into a low area of the transformer. Dry air flow should be maintained at all times when access holes or bushing holes are

open (removal of insulating oil from a transformer in which personnel will enter requires precautions to ensure that the oxygen content is maintained at 19.5% prior to personnel entering). The quantity of dry air being admitted should be such that its escape is noticeable when access holes or bushing holes are open. A cover may be placed over open access holes to conserve air. The work should be performed in such a sequence that when accessories such as bushings are being installed, only one port other than the access holes will be open at any one time.

### 3. Dielectric-Loss and Power-Factor Tests (Dissipation Factor—See Appendix A)

#### .. Winding Insulation

Power-factor testing is concerned primarily with the detection of problems existing or developing in the ground insulation, interwinding insulation, bushings and oil in a transformer.



\*Ungrounded-Specimen Test

Two-Winding Transformer Test

FIGURE 5-1

Figure 5-1 shows in simplified form a typical two-winding transformer and the standard series of power-factor tests applied to it:

$C_H$  refers to all insulation between the high-voltage conductors and grounded parts, including bushings, winding insulation, structural insulating members, and oil.

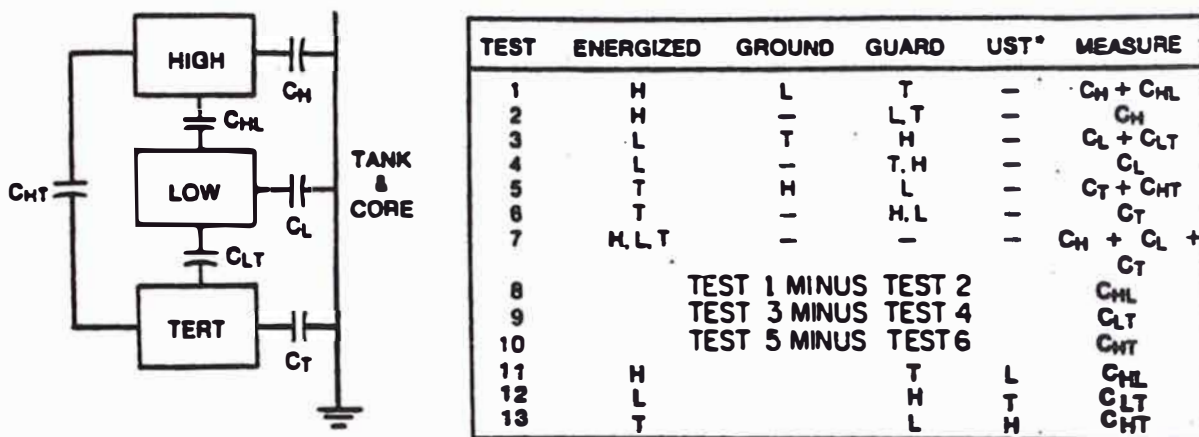
$C_L$  refers to same parts and materials between the low-voltage conductors and grounded parts.

$C_{HL}$  refers to all winding insulation, barriers and oil between the high- and low-voltage windings.

Tabulated in Figure 5-1 are the standard series of tests (1 to 4), two calculated values, and two supplementary tests—illustrating how data pertaining directly to  $C_H$ ,  $C_L$  and  $C_{HL}$  are obtained without need for physical isolation of transformer parts or sections.

Test data are recorded in terms of alternating charging current and dielectric-loss, from which power factors are calculated.

Figure 5-2 illustrates the same simplified dielectric circuit for a three-winding transformer.



\*Ungrounded-Specimen Test

Three -Winding Transformer Test

FIGURE 5-2

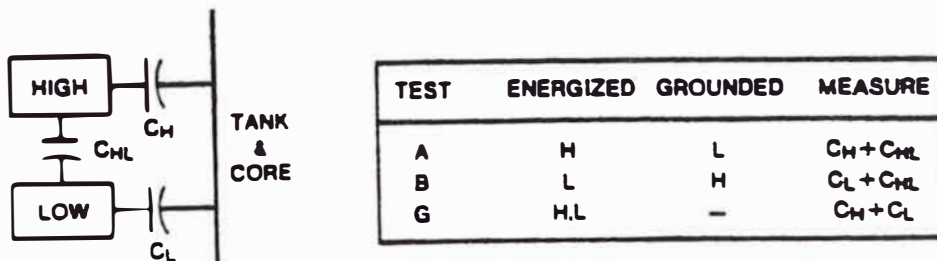
$C_H$ ,  $C_L$ , and  $C_{HL}$  are as defined above for a two-winding transformer.

$C_T$  refers to all insulation between the tertiary-voltage conductors and grounded parts, including bushings, winding insulation, structural insulating members, and oil.

$C_{LT}$  refers to all winding insulation, barriers and oil between the low- and tertiary-voltage windings.

$C_{HT}$  refers to all winding insulation, barriers and oil between the high- and tertiary-voltage windings.

Figure 5-3 illustrates a system for lumped measurements on a two-winding transformer. Three measurements are made, the first two (A and B) include ground and interwinding insulation, and the third (G) includes the combined ground insulations of the high-and low-voltage windings. The power factors recorded for the three measurements are the weighted averages of the two components involved in each.



Two-Winding Transformer Lumped Measurements

FIGURE 5-3



Factory tests, in many cases, are of the type illustrated in Figure 5-3. It should be obvious that, if a condition of high power factor exists in one component ( $C_H$  for example), it may be masked in Test A of Figure 5-3 but accentuated in Test 2 of Figure 5-1 which permits separate determination of  $C_H$ ,  $C_L$  and  $C_{HL}$ . The obvious solution is to standardize on the method illustrated in Figure 5-1. It is consistent with Method II in ANSI/IEEE C57.12.90, "Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers," and is the test method used almost universally in the field. It increases the sensitivity of the power-factor test to localized conditions. The method permits individual measurements of charging currents and dielectric-loss for  $C_H$  and  $C_L$ , and power factors are calculated from these. Currents and losses for Tests 2 and 4 are subtracted from those recorded for Tests 1 and 3 to obtain data for a power-factor calculation for  $C_{HL}$ , as in 5 and 6 in Figure 5-1. If desirable,  $C_{HL}$  may be measured directly by the Ungrounded-Specimen Test (UST) method.

For a two-winding transformer tested by ANSI/IEEE Method I (Figure 5-3), on the basis of the three sets of capacitance and power-factor readings, the individual  $C_H$ ,  $C_L$ , and  $C_{HL}$  power factors could be computed using the formulas given in Appendix B at the end of this section. However, it is recommended that transformer purchase specifications specifically stipulate that the transformer power-factor data supplied by the manufacturers be obtained in conformance with users field practice (i.e., Method II of ANSI/IEEE C57.12.90).

New transformers, as delivered, should have power factors not exceeding 0.5% (20°C). There should be reasonable justification by the supplier for values in excess of this. If the higher values are caused by materials with inherently high power factor, their replacement should be encouraged because of their masking effect on an otherwise valuable tool. It is not advisable to energize a transformer received with a power factor in excess of 1.0%, without complete internal inspection, consultation with the manufacturer, and drying, as indicated.

The effects of temperature on power factor is a most important consideration, since the magnitude of power factor recorded on a given specimen varies with temperature, and account must be taken of this in comparing data recorded for: the same unit in the field versus the factory; for the same unit on different occasions in the field; and for groups of similar units.

Table I includes three existing curves used by Doble clients to correct the winding-to-ground and interwinding power factors for temperature.

The power factors recorded for routine overall tests provide information regarding the general condition of the ground and interwinding insulation of transformers. They also provide a valuable index of dryness of a transformer, and are helpful in detecting undesirable operating conditions and failure hazards resulting from moisture, carbonization of insulation, defective bushings, contamination of oil by dissolved materials or conducting particles, improperly grounded or ungrounded cores, etc.

**TABLES OF MULTIPLIERS FOR USE IN CONVERTING POWER-TRANSFORMER  
POWER FACTORS AT TEST TEMPERATURES TO POWER FACTORS AT 20°C**

Test Temperature		(1) DOBLE Oil and Oil-Filled Power Transformers (Free-Breathing and Older Conservator Types)	(2) AIEE Oil-Filled Power Transformers (Sealed, Gas-Blanketed and Modern Conservator Types) Through 161 kV (750 kV BIL)	(3) TRANSFORMER COMMITTEE Oil-Filled Power Transformers (Sealed, Gas-Blanketed and Modern Conservator Types) 230 kV. Up (Above 750 kV BIL)
°C	°F			
0	32.0	1.56	1.57	.95
1	33.8	1.54	1.54	.96
2	35.6	1.52	1.50	.96
3	37.4	1.50	1.47	.97
4	39.2	1.48	1.44	.98
5	41.0	1.46	1.41	.98
6	42.8	1.45	1.37	.98
7	44.6	1.44	1.34	.99
8	46.4	1.43	1.31	.99
9	48.2	1.41	1.28	.99
10	50.0	1.38	1.25	.99
11	51.8	1.35	1.22	1.00
12	53.6	1.31	1.19	1.00
13	55.4	1.27	1.16	1.00
14	57.2	1.24	1.14	1.01
15	59.0	1.20	1.11	1.01
16	60.8	1.16	1.09	1.01
17	62.6	1.12	1.07	1.01
18	64.4	1.08	1.05	1.00
19	66.2	1.04	1.02	1.00
20	68.0	1.00	1.00	1.00
21	69.8	.96	.98	1.00
22	71.6	.91	.96	.99
23	73.4	.87	.94	.99
24	75.2	.83	.92	.98
25	77.0	.79	.90	.98
26	78.8	.76	.88	.97
27	80.6	.73	.86	.97
28	82.4	.70	.84	.96
29	84.2	.67	.82	.95
30	86.0	.63	.80	.95
31	87.8	.60	.78	.94
32	89.6	.58	.76	.94
33	91.4	.56	.75	.93
34	93.2	.53	.73	.93
35	95.0	.51	.71	.92
36	96.8	.49	.70	.91
37	98.6	.47	.69	.91
38	100.4	.45	.67	.90
39	102.2	.44	.66	.89
40	104.0	.42	.65	.89
41	105.8	.40	.63	.88
42	107.6	.38	.62	.87
43	109.4	.37	.60	.86
44	111.2	.36	.59	.86
45	113.0	.34	.57	.85
46	114.8	.33	.56	.84
47	116.6	.31	.55	.83
48	118.4	.30	.54	.83
49	120.2	.29	.52	.82
50	122.0	.28	.51	.81
52	125.6	.26	.49	.79
54	129.2	.23	.47	.77
56	132.8	.21	.45	.75
58	136.4	.19	.43	.72
60	140.0	.17	.41	.70
62	143.6	.16	.40	.67
64	147.2	.15	.38	.65
66	150.8	.14	.36	.62
68	154.4	.13	.35	.59
70	158.0	.12	.33	.55
72	161.6	.12	.32	
74	165.2	.11	.31	
76	168.8	.10	.30	
78	172.4	.09	.28	
80	176.0	.09	.27	

## ANEXO E : Tablas y Descripciones para Interpretación : Bushings

### SUGGESTED POWER FACTORS FOR BUSHINGS Percent at 20°C

#### CONDENSER BUSHINGS—Oil Impregnated Paper Design

Modern oil-impregnated paper-insulated condenser-type bushings generally have insulation power factors lower than 0.5% at 20°C. As a guide, any such bushing which shows a significant increase—approaching an absolute value of 1.0% power factor—should be considered in questionable condition. "Questionable", in this context implies that further investigation is indicated.

For bushing designs other than the foregoing, the following guides are offered:

#### GENERAL ELECTRIC COMPANY

Type	Description	Typical Power Factor	Questionable Power Factor
A*	Through Porcelain	3.0%	5.0%
A**	High Current	1.0	2.0
B*	Flexible Cable, Compound-Filled	5.0	12.0
D	Oil-Filled Upper Portion, Sealed	1.0	2.0
F	Oil-Filled, Sealed	0.7	1.5
L	Oil-Filled Upper Portion, Sealed	1.5	3.0
LC	Oil-Filled Upper Portion, Sealed	1.5	3.0
OF	Oil-Filled, Expansion Chamber	0.8	2.0
S*	Forms C & CG, Rigid Core, Compound-Filled	1.5	6.0

\*Type S, Forms F, DF & EF (flexible cable) redesigned as Types B, BD and BE, respectively. Type S, no Form letter (through porcelain) redesigned as Type A.

\*\*Modern high-current oil-filled solid-porcelain design.

#### LAPP INSULATOR DIVISION (INTERPACE CORPORATION)

	Typical Power Factor	Questionable Power Factor
Type ERC (epoxy-resin-core, plastic or oil filled)	0.8	1.5
Type PRC and PRC-A (paper-resin-condenser core)	0.8	1.5

#### LOCKE INSULATORS, INCORPORATED

Refer to General Electric Company

#### OHIO BRASS COMPANY

	Typical Power Factor	Questionable Power Factor
Class LK-Type A, 23 to 69 kV (resin-paper condenser core, oil-filled)	0.4	1.0
ODOF, Class G, and Class L Oil-Filled Bushings		
(a) Manufactured prior to 1926 and after 1938	1.0 to 5.0	Initial value plus 22% power factor
(b) Manufactured 1926 to 1938, inclusive	2.0 to 4.0	Initial value plus 16% power factor

## WESTINGHOUSE ELECTRIC CORPORATION

	Typical Power Factor	Questionable Power Factor
<b>Condenser Type</b>		
(a) Types S, OS and FS	0.8	2.0
(b) On OCB & Inst. Trans. 69 kV & below (except Types S, OS and FS)	1.5	3.0
(c) On OCB & Inst. Trans. 92 kV to 138 kV (except Types O, O-A1, OC and O Plus)	1.5	3.0
(d) On Power & Dist. Trans. of all ratings, and OCB & Inst. Trans. 161 kV to 288 kV (except Types O, O-A1, OC and O Plus)	1.0	2.0
<b>Semi-condenser Type</b>		
All Type D Transformer Bushings	1.5	3.0
<b>Solid Porcelain</b>		
Type RJ	1.0	2.0

**OIL CIRCUIT BREAKERS**

The results of overall tests on oil circuit breakers depend not only upon the condition of bushings but also upon that of the oil and tank members. The insulation of an oil circuit breaker, therefore, should be graded for the condition of the following:

1. Bushings—by analysis of overall open- and closed-breaker test results, and results of applicable supplementary tests outlined under **BUSHINGS**.
2. Tank Insulation—by analysis of overall open- and closed-breaker test losses, and Tank-Loss Index (TLI). TLI equals the Closed-Breaker Losses minus the Sum of Two Open-Breaker Losses on the same tank. That is,

$$\text{TLI} = \text{Closed-Breaker Losses} - \text{Sum of Two Open-Breaker Losses}$$

3. Oil—by power-factor and dielectric-strength tests, and by visual inspection for carbon and other particulate matter.

**Notes:**

1. A complete description of Doble tests on oil circuit breakers and the significance of the Tank-Loss Index will be found in the Doble Insulation Test Set Instruction Manuals and in the Circuit Breakers Section of the Doble Power-Factor Test-Data Reference Book.
2. Tabulations of Tank-Loss Indexes for various types of oil circuit breakers will be found in Doble Client Conference Minutes (refer to Indexes of Minutes) and the Doble Power-Factor Test-Data Reference Book.

## ***Main Insulation (C<sub>1</sub>) Power-Factor Limits For Bushings***

The following tabulations of factory power factors and power-factor limits are as published by the manufacturers or otherwise listed by them. Please note, however, that many bushings have the factory power factor listed on the nameplate. This nameplate value should be used to rate the field measurements. In general, any bushing that exhibits a history of continued increase in power factor should be questioned and scheduled for removal from service. The Table of Multipliers at the end of this section include temperature correction multipliers for converting measured bushing power factors to power factors at 20°C.

### **1. Federal Pacific Electric**

See item number 5, Pennsylvania Transformer.

### **2. General Electric**

Type	Description	Typical % Power Factor @ 20° C	Questionable if % P. F. More Than
A	Through Porcelain (1)	3.0	5.0
A	High Current, Solid Porcelain (2)	1.0	2.0
B	Flexible Cable, Compound-Filled (1)	5.0	12.0
D	Oil-Filled Upper Portion, Sealed	1.0	2.0
F	Oil-Filled, Sealed	0.7	1.5
L	Oil-Filled Upper Portion, Sealed	1.5	3.0
LC	Oil-Filled Upper Portion, Sealed	1.5	3.0
OF	Oil-Filled, Expansion Chamber	0.8	2.0
S	Forms C & CG, Rigid Core, Compound-Filled (1)	1.5	6.0
U	Oil-Filled, Sealed	0.5	1.0
T	Oil-Filled, Sealed	0.5	1.0

#### **Notes:**

- (1) Type S, Forms F, DF and EF (flexible cable) redesigned as Types B, BD and BE, respectively. Type S, no form letter (through porcelain redesigned as Type A).
- (2) Modern high-current oil-filled solid-porcelain design



### 3. Lapp

Bushing Type	Typical % Power Factor @ 20° C	Questionable If % P. F. More Than
Type PA and POC (Paper-oil condenser-type; totally enclosed), 23-69 kV	0.5%	1.5%
Type PRC and PRC-A (paper-resin-condenser core)	0.8%	1.5%
Type ERC (paper-epoxy hard core-type; no lower porcelain), 15-23 kV	0.8%	1.5%

### 4. Ohio Brass

Bushing Type	Initial P.F., New, 20°C	Dangerous Values, 20°C
ODOF, Class G and Class I, Oil-Filled Bushings:		
a) Manufactured prior to 1926 and after 1938	1-5%	Initial P.F. + 22% P.F.
b) Manufactured 1926 to 1938, inclusive	2-4%	Initial P.F. + 16% P.F.
Class GK-Type C, 15 to 196 kV—oil-impregnated paper condenser core, oil-filled.	0.4%	1.0%
Class LK-Type A, 23 to 69 kV—resin-paper condenser core, oil-filled.	0.4%	1.0%

#### General Notes:

- Initial values of power factor for new bushings from the 1944 Doble Client Conference Minutes, Sec. 4-603 and 4-604.
- Dangerous values of power factor for bushings in service from the 1946 Doble Client Conference Minutes, Sec. 4-303.
- Refer to Ohio Brass Co. for recommendations for reconditioning bushings before power factor reaches dangerous value.
- Starting approximately in 1940, Ohio Brass bushing nameplates give over-all power factor and watts-loss at 10 kV as measured at the factory in air. Bushings tested in good oil will usually have lower power factor.
- Ohio Brass Condenser-Type Bushings have normal power factors from 0.5 to 1.0% at 20°C. See O. B. Publication No. 1354-H.
- The reasons for differences between power factors measured by the grounded and ungrounded-specimen test methods on certain OB bushings are discussed in the 1954 Doble Client Conference Minutes, Sec. 4-501.

## 5. Pennsylvania Transformer

Types P, PA or PB (paper-oil condenser-type, totally enclosed) 69 to 196 kV. The manufacturer's literature states that the normal power factor for these bushings is approximately 0.5% at 20°C. All bushings leaving the factory have power-factors less than 0.65%. In addition the manufacturer has suggested that a bushing showing a power factor above 1% be checked carefully.

## 6. Westinghouse

Semi-Condenser Type	Typical % P. F.	Questionable % P. F.
All Type D Transformer Bushings	1.5	3.0

Condenser Type	Typical % P. F.	Questionable % P. F.
Types S and OS	0.8	2.0
On OCB & Inst. Trans. 69 kV and below (except types S and OS)	1.5	3.0
On OCB & Inst. Trans. 92 kV to 138 kV, except Type O)	1.5	3.0
On Power & Dist. Trans. of all ratings, and OCB & Instrument Transformers 161 kV to 288 kV	1.0	2.0
Type O and O-AL bushings 92 kV to 288 kV (oil filled)	0.3	1.0
Type O Plus Bushings	0.3	1.0

Solid Porcelain	Typical % P. F.	Questionable % P. F.
Type RJ	1.0	2.0

### General Note:

Increase in capacitance of 15% (10% for Type O) indicates short-circuited condenser sections.



## 7. ASEA Brown Boveri (ABB)

Type	Typical % P. F.	Questionable % P. F.
O+C	0.5	Double nameplate
T	0.5	Double nameplate

### General Notes:

- Contact the manufacturer if the capacitance increase to 110% of original installed value
- This information obtained from the ABB instruction leaflet 44-666E dated July 1, 1990.

## 8. ASEA

ASEA Type	Adapter Required?	Typical % P. F.	Questionable % P. F.
GOA 250	YES	0.5	0.7
GOB	YES	0.5	0.7
GOBK	YES	0.5	0.7
GOC	NO	0.4	0.6
GOE < 800 kV	NO	0.45	0.65
GOE 800 kV	NO	0.4	0.6
GOEK	NO	0.4	0.6
GOEL	NO	0.4	0.6
GOF	NO	0.45	0.65
GOFL	NO	0.4	0.6
GOG	NO	0.45	0.65
GOH	YES	0.25	0.45
GOM	YES	0.45	0.65
GOA OTHER	NO	0.45	0.65

### General Notes:

- Up to a 3% change from nameplate capacitance is considered acceptable.
- Remove from service when the difference between nameplate and measured  $C_1$  percent power factor exceeds 75%.
- Type GOBL has no test tap.

This information obtained from ABB Components bulletin #2750 515E-56, dated 1990.



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

BUSHINGS													
ABB		ASEA	BROWN BOVERI		TEST TEMPERATURES		GENERAL ELECTRIC					HAEFELY	
Type T	Type O + C	All GO Types 25-765 kV	Types CTF, CTKF 20-60 kV	Types CTF, CTKF 85-330 kV	°C	°F	Type B	Type F	Types L, LC, LI, LM	Types OF, OFI, OFM	Types S, SI, SIM (Csd.-FMed)	Types TendU	Types COF, COB, SOT
1.02	.87	.79	1.24	1.00	0	32.0	1.09	.93	1.00	1.18	1.26	1.02	--
1.02	.89	.81	1.22	↑	2	35.6	1.09	.95	1.00	1.18	1.24	1.02	--
1.02	.91	.83	1.20	↑	4	39.2	1.09	.97	1.00	1.15	1.21	1.02	--
1.01	.92	.85	1.17	↑	6	42.8	1.08	.98	1.00	1.13	1.19	1.01	--
1.01	.93	.87	1.15	↑	8	46.4	1.08	.99	1.00	1.11	1.18	1.01	--
1.01	.94	.89	1.12	↑	10	50.0	1.07	.99	1.00	1.10	1.14	1.01	0.88
1.01	.95	.92	1.10	↑	12	53.6	1.08	.99	1.00	1.08	1.11	1.01	0.90
1.01	.96	.94	1.08	↑	14	57.2	1.05	1.00	1.00	1.08	1.08	1.01	0.83
1.00	.98	.95	1.05	↑	16	60.8	1.04	1.00	1.00	1.04	1.08	1.00	0.95
1.00	.99	.98	1.03	↑	18	64.4	1.02	1.00	1.00	1.02	1.03	1.00	0.98
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.00	1.01	1.03	.98	↑	22	71.6	.97	.99	.99	.97	.97	1.00	1.02
1.00	1.02	1.05	.98	↑	24	75.2	.93	.97	.99	.94	.93	1.00	1.04
.99	1.03	1.07	.94	↑	26	78.8	.90	.98	.98	.91	.90	.99	1.07
.99	1.04	1.09	.91	↑	28	82.4	.85	.94	.97	.88	.87	.99	1.09
.98	1.05	1.12	.88	↑	30	86.0	.81	.92	.96	.86	.84	.98	1.11
.97	1.06	1.14	.86	↑	32	89.6	.77	.89	.95	.83	.81	.97	1.13
.97	1.07	1.17	.84	↑	34	93.2	.73	.87	.94	.80	.77	.97	1.15
.96	1.07	1.19	.82	↑	36	96.8	.69	.84	.93	.77	.74	.96	1.17
.95	1.08	1.21	.80	↑	38	100.4	.65	.81	.91	.74	.70	.95	1.19
.94	1.08	1.23	.78	↑	40	104.0	.61	.78	.89	.70	.67	.94	1.21
.93	1.09	1.26	.76	↑	42	107.6	--	.74	.87	.67	.63	.93	1.22
.91	1.10	1.28	.74	↑	44	111.2	--	.70	.85	.63	.60	.91	1.24
.89	1.10	1.30	.72	↑	46	114.8	--	.64	.83	.61	.58	.89	1.25
.87	1.11	1.31	.70	↑	48	118.4	--	.58	.82	.58	.53	.87	1.26
.86	1.11	1.33	.68	↑	50	122.0	--	.52	.80	.58	.50	.86	1.27
.84	1.11	1.34	.66	↑	52	125.6	--	--	.79	.53	.47	.84	1.28
.82	1.11	1.36	.64	↑	54	129.2	--	--	.76	.51	.44	.82	1.29
.79	1.11	1.37	.62	↑	56	132.8	--	--	.77	.49	.41	.79	1.30
.77	1.12	1.37	.60	↑	58	136.4	--	--	.76	.46	.38	.77	1.29
.75	1.12	1.38	.58	↓	60	140.0	--	--	.74	.44	.38	.75	1.27

TMCF-4950

©1993 Doble Engineering Company  
All rights reserved



**TABLE OF MULTIPLIERS FOR USE IN CONVERTING POWER FACTORS AT TEST TEMPERATURES TO POWER FACTORS AT 20°C (BUSHINGS - continued)**

LAPP			McGRAW-EDISON	MICAFIL	MICANITE AND INSULATORS CO.		TEST TEMPERATURES °C °F	OHIO BRASS				PASSONI VILLA	WESTINGHOUSE			
Class <sup>1</sup> ERC 15-23 kV	Class PRO 15-69 kV	Class POC 15-765 kV	Types R, PA, PB	Types WT&F	25-69 kV	Above 69 kV		Class G or L 46- 138 kV	Class L 7.5- 34.5 kV	Class GK 15- 500 kV	Class LK 15- 69 kV	Types PTAC, 3 PV.F	Con- densor, except Type O	Types O O-Al OC	Types O+ and O + O	
.90	.81	1.00	.68	—	1.65	1.13	0	32.0	1.54	1.29	.90	.85	.85	1.81	.88	.87
.91	.83	↑	.70	—	1.49	1.11	2	35.6	1.47	1.26	.91	.86	.89	1.52	.89	.89
.92	.86	↑	.72	—	1.43	1.10	4	39.2	1.40	1.24	.91	.87	.74	1.44	.90	.91
.93	.88	↑	.76	—	1.37	1.08	6	42.8	1.34	1.21	.92	.89	.78	1.36	.91	.92
.94	.89	↑	.79	—	1.31	1.07	8	46.4	1.29	1.19	.92	.90	.82	1.30	.93	.93
.95	.92	↑	.82	—	1.25	1.06	10	50.0	1.24	1.16	.93	.92	.88	1.23	.94	.94
.96	.94	↑	.85	—	1.20	1.05	12	53.6	1.18	1.12	.94	.93	.89	1.18	.95	.95
.97	.95	↑	.87	1.00	1.15	1.04	14	57.2	1.14	1.09	.95	.95	.92	1.13	.96	.96
.98	.97	↑	.93	1.00	1.10	1.02	16	60.8	1.09	1.06	.97	.96	.95	1.09	.98	.98
.99	.98	↑	.98	1.00	1.05	1.01	18	64.4	1.04	1.03	.98	.98	.97	1.04	.99	.99
1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	20	68.0	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
1.00	1.00	↑	1.02	↓	.96	.99	22	71.6	.95	.97	1.02	1.02	1.02	.98	1.01	1.01
1.01	1.03	↑	1.10	↓	.91	.96	24	75.2	.91	.94	1.04	1.04	1.05	.92	1.02	1.02
1.02	1.05	↑	1.14	↓	.87	.98	26	78.8	.88	.91	1.08	1.08	1.07	.88	1.04	1.03
1.02	1.07	↑	1.18	↓	.84	.95	28	82.4	.84	.88	1.09	1.08	1.09	.84	1.05	1.04
1.03	1.10	↑	1.24	↓	.80	.94	30	86.0	.80	.86	1.11	1.10	1.11	.81	1.06	1.05
1.03	1.11	↑	1.29	↓	.77	.93	32	89.6	.77	.83	1.13	1.12	1.13	.77	1.07	1.06
1.04	1.12	↑	1.32	↓	.74	.92	34	93.2	.74	.80	1.15	1.14	1.16	.74	1.08	1.07
1.04	1.13	↑	1.36	1.00	.70	.90	36	96.8	.71	.78	1.17	1.15	1.17	.70	1.08	1.07
1.05	1.14	↑	1.41	.99	.67	.89	38	100.4	.68	.75	1.19	1.17	1.18	.67	1.09	1.08
1.05	1.15	↑	1.45	.98	.64	.88	40	104.0	.65	.72	1.21	1.18	1.18	.64	1.09	1.08
1.05	1.15	↑	1.50	.98	.61	.87	42	107.6	—	—	1.22	1.19	1.20	.62	1.10	1.08
1.06	1.15	↑	1.55	.97	.58	.86	44	111.2	—	—	1.24	1.20	1.22	.59	1.11	1.10
1.06	1.15	↑	1.58	.97	.55	.85	46	114.8	—	—	1.26	1.21	1.24	.56	1.11	1.10
1.07	1.14	↑	1.61	.96	.52	.84	48	118.4	—	—	1.27	1.21	1.24	.53	1.10	1.11
1.07	1.13	↑	1.65	.95	.50	.83	50	122.0	—	—	1.29	1.22	1.25	.51	1.10	1.11
1.07	1.11	↑	1.67	.94	—	—	52	125.6	—	—	1.30	1.22	1.26	.50	1.10	1.11
1.08	1.09	↑	1.67	.94	—	—	54	129.2	—	—	1.31	1.22	1.26	.48	1.09	1.11
1.08	1.07	↑	1.67	.90	—	—	56	132.8	—	—	1.33	1.22	1.26	.47	1.08	1.11
1.07	1.06	↑	1.68	.90	—	—	58	136.4	—	—	1.34	1.21	1.26	.46	1.07	1.12
1.07	1.05	↑	1.68	.92	—	—	60	140.0	—	—	1.35	1.21	1.25	.45	1.06	1.12

<sup>1</sup>This curve is applicable to those ERC bushings which were manufactured after March 1967 (S/N 3530 or higher).

TMCF-4950

©1993 Doble Engineering Company  
All rights reserved



## ANEXO F: Tablas y Descripciones para Interpretación : Aceite Mineral

**TABLE I  
LIMITS FOR IN-SERVICE OILS**

	Voltage Class		
	≤ 69 kV	> 69 ≤ 288 kV	> 288 kV
Dielectric Breakdown Voltage D 877, kV, min	26	30	•
Dielectric Breakdown Voltage D 1816, .04 inch gap, kV, min	20	20	25
Power Factor at 25°C, D 924, max	0.5	0.5	0.5
Water Content, D 1533, ppm, max	35**	25**	20**
Interfacial Tension, D 971, dynes/cm, min	22	25	25
Neutralization Number, D 974, mg KOH/g, max	0.2	0.15	0.15
Visual Exam	clear & bright	clear & bright	clear & bright
Soluble sludge	ND***	ND***	ND***

\*D 877 test is not as sensitive to dissolved water as the D 1816 test and should not be used with oils for EHV equipment. Dielectric breakdown tests do not replace specific tests for water content.

\*\*The use of absolute values of water-in-oil (ppm) does not always guarantee safe conditions in electrical apparatus. To ensure free water is absent, the percent saturation should be calculated as described in the section under water content starting on page 3-11. The following information is needed: the water content (ppm), oil temperature, and solubility of water-in-oil at that temperature.

\*\*\*ND = None Detectable

These recommended limits for in-service oils are not intended to be used as absolute requirements for removing an oil from service but to provide guidelines to aid in determining when remedial action is most beneficial. Remedial action will vary depending upon the test results, and the philosophy of the utility. Reconditioning of oil, that is, particulate removal (filtration) and drying may be required if the dielectric breakdown voltage or water content do not meet these limits. Reclamation (clay filtration) or replacement of the oil may be required if test values for power factor, interfacial tension, neutralization number, or soluble sludge do not meet recommended limits. In some cases trace contaminants may affect one of these tests, and not others and no action will be required. Additional guidelines given in Table II have been found useful.

**TABLE II**

**Power factor at 25°C**

≤ 0.5%	Acceptable
> 0.5 ≤ 1.0%	Investigate, oil may require replacement or clay treatment
> 1.0 ≤ 2.0	Investigate, oil may cause failure of the equipment. oil may require replacement or clay treatment
> 2.0%	Remove from service, investigate, oil may require replacement or clay treatment

Neut. No. (mg KOH/g)	IFT (dynes/cm)	
< 0.05	≥ 25	Acceptable
≥ 0.05 < 0.15	≥ 22 < 25	Clay treat or replace at convenience
≥ 0.15 < 0.5	≥ 16 < 22	≥345 kV, clay treat or replace in immediate future*
≥ 0.5	< 16	Replace*

\*When an oil is allowed to sludge in service, special treatment may be required to clean the core, coil, and tank.

## BIBLIOGRAFÍA

- 1.- IEEE Std 62-1995, IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors, IEEE, 1995.
- 2.- DGE, Terminología en Electricidad Norma y Símbolos Gráficos en Electricidad, aprobadas por R.M N° 091-2002-EM/VME , DGE-MEM, 2002.
- 3.- IEEE Std C57.113-1991, IEEE Guide for Partial Discharge Measurement in Liquid-Filled Power Transformers and Shunt Reactors, IEEE, 1991.
- 4.- IEEE Std C57.106-1991 IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment (ANSI), IEEE, 1991.
- 5.- ASTM D 117-89. Guide to Test Methods and Specifications for Electrical Insulating Oils of Petroleum Origin, ASTM, 1989.
- 6.- ASTM D 923-91 Test Method for Sampling Electrical Insulating Liquids., ASTM, 1991
- 7.- Sweep Frequency Response Analysis, Transformer Applications, Technical Paper from, Charles Sweetser, B.Sc., M.Sc., Dr. Tony McGrail, B. Sc., M.Sc., Doble Engineering, 2003.
- 8.- IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 10, No. 5; Tapan K. Saha, School of Information Technology & Electrical Engineering University of Queensland, IEEE, 2003