

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**DIAGNÓSTICO PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES,
MEDIANTE EL MÉTODO DE TANGENTE DELTA.**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA.

PRESENTADO POR:

LEONEL DAVID MÁRQUEZ ESPINOZA

**PROMOCIÓN
2003 - I**

**LIMA – PERÚ
2008**

**DIAGNÓSTICO PREDICTIVO DE TRANSFORMADORES, MEDIANTE EL
MÉTODO DE TANGETE DELTA.**

DEDICATORIA:

Ante todo a Dios. Y en especial, a mi padre que siempre me alentó a seguir la carrera. A mi madre que siempre supo como inspirarme en mis estudios. A mis hermanas quienes me mantuvieron siempre alerta para no flaquear ni descuidarme.

A mi querida "alma mater", que me brinda la oportunidad de ser parte del resurgimiento de este gran país.

SUMARIO

Hoy en día con la ayuda de la tecnología es más fácil realizar las pruebas de mantenimiento de un transformador de potencia durante un intervalo de tiempo limitado (llamado “corte de energía”) contando para ello con equipos más compactos y ligeros.

En el presente informe de suficiencia se detallan todas las ventajas de las pruebas que se realizan con el equipo de medición de factor de potencia, tratando de resaltar la importancia de un buen aislamiento del transformador de potencia y sus partes, así como también se detallan los métodos de prueba y las posibles fallas detectadas durante las prácticas de las mismas.

En el Capítulo I, se describe al transformador en general y se resalta la importancia de las pruebas de mantenimiento, las causas más frecuentes de envejecimiento además de una breve descripción de los tipos de bushings y los problemas más comunes en estos.

El Capítulo II, describe brevemente las pruebas realizadas a los transformadores de potencia y la evaluación de los resultados basados en el estándar internacional de la norma IEEE std 62-1995.

El Capítulo III, detalla los procedimientos de seguridad para realizar las pruebas de tangente delta y las verificaciones básicas a tener en cuenta.

El Capítulo IV, nos da a conocer las pruebas especiales a realizar con el equipo de tangente delta a los bobinados y a los bushings y los fundamentos de cada una de ellas.

El Capítulo V, responde a las preguntas más frecuentes y trata de resolver los problemas más comunes que se presentan durante la realización de las pruebas de tangente delta.

INDICE

PROLOGO	1
CAPÍTULO I	
EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	
1.1. GENERALIDADES.....	2
1.1.1. CAUSAS DEL ENVEJECIMIENTO DEL TRANSFORMADOR.....	3
1.2. MATERIALES AISLANTES.....	5
1.2.1. Medios aislantes sólidos.....	5
1.2.2. Fluidos dieléctricos.....	5
1.2.3. Gases aislantes.....	6
1.2.4. Barnices y resinas.....	6
1.3. MODELO MATEMÁTICO DE UN AISLADOR.....	6
1.3.1. Relación Entre Factor de Potencia y Factor de Disipación (Tangente Delta). 7	
1.3.2. Sistemas de Aislamientos Simples y Complejos.....	8
1.4. TIPOS DE BUSHINGS.....	8
1.4.1. Condensador.....	9
1.4.2. Compuesto.....	11
1.4.3. Lleno de un compuesto.....	11
1.4.4. Seco.....	11
1.4.5. Lleno de aceite.....	12
1.4.6. Inmerso en aceite.....	12
1.4.7. Papel aislado impregnado de aceite.....	12
1.4.8. Papel aislado resinado.....	12
1.4.9. Sólido ó cerámico.....	12
1.4.10. Aislado por Gas.....	12
1.5. Problemas típicos en bushings.....	12
1.6. Diseño y construcción de las capacitancias C1 y C2 en los bushings tipo condensador.....	15

CAPÍTULO II.**RESUMEN DE PRUEBAS AL TRANSFORMADOR DE POTENCIA**

2.1. Introducción.....	18
2.2. Pruebas de resistencia de ohmica de bobinados	18
2.3. Pruebas de relación de transformación.....	19
2.4. Prueba de resistencia de aislamiento.....	19
2.4.1. Pruebas del Índice de Absorción.....	20
2.4.2. Pruebas del Índice de Polarización.....	20
2.5. Pruebas de impedancia de cortocircuito.....	21
2.6. Pruebas de tangente delta	21
2.7. Pruebas en el aceite	22
2.7.1. Análisis Físico Químico.....	23
2.7.2. Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite.....	23
2.7.3. Análisis de Contenido de Pcb'S.....	24
2.8. Inspección y pruebas de accesorios y equipos propios.....	24
2.9. Recomendaciones.....	26

CAPÍTULO III**PROCEDIMIENTOS DE SEGURIDAD ANTES Y DESPUES DE LAS PRUEBAS.**

3.1. Seguridad.....	27
3.2. Personal especializado.....	28
3.3. Montaje del transformador	28
3.4. Conexión a tierra.....	29
3.5. Conexiones del transformador.....	29
3.6. Inspección del nivel del líquido.....	30
3.7. Seguridad en el área de energización.....	30

CAPÍTULO IV**PRUEBAS ESPECIALES CON EL EQUIPO DE TANGENTE DELTA**

4.1. Pruebas de tangente delta	31
4.1.1. Inicios de la Medición de la Capacitancia y del Factor de Potencia.....	31
4.2. Pérdidas dieléctricas	39
4.3. Medidas de capacitancias.....	42
4.4. Prueba de corriente de excitación.....	42

4.5. Pruebas de bushings	43
4.5.1. Generalidades	43
4.5.2. Pruebas C1.....	44
4.5.3. Pruebas C2.....	46
4.5.4. Pruebas de Collar Caliente	47
4.5.5. Método para Eliminar la Corriente Superficial	48
4.6. Pruebas tip-up.....	49

CAPÍTULO V

PREGUNTAS FRECUENTES.

5.1. ¿Cómo se deteriora el transformador?.....	50
5.2. ¿Para que se usa la prueba de tangente delta?	50
5.3. ¿Quiénes realizan estas pruebas?.....	50
5.4. ¿Qué equipos se puede probar?	51
5.5. ¿Por qué medir tangente delta? Y ¿qué ventajas presenta?.....	51
5.6. ¿Porqué es necesario un diagnóstico del transformador?.....	52
5.7. ¿Se pueden dar valores de tangente delta negativas?	52

CONCLUSIONES

ANEXO A

1. pruebas de tangente delta a algunos transformadores de potencia en el Perú.....	A1
2. Factor de corrección por temperatura	A2
3. Estadísticas de pruebas en el tiempo de bushings.....	A3
3.1 tangente delta de los bushings tipo RBP, RIP y OIP	A3
3.2 capacitancia de los bushings tipo RBP, RIP y OIP.....	A4
4. Límites de tangente delta en bushings.....	A5
4.1 bushings tipo RBP	A5
4.2 bushings tipo B.....	A6
4.3 bushings tipo C.....	A7
4.4 bushings haefely trench, tipo cota.....	A8
5. Límites de tensión de ensayo para la prueba C2.....	A9
6. Factores de corrección por temperatura en bushings.....	A10
6.1. Bushings en aceite mineral.....	A10
6.2 Bushings tipo RIP	A11

6.3 Bushings tipo RBP.....A12
6.4 Bushings tipo OIP.....A13
7. Pruebas estandarizadas a Transformadores de potencia.....A14

BIBLIOGRAFIA.

PROLOGO

En el presente informe de suficiencia se detallan todas las ventajas de las pruebas de factor de potencia, tratando de resaltar la importancia de un buen aislamiento del transformador de potencia y sus partes, así como también se detallan los métodos de prueba y las diferentes posibles fallas detectadas por estas pruebas.

Contiene además el estudio detallado de las pruebas de factor de potencia o factor de disipación en el mantenimiento que se realiza para monitorear la condición del aislamiento de transformadores de potencia, para así diagnosticar la tendencia de una posible falla insipiente en el transformador y así poder realizar las mejoras mediante un mantenimiento correctivo, llevando al transformador a una mayor periodo de vida útil.

Este informe se toma como referencia el alcance internacional de la norma IEEE std. 62-1995, también es importante mencionar que se han tomado partes de la literatura y cursos internacionales de la empresa Doble Engineering Co, empresa Omicron, empresa Megger, que son fabricantes especializados en equipos de pruebas de Tangente Delta, con una amplio prestigio y reconocimiento a nivel mundial.

Destacar el reconocimiento especial a la empresa de servicios INGELMEC S.A. que es donde pude obtener todos los conocimientos prácticos, en base a pruebas realizadas en diferentes empresas del Perú, dedicadas al sector eléctrico.

CAPÍTULO I

EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

1.1. GENERALIDADES

El transformador, es un dispositivo que no tiene partes móviles, el cual transfiere la energía eléctrica de un circuito a otro bajo el principio de la inducción electromagnética, la transferencia de energía es realizada por lo general con cambios en los valores de voltajes y corrientes.

Las partes principales del transformador lo conforman por lo general:

- Un núcleo de hierro silicoso que sirve de camino al flujo creado por la corriente eléctrica.
- Los grupos de bobinas que realizan la transferencia de potencia que generalmente son devanados de cobre (primario, secundario, terciario y algunas veces por diseño especial tienen también un cuarto devanado)
- Finalmente cuenta con un sistema de aislamiento diseñado para soportar las fatigas y procesos de envejecimiento que sufre la unidad.

El sistema de aislamiento de la mayoría de los transformadores de potencia está constituido básicamente por aceite dieléctrico esto debido a su bajo costo comparativo, alta resistencia dieléctrica, excelentes características para la transferencia del calor (refrigeración) y su capacidad para recuperarse después de un sobre esfuerzo dieléctrico; el aceite se refuerza con aislamiento sólido de varias maneras, el aislamiento principal incluye por lo general barreras de espaciamiento basadas en madera tratada (celulosa prensada), alternadas con espacios para la circulación del aceite.

El aislamiento que tienen los conductores suele ser de papel adherido (el conductor trae de fábrica su propio aislamiento); el uso de esta capa de aislamiento directamente sobre el

conductor inhibe la formación de posibles descargas causadas por puntos cercanos de diferente potencial las cuales son perjudiciales para el aceite; con todo ello se refuerza la estructura del sistema de aislamiento.

Después de dar a conocer los principios básicos del aislamiento de un transformador, se mencionan los principales objetivos planteados en el análisis de la prueba de tangente delta del presente informe.

- Dar a conocer los procedimientos de seguridad a tener en cuenta durante las pruebas y diagnóstico del transformador.
- Determinar en el tiempo adecuado, el grado de evolución de una anomalía incipiente la cual podría estar generándose dentro del transformador.
- Dar a conocer la metodología para la realización de las pruebas de campo y las pautas que nos ayuden a entender lo que se refleja en cada análisis.
- Establecer y definir los valores límites permisibles que puede tener el aislamiento antes de que sea irreversible su deterioro.
- Establecer los principios por los cuales las pruebas determinan el estado del aislamiento interno del transformador, la condición de los bushings y la integridad de las espiras en los bobinados.
- Establecer un control de los análisis y resultados obtenidos para recomendar un proceso correctivo a tiempo en caso de que algún problema sea detectado.

1.1.1. CAUSAS DEL ENVEJECIMIENTO DEL TRANSFORMADOR

Existen cinco causas básicas que afectan a la unidad, ellas interactúan unas con otras y ocasionan un envejecimiento gradual del transformador.

a) Fatiga Eléctrica: El transformador se diseña para una aplicación particular, los sobre voltajes y los bajos voltajes ocasionan una fatiga anormal dentro de la estructura del que puede conducir al agrietamiento y laminación del mismo.

b) Fatiga Mecánica: Una fatiga mecánica puede ser causada por un falla a tierra cercana a la unidad, produciendo un efecto de adelgazamiento rápido (efecto telescópico) entre los devanados de alta y baja tensión con el cual se ven afectados los soportes principales que componen la parte activa.

c) Ataque Químico: Es de esperarse que el aislamiento líquido, el aislamiento sólido y los diferentes elementos metálicos internos sean afectados por agentes corrosivos, reacciones químicas internas y gases combustibles, todo ello debido a la presencia de oxígeno, humedad y altas temperaturas de trabajo; estos factores reducirán considerablemente la vida útil del transformador si no se ejecutan los procesos adecuados para revertir su deterioro.

d) Fatiga Térmica: La operación de la unidad en condiciones excesivamente calientes o frías ocasionará sobre expansión o sobre contracción de la estructura de aislamiento que dará lugar a grietas y rajaduras. Sin embargo, también se incurre en fatigas térmicas cada vez que se sobrecarga la unidad por tiempo prolongado para responder a alguna contingencia del sistema, con lo cual se acelera adversamente el proceso de envejecimiento del aislamiento y con ello la vida útil del transformador.

e) Contaminación Ambiental: La contaminación ambiental abarca una multitud de agentes que van en principio desde la humedad que podría ingresar al transformador por un sistema de preservación del aceite ineficiente hasta mala técnica empleada en los trabajos de mantenimiento correctivo.

Por estas razones un transformador debe de ser monitoreado periódicamente para verificar que ha sido adecuadamente construido y diseñado para soportar las distintas fatigas que se le presenten durante una vida normal de trabajo. El aislamiento está diseñado para resistir por un periodo de años, el cual se considera como la “vida útil” de la unidad; la fatiga anormal puede llevar a un incremento del proceso natural de envejecimiento acortando drásticamente el tiempo de servicio del transformador.

1.2. MATERIALES AISLANTES.

1.2.1. Medios aislantes sólidos.

Entre los aislantes sólidos utilizados actualmente como parte de los sistemas de aislamiento en transformadores se encuentran las cintas sintéticas denominadas PET (tereftalato de polietileno), PEN (naftalato de polietileno) y PPS (sulfido de polifenileno) los cuales se utilizan como envoltorio de los conductores magnéticos que conforman los bobinados, razón por la cual estas cintas deben exhibir además de excelentes propiedades dieléctricas buena adherencia sobre los alambres magnéticos que por lo general poseen cobertura de barniz. Otro elemento de gran importancia en el aislamiento entre espiras de los bobinados de transformadores es el cartón prensado o pressboard, el cual además conforma una estructura de aislamiento mucho más rígida.

1.2.2. Fluidos dieléctricos.

Los fluidos o líquidos dieléctricos cumplen la doble función de aislar los bobinados en los transformadores y la de disipar el calor al interno de estos equipos. El líquido dieléctrico más empleado es el aceite mineral, el cual se obtiene a través de procesos de refinación del petróleo de manera similar a los aceites lubricantes. El principal inconveniente del aceite mineral es su carácter inflamable, situación que abrió las puertas a la elaboración de fluidos dieléctricos sintéticos o hidrocarburos con un alto punto de inflamación (sobre 300°C).

En lo que respecta a los líquidos aislantes sintéticos, el más utilizado desde principios de la década de 1930 hasta fines de los 70's fué el Ascarel o PCB. Los Ascareles poseían buenas propiedades dieléctricas y además se caracterizaban por no ser inflamables. Estas características justificaron la utilización de los PCB's en transformadores con niveles de tensión de hasta 34.5 kV, no obstante el Ascarel dejó de utilizarse debido a su alto grado de impacto ambiental ya que se trata de un líquido extremadamente contaminante.

En la actualidad se han desarrollado fluidos sintéticos de características biodegradables y bien con un elevado punto de inflamación. Entre los nuevos líquidos sintéticos destacan las

siliconas y los poly-alfa-olefines. El alto costo de estos nuevos aislantes sumado a su menor disponibilidad constituyen los principales problemas para masificar el uso de estos líquidos sintéticos como medios aislantes en transformadores.

1.2.3. Gases aislantes.

Los gases aislantes más utilizados en los transformadores son el aire y el nitrógeno, este último a presiones de 1 atmósfera. Los transformadores que emplean los gases nombrados como parte de su aislamiento son por lo general de construcción sellada.

1.2.4. Barnices y resinas.

Los barnices y resinas aislantes se utilizan para cubrir con una capa delgada y flexible los conductores magnéticos que componen las bobinas de un transformador y además para encapsular de manera global las bobinas de los transformadores denominados del tipo seco (dry type transformers) a través de un proceso conocido como VPI (vacuum pressure imprégante). Los barnices más utilizados en la actualidad son fabricados a base de resina epóxica y poliéster.

1.3. MODELO MATEMÁTICO DE UN AISLADOR.

En un capacitor ideal sin ninguna pérdida dieléctrica, la corriente del aislamiento es exactamente 90° en adelanto con respecto a la tensión aplicada.

Para un aislamiento real con pérdidas dieléctricas, este ángulo es menor a 90° . El ángulo $\delta = 90^\circ - \varphi$, el cual es llamado ángulo de pérdida. En un diagrama simplificado del aislamiento, C_p representa la capacitancia sin pérdidas y R_p la resistencia de pérdidas (figura 1.1).

Las pérdidas también pueden representarse por el diagrama de circuito equivalente en serie con C_s y R_s . La definición del factor de disipación.

V.- Voltaje aplicado

I_T .- Corriente total

I_R .- Corriente resistiva

I_C .- Corriente Capacitiva

Factor de disipación $Tg(\delta)=I_R/I_C$

Factor de potencia $Cos(\theta)=I_R/I_T$

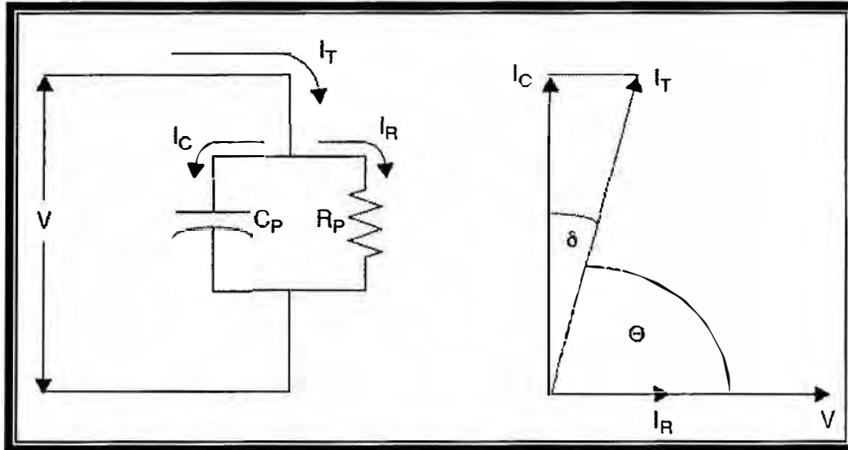


Figura 1.1 Esquema simplificado de un aislador

1.3.1. Relación Entre Factor de Potencia y Factor de Disipación (Tangente Delta).

La correlación entre el Factor de Disipación ó Tangente Delta ($DF = \tan \delta$) y el Factor de Potencia ($PF = \cos \varphi$) se muestran en el diagrama vectorial de la figura 1.2.

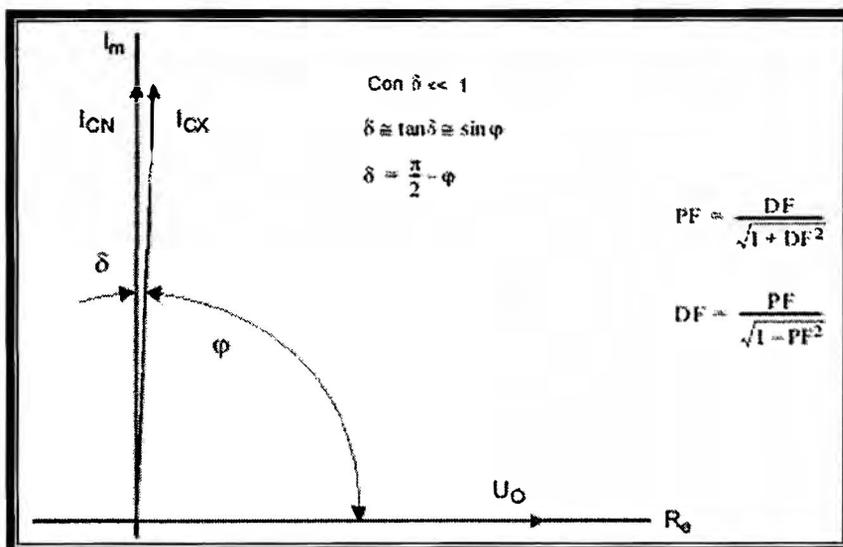


Figura 1.2 Relación entre factor de potencia y factor de disipación

1.3.2. Sistemas de Aislamientos Simples y Complejos

a).- Sistema de aislamiento simple.

Un sistema de aislamiento simple consiste en dos terminales separados por un aislamiento y es representado como un simple capacitor. Un ejemplo de un aparato de sistema de aislamiento simple es un bushing con tap de pruebas.

b).- Sistemas de aislamiento Complejos.

Un sistema de aislamiento complejo consiste de tres o más terminales aislados unos de otros, un sistema de tres terminales puede ser representado por una red de tres capacitores y un sistema de cuatro terminales por seis capacitores. Un ejemplo práctico de un sistema de tres terminales aislados es un transformador de potencia de dos bobinados, y un sistema de cuatro terminales aislados es un transformador de potencia de tres devanados.

1.4. TIPOS DE BUSHINGS

Los bushings de alta tensión son partes esenciales de los transformadores de potencia, de los interruptores automáticos y de otros aparatos que conforman los sistemas de potencia. Más del 10% de las fallas en transformadores son ocasionadas por bushings defectuosos. Irónicamente el precio de un bushing es bajo comparado con los costos de un transformador completo, pero una falla en el bushing puede dañar completamente el transformador por lo que se recomienda una medición regular de la capacitancia y el DF. Los componentes de un bushing se muestran en la figura 1.3.

Las pruebas y mantenimiento de los bushings de alta tensión son esenciales para garantizar una continua y exitosa operación de los transformadores é interruptores automáticos. Las interrupciones en el suministro de energía pueden ocurrir como el resultado de la falla de un bushing.

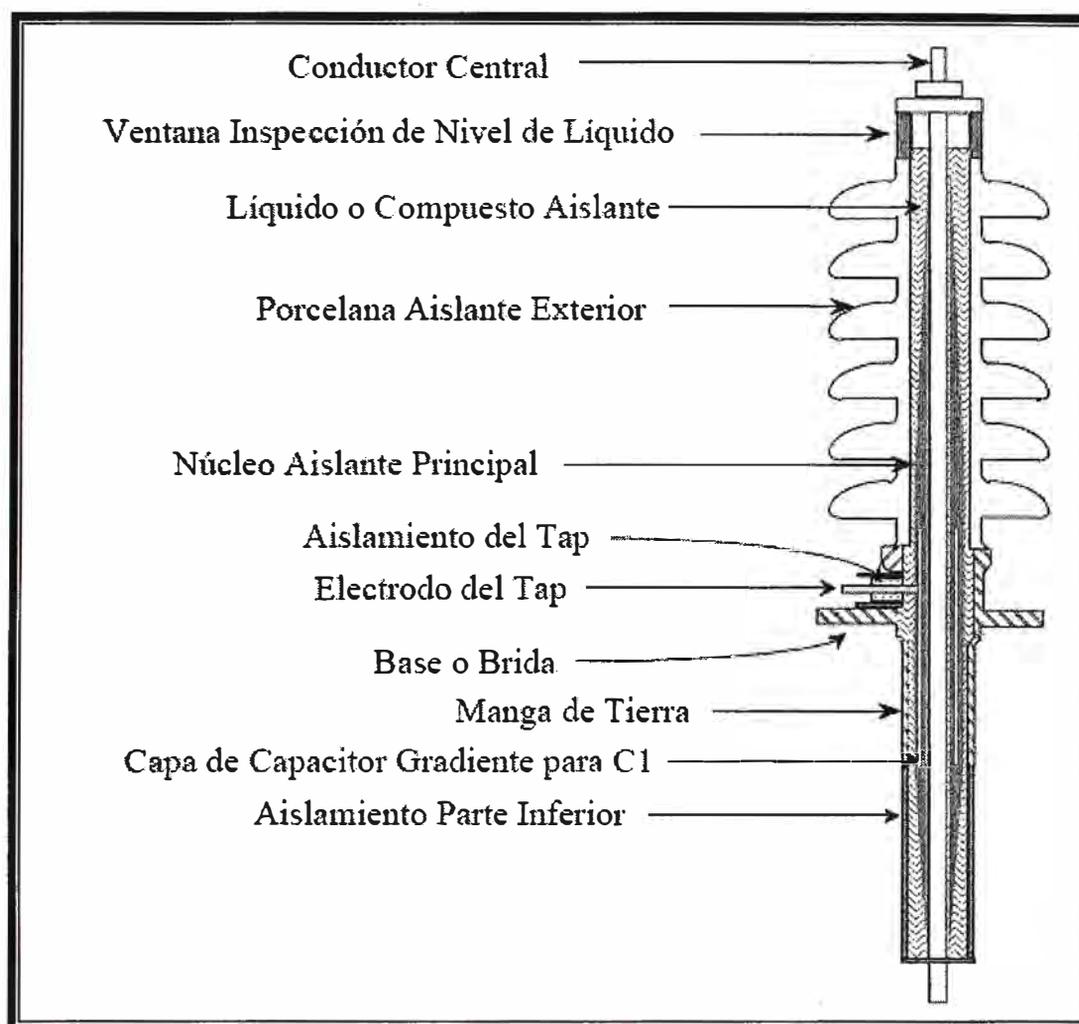


Figura 1.3 Partes de un bushing.

Los bushings usados en transformadores e interruptores de potencia existen en varios tipos y formas, las cuales se detallan a continuación:

1.4.1. Condensador

Estos son usados frecuentemente en equipos de alta tensión y por lo tanto nos enfocaremos con mayor detalle en este tipo de bushing. Su disposición consiste en capas cilíndricas conductoras dispuestas coaxialmente con el conductor dentro del material aislante. La longitud y el diámetro de los cilindros están diseñados para controlar la distribución del campo eléctrico dentro y sobre la superficie exterior del bushing. Las capacidades parciales se conmutan en serie y las caídas de voltaje a través de los capacitores son casi idénticas (ver figura 1.4).

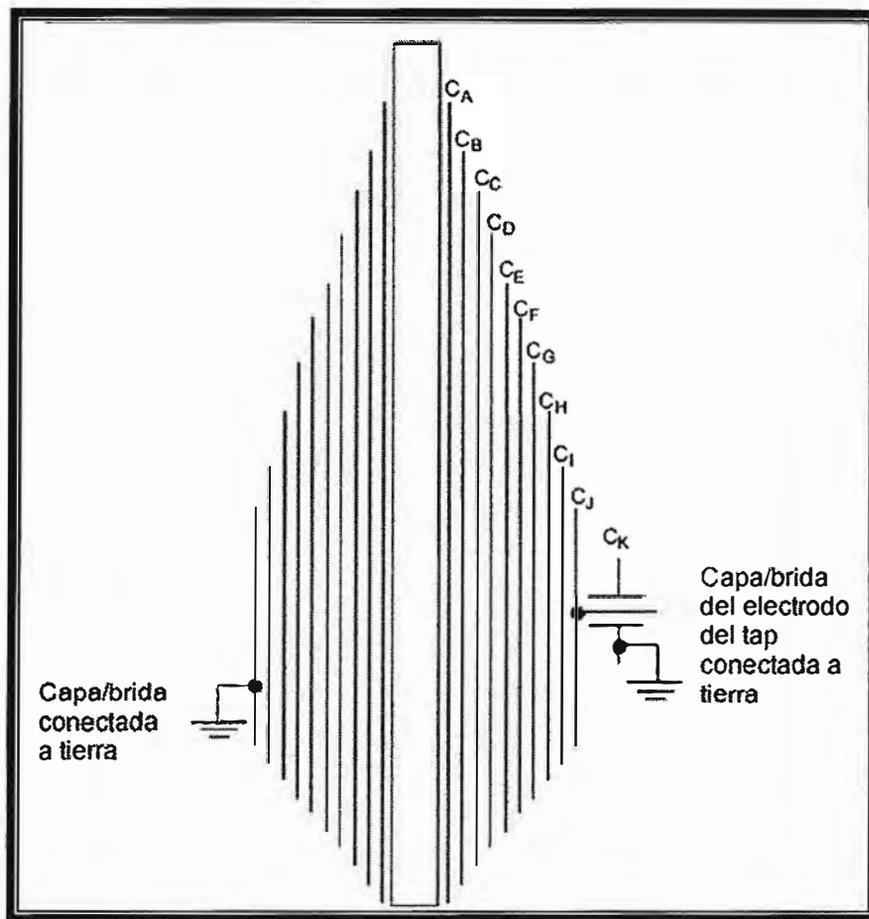


Figura 1.4 Esquema de un bushing tipo Condensador

a) Características de un bushing tipo condensador.

- En la figura 1.4 se muestran capacitancias iguales, desde CA hasta CJ, se procede con una distribución igual del voltaje desde el conductor central energizado hasta la capa del condensador a tierra y de la brida.
- El electrodo del tap normalmente está a tierra durante su operación excepto para ciertos diseños y tipos de bushings usados con dispositivos potenciales.
- Para bushings con taps potenciales, la capacitancia C2 es mucho mayor que la de C1.
- Para bushings con un tap para medida de factor de potencia, las capacitancias C1 y C2 deben ser del mismo orden de magnitud.

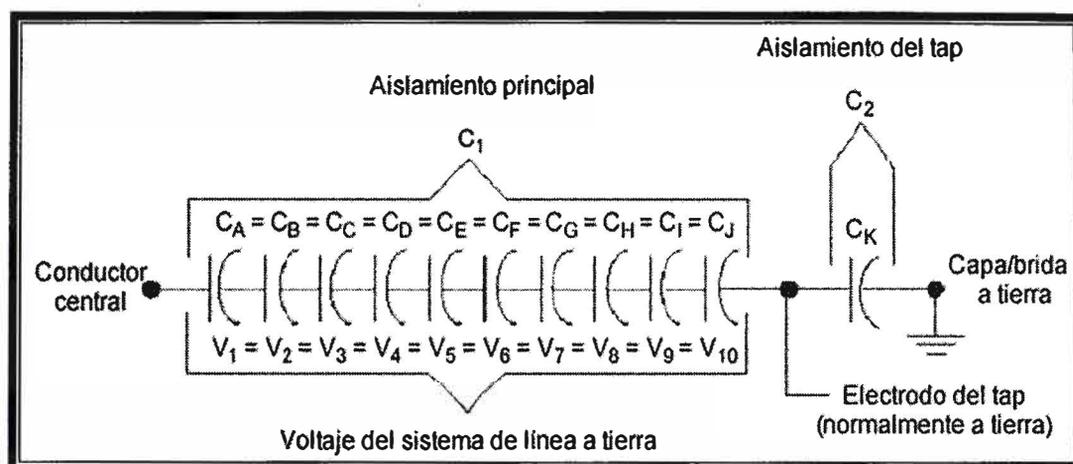


Figura 1.5 Esquema simplificado de un bushing tipo condensador.

Los bushings tipo condensadores pueden tener:

- Aislamiento de Papel Resinado (RBP)
- Aislamiento de Papel Impregnado en Resina (RIP)
- Aislamiento de Papel Impregnado en Aceite (OIP)

1.4.2. Compuesto

Bushing donde el aislamiento consta de dos o más capas coaxiales con diferentes materiales de aislamiento.

1.4.3. Lleno de un compuesto

Bushing donde el espacio entre el aislamiento principal (usualmente de porcelana) y el conductor principal está lleno de un compuesto que posee propiedades aislantes.

1.4.4. Seco

Bushing que consta de un tubo de porcelana carente de un compuesto de relleno en el espacio que existe entre el forro exterior y el conductor. Generalmente son de 25 kV o por debajo de ese nivel.

1.4.5. Lleno de aceite

Bushing donde el espacio entre el aislamiento principal y el conductor tiene una envoltura protectora que se llena con aceite aislante.

1.4.6. Inmerso en aceite

Bushing donde los componentes principales están totalmente inmersos en un baño de aceite aislante.

1.4.7. Papel aislado impregnado de aceite

Bushing con estructura interna hecha de un material de celulosa impregnado de aceite.

1.4.8. Papel aislado resinado

Bushing cuyo material de celulosa se une con resina, lo que le brinda un mejor aislamiento.

1.4.9. Sólido ó cerámico

Bushing donde un material cerámico o similar brinda el aislamiento principal.

1.4.10. Aislado por Gas

Bushing que contiene un gas comprimido como el SF₆ o mezclas de SF₆ con otros gases (por ejemplo, N₂). Este tipo se usa frecuentemente para bushings de interruptores automáticos.

1.5. PROBLEMAS TÍPICOS EN BUSHINGS

Cerca del 90 por ciento de las fallas en bushings se pueden prevenir ya que son ocasionadas por la humedad que ingresa a través de empaquetaduras con fugas u otras

aperturas. Una inspección periódica y mediciones de diagnóstico podrían reducir significativamente la mayoría de las pérdidas ocasionadas por fallas en los bushings. Los bushings de alta tensión pueden explotar con considerable violencia y ocasionar daño a los equipos adyacentes. Los “flash-overs” suelen ser ocasionados por depósitos de suciedad en los bushings, particularmente en las áreas donde hay contaminantes tales como las sales o polvos conductivos en el aire estos depósitos deberían eliminarse por medio de una limpieza periódica contemplada dentro de los alcances de un mantenimiento preventivo.

En la tabla 1.1. se explican las fallas de los bushings, las posibles razones y métodos de detección.

Tabla 1.1 Fallas en los bushings, posibles razones y métodos de detección

Fallas	Resultados posibles	Métodos de detección
Porcelana agrietada	Ingreso de la humedad; fugas de aceite y/o gas; fuga en el relleno	Inspección visual; prueba del factor de potencia; prueba de collar caliente
Deterioro de uniones de cemento	Ingreso de la humedad; fugas de aceite y/o gas; fuga en el relleno	Inspección visual; prueba del factor de potencia; prueba de collar caliente; resistencia de aislamiento
Humedad en el aislamiento	Ingreso de la humedad	Prueba del factor de potencia; prueba de collar caliente
Fuga del sello de soldadura	Ingreso de la humedad; fuga en el relleno	Inspección visual; prueba del factor de potencia; prueba de collar caliente; detector de fugas
Conexión rota entre la manga a tierra y a la brida	Chisporroteo en el tanque del aparato o dentro del bushing; aceite descolorido	Prueba del factor de potencia; olor fuera de lo común; análisis de gas disuelto en aceite (DGA); escaneo termográfico.
Vacíos en el compuesto	Corona interna	Inspección visual; prueba del factor de potencia; prueba de collar caliente
Sin aceite	Ingreso de la humedad; fuga en el relleno	Inspección visual; prueba del factor de potencia; prueba de collar caliente
Apantallado regulado desplazado	Chisporroteo interno; aceite descolorido	Prueba de collar caliente; color fuera de lo común; escaneo termográfico; análisis de gas disuelto en aceite (DGA)
Flashover eléctrico	Porcelana agrietada o rota; falla completa	Inspección visual; prueba de collar caliente;

Fallas	Resultados posibles	Métodos de detección
Relámpagos	Porcelana agrietada o rota; falla completa	Inspección visual; pruebas para pararrayos
Corona	Ruptura interna; interferencia de radio; formación tipo árbol a lo largo de la superficie del papel o de superficies internas	Prueba del factor de potencia; prueba de collar caliente; prueba de cable en caliente; prueba del voltaje influenciado por la radioinfluencia (RIV); escaneo termográfico; análisis de gas disuelto en aceite (DGA)
Secciones cortocircuitadas del condensador	Aumento en la capacitancia; voltaje reducido en el terminal del tap de la capacitancia; se agrega esfuerzo interno al aislamiento	Prueba del factor de potencia; prueba de la tensión en el tap de la capacitancia; prueba de capacitancia; escaneo termográfico; análisis de gas disuelto en aceite (DGA)

Como se mencionó antes, las capacitancias C1 y C2 en bushings tipo condensador para 115 kV ó de tensiones superiores se controlan estrictamente por diseño y dependen principalmente del nivel de aislamiento que ofrece el papel impregnado en aceite debido a que bajo circunstancias normales los valores de medida del factor de potencia y la capacitancia no se ven afectados por agentes externos sin embargo bajo condiciones elevadas de contaminación y humedad estos valores pueden variar significativamente, los caminos resistivos acoplados capacitivamente a tierra pueden afectar las mediciones, estos caminos pueden incluir las estructuras de soportes, la resistencia entre la brida de montaje del bushing y el tanque del transformador, efectos parásitos de otros objetos y las conexiones externas durante la prueba. Aunque la norma C57.19.01 de la IEEE especifica un límite 0.5% para el factor de potencia del C1 en los bushings con aislamiento de papel impregnado en aceite, los bushings de condensadores Tipo O + C, AB y T tienen valores de factor de potencia del C1 muy por debajo de este límite.

Los bushings de condensadores para 69 kV y tensiones menores tienen la capacitancia principal C1, estrictamente controlada por el diseño como en los bushings de 115 kV y tensiones superiores, los valores de prueba del factor de potencia y la capacitancia C1 no se ven afectados por factores externos (bajo circunstancias normales) sin embargo bajo condiciones extremas de contaminación y de elevada humedad estas mediciones se verán

seriamente afectadas; Los resultados también podrían verse afectados por la estructura de soporte, jabs de madera que estén húmedas ó mojadas (las cuales crean una resistencia entre la brida de montaje del bushing y el tanque del transformador), efectos parásitos de otros objetos y por conexiones externas durante las pruebas. Estos bushings tienen una capacitancia C2 inherente la cual depende de unas pocas capas de papel con adhesivo, un intersticio de aceite entre la brida y el núcleo del condensador, y el aislador de taps. El deterioro del adhesivo externo del núcleo del condensador puede ocasionar variaciones del factor de potencia en bushings con el mismo número de estilo; la proximidad de la capa del C1 (ver la figura 1-6) con la brida de montaje ocasiona un “efecto de borde” entre las dos partes. La porcelana, el aceite y el aire que rodea al bushing pueden tener algún efecto en los valores de prueba del factor de potencia del C2. En particular, los bushings de condensador de elevada corriente (Tipo T) con una brida corta de montaje y una larga capa/lámina del C1 tienden a exhibir mayores factores de potencia dado el efecto de acoplamiento entre la capa/lámina del C1 y los materiales que lo rodean. (ver figura 1.6) Uno de los factores que pueden influenciar significativamente la capacitancia C2 en los bushings con una larga capa/lámina interna del C1 y una brida corta de montaje, es también el plano externo conectado a tierra.

1.6. DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE LAS CAPACITANCIAS C1 Y C2 EN LOS BUSHINGS TIPO CONDENSADOR

Según las normas C57.19.00 y C57.19.01 de la IEEE, los bushings tipo condensador para 115 kV ó tensiones superiores vienen con capacitancias C1 (principal) y C2 (tap). La capacitancia C1 se forma por el aislamiento principal del aceite/papel entre el conductor central y la capa/lámina de C1, la cual se inserta durante el proceso de construcción del condensador la capacitancia C2 se forma por el aislamiento del tap entre las capas del C1 y del C2, tal como se muestra en la figura 1.7.

La capa/lámina del C1 se conecta internamente al “stud” del tap de voltaje mientras que la capa/lámina del C2 se conecta permanentemente a la brida de montaje y esta a su vez a tierra.

Bajo condiciones normales de operación, la capa/lámina del C1 se conecta automáticamente a la brida de montaje con la ayuda de una cubierta impermeable (que posee el tap de voltaje) la cual realiza una conexión entre el “stud” del tap y la brida de montaje.

El aislamiento del C2 se reduce bajo condiciones normales de operación y no está sujeto a ningún esfuerzo de voltaje. Cuando se usa ese tipo de bushings (con un dispositivo de potencial) el tap de voltaje se conecta a dicho dispositivo y las capacitancias C1 y C2 se conectan en serie y actúan como un divisor de voltaje o de potencial. La tensión desarrollada entre la capacitancia C2 se modifica por el divisor de potencial y se usa para la operación de relés u otros instrumentos. También se puede usar el tap de voltaje para medir el factor de potencia y la capacitancia del aislamiento C1 y C2 del bushing. Además este tap sirve para monitorear la descarga parcial durante las pruebas en fábrica y para medir la corriente de fuga del aislamiento (incluyendo la descarga parcial) durante la operación en campo. Vea la figura 1.6 para detalles sobre el diseño del condensador y el tap de voltaje.

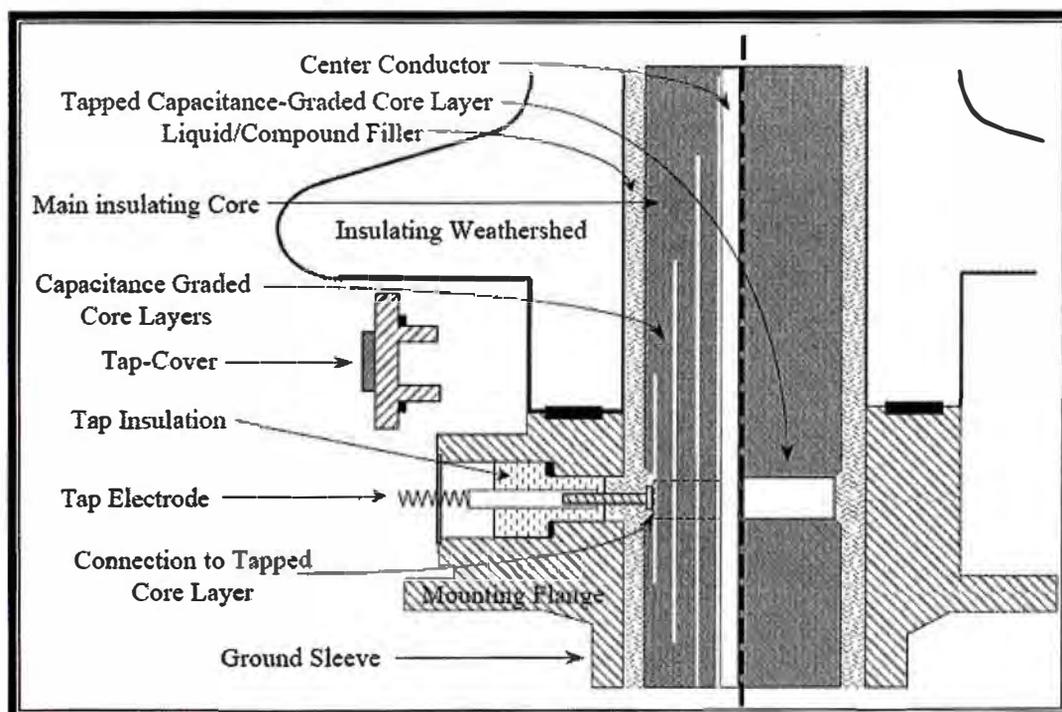


Figura 1.6 Detalles sobre el diseño del bushing tipo condensador y el tap de prueba para tensiones mayores a 69 KV.

Los bushings de condensadores para 69 kV y tensiones inferiores, según las normas IEEE, se suministran con capacitancia C1, denominada capacitancia principal. Esta capacitancia la conforman el aislamiento del aceite y del papel entre el conductor central y la capa/lámina del C1, que se insertan durante el proceso de arrollamiento del condensador. La capa/lámina de C1 se conecta internamente al tap de prueba.

Estos bushings poseen una capacitancia C2 inherente formada por el aislamiento entre la capa C1 y la brida de montaje. Este aislamiento consta de algunas capas de papel con adhesivo, un intersticio de aceite entre el núcleo del condensador y la brida de montaje, y el aislante del tap. Bajo condiciones normales de operación, la capa/lámina del C1 se conecta automáticamente a la brida de montaje (tierra) con la ayuda de la cubierta del tap de prueba empernable el cual crea una conexión entre el resorte del tap de prueba y la brida. Por lo tanto, bajo condiciones normales de operación el aislamiento C2 está cortocircuitado y no está sujeto a esfuerzo alguno de voltaje. El tap de prueba se usa para medir el factor de potencia y la capacitancia C1 y el aislamiento C2 del bushing. En ciertas ocasiones, este tap suele usarse para monitorear la descarga parcial durante las pruebas de fábrica y la corriente de la fuga del aislamiento (incluyendo la descarga parcial) durante la operación en campo. Vea la figura 1.7 para detalles sobre el diseño del condensador y el tap de voltaje.

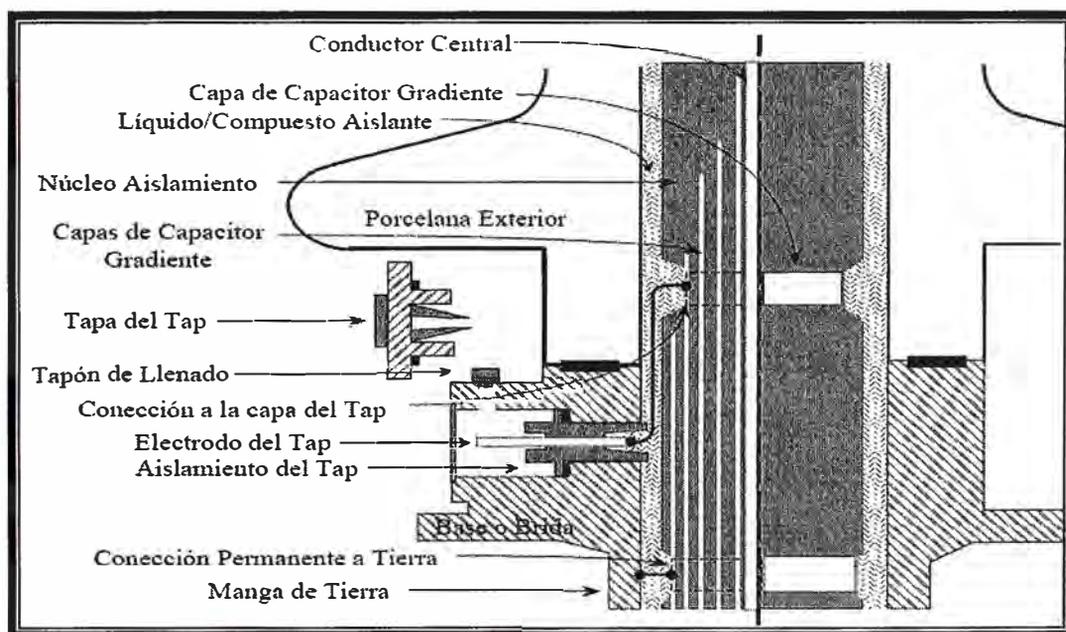


Figura 1.7 Detalles sobre el diseño del bushing tipo condensador y el tap de voltaje para tensiones menores a 69 KV.

CAPÍTULO II.

RESUMEN DE PRUEBAS AL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

2.1. Introducción.

Las pruebas que se deben realizar a los transformadores y a sus accesorios durante los diversos procesos tales como: fabricación, verificar del estado general de los componentes, durante la entrega, puesta en servicio, durante la operación, como parte del mantenimiento o después de una reparación; se pueden considerar como básicas, varían de acuerdo a la condición individual de los transformadores y su planificación depende al grado de fiabilidad con el que se pretende garantizar el funcionamiento normal del transformador.

En este capítulo resumiremos de manera concisa y breve las principales pruebas que se realizan a los transformadores de potencia.

En el Anexo A, tabla A15 se muestran todas las pruebas estandarizadas que se realizan a los transformadores de potencia según las normas IEEE Std. 62-1995.

2.2. Pruebas de resistencia óhmica de bobinados

Esta prueba tiene la finalidad de verificar la resistencia Óhmica de los Devanados.

A cada transformador de distribución y/o potencia se le practicará la prueba de Resistencia Óhmica al cambiador de derivaciones del transformador (se prueba en todos los tap's). Los puntos con alta resistencia en partes de conducción son fuente de problemas en los circuitos eléctricos ya que originan caídas de voltaje, fuentes de calor, pérdidas de potencia, etc.; ésta prueba detectan estos puntos.

Con su aplicación se detectan los falsos contactos y espiras en corto circuito al compararse con los datos anteriores; en caso de no tenerlos se consideraran como iniciales.

2.3. Pruebas de relación de transformación.

El objetivo es verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del tap de un transformador estén dentro de la tolerancia de medición según la norma: IEEE Std-62-1995 "IEEE Guide for diagnostic field testing of electric power apparatus – Part 1: Oil filled power transformers, regulators and reactors”.

La tolerancia para la relación de transformación medida cuando el transformador está sin carga, debe ser de $\pm 0.5\%$ en todas sus derivaciones (según la norma antes mencionada).

2.4. Prueba de resistencia de aislamiento.

Es necesaria para verificar que el aislamiento de los arrollamientos del transformador cumpla con la resistencia mínima soportable para la tensión de operación a la que será sometido, así como para comprobar que no existan conexiones inadecuadas entre sus devanados y tierra. Sirve para avalar el buen diseño del producto y para descartar que no existan defectos en el mismo.

Las pruebas de resistencia de aislamiento deberán realizarse con los circuitos de igual voltaje conectados entre sí versus los circuitos de diferente voltaje; deberán probarse por separado, por ejemplo:

- Alta tensión vs. Baja tensión
- Alta tensión vs. Tierra
- Baja tensión vs. Tierra.
- Núcleo a tierra.

De manera complementaria se recomienda practicar las pruebas de índice de polarización é índice de absorción.

Luego de culminar la prueba se deberán aterrizar los bornes del equipo por un periodo de tiempo; suficiente como para liberar cualquier carga que haya quedado atrapada.

No hay cifra referenciales para determinar si la lectura de una resistencia de aislamiento es buena o mala, una guía práctica es la de considerar $1\text{ M}\Omega$ por cada 1000 Voltios de prueba aplicados como una cifra mínima. Este principio es aplicable a motores y transformadores.

2.4.1. Pruebas del Índice de Absorción.

El objetivo es verificar con mayor precisión y exactitud que los aislamientos del transformador bajo prueba cumplan con la resistencia mínima necesaria para la tensión de operación a la que serán sometidos, así como para comprobar su deterioro gradual.

En caso de que no sea suficiente con las pruebas de resistencia de aislamiento, se recomienda la prueba de índice de absorción.

La relación del índice de absorción es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 60 y 30 segundos según se ve a continuación:

$$AI = \text{Resistencia de aislamiento a 1 min.} / \text{Resistencia de aislamiento a 30 seg.} \dots\dots\dots(2.1)$$

En general una relación de índice de polarización de 1.25 o mayor es considerada como buena, una relación por debajo de este valor indica que el equipo probablemente requiera de inspección más detallada.

2.4.2. Pruebas del Índice de Polarización.

El método de prueba del índice de polarización de un transformador es el de medición directa con un instrumento de medición (Megger) luego de lo cual se realizan los cálculos respectivos con lecturas obtenidas.

La relación del índice de polarización es la división de las lecturas de las resistencias de aislamiento obtenidas en 10 y 1 minuto según se ve a continuación:

$$PI = \text{Resistencia de aislamiento a 10 min.} / \text{Resistencia de aislamiento a 60 seg.} \dots\dots(2.2)$$

Una relación de índice de polarización de 1.5 o mayor es considerada como buena, pero por debajo de este valor indica que el equipo requiera de inspección más detallada.

2.5. Pruebas de impedancia de cortocircuito.

Se efectúan para determinar: deformaciones de las bobinas, espiras cortocircuitadas en el devanado, aterramientos múltiples del núcleo, confirmar la impedancia de placa del transformador, laminaciones cortocircuitadas en el núcleo, problemas con los cambiadores de derivaciones bajo carga y sin carga.

2.6. Pruebas de tangente delta.

Aplicable a los devanados y bushings de transformador de potencia y/o distribución.

El Factor de Potencia de un aislamiento es una cantidad adimensional normalmente expresada en porcentaje, se obtiene de la resultante formada por la corriente de carga de pérdidas que toma el aislamiento al aplicarle una corriente de un voltaje determinado, es en si, una característica propia del aislamiento al ser sometido a campos eléctricos.

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

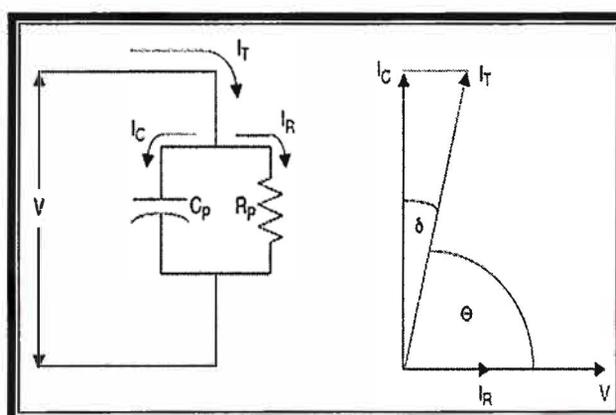


Figura 2.1 Diagrama vectorial que muestra el comportamiento de un aislamiento al aplicarle un voltaje dado V.

I_R Corriente de pérdidas

I_C Corriente de carga.

I Corriente resultante de $I_C + I_R$.

V Voltaje aplicado.

Es importante mencionar que el resultado de las pruebas de tangente delta depende mucho de las pruebas de puesta en servicio antes energizar por primera vez la unidad o de las pruebas de fábrica.

Todas las pruebas realizadas con el equipo de tangente delta se verán con mayor detalle en el Capítulo IV.

2.7. Pruebas en el aceite

El aceite aislante se deteriora por acción de la humedad, del oxígeno, por la presencia de catalizadores y por temperaturas elevadas. La combinación de estos factores, ocasionan el degradamiento químico del aceite, dando como resultado, la generación de ácidos que atacan intensamente los aislamientos y partes mecánicas del transformador. De esta reacción química se generan resultan “lodos” que luego se precipitan en el transformador e impiden la correcta disipación del calor acelerando el envejecimiento de los aislamientos. La presencia de humedad en el aceite es ocasionada por el aire que inhala el transformador durante su proceso de trabajo, por fallas en sus juntas y fugas a nivel general.

Un aceite muy contaminado es aquél que presenta los siguientes valores característicos:
Contenido de humedad igual o mayor que 80 ppm.

Acidez igual o mayor que 0.2 mg. del número de neutralización de la potasa cáustica.

Rigidez dieléctrica, menor o igual a 22 KV.

Se reporta presencia de lodos.

La efectividad de las pruebas dependerá de la periodicidad del mantenimiento. Si bien un mantenimiento preventivo puede ser realizado cada seis meses, al disminuir el tiempo transcurrido entre uno y otro, se garantiza la integridad ó el buen estado del aceite.

Es imprescindible llevar un control de los registros de operación y resultados de pruebas del transformador.

2.7.1. Análisis Físico Químico

Proporcionan información relacionada a la calidad del aceite, indicando sus condiciones químicas y eléctricas, así como una proyección de los efectos que el aceite puede ocasionar al sistema de aislamiento. Los análisis Físico-Químicos se componen de un grupo de pruebas o estaciones de prueba predeterminadas y procesadas bajo estándares y métodos reconocidos internacionalmente (ANSI, DOBLE, ASTM, IEC, etc.), que en conjunto proporcionan la información óptima (técnica y económica) necesaria para determinar la calidad del aceite y sus efectos en el sistema de aislamiento.

Las pruebas que componen los Análisis Físico-Químicos, son las siguientes:

- Color
- Rigidez Dieléctrica
- Tensión Interfacial
- No. de Acidez.
- Gravedad Específica.
- Aspecto Visual
- Sedimentos
- Factor de Potencia @ 25° C y 100° C.
- Contenido de Humedad y determinación de % Humedad /Base Seca.

Cada prueba posee una importancia característica e individual la combinación de todos los resultados y la calidad en el desarrollo de cada prueba es determinante para el diagnóstico final.

2.7.2. Cromatografía de Gases Disueltos en el Aceite

La descomposición química del aceite no solo se debe a la presencia de oxígeno, agua, los efectos de las altas temperaturas ó los fenómenos electromagnéticos. Es también resultado del diseño y operación del transformador.

La experiencia nos conduce a concentrar este análisis en un grupo de gases que permiten obtener la información válida para diagnosticar las condiciones de operación del transformador. Hidrógeno, Oxígeno, Nitrógeno, Metano, Monóxido de Carbono, Bióxido de Carbono, Etano; y Acetileno (se producen otros gases en menor proporción y solubilidad tales como propano e isopropano, pero no son determinantes en el diagnóstico de la prueba).

2.7.3. Análisis de Contenido de Pcb'S

Un PCB es un hidrocarburo sintético con contenido de cloro; fué utilizado en transformadores ubicados generalmente en áreas cerradas, se le considero ideal debido a su alto punto de inflamación y estabilidad química; es conocido comúnmente como ASKAREL. Durante los años 70's, se determino que los Bifenilos Poli clorados tenían características tóxicas nocivas para el hombre, por lo que quedo prohibida su fabricación internacionalmente y se comenzó a establecer la normatividad necesaria para su control, manejo y disposición con la cual se controla el uso, manejo y disposición de todos los materiales que contienen PCB en cantidades mayores a 50 PPM o 10 mg / 100 cm².

El PCB solamente es detectada mediante análisis de laboratorio "Cromatografía de Gases". Es fácil contaminar equipos con este compuesto cuando no se toman las precauciones necesarias.

2.8. Inspección y pruebas de accesorios y equipos propios

El transformador es el equipo eléctrico con el cual los usuarios cometen mayores descuidos lo trabajan a sobrecargas continuas, se le protege inadecuadamente y si se le dedica un período de mantenimiento, éste por lo general es pobre, aquí se presentan algunas posibles fallas y sus respectivas correcciones:

Fallas en el equipo auxiliar: Se debe tener la certeza de que el equipo auxiliar de protección y medición funcione correctamente, por lo que debe reapretarse la tortillería

asociada a los dispositivos. Los aisladores o bushings deben estar limpios y al menor signo de deterioro, deben reemplazarse.

El tanque debe estar limpio, sus juntas no deben presentar signos de envejecimiento y se debe corregir de inmediato cualquier amague de fuga. Sobre este particular, conviene hacer notar que en el caso de fuga, y debido a que el interior del tanque posee una presión negativa, la humedad y el aire externos serán atraídos al interior del transformador.

Se debe revisar que no existen rastros de carbón en el interior del tanque y que tampoco presente señales de "abombamiento", si lo notamos, debemos desconectar el transformador para tratar de determinar las causas que lo hayan generado.

Del análisis de fallas en transformadores, podemos determinar que, salvo en el caso de sobre tensiones ocasionados por rayos, todas las demás fallas se pueden prever con un buen mantenimiento del equipo y si la falla está en proceso, un buen registro de mantenimiento y estudio de las anomalías detectadas permitirá detectarla a tiempo.

En la operación de mantenimiento, se debe verificar lo siguiente:

- Pruebas eléctricas al transformador.
- Revisar termómetro y protecciones propias.
- Verificar el nivel del aceite.
- Limpiar el tanque y los bushings.
- Verificar que no hayan fugas.
- Verificar que las juntas sellen bien y estén en buen estado.
- Ajuste general de tortillería y conexiones.
- Verificar que el cuarto en el que se aloja el transformador se encuentre bien ventilado.
- Verificar que no hayan trazos de carbón, ni desprendimiento de gases o humos.
- Tomar una muestra adecuada de aceite para verificar sus características.

Estas son solo algunas de las pruebas más comunes que se realizan a un transformador. La relación de pruebas se puede ver en la tabla 2.1 extraída de la norma IEEE Std 62.-1995,

los detalles de todas las pruebas y procedimientos se encuentran con mayor detalle en esta misma norma.

2.9. Recomendaciones.

En vista de que los transformadores son los eslabones fundamentales para la operación de las grandes empresas industriales y comerciales, es necesario mantenerlos en funcionamiento continuo, esto se logra a través de un programa regular de inspecciones, pruebas y mantenimiento de rutina o mantenimiento preventivo.

Una adecuada labor de mantenimiento preventivo, basada en una periodicidad controlada y complementada con el análisis de sus resultados, contribuirán a lograr que el transformador mantenga su periodo de vida útil, y ayudaran a prevenir fallas en el equipo, esto es muy importante pues el tener un transformador fuera de servicio representa una paralización de las operaciones, traducidas en pérdidas de producción.

CAPÍTULO III

PROCEDIMIENTOS DE SEGURIDAD ANTES Y DESPUES DE LAS PRUEBAS.

3.1. Seguridad

El transformador solo debe ser manipulado, instalado y operado por personal competente, conocedor de las mejores prácticas de seguridad. Deben Estar dotados de los equipos de protección establecidos por la Empresa de Energía local.

Se debe leer cuidadosamente y comprender el manual de instrucciones antes de instalar, dar mantenimiento, operar o dar servicio al transformador. El no seguir las instrucciones especificadas por el fabricante puede causar lesiones graves, muerte o daño a la propiedad. El manual de instrucciones debe permanecer disponible para los responsables de la instalación, mantenimiento, operación, y servicio del transformador.

La falta de seguridad, comprende da como resultado.

1. Lesiones personales
2. Daño al producto o a la propiedad

Las anotaciones de seguridad existen con la intención de alertar al personal contra posibles lesiones personales, muerte o daños a la propiedad, para ello se entrega por lo general un manual o instructivo de seguridad relacionado a las pruebas del transformador y son dados generalmente por el fabricante. Estas anotaciones de seguridad se agrupan en tres niveles de intensidad de riesgo definidos de la siguiente manera:

1. PELIGRO: Riesgo inmediato que causará graves lesiones personales, muerte o daños sustanciales a la propiedad.

2. ADVERTENCIA: Riesgo o práctica no segura que puede causar graves lesiones personales, muerte o daños sustanciales a la propiedad.

3. PRECAUCIÓN: Riesgo o práctica no segura que causara o puede causar lesiones menores personales o daños menores a la propiedad.

3.2. Personal especializado

El transformador debe ser operado e instalado únicamente por personal competente, familiarizado con buenas prácticas de seguridad. Los manuales o instructivos han sido desarrollados para este tipo de personal calificado y no intentan ser un sustituto para otras capacitaciones complementarias o de la experiencia acumulada en la instalación de estos equipos. Si se necesitara una aclaración extra, más información detallada, o si se suscitaran problemas que no están cubiertos claramente para los propósitos del usuario, deben realizarse las consultas pertinentes a fábrica incluyendo los siguientes artículos de información de la placa del transformador: número de serie, número de estilo, potencia nominal y tensiones nominales. Adicionalmente deben considerarse todos los procedimientos de seguridad tales como: requisitos de la Oficina de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA), requisitos de seguridad regionales y locales, buenas prácticas de seguridad en el trabajo y el buen juicio que deben primar al realizar toda labor.

3.3. Montaje del transformador

El no montar el transformador apropiadamente puede causar graves lesiones, muerte o daños a la propiedad. Los transformadores deben estar montados sobre una plataforma lisa y nivelada, dimensionada para soportar el peso del equipo. La unidad no debe estar inclinada mas allá del ángulo indicado por el fabricante, ya que una inclinación mayor causará desviaciones en el nivel de líquido hacia los dispositivos de alivio u otros accesorios del nivel del líquido (a 25 °C).

Desviaciones en el nivel de aceite pueden aumentar la posibilidad de una falla disruptiva. Cuando se suministran, las abrazaderas de anclaje o ménsulas deben ser usadas para asegurar y/o fijar el transformador al pedestal.

Ya que los transformadores en su mayoría contienen un líquido aislante inflamable (aceite mineral), cualquier falla del transformador puede ocasionar un incendio y/o explosión, esta posibilidad debe de ser considerada al ubicar los transformadores en proximidad a edificios o vías públicas.

El transformador debe ventilarse operando manualmente el dispositivo de alivio o quitando el tapón de respiración. El transformador debe ser ventilado antes de que sea excitado si ha sido sobre comprimido para una prueba de escape o si la unidad ha sido abierta y sellada de nuevo (purga del transformador y bushings).

3.4. Conexión a tierra.

El transformador debe conectarse a tierra apropiadamente antes de energizarse, el no conectarlo a tierra apropiadamente puede causar graves lesiones o muerte. Debe realizarse una buena conexión a tierra, permanente y de baja impedancia, al tanque, usando las placas de conexión a tierra provistas en el equipo para este propósito. Los transformadores que están diseñados para usarse en un sistema de conexión a tierra en Y, (neutro sólidamente conectado a tierra), deben tener el tanque y todos los otros neutros disponibles permanente y sólidamente conectados al neutro común del sistema antes de energizar el transformador.

3.5. Conexiones del transformador.

Durante la instalación, la secuencia recomendada para las conexiones debe considerar inicialmente todas las conexiones a tierra, después las conexiones de baja tensión y finalmente las conexiones de alta tensión. El transformador debe ser retirado de servicio usando la secuencia de conexiones mencionada en forma inversa. Revise cuidadosamente la placa de datos para conocer su capacidad normal y las conexiones que deben realizarse. Evite forzar excesivamente las terminales o los aisladores, esto podría aflojar los empalmes de contacto.

3.6. Inspección del nivel del líquido

El excitar u operar el transformador con el líquido por debajo del nivel (a 25 °C). puede causar lesiones graves, muerte o daño a la propiedad.

Nunca opere o aplique voltaje al transformador si el nivel del líquido esta a 1.27 cm. por debajo del tapón del nivel líquido (a 25 °C).

3.7. Seguridad en el área de energización.

Se debe asegurar apropiadamente el área para evitar el acceso de personal no autorizado, lo cual podría ocasionar lesiones graves, muerte o daño a la propiedad. Al retirarse de la ubicación del transformador energizado se debe verificar que toda barrera protectora o aisladora esté en su lugar. El emplazamiento debe quedar completamente cerrado, y con los seguros apropiados para bloquear los accesos con llave.

CAPÍTULO IV

PRUEBAS ESPECIALES CON EL EQUIPO DE TANGENTE DELTA

4.1. Pruebas de tangente delta

4.1.1. Inicios de la Medición de la Capacitancia y del Factor de Potencia

La medición de la capacitancia (C) y del Factor de Disipación (DF) fue publicada por primera vez por Schering en 1919 y usada para este propósito en 1924 (figura 4.1). La conexión en serie de C1 y R1 representa al objeto bajo prueba con pérdidas y C2 es el capacitor de referencia libre de pérdidas. El diagrama del circuito en paralelo mostrado en la figura 4.10 puede transferirse a un equivalente directo a un diagrama en serie a frecuencias específicas.

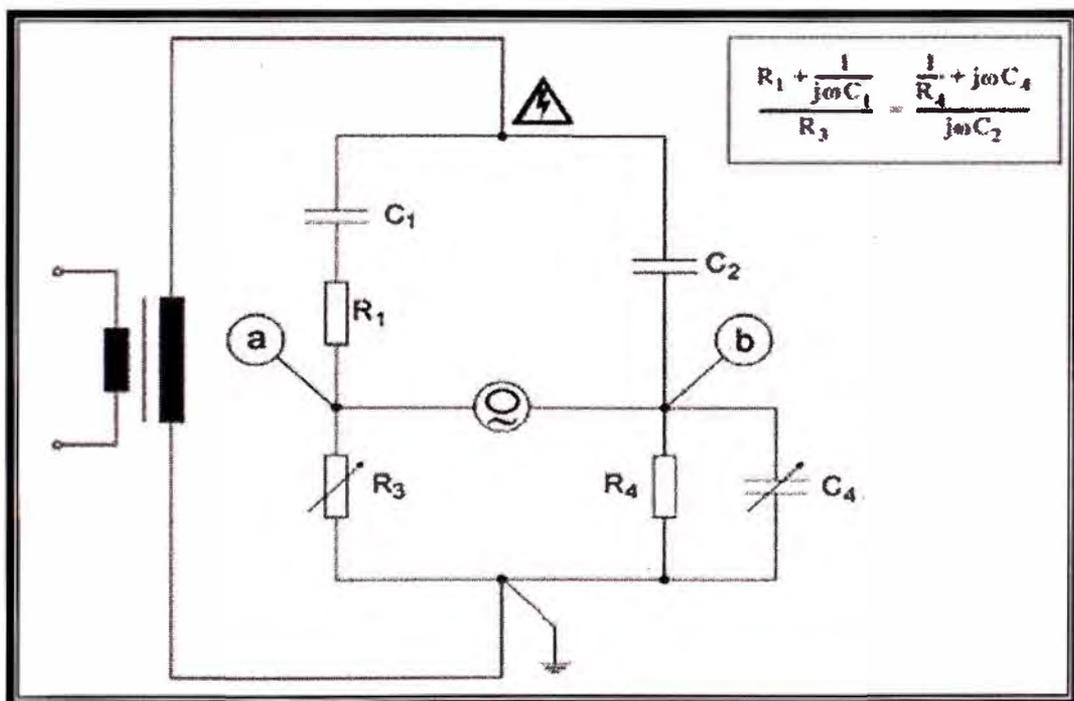


Figura 4.1 Puente Schering para el uso de la prueba tangente delta

Cálculos para determinar el valor de Tangente delta.

Partes reales :

$$\frac{R_1}{R_3} = \frac{C_4}{C_5} \Rightarrow \dots\dots\dots(4.1)$$

$$R_1 = \frac{C_4}{C_2} \times R_3 \dots\dots\dots(4.2)$$

Partes imaginarias:

$$C_1 \times R_3 = C_2 \times R_4 \Rightarrow \dots\dots\dots(4.3)$$

$$C_1 = \frac{R_4}{R_3} \times C_2 \dots\dots\dots(4.4)$$

$$\tan \delta = R_1 \times \omega C_1 \dots\dots\dots(4.5)$$

$$\tan \delta = C_4 \times \frac{R_3}{C_2} \times \omega \times \frac{R_4}{R_3} \times C_2 \dots\dots(4.6)$$

$$\tan \delta = \omega \times C_4 \times R_4 \dots\dots\dots(4.7)$$

La prueba consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, medir la potencia en Watts que se disipa a través de él y medir la carga del mismo en Volts - Amperes. El Factor de Potencia se calcula dividiendo los Watts entre los Volts - Amperes. La tecnología de hoy en día hace que los equipos sean cada vez más pequeños y fáciles de manipular, con configuraciones que simplifican las pruebas en sistemas de aislamiento complejos, en el caso de pruebas de tangente delta son de gran ayuda los modos de prueba que se describen líneas abajo:

- Modo UST (Ungrounded Specimen Test/prueba de la muestra no aterrada).
- Modo GST-guard (Grounded Specimen Test/Prueba de la muestra aterrada)
- Modo (Grounded specimen Test with Guard/ Prueba de la muestra aterrada con cable de guarda)

Estas pruebas ayudan a probar por separado, si es posible, secciones de aislamiento para encontrar deterioro en pequeñas partes no visibles de un gran aislamiento.

Los equipos de prueba traen generalmente un cable de inyección de tensión y dos cables (A y B) de bajo voltaje, para medir las corrientes de fuga y realizar distintas combinaciones como se muestra en los siguientes gráficos.

A.- Ungrounded Specimen Test (UST)

La configuración UST es usada para medir entre dos terminales en la cual ninguno esta a tierra o que pueden ser probados retirando la tierra, en la configuración UST la corriente fluye entre el cable de voltaje y el de medida del instrumento, la corriente que fluye por tierra no es medida. Esta configuración se ilustra en la Figura 4.2.

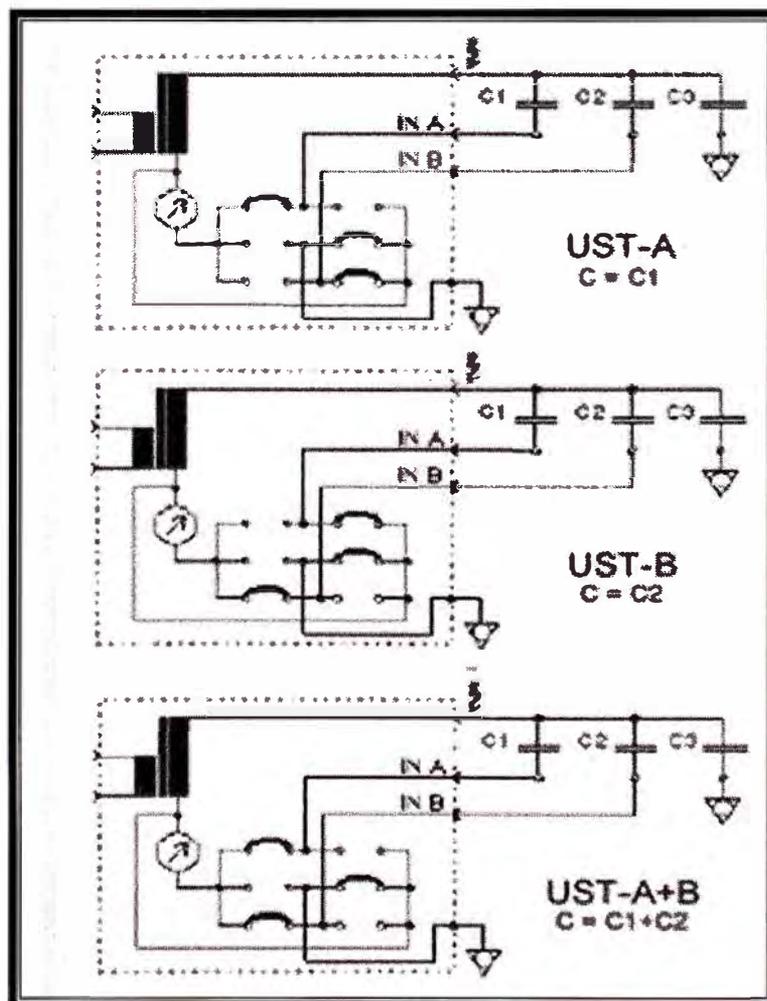


Figura 4.2 Modos de prueba UST con el equipo de tangente delta.

B.- Grounded Specimen Test (GST).

La configuración GST permite probar un terminal aterrado y otro sin tierra. En el modo GST, toda la corriente fluye a tierra y es medida por el equipo.

Esta configuración se ilustra en las Figuras 4.3.

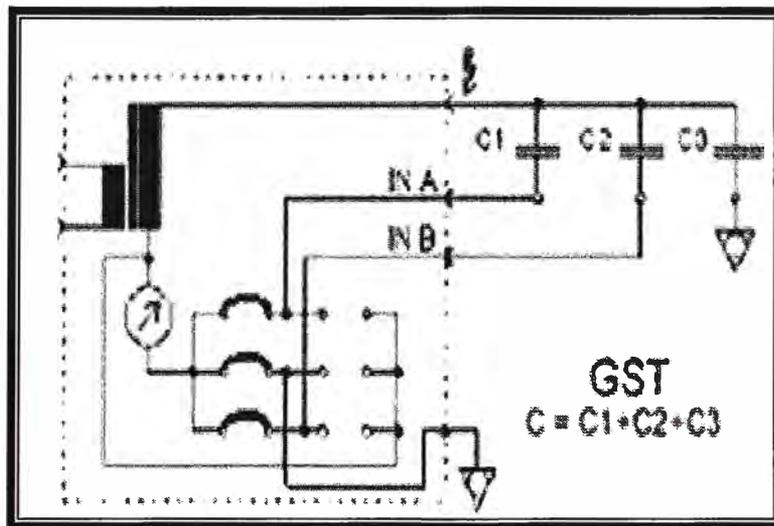


Figura 4.3 Modos de prueba GST con el equipo de tangente delta.

C.- Ground specimen Test with Guard (GST-guard).

El modo de prueba GST-guard permite hacer un “bypass” a las corrientes no deseadas del circuito a medir y habilitar pequeñas secciones de aislamiento a ser probados individualmente. Solo la corriente que va a tierra es medida por el equipo en este modo de prueba, la corriente que fluye del terminal donde está el cable de guarda no es medido por el equipo.

Esta configuración está ilustrada en las Figuras 4.4.

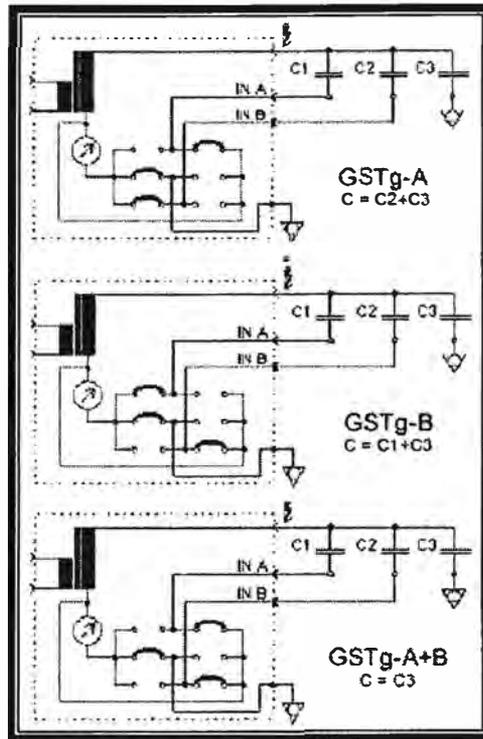


Figura 4.4 Modos de prueba GSTg con el equipo de tangente delta.

En un capacitor ideal sin ninguna pérdida dieléctrica, la corriente del aislamiento es exactamente 90° en adelanto con respecto a la tensión aplicada. Para un aislamiento real con pérdidas dieléctricas, este ángulo es menor a 90° . El ángulo ($\delta = 90^\circ - \phi$), es llamado ángulo de pérdida. En un diagrama simplificado del aislamiento, C_p representa la capacitancia sin pérdidas y R_p las pérdidas (figura 4.5).

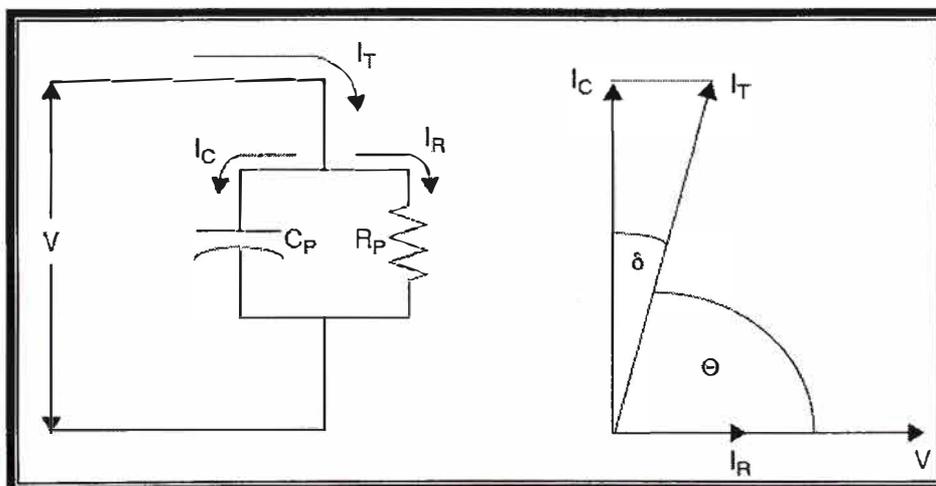


Figura 4.5 Diagrama simplificado de la prueba de tangente delta.

V	Voltaje aplicado.
I_T	Corriente total resultante de $I_c + I_r$.
I_R	Corriente de pérdidas.
I_c	Corriente de capacitiva.
Factor de disipación	Tangente $\delta = I_R/I_C$.
Factor de potencia	$\cos \theta = I_R/I_T$.

La correlación entre el Factor de Disipación y el Factor de Potencia ($PF = \cos \varphi$) y el diagrama vectorial se muestran en la figura 4.6.

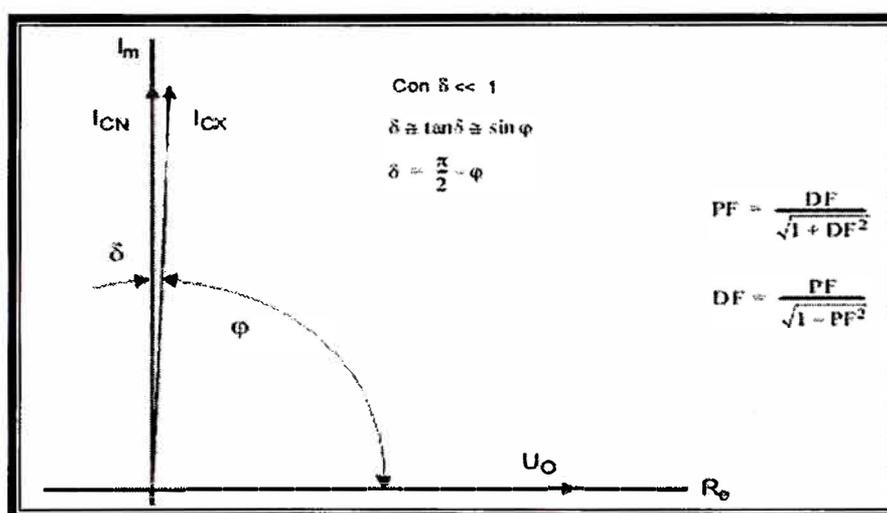


Figura 4.6 Relación entre el factor de potencia y el factor de disipación.

En la figura 4.7 y la tabla 4.1, se muestra el procedimiento de prueba para un transformador de dos devanados, de acuerdo a IEEE 62 1995.

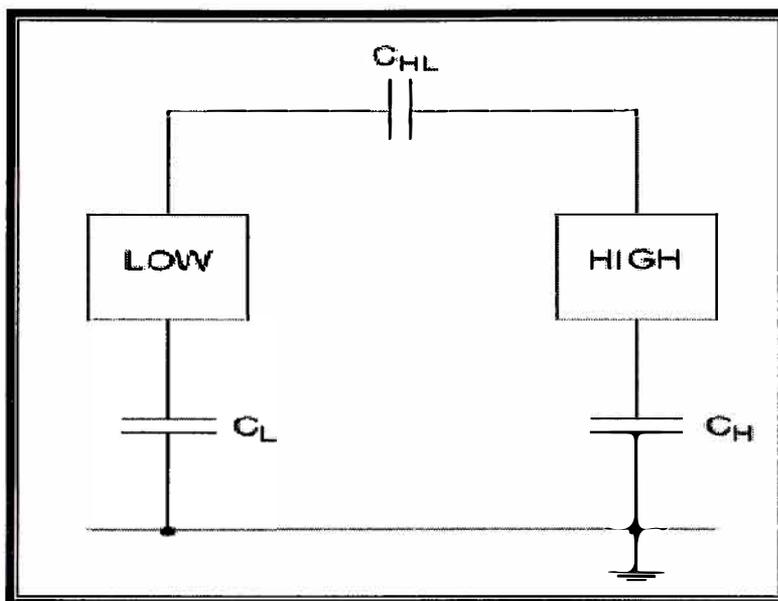


Figura 4.7 Pruebas a un transformador de dos devanados

TABLA 4.1 Procedimiento de pruebas para un transformador de dos devanados.

Modo de prueba	Energizar	Tierra	Guarda	UST	Medida
GST	ALTA	-	BAJA,	-	CH
GST	BAJA	-	ALTA	-	CL
Prueba alternativa para CHL					
UST	ALTA	-	-	BAJA	CHL
UST	BAJA	-	-	ALTA	CHL

En la norma 62-1995 de la IEEE, el procedimiento de prueba es descrito para transformadores de tres devanados. La figura 4.8 y la tabla 4.2 muestran las seis mediciones.

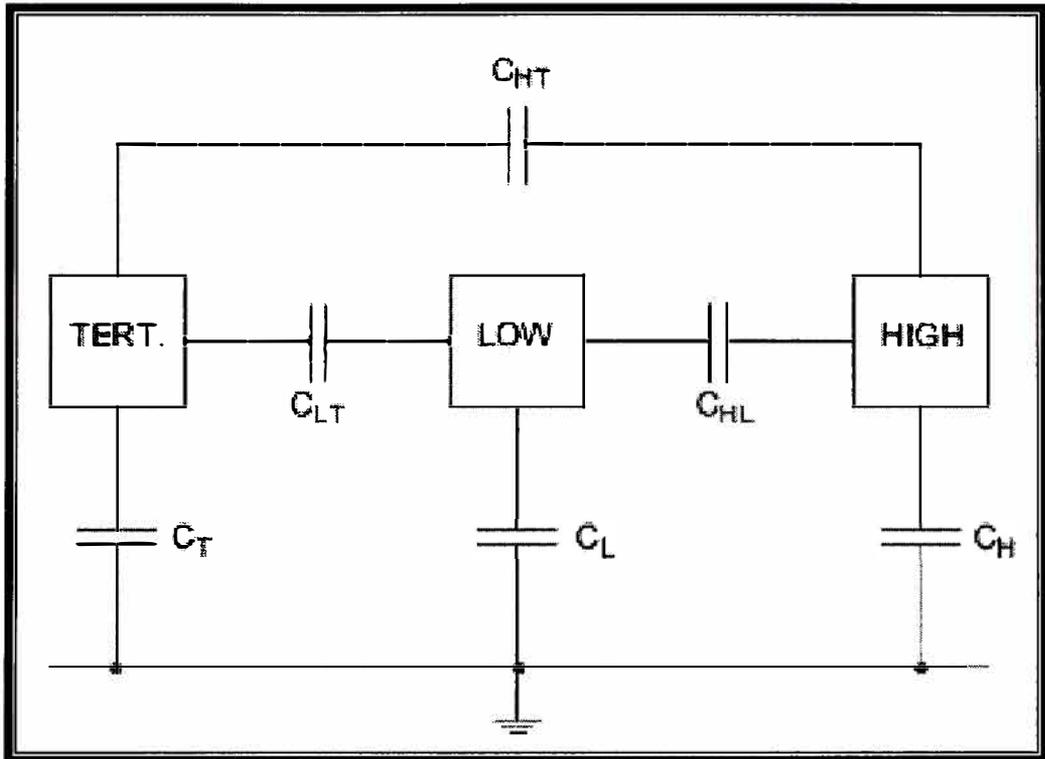


Figura 4.8 Pruebas a un transformador de tres devanados.

TABLA 4.2 Procedimiento de pruebas para un transformador de tres devanados.

Modo de prueba	Energizar	Tierra	Guarda	UST	Medida
GST	ALTA	-	BAJA, TERC.	-	CH
GST	BAJA	-	TERC. ALTA	-	CL
GST	TERC.	-	ALTA, BAJA	-	CT
Prueba suplementaria para aislamientos entre devanados					
UST	ALTA	TERC.	-	BAJA	CHL
UST	BAJA	ALTA	-	TERC.	CLT
UST	TERC.	BAJA	-	ALTA	CHT

4.2. Pérdidas dieléctricas

Las pérdidas dieléctricas en el aislamiento son causadas por:

- Movimiento de partículas conductivas
- Movimiento de iones y electrones

Los efectos de polarización se muestran en la Figura 4.9.

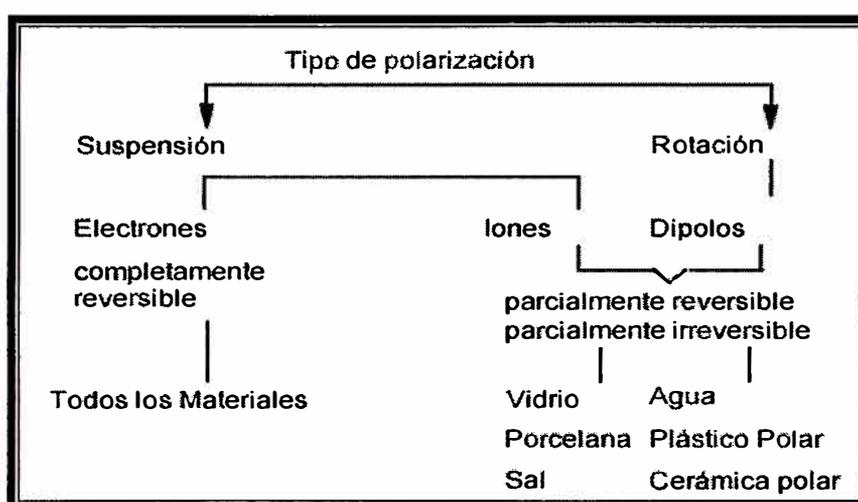


Figura 4.9 Pérdidas dieléctricas por efectos de polarización

Las pérdidas de polarización son generadas debido a los efectos de suspensión y de rotación. La suspensión de los electrones es completamente reversible. La figura 4.10 muestra este mecanismo. Este tipo de polarización también se conoce como "Polarización del Átomo".

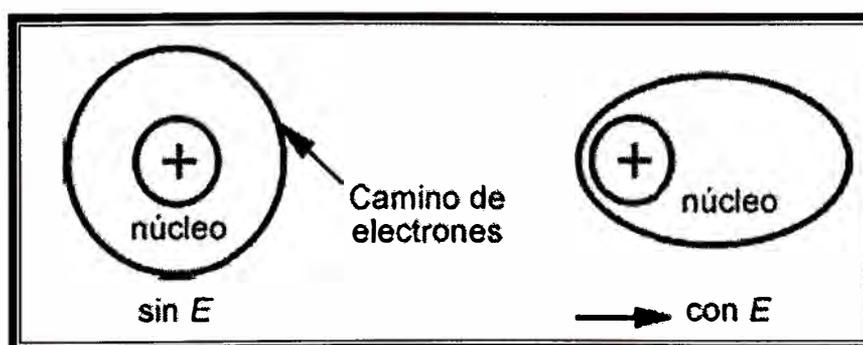


Figura 4.10 Polarización del átomo.

Un dipolo típico es una molécula de agua. La figura 4.11 muestra una molécula en un campo eléctrico. Cuando el campo eléctrico cambia la polaridad, la orientación de la molécula del agua cambia en 180° . Esta rotación, junto con la frecuencia aplicada, ocasiona las pérdidas descritas.

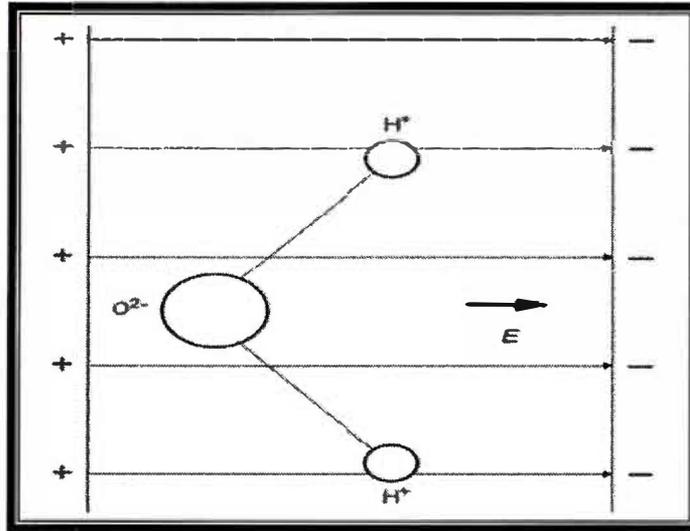


Figura 4.11 Molécula del agua en un campo eléctrico.

A las pérdidas adicionales se les llama polarización interfacial. Las superficies, difusiones intergranulares, bordes interfaciales (incluyendo la superficie de los precipitados) pueden cargarse, por ejemplo: pueden contener dipolos que llegan a orientarse hasta cierto grado en un campo externo y por lo tanto contribuyen a la polarización del material; este efecto ocurre en la interfaz entre el aceite del transformador y un aislamiento sólido como el papel o la placa del transformador (figura 4.12).

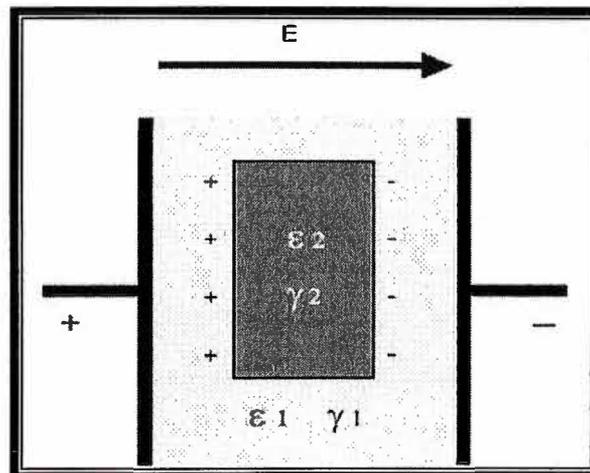


Figura 4.12 Polarización interfacial.

Influencia de diferentes parámetros como el contenido del agua, la temperatura y el envejecimiento actúan sobre el factor de disipación.

La figura 4.13 muestra la tensión de ruptura y el DF en el aceite, el cual depende del contenido de agua. Con un bajo contenido de agua, la tensión de ruptura es muy sensible; con un mayor contenido de agua, la prueba de tangente delta es un buen indicador.

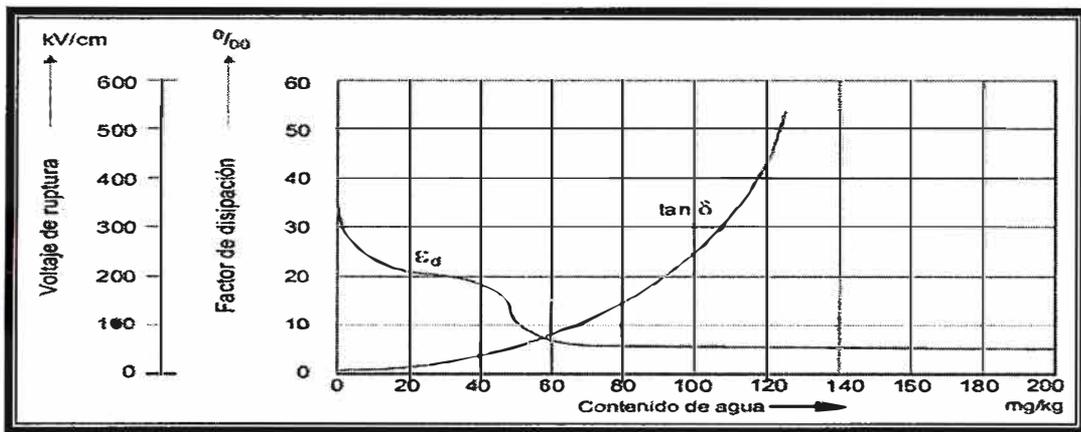


Figura 4.13 Tensión de ruptura y tangente delta en el aceite.

La figura 4.14 muestra el DF del aceite nuevo y el usado, dependiente de la temperatura. A mayor temperatura, la viscosidad del aceite decrece, así que las partículas, los iones y los electrones pueden moverse fácilmente y con mayor rapidez. Por lo tanto, el DF aumenta con la temperatura.

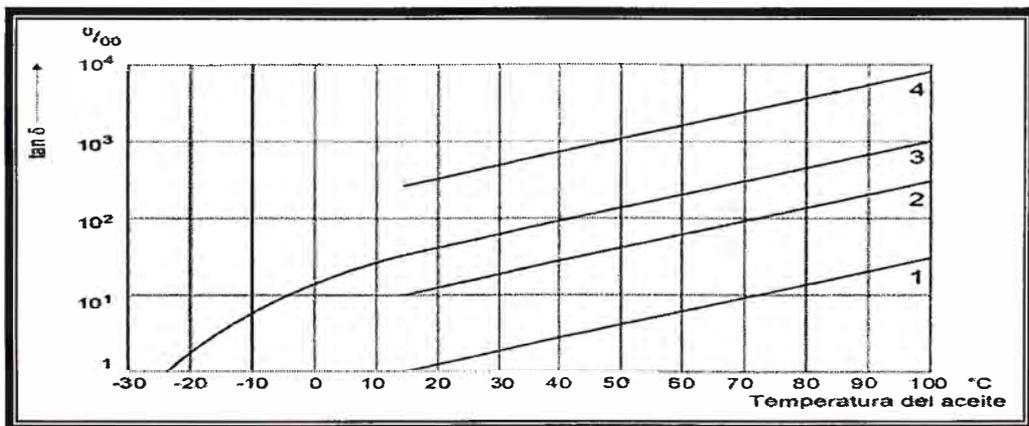


Figura 4.14 Tangente delta dependiendo de la temperatura del aceite y condiciones de aceite nuevo y aceite usado.

Donde:

- 1.- Factor de Disipación: Dependencia de la temperatura = aceite nuevo.
- 2, 3 y 4 = aceite usad. En el anexo A se muestra un factor de corrección (de acuerdo a ANSI 57 y la IEEE Std62-1995) para un aislante basado en aceite mineral.

4.3. Medidas de capacitancias.

La capacitancia del devanado se reduce con la formación de huecos en el aislamiento y aumenta si este se satura con agua. La medición periódica de la capacitancia puede ser útil para determinar laminación por sobrecalentamiento o contaminación con agua en el devanado. Para poder detectar cambios significativos en la capacitancia se necesita medirla con equipos de prueba con resolución de tres decimales. Generalmente los equipos de medición de tangente delta o factor de potencia incluyen la medición de la capacitancia con una buena resolución y se pueden realizar ambas mediciones al mismo tiempo.

4.4. Prueba de corriente de excitación.

Esta prueba debe realizarse antes de cualquier prueba de corriente continua (DC). Los resultados serán incorrectos debido al flujo residual del núcleo si el equipo fue probado antes con corriente continua.

Usando esta prueba se pueden detectar las vueltas cortocircuitadas, pobres conexiones eléctricas, cortos en las láminas del núcleo, problemas con el cambiador de taps y otros problemas posibles en el núcleo y en el devanado. Para una buena interpretación de los resultados, se recomiendan la comparación de las firmas. Si no hay resultados de pruebas para la comparación, ésta debe hacerse con transformadores de diseño similar. En los transformadores trifásicos, se deben comparar los resultados entre las fases. En transformadores trifásicos, con “Y Delta” o “Delta Y”, la corriente de excitación será mayor en las dos fases exteriores que en la fase del medio. Sólo se pueden comparar las dos corrientes más altas. Si la corriente de excitación es menor que 50 mA, la diferencia entre las dos corrientes más altas será menor al 10%. Si la corriente de excitación es mayor que 50 mA, la diferencia deberá ser menor al 5%. En general, si hay un problema interno,

estas diferencias serán mayores. En este caso, otras pruebas mostrarán anomalías y se debe considerar una inspección interna.

El modo de prueba es UST, entre fases o fase a neutro según la configuración del transformador. Esta prueba es recomendable realizarla solo por el lado primario del transformador, tomando en cuenta la potencia del equipo de prueba.

4.5. Pruebas de bushings.

4.5.1. Generalidades.

La medición del factor de potencia y de la capacitancia de acuerdo a las normas de la IEEE sobre los bushings de 115 kV y de tensiones superiores se prueba para evaluar los valores de factor de potencia y de las capacitancias C1 y C2. Ambas capacitancias dependen principalmente del aislamiento del papel, lo cual es controlado estrictamente por el diseño del condensador, produciendo de esta manera resultados predecibles. Por otro lado, los bushings de 69 kV y de menor tensión tienen una capacitancia C2 inherente que depende de algunas capas exteriores de papel con adhesivo y un intersticio de aceite. El factor de potencia y la capacitancia C2 de estos bushings pueden ser afectados por factores parásitos externos. Entre estos factores tenemos la contaminación de las porcelanas, el aire y el aceite que rodea el bushing. Se describen las diferencias en la construcción y el diseño de las capacitancias C1 y C2 entre bushings de clases/diseños diferentes y se discuten los factores que pueden influenciar estas mediciones.

La prueba del factor de disipación es el procedimiento de pruebas en campo más eficaz y conocido para la detección temprana de la contaminación y del deterioro del bushing. También mide la corriente de pérdida alterna (AC) la cual es directamente proporcional a la capacitancia del bushing.

El factor de disipación y la capacitancia del bushing deberían medirse cuando se instala por primera vez y luego de un año de su instalación. Aparte de estas mediciones iniciales, se deben medir el factor de potencia o de disipación y la capacitancia del bushing a intervalos

regulares (3 á 5 años típicamente). Los valores medidos deben ser comparados con las pruebas anteriores y los valores nominales de placa.

Nota: Grandes variaciones en la temperatura afectan significativamente las lecturas del factor de disipación en ciertos tipos de bushings. Para propósitos de comparación, se deben tomar las lecturas a la misma temperatura. Deben aplicarse las correcciones antes de comparar las lecturas tomadas a diferentes temperaturas.

En el anexo A, se muestran las tablas de corrección por temperatura para los transformadores y los diferentes tipos de bushings.

4.5.2. Pruebas C1.

Esta prueba mide el aislamiento entre el conductor central y el tap de capacitancia, el tap del factor de disipación y/o la brida sin conexión a tierra de un bushing.

Se puede aplicar esta prueba a cualquier bushing dentro o fuera del aparato que esté equipado con taps de capacitancia o de factor de disipación, o con la brida que pueda aislarse del tanque a tierra en la que se instala el bushing.

En el caso de bushings equipados con taps de capacitancia, se debe hacer una prueba complementaria entre el aislamiento del tap y la brida. La mayoría de los fabricantes listan los valores del factor de disipación y de capacitancia UST en la placa del bushing.

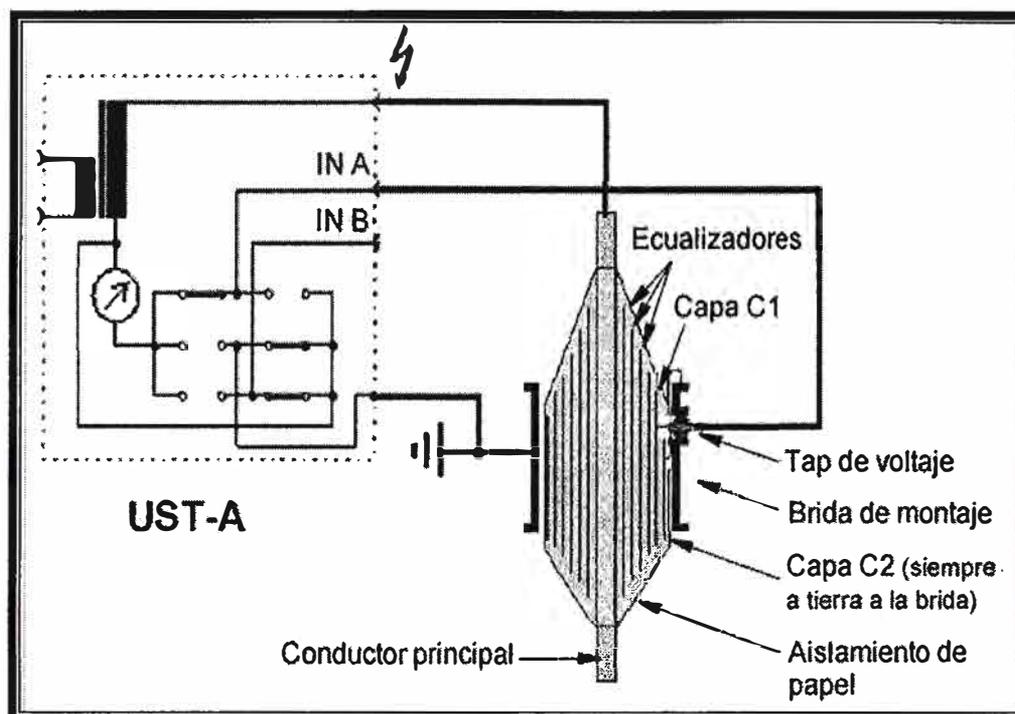


Figura 4.15 Conexiones de prueba C1 al bushing.

Cuando se prueban bushings con taps de capacitancia ó potencial con valores nominales de 110 kV ó superiores, por el método del espécimen sin conexión a tierra (método UST), debe realizarse una prueba separada del factor de disipación en el aislamiento del tap.

Para los taps de capacitancia o potencial, se deben realizar pruebas con voltajes a pasos de 500 voltios. Se energiza el tap con el bushing del conductor central y la brida conectada a tierra. El factor de disipación de un tap de capacitancia o potencial generalmente será del orden del 1.0 por ciento o menos. No se recomiendan las pruebas rutinarias del aislamiento del tap para bushings de 69 kilovoltios ó por debajo de ese valor con taps de factor de disipación. Sin embargo, se debe realizar una prueba del factor de disipación cuando los resultados del UST son cuestionables o si el examen visual indica que la condición del tap de factor de disipación lo requiere. Este procedimiento de prueba es similar al usado anteriormente para taps de capacitancia en bushings de 110 KV. En tales casos, deben limitarse los máximos potenciales de prueba permisibles a aquellos según las recomendaciones del fabricante del bushing.

4.5.3. Pruebas C2.

Esta prueba mide la calidad del aislamiento entre la corriente que transporta el conductor central y la brida montada de un bushing. Esta prueba se realiza en bushings que han sido retirados del equipos, bushings conectados al equipo no energizado, bushings de repuesto o bushings que han sido aislados de los devanados. Se realiza la prueba energizando el conductor del bushing y la conexión a tierra de la brida.

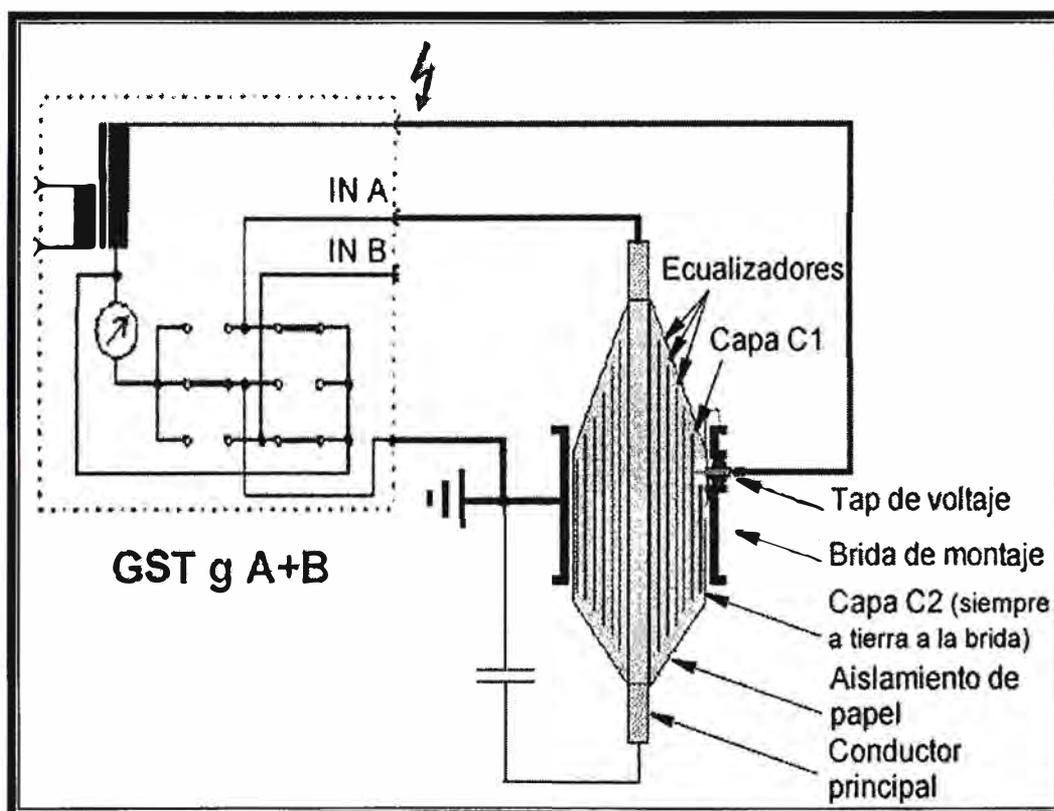


Figura 4.16 Mediciones del C2 de los Bushings de Alta Tensión

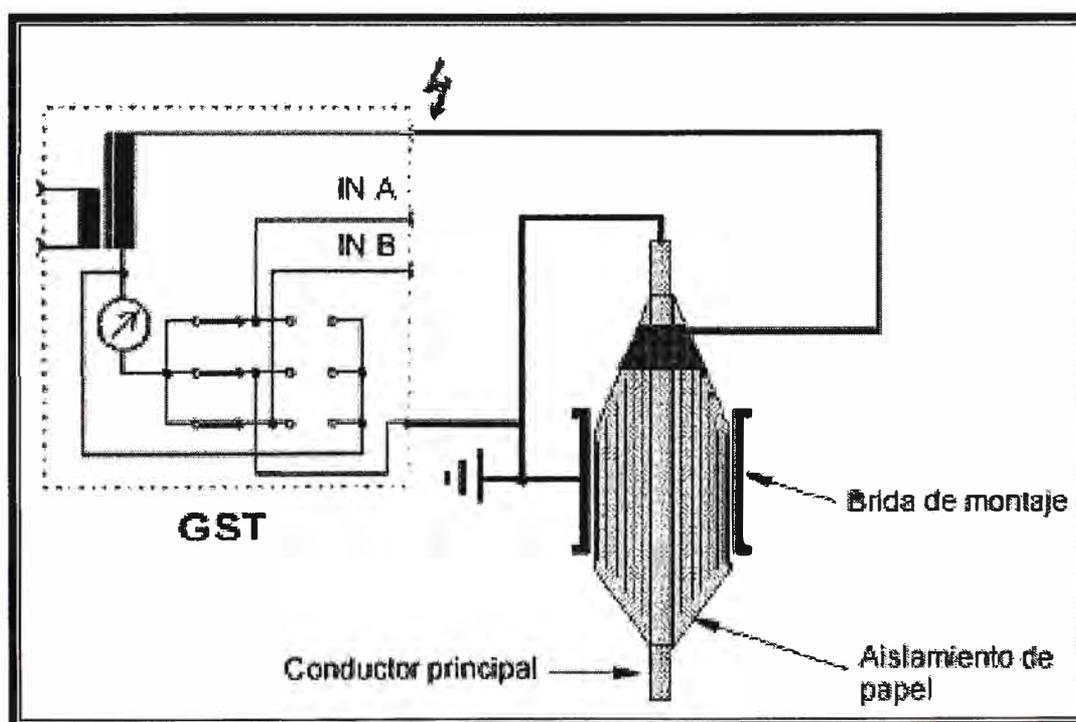
La medición del factor de potencia y de la capacitancia C2 de los bushings del condensador ha sido tópico de bastante interés entre los usuarios de empresas eléctricas y otros usuarios por bastante tiempo.

En el Capítulo I, sección 1.6 se detalla sobre la construcción de los bushings tipo capacitor.

4.5.4. Pruebas de Collar Caliente

Esta prueba mide la condición de una pequeña sección específica del aislamiento del bushing entre un área del cobertizo de la porcelana superior y el conductor central. Se realiza la prueba energizando uno o más electrodos colocados alrededor de la porcelana del bushing con el conductor central del bushing conectado a tierra. Se usa esta prueba para complementar. También se usan para probar los bushings en aparatos cuando otras pruebas son inaplicables o imprácticas, tales como los bushings con SF6.

Se debe realizar una prueba de collar caliente en el primer escalón de los bushings del transformador y en cada tercer escalón de los bushings de SF6. Las pruebas de collar caliente son eficaces para ubicar grietas en la porcelana, el deterioro o la contaminación del aislamiento en la sección superior de un bushing, si tienen un bajo nivel del líquido, o vacíos en el compuesto, con este método las fallas en los bushings son detectados mucho antes que con otras pruebas.



4.17 Conexiones de la prueba de collar caliente.

Los factores de disipación típicos o iniciales de los bushings se listan en los datos de placa, en tales casos, la mediciones en campo (especialmente del UST) se deben comparar con

los factores de disipación de los datos de placa. En general, cualquier bushing que muestre un historial con un aumento continuo en el factor de disipación debe ser examinado y programado para ser puesto fuera de servicio y reemplazado.

Los valores medidos del factor de disipación deben ser corregidos a temperatura de 20°C antes de ser comparados con los valores de referencia (medidos a 20°C).

En el mejor caso, los factores de corrección de temperatura son los valores promedio, y por lo tanto están sujetos a errores. La magnitud del error se minimiza si se realizan las pruebas a temperaturas cercanas a la temperatura de referencia de 20°C. Si se registran factores de disipación dudosos a temperaturas relativamente altas, los bushings no deben ser condenados aún hasta que se enfríen a una temperatura cercana a los 20°C y se puedan repetir las pruebas realizadas. Esto también se aplica a los bushings probados cerca al punto de congelación porque una gran corrección (mayor que 1.00) podría hacer que el resultado sea inaceptablemente alto; en este caso el equipo debe medirse de nuevo a una mayor temperatura. El bushing no debe ser probado cuando sus temperaturas están muy por debajo del punto de congelación dado que la humedad podría haberse convertido en hielo, lo que tiene una resistividad volumétrica significativamente mayor y puede que no se llegue a detectar. En el caso de los bushings montados sobre transformadores, tomar el promedio entre las temperaturas ambientales y del aceite superior del transformador, se aproxima a la temperatura del bushing.

4.5.5. Método para Eliminar la Corriente Superficial

Cuando la humedad relativa es elevada, las mediciones son influenciadas a menudo por la corriente, que fluye sobre la superficie del aislador. A veces estas corrientes son del mismo orden que la corriente que fluye a través del aislamiento o aún más arriba. Si no es suficiente una buena limpieza y secado de la superficie del aislador, debe usarse la técnica de guarda para desviar esta corriente, ver la figura 4.18.

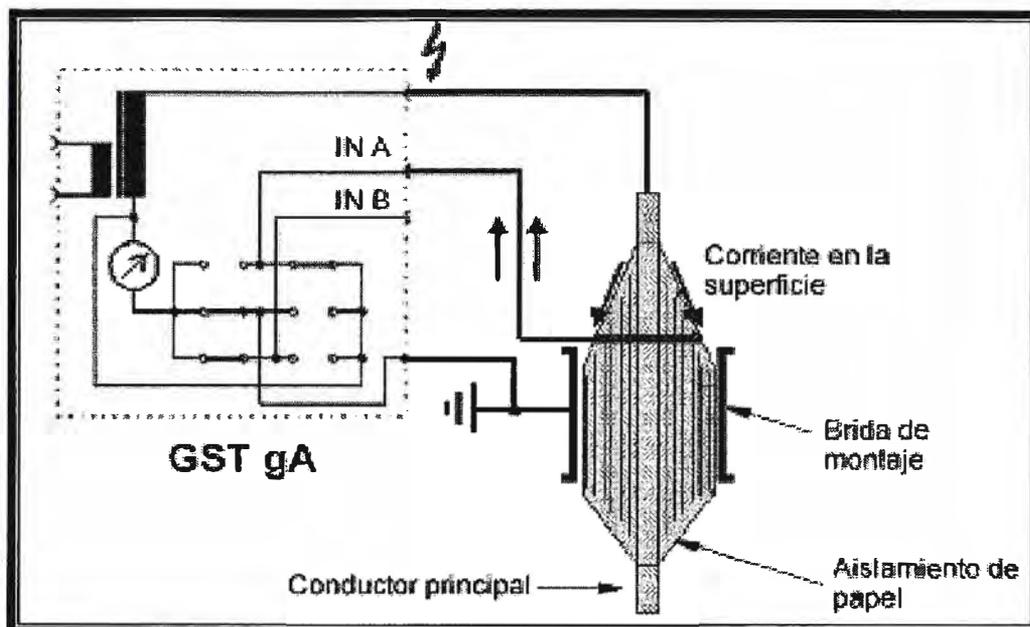


Figura 4.18 Método para eliminar la corriente superficial.

Esta técnica de conexión también es muy útil para medir el aislamiento de los cables.

4.6. Pruebas tip-up.

Esta prueba muestra que el factor de potencia aumenta según aumenta el voltaje de prueba, es una característica que indica el estado del aislamiento.

Tip-up=diferencia de valores de factor de potencia (tensión de línea a tierra-25% de la tensión de línea a tierra)

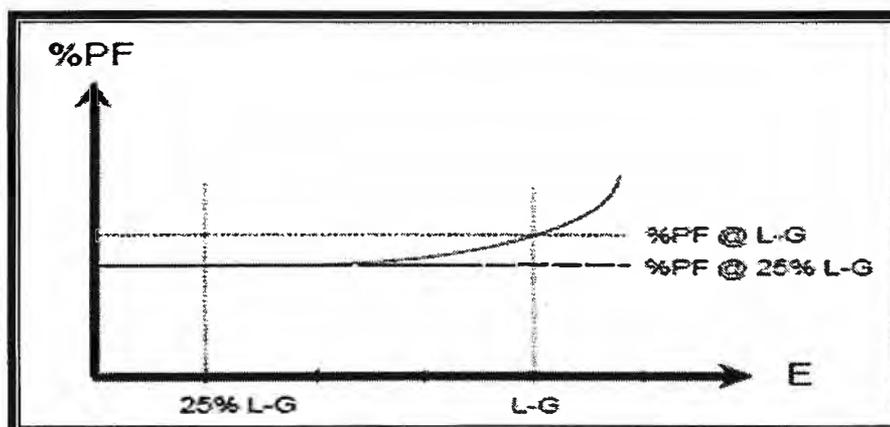


Figura 4.19 Resultado de una prueba típica de tip-up

El Tip-up aplica en aislamientos secos tales como generadores, motores, transformadores secos, etc.

CAPÍTULO V

PREGUNTAS FRECUENTES.

5.1. ¿Cómo se deteriora el transformador?

Los cambios de temperatura del transformador varía el nivel del aceite en el depósito de expansión lo cual genera un flujo de aire en el equipo y a pesar del silica gel, entra humedad y pasa al aceite.

En el Capitulo I punto 1.1.1 causas del envejecimiento del transformador se detallan todas las posibles causas por las cuales se deteriora o envejece el transformador.

5.2. ¿Para que se usa la prueba de tangente delta?

Se usa para evaluar la condición y calidad del sistema aislante, revelar contaminación, fracturas y perforaciones en el mismo y como detector de defectos propios del envejecimiento del dieléctrico.

5.3. ¿Quienes realizan estas pruebas?

Estas pruebas son aplicables al mantenimiento, reparación y garantía de calidad y son realizadas por un especialista.

5.4. ¿Qué equipos se puede probar?

El uso principal esta dedicado a transformadores de potencia, reactores y generadores, sin embargo estas pruebas pueden ser utilizadas para determinar el estado de cualquier aislamiento.

Hoy en día también es usado para determinar el estado del aislamiento en los siguientes equipos:

- Bobinados de alta tensión
- Líquidos aislantes.
- Interruptores
- Transformadores de tensión y corriente.
- Transformadores combinados.
- Pararrayos, etc.

5.5. ¿Por qué medir tangente delta? Y ¿qué ventajas presenta?

La prueba del factor de disipación o tangente delta indica el estado general del sistema aislante ensayado.

Debido a que se trata de un ensayo con tensión alterna y modulable y elevada, exige al elemento bajo prueba unas condiciones muy similares a las condiciones de trabajo reales.

La prueba es una relación entre las componentes resistiva y capacitiva de la corriente, por tanto resulta independiente de la cantidad de aislamiento bajo ensayo.

Las pruebas son hechas a tensiones normalmente menores o iguales a la nominal, evitando así dañar el aislamiento bajo ensayo.

5.6. ¿Porqué es necesario un diagnóstico del transformador?

El transformador eléctrico es una máquina considerada como un elemento fiable en las instalaciones; no obstante están sometidos a temperaturas y gradientes de campo eléctrico provocando un envejecimiento en el aislamiento.

Cuando se produce algún esfuerzo, como por ejemplo: cambio de cargas, sobre tensiones de origen atmosférico o de maniobra o si los materiales no están en buen estado, pueden dar origen a una avería que en muchos casos no se manifiesta de manera inmediata por lo que se denomina latente y es evidenciable con los resultados de las pruebas.

La experiencia muestra que aproximadamente un veinte por ciento de los transformadores presentan síntomas de averías latentes que producirán una desconexión intempestiva.

5.7. ¿Se pueden dar valores de tangente delta negativas?

La respuesta es "SI", en algunos casos se tendrán valores de factor de potencia negativos, estos valores se deben a corrientes circulantes por la superficie del equipo probado, estas corrientes hacen que la corriente total de carga sea en muchos casos negativa, tal como se demuestra.

Corriente de fuga superficial.- La corriente de fuga superficial se presenta porque la superficie del aislamiento está contaminada con humedad o con sales. La corriente es constante con el tiempo y depende del grado de ionización presente, que depende a la vez de la temperatura. Con frecuencia se ignora como corriente separada y se incluye con la corriente de conducción como la corriente de fuga total.

El valor de corriente de fuga superficial en la mayoría de los casos se debe a que el elemento en prueba no se encuentra debidamente limpio o por existe mucha humedad en el ambiente, en el punto 4.5.5 se muestra como se puede hacer para eliminar completamente este efecto.

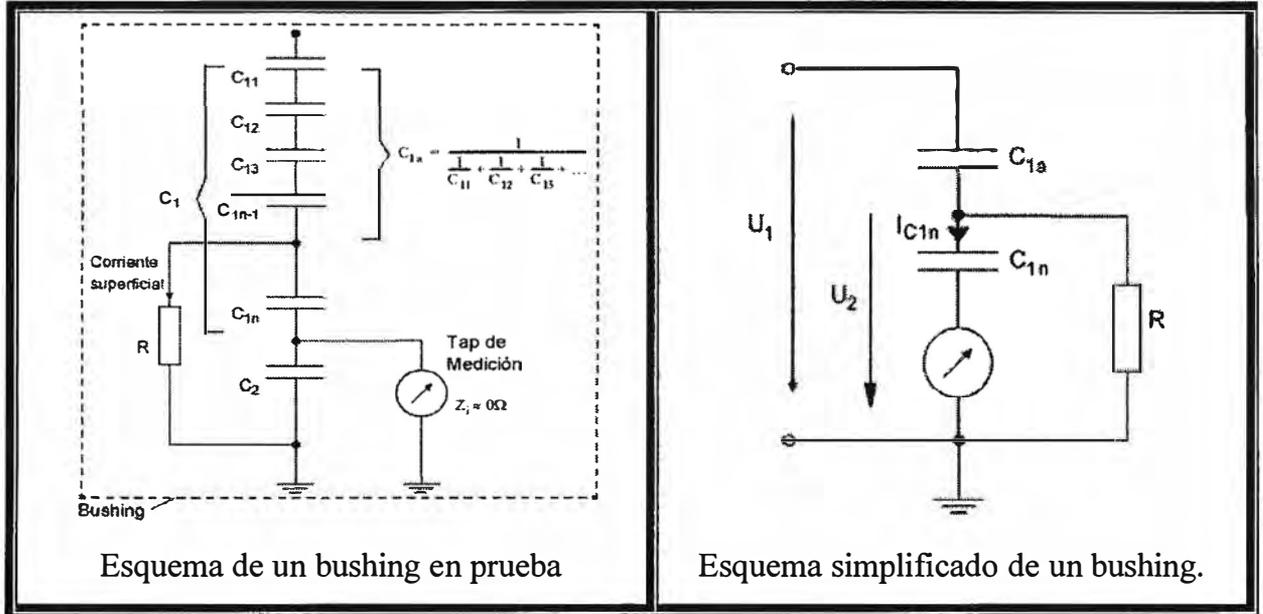


Figura 5.1 Diagrama simplificado de un bushing con pérdidas superficiales

La corriente superficial hace que las tensiones U1 y U2 no se encuentren en fase

Calculando el ángulo de desfasaje de U2

$$U_2 = U_1 \times \frac{1}{1 + \frac{\frac{1}{R} + j\omega C_{1n}}{j\omega C_{1a}}} \dots\dots\dots(5.1)$$

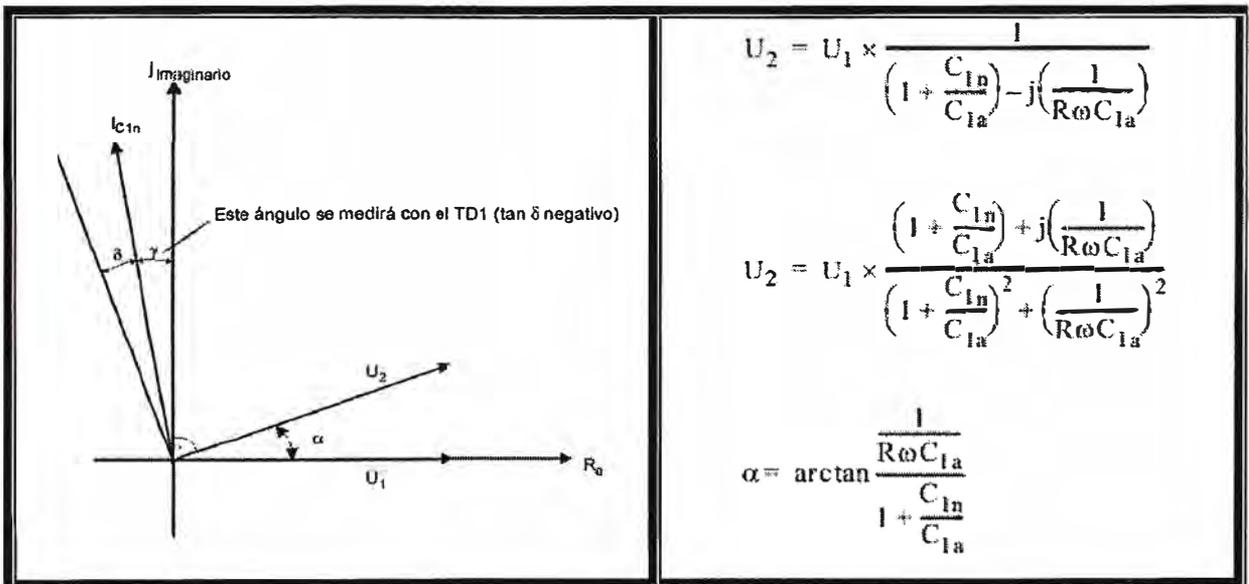


Figura 5.2 Diagrama vectorial del desfasaje entre tensiones.

La corriente IC1n se encuentra en el segundo cuadrante, por lo que el resultado en las pruebas de tangente delta y potencia de pérdidas dará un valor negativo.

CONCLUSIONES

1. La prueba de tangente delta indica el estado general del sistema ensayado.
2. Al ser la prueba de tangente delta una relación entre la componente resistiva de la corriente y la componente capacitiva de la misma, resulta independiente de la cantidad de aislamiento en ensayo.
3. El sistema aislante de cualquier maquina eléctrica es similar a un condensador real y como tal presentara una capacidad propia de la maquina que debe ser prácticamente constante en el tiempo y una parte resistiva que es proporcional al estado del aislamiento.
4. La capacitancia depende de las dimensiones, de la separación y del dieléctrico entre las partes por lo que solo se puede comparar con pruebas de fábrica o pruebas a equipos similares.
5. La medida de capacitancia es un valor constante en el tiempo y una variación notable se considera como algún desplazamiento interno del equipo (según normas la variación no debe ser mayor al 5% de la prueba inicial.)
6. Permite detectar las anomalías y defectos en las condiciones del aislamiento en operación a fin de evitar daños como accidentes e interrupciones del servicio eléctrico, garantizando la normalidad, confiabilidad y calidad del servicio.
7. Revela la existencia de contaminación, fracturas y perforaciones en el sistema aislante, también detecta los defectos propios del envejecimiento.
8. Se trata de un ensayo que presenta gran aplicación para mantenimiento, reparación y garantía de la maquina eléctrica.
9. Debido a que se trata de un ensayo de tensión modulable y elevada exige al elemento en prueba condiciones de trabajo muy similares a las reales.
10. Antes de ejecutar las pruebas se debe realizar una limpieza general a fin de evitar corrientes superficiales que generen errores en las mediciones.

11. Es el mejor método existente para detectar el estado del aislamiento de una maquina eléctrica.
12. No existe una prueba que indique el estado exacto del transformador, lo recomendable es realizar la mayor cantidad de pruebas a fin de corroborar o verificar los resultados.

ANEXO A

PRUEBAS DE TANGENTE DELTA A ALGUNOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN EL PERÚ

1. PRUEBAS DE TANGENTE DELTA EN ALGUNOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN EL PERU.

Nº	MARCA	FASES	AÑO	CONFIGURACIÓN	ENFRIAMIENTO	PESO DE ACEITE	PESO TOTAL	SERIE	POTENCIA	% FACTOR DE POTENCIA			CAPACITANCIA			
										TENSIONES	CH	CHL	CL	CH	CHL	CL
1	A-BB	1	1956	1-PHASE	OW/A	495 IG	—	B 126617	14.7, , , MVA	67.48, 8	0.36	0.57	0.53	2852.1	5442.8	4788.2
2	A-BB	1	1956	1-PHASE	OW/A	495 IG	—	B 126618	14.7, , , MVA	67.48, 8	0.32	0.57	0.53	2839.6	5407.6	4764.2
3	A-BB	1	1956	1-PHASE	OW/A	495 IG	—	B 126619	14.7, , , MVA	67.48, 8	0.49	1.11	0.65	2827	5750.5	4768.2
4	A-BB	1	1949	1-PHASE	OW/A	495 IG	—	B 90621	10, , , MVA	67.8, 10	1.28	1.74	1.4	2951.2	5366	5248.2
5	A-BB	1	1949	1-PHASE	OW/A	495 IG	—	B 90622	10, , , MVA	67.8, 10	2.31	3.02	2.58	3066.5	5574.5	5337.9
6	A-BB	1	1949	1-PHASE	OW/A	495 IG	—	B 90623	10, , , MVA	67.8, 10	2.39	3.2	3.27	3058.8	5626.3	5483.3
7	A-BB	1	1949	1-PHASE	OW/A	495 IG	—	B 90624	10, , , MVA	67.8, 10	2.22	2.04	2.53	3049.6	5679.8	5457.2
8	A-BB	1	1949	1-PHASE	OW/A	495 IG	—	B 90625	10, , , MVA	67.8, 10	2.51	2.48	2.82	3073.7	6039.3	5538.6
9	Tosh	1	1965	1-PHASE	ONAN	7000 L	25100 kg	6401211	9.4, , , MVA	66, 10.5	0.39	0.16	0.45	1435.1	2973.6	2960.8
10	Tosh	1	1965	1-PHASE	ONAN	7000 L	25100 kg	6401212	9.4, , , MVA	66, 10.5	0.33	0.23	0.44	1351.1	2966.5	2972.1
11	Tosh	1	1965	1-PHASE	ONAN	7000 L	25100 kg	6401213	9.4, , , MVA	66, 10.5	0.27	0.2	0.28	1449.6	2948.1	3011.3
12	Tosh	1	1965	1-PHASE	ONAN	7000 L	25100 kg	6401214	9.4, , , MVA	66, 10.5	0.37	0.19	0.4	1455.9	2916	2869.4
13	SIEMENS	1	1996	1-PHASE	ONAN	2610 kg	9170 kg	300073	2500, , , KVA	16, 6.9	0.49	0.29	0.49	1354.4	4573.6	5256.1
14	SIEMENS	1	1996	1-PHASE	ONAN	2610 kg	9170 kg	300074	2500, , , KVA	16, 6.9	0.78	0.27	1	1353.9	4596.2	5116.4
15	A-BB	3	1997	Y-D	OA/FA/FA	40640 kg	129355 kg	MNL9319	0, 80, 100, MV	223, 13.8	0.3	0.32	0.41	3988.8	5699.6	22185.4
16	A-BB	3	2002	D-Y	ONAN	1450 kg	5100 kg	L 720481-01	1.25, , , MVA	22.9, 4.16	0.35	0.45	0.43	725.76	3324.4	4653.5
17	A-BB	3	2005	D-Y	ONAN	4500 LB	20325 LB	L 350029-01	3750, , , KVA	22.9, 4.16	0.22	0.26	0.31	1308.2	5096.7	5412.6
18	BBC	3	1976	Y-D	OA	5965 kg	17315 kg	L 30131	5.5, , , MVA	60, 10	0.23	0.17	0.3	2405.7	3457.1	3530.9
19	BBC	3	1976	Y-D	OA	3940 kg	13600 kg	L 30129	5.5, , , MVA	60, 10	0.32	0.34	0.35	2151.6	3455.9	4039.3
20	A-BB	3	2000	Y-D	ONAN/ONAF	—	—	L 290045-1	39, 30, ,	138, 10	0.26	0.25	0.29	3655.9	5696.1	9873.6
21	A-BB	3	1994	Y-Y	ONAN	—	—	L 21301	1250, , , KVA	22.9, 0.38	2.56	2.92	1.33	944.96	2173.4	2814.2
22	A-BB	3	2005	D-Y	ONAN/ONAF	2400 kg	10623 kg	750013-01	4, , , MVA	22.9, ,	0.25	0.2	0.29	1366.5	4432	4974.1
23	A-BB	3	2005	D-Y	ONAN/ONAF	2400 kg	10623 kg	750012-01	4, , , MVA	22.9, ,	0.24	0.24	0.28	1346.2	3992.6	3248.7
24	A-BB	3	2005	Y-D	FOW	6200 kg	25500 kg	740028-01	20, , , MVA	67.5, 10	0.25	0.23	0.27	2505.3	4595.8	7300.4
25	A-BB	3	2005	Y-D	FOW	6200 kg	25500 kg	740029-01	20, , , MVA	67.5, 10	0.24	0.24	0.32	2450.5	4663.6	7890.5
26	A-BB	3	2003	D-Y	ONAN	4180 kg	18500 kg	720519-01	9, , ,	50, 2.4	0.22	0.25	0.27	2491.2	4060	11291.1
27	A-BB	3	2001	D-Y	OA/FA	2800 kg	14400 kg	701070-01	6, , ,	50, 24	0.2	0.3	0.27	2471	4664	4518.6
28	SIEMENS	3	1996	Y-D	ONAF	33000 kg	228000 kg	371624	215, , , MVA	220, 16	0.33	0.25	0.34	5101.6	8092.5	26147.5
29	SIEMENS	3	1996	Y-D	ONAF	33000 kg	228000 kg	371625	215, , , MVA	220, 16	0.21	0.13	0.3	5112.9	8099.3	26618.2
30	WESTINGHOUSE	3	2004	Y-D	OA	—	2040 kg	332502-40	0.456, , ,	10, 0.36	0	2.77	1.16	631.18	44.1	16508
31	CC	3	2003	D-Y	ONAN	641 kg	3264 kg	33042	1250, , , KVA	10, 0.23	0.69	0.54	1.13	1271.1	2951	5795.9
32	CA-C	3	2003	D-Y	OA	2360 kg	8715 kg	32692	3, , , MVA	50, 5.5	0.32	0.48	0.39	1937.8	3407.4	5460.4
33	CEM	3	1998	Y-D	ONAN/ONAF	1880 kg	7810 kg	31524	3, , , MVA	22.9, 10	0.5	0.5	0.6	1595.5	4377.3	5338.6
34	A-BB	3	2005	Y-D	ONAN	3200 LB	12900 LB	240519-01	2000, , , KVA	22.9, 4.16	0.33	0.41	0.33	892.81	2834.7	3550.6
35	A-BB	3	2005	Y-D	ONAN	3200 LB	12900 LB	240522-01	2000, , , KVA	22.9, 4.16	0.27	0.39	0.31	889.29	3014.4	3621.4
36	A-BB	3	2005	Y-D	ONAN	3200 LB	12900 LB	240524-01	2000, , , KVA	22.9, 4.16	0.3	0.4	0.3	876.21	3010.4	3525.5
37	A-BB	3	2005	Y-D	ONAN	3200 LB	12900 LB	240523-01	2000, , , KVA	22.9, 4.16	0.29	0.33	0.33	885.23	2923.5	3771.5
38	WEG	3	2003	Y-Y	ONAN/ONAF	12050 L	30600 kg	200.734	7, 9.3, , MVA	138, 23	0.27	0.22	0.22	2868.5	3300.2	8380.3
39	DELROSIA	3	2005	Y-D	ONAN	6200 kg	21700 kg	162162T	7, 9, , MVA	60, 10	0.26	0.17	0.24	2040.9	4042.5	5531.5
40	A	3	1996	Y-D	ONAN/OFAP	—	—	1613637	5, 6.5, ,	34.5, 10	0.27	0.24	0.31	1648.6	5026.7	4539
41	DELROSIA	3	2000	D-Y	ONAN	1200 kg	4600 kg	141718T1	1600, , , KVA	10, 0.46	1.25	0.27	0.95	1067.7	2413.6	3652.2
42	DELROSIA	3	1997	D-Y	ONAN	6800 kg	23300 kg	140718T	10, , , MVA	66, 10.5	0.3	0.27	0.31	2171.1	3072.9	4672.5
43	DELROSIA	3	—	Y-D	ONAN	—	—	140611T2	3, , , MVA	22.9, 10	0.46	0.4	0.54	1291.3	5039.2	3729.9
44	DELROSIA	3	—	Y-D	ONAN/ONAF	—	—	140611T1	3, , , MVA	22.9, 10	0.43	0.3	0.46	1303.2	5078.4	3737.4
45	DELROSIA	3	1994	Y-D	ONAN	1300 kg	6000 kg	136465T1	2500, , , KVA	24, 10	0.19	0.2	0.28	1249.8	3133.8	2753.4
46	BBC	3	1966	Y-D	OA	—	—	10335	6, , , MVA	33, 10	0.3	0.28	0.38	1866	6808.7	4738.2
47	A-BB	3	2005	Y-D	FOW	6200 kg	25500 kg	0740028-01	20, , , MVA	67.5, 10	0.44	0.51	0.49	2504.3	4638.5	7479.7
48	DELROSIA	3	2000	D-Y	ONAF	4320 kg	19210 kg	00-1562	10, , , MVA	—	0.24	0.25	0.28	1665.5	5823.1	5772.1

2. FACTOR DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA

$$F_{p20} = \frac{F_{pt}}{K}$$

donde:

F_{p20} es el factor de potencia corregido para 20°C

F_{pt} es el factor de potencia medido a la temperatura T

T es la temperatura de prueba (°C)

K es el factor de corrección

Tabla de factor de corrección (de acuerdo a ANSI 57.12.90) para un aislante basado en aceite mineral.

Temperatura de prueba T (°C)	Factor de corrección K
10	0.80
15	0.90
20	1.00
25	1.12
30	1.25
35	1.40
40	1.55
45	1.75
50	1.95
55	2.18
60	2.42
65	2.70
70	3.00

Nota: Los factores de corrección listados se basan en sistemas de aislamiento que usan aceite mineral como un líquido aislante. Otros líquidos aislantes pueden tener factores de corrección diferentes.

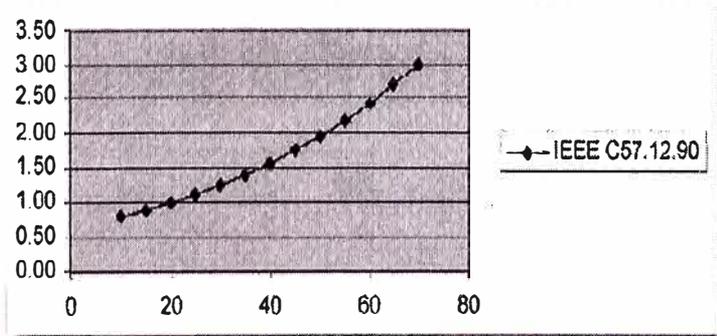
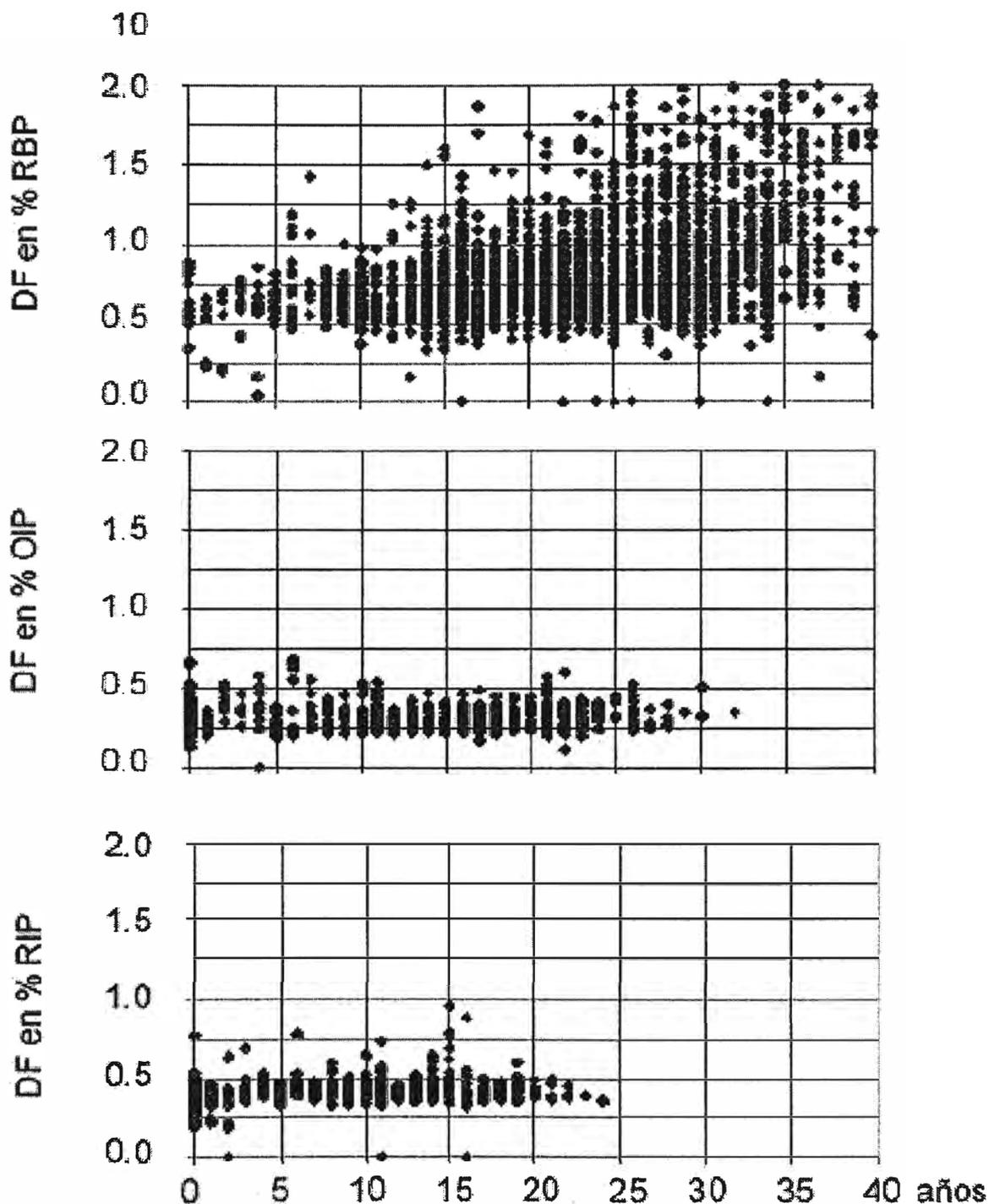


Figura A1.1 factor de corrección por temperatura (ANSI 57.12.90) para un aislante basado en aceite mineral.

3.- ESTADÍSTICA DE PRUEBAS EN EL TIEMPO DE BUSHINGS

3.1.- TANGENTE DELTA DE LOS BUSHINGS TIPO: RBP, RIP Y OIP



**Figura A1.2: Envejecimiento de los bushings de RBP, RIP y OIP
(cambio del Factor de Disipación)**

3.2.- CAPACITANCIA DE LOS BUSHINGS DE TIPO: RBP, RIP Y OIP

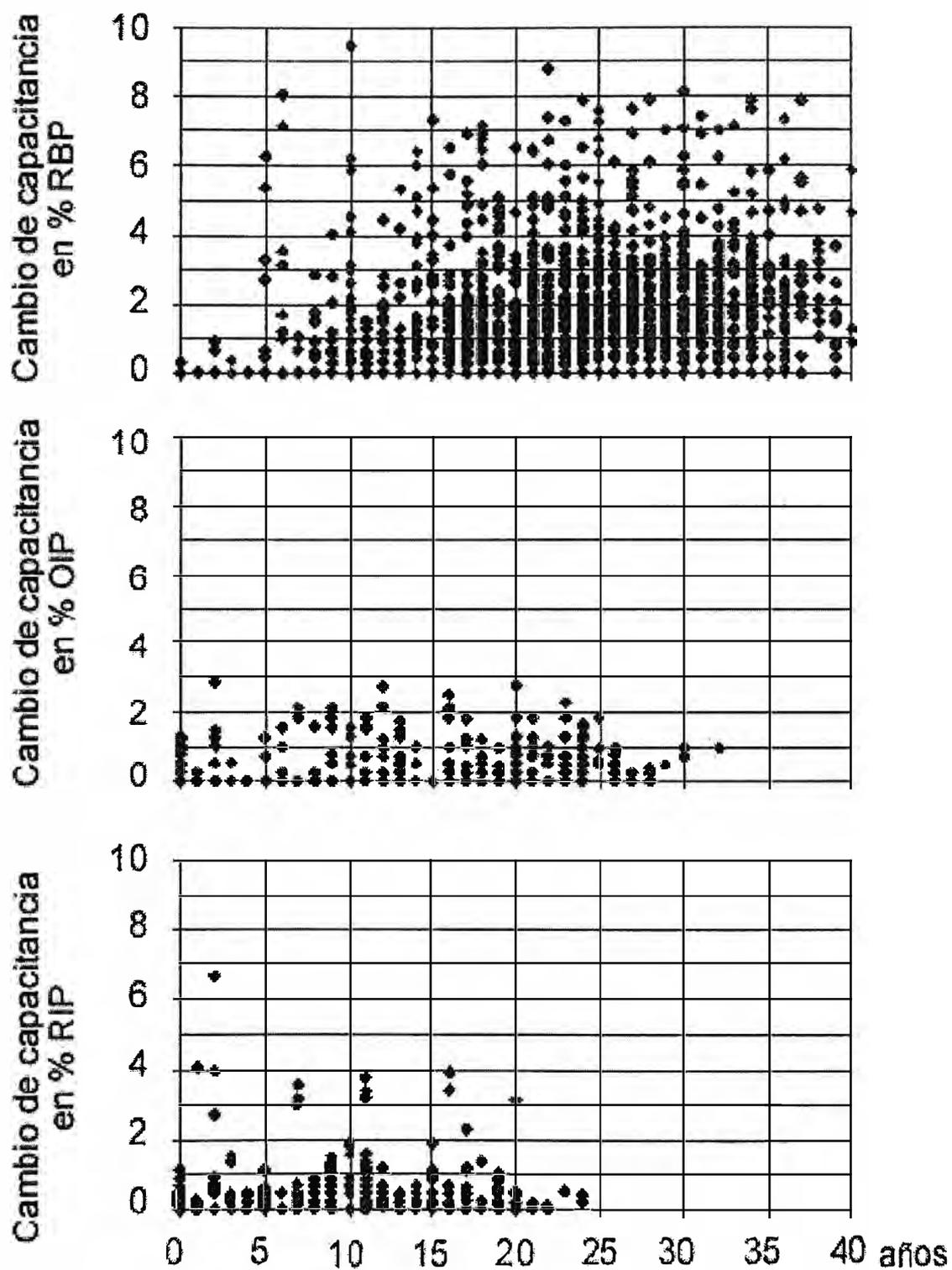


Figura A1.3: Envejecimiento de los bushings de RBP, RIP y OIP (cambio de la capacitancia)

4.- LÍMITES DE TANGENTE DELTA EN BUSHIGS

4.1.- LÍMITES DE TANGENTE DELTA EN BUSHINGS TIPO RBP (MICAFIL DG)

Se pueden alcanzar los límites en cerca de 25 años. Esto no es válido ara aislantes húmedos.

a) Límites del factor de disipación a 20°C.

U nominal [kV]	DF (%)
36	2.5
73	2.3
123	2
170	1.8
245	1.5
300	1.3
302	1.15
420	1

b) Límites del cambio de la capacitancia (Delta C) a 20°C.

U nominal [kV]	Delta C (%)
36	25
73	23
123	20
170	18
245	15
300	13
302	12
420	10

Fuente: Widmann, Karl: Zustandserfassung und Bewertung von Durchführungen im Betrieb, MICAIL Symposium Stuttgart, 1999

4.2.- LÍMITES DE TANGENTE DELTA EN BUSHINGS TIPO (B)

Fabricante	Tipo o Clase de Bushing	cos ϕ para nuevos bushings en	Valor peligroso del cos ϕ a 20°C (%)
General Electric	A	6.0	8.0
	B	10.0	12.0
	F	1.5	2.0
	L	3	4.0
	LC	2.5	3.5
	OF	2.6	6.0
	S	3.5	6.0
	U	1.0	1.5
Lapp Bushings	POC	0.5	
	PRC	0.7 - 1.2	
Ohio Brass fabricado antes de 1926 y después 1938	ODOF	1 - 10	cos ϕ inicial = 22
	G		
	L		
Ohio Brass fabricado desde 1926 y hasta después 1938	ODOF	2 - 4	cos ϕ inicial = 16
	G		
	L		
Ohio Brass	Clase GK tipo C	0.4 - 0.6	
	Clase LK tipo A	0.6 - 0.7	
Pennsylvania Transformer	P	0.5	1.0
	PA		
	PB		
Westinghouse	D		6.0
	O		1.4
	OCB y Transf. Inst. 69 kV y menores		3.5
	OCB y Transf. Inst. 92 kV - 138 kV		2.8
	Transf. de Potencia y Distr. OCB 161 kV - 288 kV		2.0

Fuente: US Bureau of Reclamation: "Testing and Maintenance of High Voltage Bushings", Facility instructions, standards and techniques - vol 3-2, Denver, 1991

4.3.- LÍMITES DE TANGENTE DELTA EN BUSHINGS TIPO (C).

Fabricante: Descripción	Tipo o Clase de Bushing	Límites del Factor de Potencia (% a 20°C)	
		Típico	Dudoso o cuestionable
ASEA Brown Boveri (ABB)	O+C	0.5	Doble al dato de placa
	T	0.5	
<p>Nota: 1. Contactar al fabricante si la capacitancia se incrementa al 100% del valor instalado instalado originalmente</p> <p>2. Referencia: panfleto de instrucción de ABB 44-888E con fecha 1ro. Julio 1990.</p>			
ASEA Menor que 800 kV 800 kV	GOA 250	0.5	0.7
	GOB	0.5	0.7
	GOBK	0.5	0.7
	GOC	0.45	0.6
	GOE	0.4	0.65
	GOE	0.4	0.6
	GOEK	0.4	0.6
	GOEL	0.4	0.6
	GOF	0.45	0.65
	GOFI	0.4	0.6
	GOG	0.45	0.65
	GOH	0.25	0.45
	GOM	0.45	0.65
GOA otros	0.45	0.65	
<p>Nota: 1. Se considera aceptable hasta 3% de cambio del valor de placa de la capacitancia.</p> <p>2. Retirar de servicio si la diferencia entre los datos de placa y el valor porcentual del factor de potencia de C1 medido excede el 75%.</p> <p>3. Referencia boletín ABB Components #2750 515E-56, de 1990.</p>			
Fabricante: Descripción	Tipo o Clase de Bushing	Límites del Factor de Potencia (% a 20°C)	
		Típico	Dudoso o cuestionable
Bushing Company (Reyrolle Limited) Incluye: - Micanite & Insulators (M&I) - English Electric - Ferranti	OTA	0.35	0.6
<p>Nota: Referencia Bushing Company enviado por fax el 9/1/1993</p>			
General Electric: Porcelana Through ¹ Porcelana Sólida, Alta Corriente Cable Flexible, Lleno de Compuesto ¹ Porción Superior Lleno de Aceite, Sellado Lleno de Aceite, Sellado Porción Superior Lleno de Aceite, Sellado Porción Superior Lleno de Aceite, Sellado Cámara de Expansión Lleno de Aceite Formas C & CG, Núcleo Rígido, Lleno de Compuesto ¹ Lleno de Aceite, Sellado Lleno de Aceite, Sellado	A A B D F L LC OF S U T	3.0 1.0 5.0 1.0 0.7 1.5 1.5 1.5 0.8 1.5 0.5 0.5	5.0 2.0 12.0 2.0 1.5 3.0 3.0 2.0 6.0 1.0 1.0

4.4.- LÍMITES DE TANGENTE DELTA EN BUSHINGS HAEFELY TRENCH, TIPO COTA.

Fabricante: Descripción	Tipo o Clase de Bushing	Límites del Factor de Potencia (% a 20°C)	
		Típico	Dudoso o cuestionable
Haefely Trench: Bajo 1400 kV BIL 1400 kV BIL y superior	COTA COTA	0.3 0.35	Doble al dato de placa
<p>Nota: 1. El valor de la capacitancia C1 es dudosa si está 10% por encima del valor de placa. 2. El valor de la capacitancia C2 es dudosa si está 5% por encima de la primera medición en el campo luego de su instalación. 3. El valor de la capacitancia C2 puede variar en un 20%. Referencia, fax de Haefely con fecha 5 de Abril, 1994. 4. Algunos bushings de 115 kV y de tensiones superiores que tienen taps potenciales, tienen una capacitancia C1 de dato de placa basado en las pruebas de fábrica hechas en el tap de prueba. Luego se entierra el tap de prueba y no es accesible al usuario. Por el contrario, el usuario prueba al bushing usando el tap de potencial donde la capacitancia parece muy alta comparada con los datos nominales de placa. La capacitancia obtenida en el campo debe modificada como sigue: $C1 = (C1 \text{ (Haefely)} \times C2 \text{ (Haefely)}) / (C2 \text{ (Haefely)} - (C1 \text{ (Haefely)}))$, donde (C1 (Haefely) y C2 (Haefely) son los valores nominales de placa de las capacitancias. 5. Referencia, fax de Haefely con fecha 3 de Abril, 1995.</p>			
Lapp: Tipo condensador con papel en aceite; totalmente encerrado, 23-69 kV	POC & PA	0.5	1.5
Núcleo del Condensador con Papel con Resina	PRC & PRC-A	0.8	1.5
Tipo núcleo duro con papel con epóxico sin porcelana inferior	ERC	0.8	1.5

Fuente: Schurman, D.: "Testing and maintenance of high voltage bushings", Western Area Power administration, Golden (Colorado), 1999

Nota:

1. Se considera aceptable hasta 3% de cambio del valor de placa de la capacitancia.
2. Retirar de servicio si la diferencia entre los datos de placa y el valor porcentual del factor de potencia de C1 medido excede el 75%.
3. Referencia boletín ABB Components #2750 515E-56, de 1990.

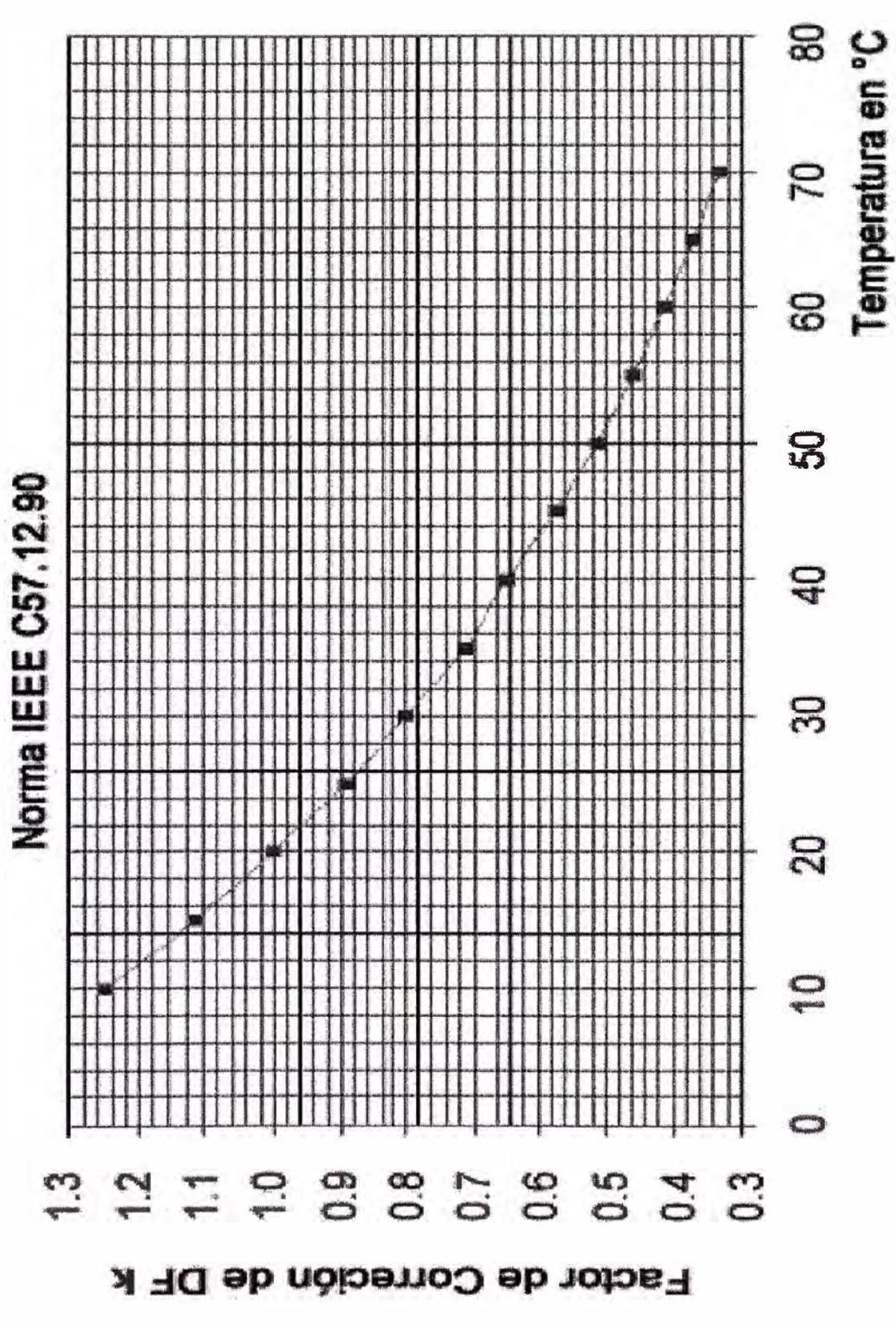
5.- LIMITES DE TENSIÓN DE ENSAYO PARA LA PRUEBA C2.

Fabricante	Tipo o Clase de Bushing	Tensión de Prueba
ABB	O+C	1000
ASEA	Todos los tipos de GO	500
BBC	CTF, CTKF	500
General Electric de Canadá	U	1000
General Electric	LC, U	500
Haefely	Todos	500
Lapp	POC	1000
Micafil	WtxF	500
Micanite & Insulators	Todos	500
Ohio Brass	L	250
Ohio Brass	GK, LK	500
Passoni & Villa	Todos	500
Pennsylvania (Federal Electric)	P	500
Westinghouse	S, SOS	500

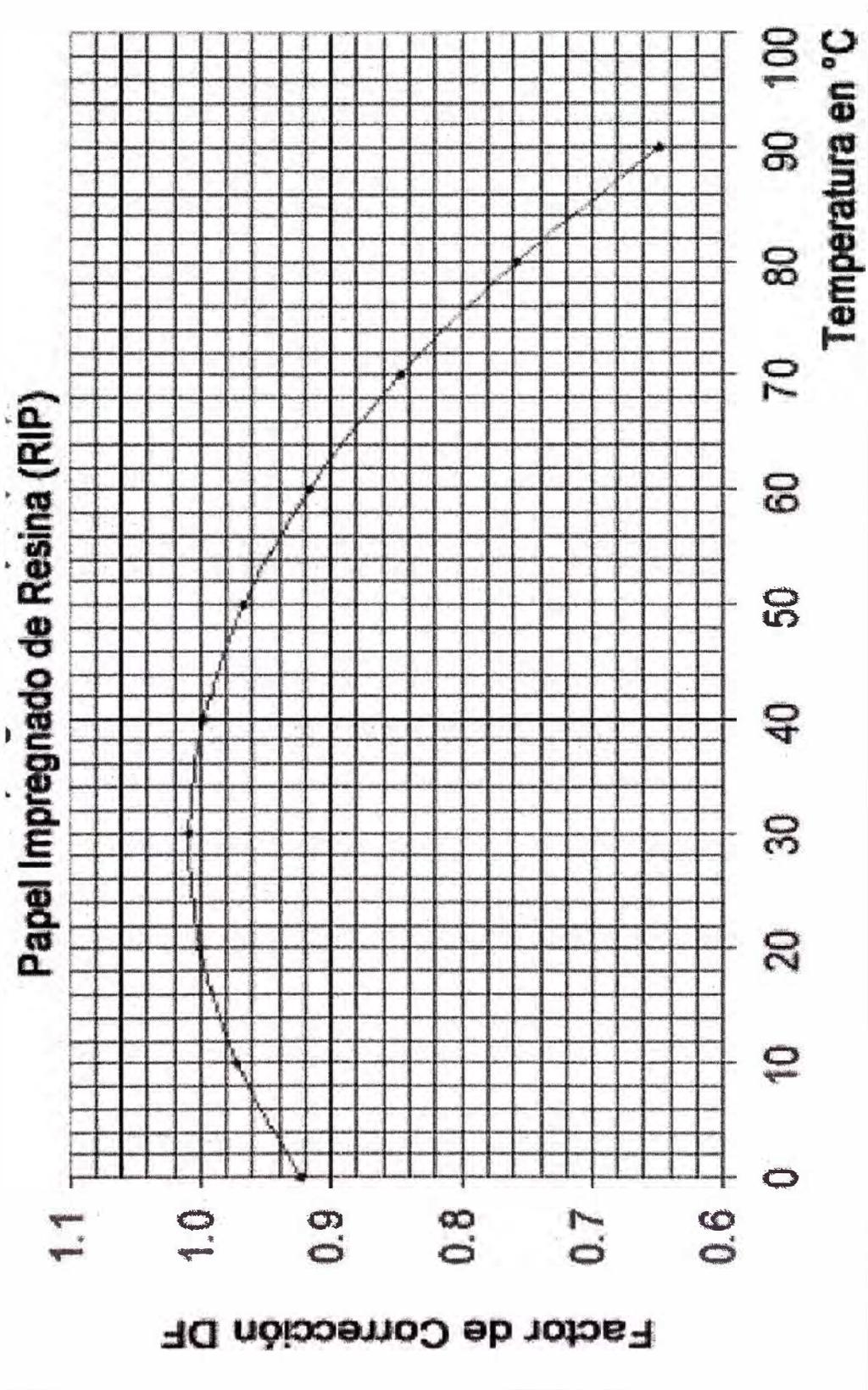
Fuente: Schuman, D.; Prueba y mantenimiento de bushings de alta tensión, Western Area Power administration, Golden (Colorado), 1999.

6.- FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA BUSHINGS.

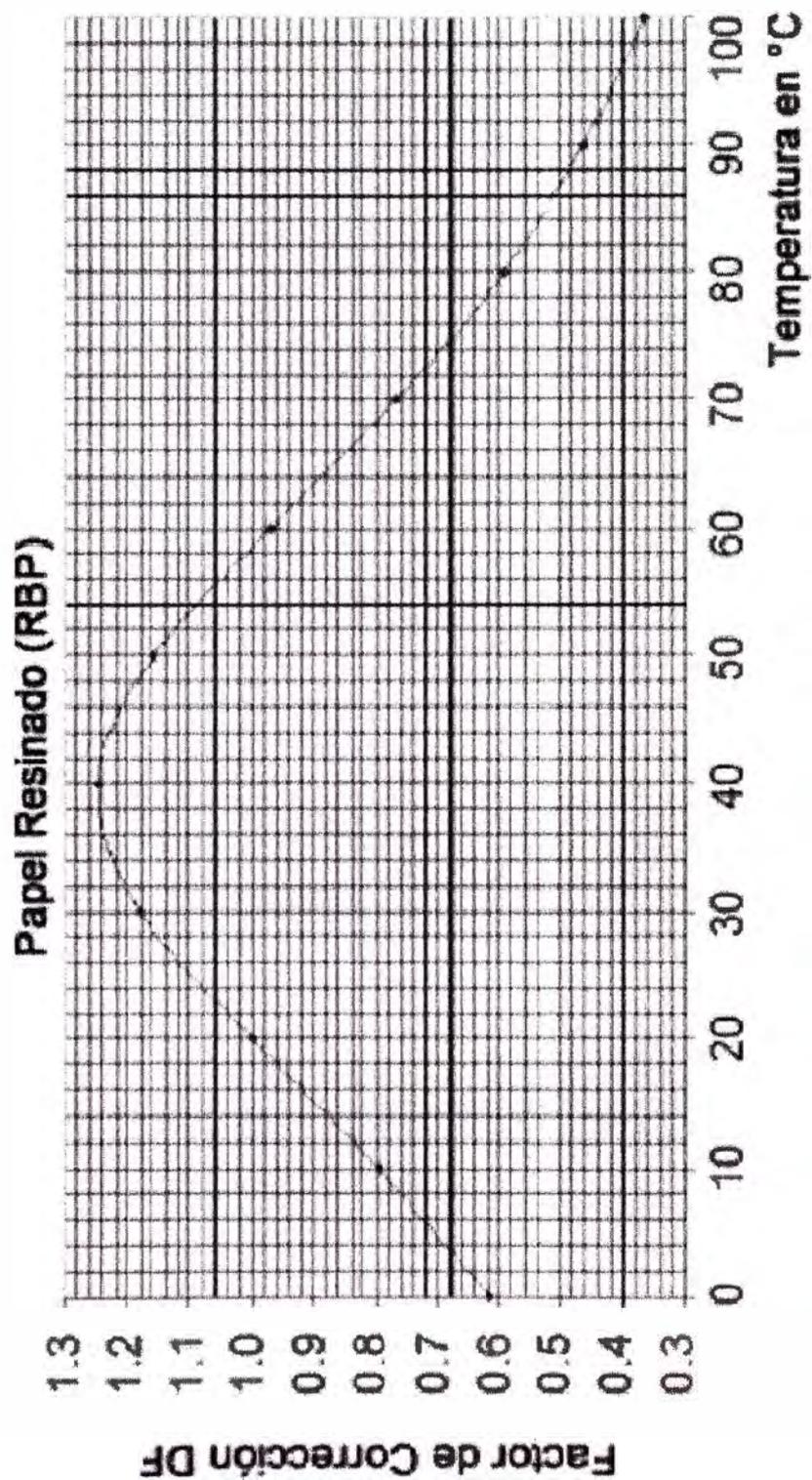
6.1.- FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA BUSHINGS EN ACEITE MINERAL.



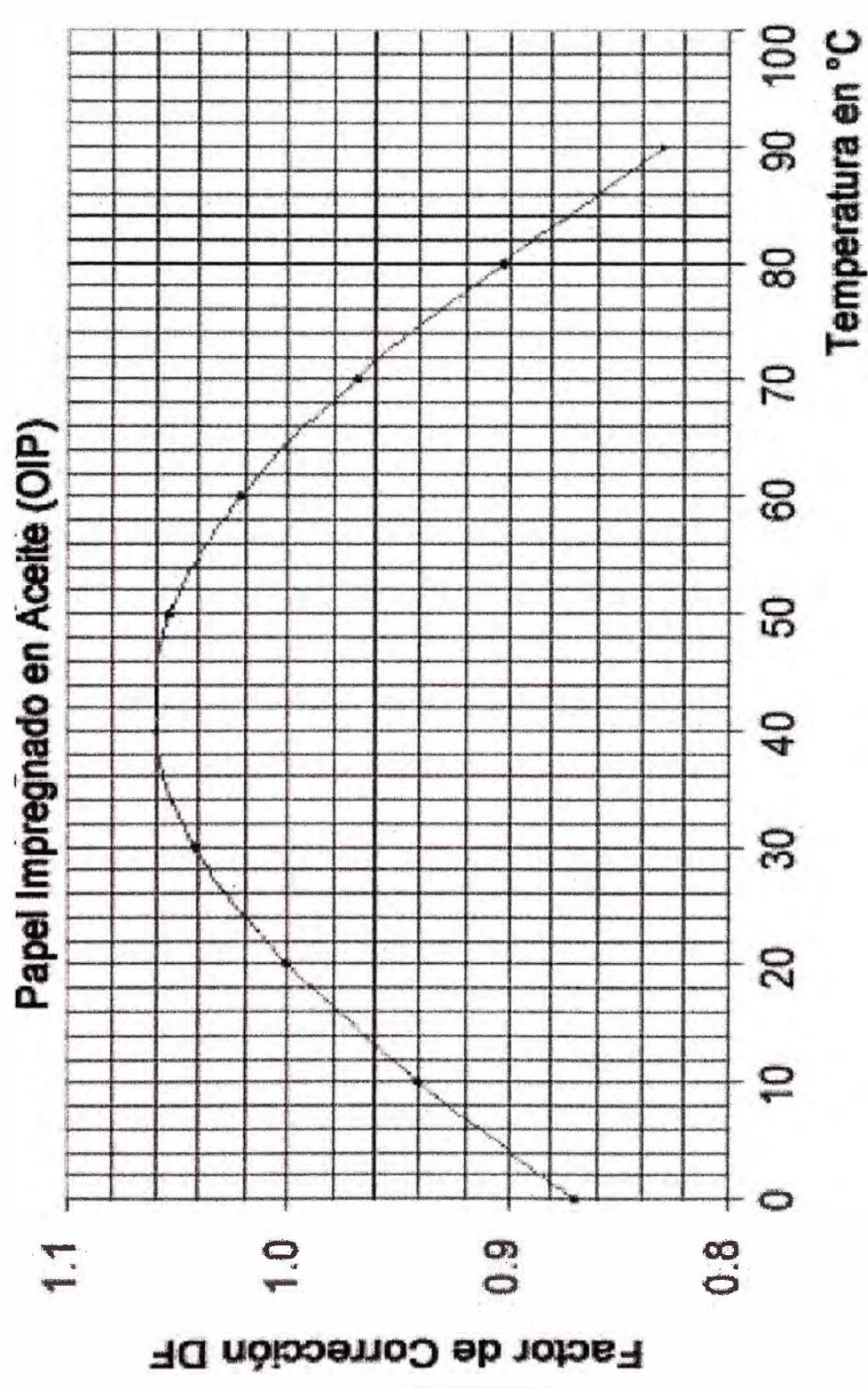
6.2.- FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA BUSHINGS TIPO RIP.



6.3.- FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA BUSHINGS TIPO RBP.



6.4.- FACTORES DE CORRECCIÓN POR TEMPERATURA PARA BUSHINGS TIPO OIP.



Transformadores de potencia.		Devanados		Resistencia	X
				Relación/ polaridad/fase	X
		Bushings		Corriente de Excitación	X
				Impedancia de corto circuito	X
		Aislamiento del aceite		Resistencia de aislamiento.	X
				Capacitancia	X
				Factor de Potencia/Factor de Disipación	X
				Tensión inducida/Descargas parciales/RIV	X
				Contenido de agua	X
				Gases disueltos	X
Resistencia dieléctrica	X				
Cambiador de Tap		Con carga		Contenido de partículas	X
				Pérdidas dieléctricas	X
				Factor de Potencia/Factor de Disipación	X
				Tensión interfacial	X
				Acidos	X
		Sin carga		Visual	X
				Color	X
				Estabilidad de oxidación	X
				Continuidad de contacto	X
				Temperatura (infrarroja)	X
Núcleo		Relación	X		
		sincronización	X		
Tanque y dispositivos asociados		Conservador		Corriente del motor	X
				Límite de conmutación	X
		Sistema de Aire inerte		Presión de contactos	X
				Centrado	X
		Medidas		Relación	X
				Inspección visual	X
				Relé de falla de presión	Calibración
		Sistema de Enfriamiento		Calibración	X
				Continuidad	X
		Intercambiador de calor		Flujo de aire	X
				Visual	X
				Limpieza	X
		Ventilador		Rotación	X
				Control	X
				Visual	X
Motor		Rotación	X		
		Corriente	X		
		Coinete	X		
Presión		X			
Temperatura Infrarrojo		X			
Inspección Visual		X			

Fig A14 : Pruebas estandarizadas a Transformadores de Potencia (IEEE Std 62).

BIBLIOGRAFIA.

Referencias sobre Pruebas de Tangente Delta

1. IEEE Standard 62-1995, IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electrical Power Apparatus, Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors.
2. IEEE Standard C57.12.90: "IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers", IEEE New York, 1995
3. Norma IEEE C57.19.00 - 1991
4. Norma IEEE C57.19.01 - 2000
5. US Bureau of Reclamation: "Maintenance of liquid insulation mineral oils and Askarels", Instrucciones, normas y técnicas de instalaciones - Vol. 3-5, 1992
6. Möllmann, A., Lütgde, H.: IEC / VDE Standards für flüssige Isolierstoffe zur Diagnostik von Transformatoren und Wandlern, ETG-Fachbericht "Diagnostik elektrischer Betriebsmittel", VDE-Verlag GmbH Berlin 2002, S. 205-210
7. US Bureau of Reclamation: "Transformer Maintenance", Instrucciones, normas y técnicas de instalaciones - Vol. 3-30, 2000
8. US Bureau of Reclamation: "Transformer Diagnostics", Instrucciones, normas y técnicas de instalaciones - Vol. 3-31, 2003
9. Raka Levi y Stan Manifase: "Further Studies of Anomalous Phenomena In Dielectric-Loss Measurement - Transformer Bushings Model", IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 2, Abril 1995.
10. Norma IEEE C57.19.01 - 2000: "Performance Characteristics and Dimensions For Outdoor Apparatus Bushings"
Power Transformer Maintenance and Testing, General Physics Corporation. 1990.
Guidelines for the Life Extension of Substations EPRI, TR-105070. April 1995.
Bushing Field Test Guide, Doble Engineering Company. 1966.
Testing and Maintenance of High-Voltage Bushings, FIST 3-2, Bureau of Reclamation. 1991.

11. IEEE Standard C57.104-1991 Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.
12. Dissolved Gas Analysis of Transformer Oil, by John C. Drotos, John W. Porter, Randy Stebbins, published by the S.D. Meyers Co. 1996.
13. ANSI/ASTM D 971-91, Standard Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method.
14. Standard Test Method for Moisture Content of oil impregnated cellulosic insulation D 3277-95
15. Standard Test Method for Dielectric Breakdown voltaje of insulating liquids using disk electrodes D 877-87
16. Standard Test Method for Dielectric Breakdown voltaje of insulating liquids using VDE electrodes D- 1816-84
17. CIGRE-WG 12-05: An international survey on failures in large power transformers in service, Electra No. 88 1983, S. 21-48.
18. US Bureau of Reclamation: "Testing and Maintenance of High Voltage Bushings", Instrucciones, normas y técnicas de instalaciones - Vol. 3-2, Denver, 1991.
19. Manual de Doble para Prueba de Aislamientos Eléctricos por Pérdidas Dieléctricas y del Factor de Potencia.
20. A.L. Rickey y R.E. Clark: "Application and Significance of Ungrounded Specimen Tests", Minutas de la Conferencia de los Clientes de Doble 27AC60, Páginas 3-201.
21. D.J. Kopaczynski y S.J. Manifase: "The Doble Tap - Insulation Test For Bushings (A Review)", Minutas de la Conferencia de los Clientes de Doble 57A190, Páginas 4-3.1.
22. Capacitance and Dissipation Factor Measurement with CPC100 + CPTD1, manual de usuario para pruebas de aislamiento y tangente delta del equipo Omicron, Artículo: VESD0602 - Versión del Manual: CPC100TD1.AE.2