



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

“ANÁLISIS Y APLICACIÓN DE LOS MATERIALES AISLANTES LÍQUIDOS, GASEOSOS Y SÓLIDOS EN EQUIPOS ELÉCTRICOS DE ALTA TENSIÓN”

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentado por:

CARLOS ALBERTO VILLEGAS GUERRERO

TOMO I

Guayaquil - Ecuador

2009

AGRADECIMIENTO

A los catedráticos de la Escuela Superior Politécnica del Litoral - ESPOL, por sus enseñanzas brindadas, sanas críticas y continuo empuje a la investigación.

A mi padre, el Ing. Alberto Villegas Prado, por haberme incentivado en el desarrollo de este trabajo investigativo. Su experiencia siempre ha sido la guía de mi superación profesional.

A mi Director de Tesis, el Ing. Juan Gallo Galarza, quien con su experiencia académica y vastos conocimientos sobre el tema, ha dedicado su preciado tiempo en la orientación de este trabajo.

DEDICATORIA

A mis padres Alberto y Esperanza, por el apoyo que siempre me han dado en el cumplimiento de mis metas y sueños. A mis hermanos, Viviana, Anizia y Joseph por el incondicional cariño entregado. A mi esposa Laura y la razón de mi vida, mi hija Mía Valentina, por todo el amor brindado.

TRIBUNAL DE GRADO

**Ing. Holger Cevallos
SUB-DECANO FIEC**

**Ing. Juan Gallo Galarza
DIRECTOR DE TESIS**

**Ing. Jorge Flores
VOCAL PRINCIPAL**

**Ing. Jorge Aragundi
VOCAL PRINCIPAL**

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

Carlos Alberto Villegas Guerrero

RESUMEN

Cada equipo de alta tensión instalado en las subestaciones eléctricas que conforman el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), cumple una función específica de importancia dentro del mismo. De tal forma que podríamos decir, que gran parte de la confiabilidad de este sistema, depende de las condiciones en que tales equipos se encuentren, si estos han sido correctamente instalados, si desde su recepción en campo han sido adecuadamente sometidos a análisis internos a través de ensayos tanto eléctricos como dieléctricos, y si en consecuencia se ha cumplido estrictamente con los periodos de mantenimiento preventivos recomendados por el propio fabricante.

*Los **ensayos dieléctricos**, son los métodos aplicados para evaluar las condiciones actuales en las que se encuentra el sistema de aislamiento de un equipo. El término **sistema de aislamiento**, se refiere al subconjunto total de **materiales aislantes** en sus diferentes estados (sólidos, líquidos y gaseosos) que se involucran en la construcción de un equipo eléctrico, con la finalidad de interactuar entre sí y brindar una barrera de aislamiento entre sus partes conductoras y entre estas con respecto a la masa sólidamente aterrizada del mismo.*

*Es a partir de estas definiciones, que nace la necesidad de conocer el **análisis y la aplicación de los distintos materiales aislantes en los equipos eléctricos de alta tensión**, es decir: cuáles son sus características, como se encuentran dispuestos*

internamente en el equipo, cual es su función, que problemas atentan contra su vida útil, cuales son los métodos aplicados por el fabricante para su evaluación en la producción, cuales son los métodos que permiten realizar un seguimiento de sus condiciones en campo y finalmente, que métodos permiten su reacondicionamiento y/o recuperación si fuera posible.

Esclarecer estas inquietudes es la temática de este proyecto de tesis, que comprende de seis capítulos que abordan lo siguiente:

CAPÍTULO I: Información básica sobre: Qué son los materiales aislantes?, los efectos eléctricos normales de operación a los que estos se encuentran sometidos y una breve descripción de sus propiedades generales.

CAPITULO II: Descripción de los tipos de materiales aislantes involucrados en cada uno de los principales equipos de alta tensión instalados en las subestaciones de transmisión eléctrica. Así como también, el detalle de sus características y una muestra gráfica de su disposición dentro de tales equipos.

CAPÍTULO III: Descripción de los principales factores de la contaminación y/o degradación de los materiales aislantes durante el periodo normal de funcionamiento del equipo eléctrico de alta tensión en el cual se encuentren instalados.

CAPÍTULO IV: Conceptos básicos, principios de funcionamiento, procedimientos, normas aplicadas, técnicas de análisis y evaluación de resultados, de los ensayos dieléctricos aplicados tanto en fábrica como en campo, para el control de las condiciones del sistema de aislamiento de los principales equipos de alta tensión.

CAPITULO V: Exposición de casos reales sobre análisis y diagnóstico en campo del estado del aislamiento de los principales equipos de alta tensión instalados en varias subestaciones eléctricas que conforman el Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

CAPÍTULO VI: Descripción de los métodos existentes para la preservación del sistema de aislamiento de los principales equipos de alta tensión. Exposición de casos reales sobre la aplicación de estos métodos en equipos de alta tensión instalados en varias de las subestaciones eléctricas que conforman el Sistema Nacional de Transmisión (SNT).

ÍNDICE GENERAL

Pág.

CAPÍTULO I

1. LOS MATERIALES AISLANTES O DIELECTRICOS

1.1 Definición.....	31
1.2 Clasificación.....	31
1.3 Comportamiento de los materiales aislantes ante la acción de un campo eléctrico.....	32
1.3.1 El Campo Eléctrico	
1.3.2 Diferencia de Potencial Eléctrico	
1.3.3 La Polarización – Efecto del Campo Eléctrico sobre un material aislante	
1.3.4 Análisis del comportamiento de los materiales aislantes bajo la acción de un Campo Eléctrico	
1.4 Propiedades Generales. Su significado e importancia.....	54
1.4.1 Propiedades Eléctricas	
1.4.2 Propiedades Mecánicas	
1.4.3 Propiedades Físico-Químicas	

CAPÍTULO II

2. APLICACIÓN DE LOS MATERIALES AISLANTES EN LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

2.1 Finalidad.....	68
2.2 Principales equipos de alta tensión instalados en las subestaciones de transmisión eléctrica.....	68
2.2.1 Transformador de Potencia	
2.2.2 Transformadores de Instrumentación	
2.2.3 Seccionador de Potencia	
2.2.4 Interruptor de Potencia	
2.2.5 Equipo Encapsulado	
2.3 Materiales aislantes que intervienen en la construcción de los Transformadores de Potencia.....	74
2.3.1 Consideraciones Generales	
2.3.2 Materiales aislantes sólidos que forman parte del aislamiento principal del transformador	
2.3.3 Materiales aislantes sólidos que forman parte del sistema del aislamiento secundario del transformador	
2.3.4 Los líquidos aislantes y su importancia dentro del sistema de aislamiento total del transformador	
2.3.5 Características del Sistema aceite-papel	

2.3.6 Propiedades y Características Técnicas de los materiales aislantes para su uso en los Transformadores de Potencia	
2.4 Materiales aislantes que intervienen en la construcción de los Transformadores de Instrumentación	106
2.4.1 Consideraciones Generales	
2.4.2 Materiales aislantes que conforman el sistema de aislamiento total de los Transformadores de Instrumentación	
2.4.3 Propiedades y Características Técnicas de los materiales aislantes para su uso en los Transformadores de Instrumentación	
2.5 Materiales aislantes que intervienen en la construcción de los Seccionadores de Potencia.....	118
2.5.1 Consideraciones Generales	
2.5.2 Materiales aislantes que conforman el sistema de aislamiento de un Seccionador de Potencia	
2.5.3 Propiedades y Características Técnicas de los materiales aislantes para su uso en los Seccionadores de Potencia	
2.6 Materiales aislantes que intervienen en la construcción de los Interruptores de Potencia.....	119
2.6.1 Interruptores a Gran Volumen de Aceite (tipo GVO)	
2.6.2 Interruptores a Gas Hexafluoruro de Azufre SF ₆	

2.7 Materiales aislantes que intervienen en la construcción de los Equipos

Encapsulados..... 137

2.7.1 Consideraciones Generales

2.7.2 Materiales aislantes que conforman el sistema de aislamiento de un
Equipo Encapsulado

2.7.3 Propiedades y Características Técnicas de los materiales aislantes
para su uso en los Equipos Encapsulados

2.8 Materiales aislantes que intervienen en la construcción de los

**Bushing's como elemento principal de los equipos de alta
tensión..... 141**

2.8.1 Consideraciones Generales

2.8.2 Materiales aislantes que intervienen en la construcción de los
Bushing's No Capacitivos

2.8.3 Materiales aislantes que intervienen en la construcción de los
Bushing's Capacitivos

2.8.4 Propiedades y Características Técnicas de los materiales aislantes
para su aplicación en la construcción de los Bushing's

CAPÍTULO III

3. FACTORES DE LA CONTAMINACIÓN Y/O DEGRADACIÓN DEL AISLAMIENTO EN LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS DE ALTA TENSIÓN

3.1 Factores de la contaminación y/o degradación del aislamiento en los Transformadores de Potencia.....	148
3.1.1 Agentes de la degradación del aislamiento sólido	
3.1.2 La contaminación del aceite aislante	
3.1.3 La deterioración del aceite aislante	
3.2 Factores de la contaminación y/o degradación del aislamiento en los Transformadores de Instrumentación.....	182
3.3 Factores de la contaminación y/o degradación del aislamiento en Interruptores de Potencia.....	183
3.3.1 Interruptores a Gran Volumen de Aceite (tipo GVO)	
3.3.2 Interruptores a Gas Hexafluoruro de Azufre SF ₆	
3.4 Factores de la contaminación y/o degradación del aislamiento en los Equipos Encapsulados.....	189
3.4.1 Análisis de la contaminación del gas SF ₆ en operación	
3.5 Factores de la contaminación de los bushing's y aisladores en general.....	192
3.5.1 Consideraciones Generales	

3.5.2 Agentes Contaminantes

3.5.3 Proceso de la contaminación

CAPÍTULO IV

4. LOS ENSAYOS DIELECTRICOS Y SU APLICACIÓN EN EL CONTROL DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN

4.1 Definición de Ensayos Dieléctricos.....	195
4.2 Clasificación de los Ensayos Dieléctricos.....	196
4.3 Principio básico de los Ensayos Dieléctricos.....	197
4.3.1 Ensayos AC	
4.3.2 Ensayos DC	
4.3.3 Ensayos de Sobrevoltaje	
4.4 Ensayos Dieléctricos aplicados para el control del sistema de aislamiento en los Transformadores de Potencia.....	272
4.4.1 Consideraciones Generales	
4.4.2 Ensayos Dieléctricos aplicados en campo	
4.4.3 Ensayos Dieléctricos especiales aplicados en fábrica	
4.4.4 Principales recomendaciones a seguir para la aplicación de los Ensayos Dieléctricos en campo	
4.5 Ensayos aplicados para el control del aceite dieléctrico como parte del sistema de aislamiento de un Transformador de Potencia.....	314

4.5.1	Consideraciones Generales	
4.5.2	Ensayos Físico-Químicos	
4.5.3	Ensayos Eléctricos	
4.5.4	Ensayo para el Análisis de los Gases Disueltos	
4.5.5	Ensayos aplicados para el control del aceite dieléctrico del cambiador de tomas bajo carga (LTC) de un transformador	
4.5.6	Procedimientos a seguir para la toma de muestras en campo del aceite aislante a ser sometido a ensayos	
4.6	Ensayos Dieléctricos aplicados para el control del sistema de aislamiento en los Transformadores de Instrumentación.....	390
4.6.1	Consideraciones Generales	
4.6.2	Ensayos Dieléctricos aplicados en campo	
4.6.3	Ensayos Dieléctricos especiales aplicados en fábrica	
4.6.4	Principales recomendaciones a seguir para la aplicación de los Ensayos Dieléctricos en campo	
4.7	Ensayos Dieléctricos aplicados para el control del sistema de aislamiento en los Seccionadores de Potencia.....	409
4.7.1	Consideraciones Generales	
4.7.2	Ensayos Dieléctricos aplicados en campo	
4.7.3	Ensayos Dieléctricos especiales aplicados en fábrica	
4.7.4	Principales recomendaciones a seguir para la aplicación de los Ensayos Dieléctricos en campo	

4.8 Ensayos Dieléctricos aplicados para el control del sistema de aislamiento en los Interruptores de Potencia.....	418
4.8.1 Consideraciones Generales	
4.8.2 Ensayos Dieléctricos aplicados en campo	
4.8.3 Ensayos Dieléctricos especiales aplicados en fábrica	
4.8.4 Principales recomendaciones a seguir para la aplicación de los Ensayos Dieléctricos en campo	
4.9 Ensayos Dieléctricos aplicados para el control del sistema de aislamiento en los Equipos Encapsulados.....	444
4.9.1 Consideraciones Generales	
4.9.2 Ensayos Dieléctricos aplicados en campo	
4.9.3 Ensayos Dieléctricos especiales aplicados en fábrica	
4.9.4 Principales recomendaciones a seguir para la aplicación de los Ensayos Dieléctricos en campo	
4.10 Ensayos Dieléctricos aplicados para el control del sistema de aislamiento de los Bushing's como elemento principal de los equipos de alta tensión.....	459
4.10.1 Consideraciones Generales	
4.10.2 Ensayos Dieléctricos aplicados en campo	
4.10.3 Principales recomendaciones a seguir para la aplicación de los Ensayos Dieléctricos en campo	

CAPÍTULO V

5. CASOS DE ANÁLISIS Y DIAGNÓSTICO EN CAMPO DEL ESTADO DEL AISLAMIENTO DE LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN INSTALADOS EN VARIAS DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS QUE CONFORMAN EL SISTEMA NACIONAL DE TRANSMISIÓN (SNT)	
5.1 Consideración Básica.....	479
5.2 CASO I – Análisis y Diagnóstico en campo del estado del aislamiento de un Transformador de Potencia.....	481
5.3 CASO II – Análisis y Diagnóstico en campo del estado del aislamiento de un Transformador de Instrumentación.....	512
5.4 CASO III – Análisis y Diagnóstico en campo del estado del aislamiento de un Seccionador de Potencia.....	551
5.5 CASO IV – Análisis y Diagnóstico en campo del estado del aislamiento de un Interruptor de Potencia.....	556
5.6 CASO V – Análisis y Diagnóstico en campo del estado del aislamiento de un Equipo Encapsulado.....	577

CAPÍTULO VI

6. MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA PRESERVACIÓN DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN

- 6.1 Métodos utilizados para la preservación del sistema de aislamiento de los Transformadores de Potencia..... 587**
- 6.1.1 Tratamiento del aceite aislante
 - 6.1.2 Secado interno del Transformador de Potencia
- 6.2 Métodos utilizados para la preservación del sistema de aislamiento de los Equipos Encapsulados..... 645**
- 6.2.1 Tratamiento del Gas Hexafluoruro de Azufre (SF₆)
 - 6.2.2 Secado interno del Equipo Encapsulado
- 6.3 Casos sobre la aplicación de los métodos de preservación del aislamiento en equipos de alta tensión instalados en varias de las subestaciones eléctricas que conforman el Sistema Nacional de Transmisión (SNT)..... 661**
- 6.3.1 Consideración Básica
 - 6.3.2 CASO I – Aplicación de los Métodos de Preservación del aislamiento en un Transformador de Potencia
 - 6.3.3 CASO II – Aplicación de los Métodos de Preservación del aislamiento en un Equipo Encapsulado

ÍNDICE DE TABLAS

		Pág.
Tabla #2.1	Composiciones de los aceites parafínicos y nafténicos.....	33
Tabla #2.2	Materiales aislantes aplicados en los transformadores de corriente.....	110
Tabla #2.3	Características relevantes de un aceite para interruptor de potencia.....	123
Tabla #3.1	Existencia de borra en el aceite de transformadores de potencia, relacionada con su Número de Neutralización.....	177
Tabla #3.2	Existencia de borra en el aceite de transformadores de potencia, relacionada con su Tensión Interfacial.....	177
Tabla #3.3	Solubilidad de los gases en el aceite de un transformador.....	181
Tabla #3.4	Resultados del análisis de una muestra de gas SF ₆ del compartimento de un interruptor después de 10000 operaciones.....	190
Tabla #4.1	Relaciones entre factor de potencia y factor de disipación.....	216
Tabla #4.2	Ventajas y desventajas de los ensayos de descargas parciales según el tipo.....	234
Tabla #4.3	Voltajes aplicados en el ensayo de factor de potencia recomendados para transformadores inmersos en aceite.....	274
Tabla #4.4	Voltajes aplicados en el ensayo de factor de potencia para transformadores tipo inmersos en aceite, ensayados en ausencia del líquido aislante y bajo presión atmosférica o gran presión absoluta.....	275
Tabla #4.5	Tensiones aplicadas para el ensayo de resistencia de aislamiento, en base a la tensión nominal del transformador.....	283
Tabla #4.6	Valores mínimos de resistencia de aislamiento.....	286
Tabla #4.7	Formulas para determinar valores mínimos de resistencia de aislamiento.....	286
Tabla #4.8	Clasificación de colores conforme a la norma ASTM.....	323
Tabla #4.9	Diagnóstico de fallas en base a la aplicación tabular de las relaciones de Dornenburg.....	373
Tabla #4.10	Diagnóstico de fallas según el área clave de referencia del triángulo de Duval.....	376
Tabla #4.11	Voltajes de ensayo de FP recomendados por la Doble Engineering Company.....	419
Tabla #4.12	Datos de la tabla I de la norma IEC 56-4.....	437
Tabla #5.1	Valores mínimos referenciales de Resistencia de Aislamiento (Criterio I).....	486
Tabla #5.2	Valores mínimos referenciales de Resistencia de Aislamiento (Criterio II).....	488

Tabla #5.3	Condiciones del aislamiento según el Índice de Absorción.....	489
Tabla #5.4	Condiciones del aislamiento según el Índice de Polarización.....	490
Tabla #5.5	Cuadro comparativo entre registros de ensayos de Factor de Potencia obtenidos en fábrica y en campo.....	494
Tabla #5.6	Cuadro comparativo entre registros de ensayos de Factor de Potencia obtenidos en fábrica y en campo.....	500
Tabla #5.7	Registros de ensayos de Rigidez Dieléctrica del aceite.....	502
Tabla #5.8	Cuadro comparativo de los resultados obtenidos de ensayos de rigidez dieléctrica del aceite durante su periodo de reacondicionamiento.....	504
Tabla #5.9	Condiciones del aislamiento Transformador de Tensión ØA según el Índice de Absorción.....	518
Tabla #5.10	Condiciones del aislamiento Transformador de Tensión ØB según el Índice de Absorción.....	518
Tabla #5.11	Condiciones del aislamiento Transformador de Tensión ØC según el Índice de Absorción.....	518
Tabla #5.12	Cuadro comparativo de resultados de Factor de Potencia del aislamiento.....	522
Tabla #5.13	Cuadro comparativo de resultados de Pérdidas en el aislamiento.....	522
Tabla #5.14	Cuadro comparativo de resultados de Capacitancia del aislamiento.....	522
Tabla #5.15	Cuadro comparativo de las componentes de la corriente de ensayo.....	526
Tabla #5.16	Condiciones del aislamiento Transformador de Corriente ØA según el Índice de Absorción.....	534
Tabla #5.17	Condiciones del aislamiento Transformador de Corriente ØB según el Índice de Absorción.....	534
Tabla #5.18	Condiciones del aislamiento Transformador de Corriente ØC según el Índice de Absorción.....	534
Tabla #5.19	Cuadro comparativo de resultados de Factor de Potencia del aislamiento.....	538
Tabla #5.20	Cuadro comparativo de resultados de Pérdidas en el aislamiento.....	538
Tabla #5.21	Cuadro comparativo de resultados de Capacitancia del aislamiento.....	538
Tabla #5.22	Cuadro comparativo de las componentes de la corriente de ensayo.....	539
Tabla #5.23	Cuadro comparativo entre registros de Factor de Potencia del aislamiento, obtenidos en fábrica y en campo.....	540
Tabla #5.24	Cuadro comparativo entre registros de capacitancia del aislamiento, obtenidos en fábrica y en campo.....	541

Tabla #5.25	Cuadro comparativo entre registros de capacitancia del aislamiento, obtenidos en fábrica y en campo.....	549
Tabla #5.26	Cuadro de resultados del esquema de ensayo #1.....	584
Tabla #6.1	Acción de la máquina filtro-prensa sobre las impurezas en el aceite.....	589
Tabla #6.2	Relación entre los valores de rigidez dieléctrica inicial del aceite y el tiempo estimado de durabilidad del papel filtro a ser utilizado.....	592
Tabla #6.3	Acción de la máquina centrífuga sobre las impurezas.....	595
Tabla #6.4	Acción de la máquina de termovació sobre las impurezas.....	596
Tabla #6.5	Valores recomendados para el aceite nuevo posterior a su reacondicionamiento.....	602
Tabla #6.6	Valores referenciales que indican la necesidad de someter el aceite aislante en operación a un proceso de reacondicionamiento.....	603
Tabla #6.7	Valores recomendados para el aceite usado posterior a su reacondicionamiento.....	603

ÍNDICE DE FIGURAS

		Pág.
Figura #1.1	Fuerzas que actúan sobre una carga en el seno del campo eléctrico.....	33
Figura #1.2	Líneas de campo eléctrico entre dos cargas q de signo contrario.....	33
Figura #1.3	Desplazamiento de una carga ante la acción de un campo eléctrico.....	34
Figura #1.4	Superficie equipotencial de una carga $+q$	36
Figura #1.5	Dipolo en un campo eléctrico uniforme.....	37
Figura #1.6	Estructura geométrica de la molécula de agua H_2O	38
Figura #1.7	Campo eléctrico originado por una placa cargada (análisis de una superficie gaussiana).....	42
Figura #1.8	Condensador de placas paralelas.....	43
Figura #1.9	Polarización de un dieléctrico en presencia de un campo externo.....	44
Figura #1.10	Vector polarización sobre una superficie no perpendicular.....	46
Figura #1.11	Disposición de dos materiales aislantes en paralelo.....	49
Figura #1.12	Disposición de dos materiales aislantes en serie.....	50
Figura #1.13	Disposición de dos materiales aislantes en forma refractaria.....	53
Figura #1.14	Variación de la tensión de ruptura de un material aislante, en función de la temperatura.....	57
Figura #1.15	Concepto de Ángulo de pérdidas de un dieléctrico.....	59
Figura #2.1	Sección de una fase de un transformador trifásico tipo núcleo inmerso en aceite mineral aislante, mostrando sus partes aisladas.....	75
Figura #2.2	Resistencia a la tensión de impulso de varios materiales aislantes.....	104
Figura #2.3	Transformador de corriente con aislamiento colocado sobre el secundario.....	108
Figura #2.4	Transformador de corriente con aislamiento colocado sobre el primario.....	109
Figura #2.5	Influencia de la proporción de componentes básicos (feldespato, caolín y cuarzo) en las propiedades de la porcelana electrotécnica.....	113
Figura #2.6	Vista en corte de una fase de un interruptor tipo GVO.....	121
Figura #2.7	Vista en corte de un Interruptor a gas SF_6 tipo tanque muerto, señalando sus partes aislantes.....	128
Figura #2.8	Parte interruptora de un interruptor de potencia.....	129

Figura #2.9	Vista en corte de un Interruptor a gas SF6 tipo tanque vivo, señalando sus partes aislantes.....	130
Figura #2.10	Comparación de la rigidez dieléctrica entre el SF6, aceite y aire.....	132
Figura #2.11	Vista en corte de un bushing no capacitivo Westinghouse, tipo RJ de 15KV.....	142
Figura #2.12	Vista en corte de un bushing no capacitivo General Electric, tipo LC de 15 a 69 KV.....	143
Figura #2.13	Cuerpo capacitivo de un bushing.....	145
Figura #2.14	Vista en corte de un bushing capacitivo ABB tipo GOE de 230KV.....	145
Figura #3.1	Distribución del contenido de humedad en el arrollamiento de un transformador, al exponerlo a una temperatura ambiente de 30°C y humedad relativa de 80%.....	150
Figura #3.2	Formación de agua, como resultado de la deterioración térmica del papel.....	152
Figura #3.3	Efecto de la humedad sobre el envejecimiento del papel Manila (0,076mm) con reducción de su resistencia a la tracción a 25% de su valor original.....	153
Figura #3.4	Variación de la resistencia mecánica del papel aislante en función de la humedad y del tiempo de envejecimiento.....	153
Figura #3.5	Variación del factor de potencia del cartón prensado (pressboard) en función de su contenido de humedad.....	154
Figura #3.6	Resistencia mecánica a la perforación por impulso del cartón prensado impregnado de aceite.....	155
Figura #3.7	Valor relativo al grado de polimerización del papel impregnado en función del tiempo y la temperatura (papel desgasificado y con contenido de agua 0,3%).....	156
Figura #3.8	Correlación entre la resistencia mecánica a la tracción y el grado de polimerización.....	156
Figura #3.9	Acción del calentamiento, la humedad y el oxígeno, en el desenvolvimiento de la degradación celulósica.....	158
Figura #3.10	Contenido de 2-FAL en el aceite con relación al grado de polimerización, según varias investigaciones.....	162
Figura #3.11	Rigidez dieléctrica de un aceite nuevo, en función de su contenido de agua.....	165
Figura #3.12	Característica del equilibrio de la humedad entre el aceite mineral aislante y el aislamiento celulósico impregnado.....	166
Figura #3.13	Curva de solubilidad para un tipo de aceite aislante.....	167
Figura #3.14	Fases de la deterioración del aceite aislante.....	172
Figura #3.15	Representación esquemática de las capas de lodo producto de la deterioración del aceite aislante, depositadas sobre la bobina del transformador.....	173

Figura #3.16	Curva de tensión interfacial vs número de neutralización de los aceites.....	176
Figura #3.17	Representación esquemática del proceso de ruptura en un interruptor inmerso en aceite aislante.....	185
Figura #4.1	Circuitos equivalentes simplificados de un espécimen de aislamiento.....	198
Figura #4.2	Diagrama fasorial simplificado de las corrientes presentes en el dieléctrico.....	199
Figura #4.3	Circuito básico de un Puente Schering.....	203
Figura #4.4	Circuito básico y diagrama fasorial de un Puente Doble de 2500 Voltios.....	205
Figura #4.5	Circuito básico y diagrama fasorial de un puente Doble de 10000 Voltios.....	208
Figura #4.6	Circuito básico y diagrama fasorial de un puente Megger de 10000Voltios.....	211
Figura #4.7	Esquema de análisis de un capacitor para interpretar los modos de ensayo.....	213
Figura #4.8	Esquema eléctrico de un dieléctrico con presencia de una burbuja gaseosa.....	218
Figura #4.9	Trayectoria de la tensión en el circuito de la figura #4.8, cuando existen las descargas parciales.....	219
Figura #4.10	Circuito equivalente del dieléctrico en presencia de una descarga parcial.....	220
Figura #4.11	Ancho de banda y frecuencias de corte para la medición de descargas parciales.....	223
Figura #4.12	Visualización de las descargas parciales en modo “fase resuelta”.....	226
Figura #4.13	Visualización de las descargas parciales en modo “registro de repetición”.....	226
Figura #4.14	Visualización de las descargas parciales en modo “NQS”.....	227
Figura #4.15	Visualización de las descargas parciales en modo “registro histórico”.....	228
Figura#4.16a	Impedancia de medición en serie con el capacitor de acoplamiento.....	229
Figura #4.16b	Impedancia de medición en serie con el espécimen bajo ensayo.....	229
Figura #4.16c	Circuito de medición bajo tensión inducida.....	230
Figura #4.17a	Calibración del circuito de medición de Descargas Parciales con impedancia de medición en serie con el capacitor de acoplamiento.....	231
Figura #4.17b	Calibración del circuito de medición de Descargas Parciales con impedancia de medición en serie con el equipo bajo ensayo.....	231
Figura #4.18	Perforación de un material aislante.....	235

Figura #4.19	Esquema básico de un instrumento medidor de rigidez dieléctrica.....	237
Figura #4.20	Circuito equivalente simplificado de un espécimen de aislamiento bajo ensayo.....	243
Figura #4.21	Curvas que muestran las componentes de la corriente medida durante un ensayo de aislamiento con tensión de corriente directa.....	246
Figura #4.22	Diagrama eléctrico del Megger de aislamiento con fuente de alimentación AC y rectificador a DC.....	247
Figura #4.23	Representación esquemática de un ensayo utilizando un megohmmetro con terminal de guarda.....	251
Figura #4.24	Curva típica de resistencia de aislamiento (en megaohms) con tiempo para el método de “corto tiempo” o “lectura puntual”.....	255
Figura #4.25	Trazo típico de una prueba tiempo – resistencia o de doble lectura.....	257
Figura #4.26	Curvas típicas con el ensayo de “Voltajes por Pasos”.....	260
Figura #4.27	Curva de evaluación de las pruebas de potencial.....	263
Figura #4.28	Normalización de la onda de sobretensión.....	266
Figura #4.29	Esquema de un generador de impulso con resistencia de puesta a tierra (descarga) posterior a la de amortiguamiento.....	269
Figura #4.30	Esquema de un generador de impulso con resistencia de puesta a tierra (descarga) junto al espacio disruptivo.....	271
Figura #4.31	Esquema de medición de descargas parciales de un transformador mediante un bushing tipo capacitivo.....	289
Figura #4.32	Esquema de conjunto para ensayo de tensión aplicada.....	292
Figura #4.33	Ensayo de tensión inducida. Análisis del aislamiento entre espiras.....	294
Figura #4.34	Obtención del doble de la tensión nominal por el aumento de la inducción magnética.....	296
Figura #4.35	Sentido de propagación de la onda de tensión.....	298
Figura #4.36	Esquema de ensayo en un transformador, para aplicación de onda de impulso.....	298
Figura #4.37	Primera onda aplicada, reducida, utilizada para la verificación de defectos acentuados y del tiempo T_2	300
Figura #4.38	Segunda onda aplicada, reducida, utilizada para la determinación del tiempo T_1	301
Figura #4.39	Tercera y cuarta ondas aplicadas: cortada.....	302
Figura #4.40	Quinta onda aplicada: plena.....	303
Figura #4.41	Oscilogramas obtenidos en transformadores diferentes y todos están buenos.....	306
Figura #4.42	Tubo graduado para la determinación de la acidez del aceite.....	330
Figura #4.43	Relación NN/tiempo-temperatura del aceite aislante mineral.....	332
Figura #4.44	Representación esquemática del gas característico C_2H_2	367
Figura #4.45	Representación esquemática del gas característico H_2	368

Figura #4.46	Representación esquemática del gas característico H ₂	369
Figura #4.47	Representación esquemática del gas característico C ₂ H ₄	370
Figura #4.48	Representación esquemática del gas característico CO.....	371
Figura #4.49	Gráfico de diagnóstico de fallas en transformadores según las relaciones de Dornenburg.....	374
Figura #4.50	Triángulo de Duval, para el diagnóstico de los resultados de ADGD.....	375
Figura #4.51	Disposición de la válvula de tres vías para la evacuación del aceite.....	384
Figura #4.52	Disposición de la válvula de tres vías para el llenado de aceite de enjuague de la jeringa.....	384
Figura #4.53	Disposición de la válvula de tres vías para el vaciado del aceite de enjuague de la jeringa.....	385
Figura #4.54	Voltaje de cresta en kV vs % de probabilidad de presencia de efluvios.....	413
Figura #4.55	Principal esquema de conexiones para un interruptor tripolar.....	436
Figura #4.56	Esquema de ensayo para determinar la presencia de descargas parciales.....	447
Figura #4.57	Origen de descarga parcial por presencia de partículas extrañas.....	448
Figura #4.58	Circuito de ensayo con resonancia en serie.....	450
Figura #4.59	Señal de salida del convertidor de frecuencia.....	451
Figura #4.60	Diagrama de voltaje de ensayo vs tiempo.....	454
Figura #4.61	Collares de caucho conductor.....	461
Figura #4.62	Ensayo de collar caliente simple, en modo de ensayo GSTground.....	462
Figura #4.63	Ensayo de collar caliente simple, en modo de ensayo UST.....	463
Figura #4.64	Ensayo de collar caliente múltiple en modo de ensayo GSTground.....	464
Figura #4.65	Ensayo UST de bushing capacitivo.....	468
Figura #4.66	Ensayo GST-guard de bushing capacitivo.....	468
Figura #4.67a	Métodos de ensayos de Resistencia de Aislamiento en bushing's tipo No Capacitivo.....	471
Figura #4.67b	Métodos de ensayos de Resistencia de Aislamiento en bushing's tipo Capacitivo.....	471
Figura #5.1	Curvas de absorción de los ensayos aplicados para medida de la resistencia de aislamiento - CASO I.....	484
Figura #5.2	Método de ensayo para determinar el factor de potencia del aceite aislante.....	506
Figura #5.3	Abstracto de resultados, tomado del informe K970-1 de la Morgan Schaffer.....	510
Figura #5.4	Abstracto de diagnóstico, tomado del informe K970-1 de la Morgan Schaffer.....	511

Figura #5.5	Curvas de absorción de los cuatro ensayos aplicados para medida de resistencia de aislamiento del transformador de tensión ØA - CASO II.A.....	515
Figura #5.6	Curvas de absorción de los cuatro ensayos aplicados para medida de resistencia de aislamiento del transformador de tensión ØB - CASO II.A.....	516
Figura #5.7	Curvas de absorción de los cuatro ensayos aplicados para medida de resistencia de aislamiento del transformador de tensión ØC - CASO II.A.....	516
Figura #5.8	Diagrama fasorial de la corriente de ensayo.....	523
Figura #5.9	Circuito eléctrico del espécimen bajo ensayo.....	524
Figura #5.10	Curvas de absorción de los tres ensayos aplicados para medida de resistencia de aislamiento del transformador de corriente ØA - CASO II.B.....	531
Figura #5.11	Curvas de absorción de los tres ensayos aplicados para medida de resistencia de aislamiento del transformador de corriente ØB - CASO II.B.....	531
Figura #5.12	Curvas de absorción de los tres ensayos aplicados para medida de resistencia de aislamiento del transformador de corriente ØC - CASO II.B.....	532
Figura #5.13	Curvas de absorción de ensayos aplicados para medida de la resistencia de aislamiento en el transformador de tensión capacitivo – CASO II.C.....	545
Figura #5.14	Circuito equivalente del ensayo para la medida de la resistencia del aislamiento de un polo del seccionador – CASO III.....	554
Figura #5.15	Curvas de absorción de cada ensayo aplicado para medida de la resistencia de aislamiento de los polos del interruptor 52-032- CASO IV.....	559
Figura #5.16	Curvas de absorción de cada ensayo aplicado para medida de la resistencia de aislamiento de los polos de interruptores 52-032 y 52-002- CASO IV.....	563
Figura #5.17	Curva” voltaje de ensayo vs tiempo” aplicada en CASO V.....	582
Figura #6.1	Modelo esquemático del paso del aceite en el filtro.....	590
Figura #6.2	Tambor de una máquina centrífuga.....	594
Figura #6.3	Absorción de la tierra fuller, según la Engelhard Minerals and Chemical Corp.....	618
Figura #6.4	Afinidad del papel con el agua vs temperatura (S.D Myers).....	638
Figura #6.5	Diagrama funcional del instrumento de medida de punto de rocío.....	658

INTRODUCCIÓN

El constante crecimiento de los sistemas eléctricos de potencia debido al aumento de los centros de consumo de energía eléctrica, ha originado en cadena la construcción de grandes centrales de generación, líneas de transmisión de largas distancias y estaciones de servicio para manejo de elevadas tensiones. Tal situación, ha incidido directamente en la necesidad de fabricar equipos de mayor capacidad para alta tensión, siendo su estructura constructiva cada vez más compleja, de mayor volumen y de especial cuidado.

El manejo de elevadas tensiones en la estructura constructiva de un equipo, implica consecuentemente el aumento del volumen de material aislante a usarse, con el fin de mantener en sus propios canales las partes conductoras internas y soportar adecuadamente las diferencias de potencial creadas entre varias de sus secciones, brindando el distanciamiento mínimo de seguridad requerido cuando en servicio. Se podría decir que más del 50% de la estructura constructiva de un equipo se encuentra compuesta de materiales aislantes.

Los diferentes materiales aislantes dispuestos en un equipo conforman lo que se llama su sistema de aislamiento. El funcionamiento adecuado de este sistema depende de los continuos análisis periódicos que apliquemos y de las adecuadas acciones preventivas que tomemos.

La aplicación de métodos con el fin de evaluar ciertos parámetros característicos del sistema de aislamiento, es lo que se conoce como *ensayos dieléctricos*. Es decir, el análisis y diagnóstico del estado del sistema de aislamiento de un equipo se efectúa mediante ensayos dieléctricos, que según sea su finalidad, pueden ser desarrollados tanto en fábrica como en campo.

OBJETIVO GENERAL:

“Proporcionar los conocimientos teóricos y prácticos sobre la aplicación de los materiales aislantes sólidos, líquidos y gaseosos en los equipos eléctricos de alta tensión, mediante el análisis de sus propiedades características y función dentro de los mismos, para asegurar el correcto funcionamiento de los sistemas eléctricos de potencia a partir de ensayos aplicados”.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

- Verificar los tipos de materiales aislantes que intervienen en la construcción de los equipos eléctricos de alta tensión, a través del estudio de sus propiedades y características, para determinar el enfoque de los ensayos dieléctricos a aplicarse.
- Describir los principales factores que influyen en la degradación de los materiales aislantes de los equipos eléctricos de alta tensión, a partir de

investigaciones realizadas, para recomendar las adecuadas acciones preventivas y correctivas a tomar.

- Establecer las herramientas necesarias, mediante la recopilación de normas, publicaciones y textos, para el correcto análisis en campo del estado del aislamiento de un equipo eléctrico de alta tensión.
- Determinar el control oportuno de los materiales aislantes, mediante la aplicación de ensayos dieléctricos y métodos de preservación, para prevenir posteriores fallas de los equipos eléctricos de alta tensión.

HIPÓTESIS CENTRAL:

La hipótesis central de este proyecto, parte en que “el análisis y aplicación de los materiales aislantes sólidos, líquidos y gaseosos, incide significativamente en el funcionamiento de los equipos eléctricos de alta tensión”.

Para comprobar dicha hipótesis se ha aplicado uno de los métodos científicos de la investigación como lo es el *método deductivo*, el cual comprende la verificación del cumplimiento de uno o varios casos en particular, a partir de la comparación con lo que ya está determinado por las leyes o principio general. De esta forma, el procedimiento a seguir para su desarrollo se rige en el cumplimiento de las etapas de *la aplicación, la comprobación y la demostración*.

CAPÍTULO I

1. LOS MATERIALES AISLANTES O DIELECTRICOS

1.1 DEFINICIÓN

Los *materiales aislantes* son sustancias que poseen baja conductividad eléctrica y por tanto, significativa resistencia al paso de la corriente en presencia de un campo eléctrico externo.

1.2 CLASIFICACIÓN

Los materiales aislantes se pueden clasificar de cuatro maneras, que son:

1) Por su naturaleza, en:

- ✓ Materiales aislantes de estado Sólido
- ✓ Materiales aislantes de estado Líquido
- ✓ Materiales aislantes de estado Gaseoso

2) Por su origen, en:

- ✓ Materiales aislantes Naturales
- ✓ Materiales aislantes Sintéticos

3) Por su composición, en:

- ✓ Materiales aislantes Orgánicos
- ✓ Materiales aislantes Inorgánicos

4) Por su temperatura máxima de trabajo, en:

- ✓ Materiales aislantes de Clase Y (90°)
- ✓ Materiales aislantes de Clase A (105°)
- ✓ Materiales aislantes de Clase E (120°)
- ✓ Materiales aislantes de Clase B (130°)
- ✓ Materiales aislantes de Clase F (155°)
- ✓ Materiales aislantes de Clase H (180°)
- ✓ Materiales aislantes de Clase C (mayor de 180°)

1.3 COMPORTAMIENTO DE LOS MATERIALES AISLANTES ANTE LA ACCIÓN DE UN CAMPO ELÉCTRICO.

1.3.1 EL CAMPO ELÉCTRICO

Se conoce como *campo eléctrico* a la región del espacio en la vecindad de los cuerpos electrizados donde actúan las fuerzas eléctricas.

Este posee en cada uno de sus puntos una propiedad vectorial conocida como **intensidad de campo** \vec{E} , que le permite producir dicha fuerza sobre cualquier carga eléctrica. Esta fuerza es igual al producto de la carga por la intensidad del campo eléctrico $\vec{F} = q \cdot \vec{E}$. Si la carga es positiva experimenta una fuerza en el sentido del campo y si esta es negativa experimenta una fuerza en sentido contrario al campo.

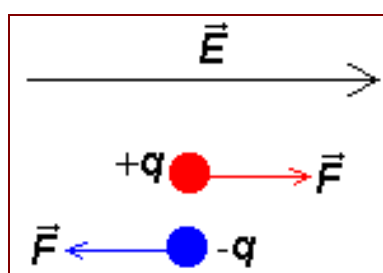


Figura 1.1 – Fuerzas que actúan sobre una carga en el seno del campo eléctrico

Su representación es mediante líneas de fuerza eléctricas, conocidas como “**líneas de campo eléctrico**”. Estas, son normales a la superficie de todo cuerpo conductor y su densidad es proporcional a la intensidad de campo eléctrico en esa región. La tangente en cada punto de una línea de campo, indica el **vector de campo eléctrico** \vec{E} .

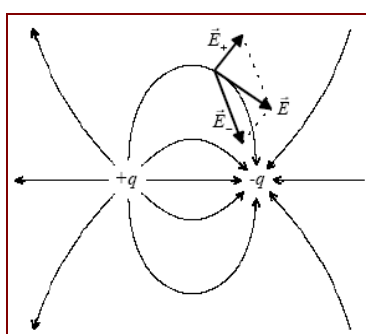


Figura 1.2 – Líneas de campo eléctrico entre dos cargas q de signo contrario

1.3.2 DIFERENCIA DE POTENCIAL ELÉCTRICO

1.3.2.1 Diferencia de potencial eléctrico

Una carga q se mueve dentro de un campo eléctrico \vec{E} desde una posición “A” hacia una posición “B” bajo la acción de las fuerzas producto de la intensidad de campo. *Es decir el campo eléctrico realiza un trabajo.*

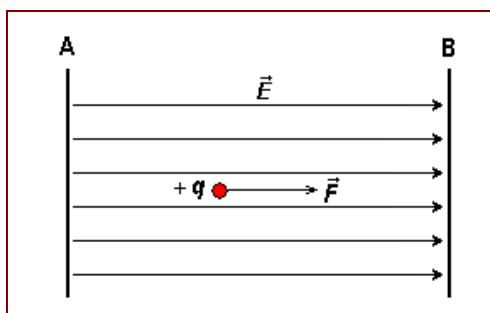


Figura 1.3 – Desplazamiento de una carga ante la acción de un campo eléctrico

Para un desplazamiento infinitesimal $d\vec{r}$, el trabajo hecho por el campo eléctrico es $\vec{F} \cdot d\vec{r} = q\vec{E} \cdot d\vec{r}$. Este trabajo, al tener en cuenta que la fuerza eléctrica es conservativa, se puede expresar como una disminución de la energía potencial eléctrica ΔU , siendo así tal reducción en función del campo eléctrico dado como una cantidad $dU = -q\vec{E} \cdot d\vec{r}$. Por lo tanto, para un desplazamiento finito de la carga de prueba entre las posiciones “A” y “B”, el **cambio de energía potencial** se expresa así:

$$\Delta U = U_B - U_A = -\int_A^B \vec{F} \cdot d\vec{r} = -q \int_A^B \vec{E} \cdot d\vec{r} \quad (1.1)$$

La energía potencial por unidad de carga, U/q , es independiente del valor de q y tiene un valor único en cada punto en el campo eléctrico. La cantidad U/q recibe el nombre de *potencial eléctrico*, V . Debido a que la energía potencial es una cantidad escalar, el potencial eléctrico es también una cantidad escalar.

La *diferencia de potencial eléctrico*, $\Delta V = V_B - V_A$, entre las posiciones “A” y “B” se define como el cambio de energía potencial dividida entre la carga q :

$$\Delta V = V_B - V_A = \frac{\Delta U}{q} = -\int_A^B E \cdot dr \quad (1.2)$$

Puesto que la diferencia de potencial es una medida de la energía por unidad de carga, la unidad del SI del potencial es en *Joules por Coulomb*, definido como *Volt (V)*. La diferencia de potencial entre dos puntos también se denomina *tensión eléctrica* o *voltaje*.

Las cargas eléctricas positivas al encontrarse en un campo eléctrico se mueven hacia potenciales decrecientes (en el mismo sentido de las líneas de campo) y las cargas eléctricas negativas se mueven hacia potenciales crecientes (en sentido opuesto a las líneas de campo). Por tanto, las líneas de campo eléctrico señalan la dirección en la que disminuye el potencial.

1.3.2.2 Superficies equipotenciales

Son superficies que resultan de unir entre sí todos los puntos del campo que se hallan al mismo potencial. Además, son cortadas perpendicularmente por las líneas de fuerza. Si la tensión varía, varían simultáneamente las líneas de fuerza y las superficies equipotenciales, de tal modo que el número de estas permanecen constantemente proporcionales a la tensión sin que su forma geométrica sufra alteración de ningún género.

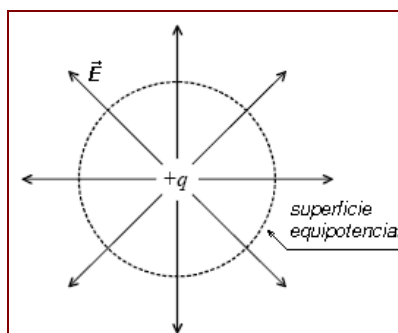


Figura 1.4 – Superficie equipotencial de una carga $+q$

Un ejemplo real del comportamiento de las líneas de fuerza y las superficies equipotenciales, se muestra en la *figura anexa 1.1*.

1.3.3 LA POLARIZACIÓN - EFECTO DEL CAMPO ELÉCTRICO SOBRE UN MATERIAL AISLANTE

No existen electrones libres que se puedan desplazar en los materiales aislantes, todos se encuentran ligados a sus átomos. Por eso, cuando se aplica un

campo eléctrico externo a un dieléctrico, su comportamiento es muy distinto al de los conductores.

1.3.3.1 Momento de Dipolo Eléctrico

Un *dipolo eléctrico* es un sistema formado por dos cargas iguales q y de signo contrario, separadas una distancia d . Por lo tanto, se define *el momento dipolar* (\vec{p}), como un vector cuyo módulo es el producto de la carga q por la separación entre cargas d , en dirección de la recta que las une, y de sentido de la negativa a la positiva.

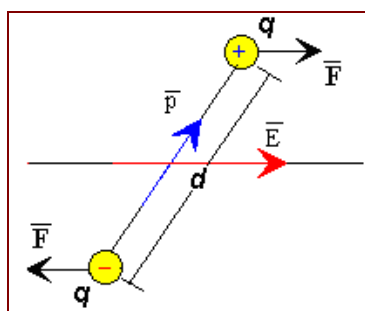


Figura 1.5 – Dipolo en un campo eléctrico uniforme

Sobre un dipolo situado en un campo eléctrico actúa un par de fuerzas cuyo momento tiende a orientar al dipolo en la dirección del campo. Sin embargo, esta tendencia está contrarrestada por la agitación térmica de las moléculas. Para cada campo y cada temperatura tendremos una orientación media, resultado del compromiso entre ambas tendencias contrapuestas.

1.3.3.2 Materiales Aislantes Polares y No Polares

Materiales aislantes polares

Se conoce como *material aislante polar*, a aquel dieléctrico que esta constituido de *moléculas polares*.

En las moléculas polares, las cargas eléctricas positivas y negativas no tienen la misma distribución espacial y sus centros geométricos no coinciden, incluso en ausencia de campo externo. Un ejemplo es la molécula de agua, en la que los dos átomos de hidrógeno se enlazan al oxígeno formando un ángulo de $104,5^\circ$ entre sus enlaces.

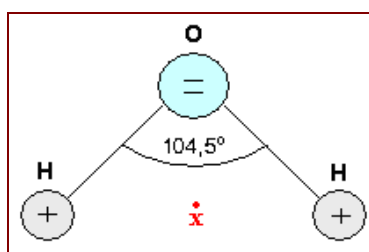


Figura 1.6 – Estructura geométrica de la molécula de agua H_2O

El centro de la carga negativa está cerca del átomo de oxígeno, y el centro de la carga positiva está en un punto **x** a la mitad de la línea que une a los dos átomos de hidrógeno. Las cargas positiva y negativa separadas forman lo que se denomina un *dipolo eléctrico*. En ausencia de campo estos dipolos moleculares están orientados

al azar e interaccionan continuamente unos con otros. El momento dipolar resultante es diferente de cero.

Al aplicar el campo externo los momentos tienden a orientarse en la dirección del campo, aunque la agitación térmica no cesa y la orientación no es completa, a menos que el campo sea muy intenso y la temperatura muy baja.

En forma general, un material aislante polar está caracterizado por un desequilibrio permanente de las cargas eléctricas dentro de cada molécula y su propiedad más interesante consiste en la capacidad de orientarse en la dirección de un campo externo, provocando pérdidas dieléctricas elevadas a ciertas temperaturas y frecuencias.

Mecanismos de Polarización → “Orientación de dipolos permanentes”

Materiales aislantes no polares

Se conoce como *material aislante no polar*, a aquel dieléctrico que está constituido de *moléculas no polares*.

En las moléculas no polares, los centros geométricos de las cargas positivas y negativas coinciden debido a su disposición simétrica. En ausencia de campo no existe separación de cargas y por tanto, el momento dipolar es cero.

Un campo externo atrae a las cargas negativas y empuja a las positivas produciendo una deformación de la molécula y una pequeña separación de las cargas. Se crea un momento dipolar en la dirección del campo, que desaparece cuando éste cesa.

En forma general, un material aislante no polar está caracterizado por no existir desequilibrio permanente de las cargas eléctricas dentro de cada molécula y puesto que ésta no puede ser distorsionada por la aplicación de un campo eléctrico, no existe tendencia al giro. Por consiguiente, este tipo de material está exento de variación brusca de las pérdidas dieléctricas por variación de la temperatura o de la frecuencia, y cualquier variación de la constante dieléctrica o del factor de potencia, se produce gradualmente.

Mecanismos de Polarización → “Polarización de moléculas no polares”

1.3.3.3 El Fenómeno de la Polarización

Los dieléctricos son sustancias en las que todas las partículas cargadas están muy fuertemente ligadas a sus moléculas y átomos que lo forman. A diferencia de los conductores, en los materiales aislantes, estas cargas no son libres de moverse cuando están bajo la influencia de un campo eléctrico externo, no obstante las fuerzas producidas por este campo origina desplazamientos relativos de las cargas de signo opuesto cuya extensión depende de la mayor o menor rigidez con que

éstas estén unidas. Este desplazamiento de cargas producido por el efecto de un campo exterior se conoce como *polarización de un material*.

Como resultado de esta polarización de la carga, se crea un campo eléctrico molecular de menor magnitud y sentido opuesto al externo, ya que va de la parte de la molécula donde se concentra la carga positiva a la negativa.

1.3.4 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE LOS MATERIALES AISLANTES BAJO LA ACCIÓN DE UN CAMPO ELÉCTRICO

Al ser la función básica de los materiales aislantes dentro de un equipo de alta tensión, el aislar eléctricamente sus partes conductoras entre sí y estas con respecto a la cubierta metálica sólidamente aterrizada, estos materiales son sometidos a la acción de un campo eléctrico que los atraviesa y el cual es originado por las diferencias de potencial existentes.

Debido a la similitud del esquema constructivo de un equipo de alta tensión (conductor-aislamiento-tierra) con el de un capacitor, se puede fácilmente entender bajo el principio básico de funcionamiento de un condensador de placas paralelas, el comportamiento y ciertas particularidades de los materiales aislantes sometidos a la acción de un campo eléctrico.

1.3.4.1 Principio del condensador de placas paralelas

El condensador práctico más sencillo está formado por dos placas planas conductoras y paralelas de superficie A (infinitas), situadas a una distancia d (muy pequeña en comparación con la dimensión de las placas) y conteniendo en su interior como dieléctrico ideal el vacío con permitividad ϵ_0 (8.854187×10^{-12} C²/N.m²).

El campo eléctrico E_+ creado por la lámina plana infinita con densidad de carga $+\sigma$ (C/m²), debe ser perpendicular y tener el mismo valor en los puntos equidistantes de ella.

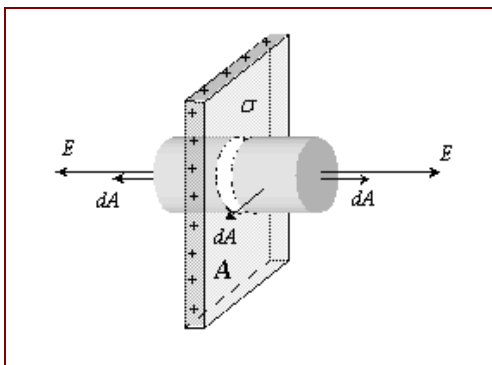


Figura 1.7 – Campo eléctrico originado por una placa cargada (análisis de una superficie gaussiana)

Entonces, si tomamos una superficie gaussiana cilíndrica como muestra la figura 1.7, el flujo del campo la atraviesa solamente por las dos caras de su base y entonces se tiene que:

$$\oiint \vec{E} \cdot d\vec{A} = 2EA = \frac{q_i}{\epsilon_0} = \frac{A\sigma}{\epsilon_0} \rightarrow E = \frac{\sigma}{2\epsilon_0} \quad (1.3)$$

Por lo tanto, el campo E_- de la lámina con densidad de carga $-\sigma$ es el mismo pero de sentido contrario (dirigido hacia la lámina en vez de salir de ella). De esto se concluye que en el condensador, los campos se suman en la región intermedia pero se cancelan en la zona externa, donde son opuestos. De este modo, la resultante en el interior del condensador será entonces:

$$E = E_+ + E_- = \frac{\sigma}{\epsilon_0} = cte \quad (1.4)$$

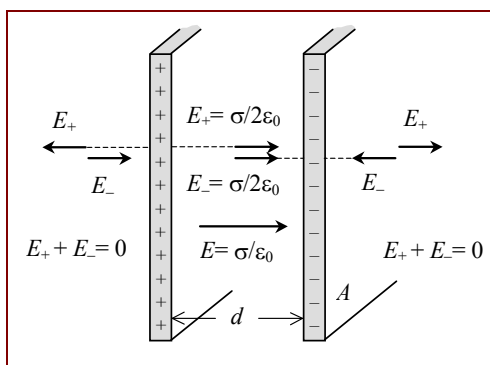


Figura 1.8 – Condensador de placas paralelas

Este campo eléctrico \vec{E} generado en el interior de las placas es uniforme.

La diferencia de potencial entre las dos placas se obtiene integrando el campo desde la placa negativa hasta la positiva:

$$\Delta V = -\int_{-}^{+} \vec{E} \cdot d\vec{r} = \frac{\sigma}{\epsilon_0} \int_{-}^{+} dr = \frac{\sigma}{\epsilon_0} d \quad (1.5)$$

Si los conductores son placas de superficie A , su carga será $Q = \sigma A$ y finalmente la capacidad del condensador es:

$$C = \frac{Q}{\Delta V} = \frac{\sigma A}{\sigma d / \epsilon_0} = \epsilon_0 \frac{A}{d} \quad (1.6)$$

1.3.4.2 Efecto de la inserción de un material aislante entre las placas del condensador

Al introducirse un material aislante entre las placas conductoras de un condensador, sobre este actúa el campo eléctrico externo y sus dipolos moleculares (permanentes o inducidos) tienden a orientarse en la dirección del campo, tal como muestra la figura 1.9.

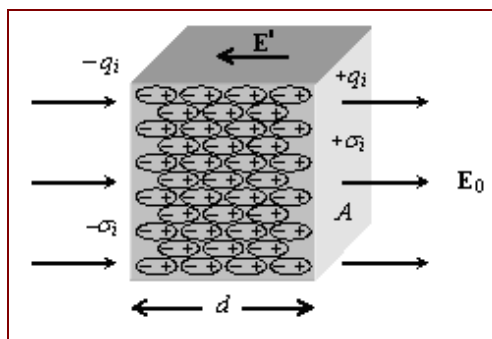


Figura 1.9 – Polarización de un dieléctrico en presencia de un campo externo

Por lo tanto, sobre las caras del dieléctrico en contacto con las placas aparecen cargas de polarización con densidad $+\sigma_i$ y $-\sigma_i$ que dan lugar al campo inducido y contrario \vec{E}' , siendo el campo neto:

$$\vec{E} = \vec{E}_0 + \vec{E}' \quad (1.7)$$

E_0 es el campo eléctrico externo inicialmente aplicado

Evidentemente el campo total disminuye por la presencia del dieléctrico; esta reducción es característica de cada material y se cuantifica por una *constante dieléctrica* κ , cuyos valores se muestran en la [tabla anexa 1.A1](#)

El efecto del dieléctrico entre las placas de un condensador también se pone de manifiesto en su diferencia de potencial, la cual disminuye conforme la constante dieléctrica κ , dándose lo siguiente:

$$\Delta V = -\int \vec{E} \cdot d\vec{r} = -\int \frac{\vec{E}_0}{\kappa} \cdot d\vec{r} = \frac{\sigma}{\kappa \epsilon_0} d \quad (1.8)$$

Esto, conlleva de igual forma a que la capacitancia del condensador aumente en el mismo factor κ . por lo tanto:

$$C = \frac{Q}{\Delta V} = \frac{\sigma A}{\sigma d / \kappa \epsilon_0} = \kappa \epsilon_0 \frac{A}{d} \quad (1.9)$$

El momento dipolar total de la muestra es la suma de los momentos dipolares. Si d es el espesor de la muestra y q_i la carga inducida en las superficies, su valor será:

$$\sum_j \vec{p}_j = q_i \vec{d} \quad (1.10)$$

Es decir, el producido por las cargas superficiales $\pm q_i$, ya que las otras se cancelan mutuamente. Definimos la *polarización* \mathbf{P} de la muestra como el momento dipolar por unidad de volumen.

$$P = \frac{\sum p_j}{V} = \frac{q_i d}{Ad} = \sigma_i \quad (1.11)$$

Si una de las caras no fuera perpendicular al campo, la carga inducida q_i se reparte por una superficie $A/\cos\theta$, donde θ es el ángulo que forma la normal a la superficie con el vector polarización.

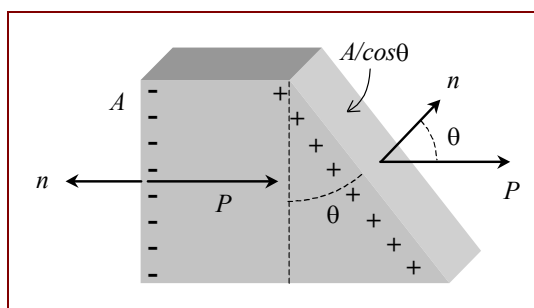


Figura 1.10 – Vector polarización sobre una superficie no perpendicular

Por tanto la densidad superficial será:

$$\sigma_i = \frac{q_i}{A/\cos\theta} = \frac{q_i}{A} \cos\theta = P \cos\theta = \vec{P} \cdot \vec{n} \quad (1.12)$$

La polarización \mathbf{P} depende del campo neto aplicado. Cuanto más intenso sea, mayor será la separación de cargas y, por tanto, \mathbf{P} . En la mayoría de los casos la relación es de proporcionalidad:

$$\vec{P} = \chi_e \epsilon_0 \vec{E} \quad (1.13)$$

La constante χ_e se denomina *susceptibilidad eléctrica* e indica la mayor o menor facilidad de la sustancia para ser polarizada. La permitividad ϵ_0 se introduce para que χ_e sea un número adimensional, ya que $\epsilon_0 \mathbf{E}$ tiene dimensiones de densidad superficial de carga (C/m^2), igual que la polarización. En los dieléctricos χ_e es positivo y en el vacío $\chi_e = 0$, ya que no hay moléculas que puedan polarizarse.

Del teorema de Gauss Generalizado, se determina el flujo del vector Desplazamiento \vec{D} , que para el caso del condensador se define como el flujo electrostático producido entre las dos placas paralelas, referido a las cargas eléctricas de los extremos (cargas de los electrodos) de un espacio limitado por una serie continua de líneas de fuerza, conocido como “tubo de fuerza”.

$$\oiint \vec{D} \cdot d\vec{A} = q_0 \quad (1.14)$$

Donde el vector desplazamiento \vec{D} , está dado en unidades culombios/cm² y su expresión física es la siguiente:

$$\vec{D} = \epsilon_0 \vec{E} + \vec{P} \quad (1.15)$$

Dicho de otro modo, las líneas del campo \vec{D} empiezan o terminan en las cargas libres, de la misma forma que las líneas del campo \vec{P} lo hacen en las cargas de polarización y las de \vec{E} en todo tipo de cargas. Poniendo \vec{P} en función de la susceptibilidad eléctrica (ecuación 1.13) el desplazamiento queda:

$$\vec{D} = \epsilon_0 \vec{E} + \chi_e \epsilon_0 \vec{E} = \epsilon_0 (1 + \chi_e) \vec{E} = \epsilon \vec{E} \quad (1.16)$$

Donde $(1 + \chi_e)$ es igual a la constante dieléctrica κ y ϵ es la permitividad del material aislante (es decir $\epsilon = \epsilon_0 \kappa$)

1.3.4.3 Aislamiento de varias capas – Combinaciones distintas de materiales aislantes

La disposición de dos o más materiales aislantes de permitividad (ϵ) y conductibilidad (λ) diferentes, puede darse las siguientes formas:

- a) **En paralelo** – Cuando la superficie de separación de los dieléctricos es paralela a las líneas de fuerza.

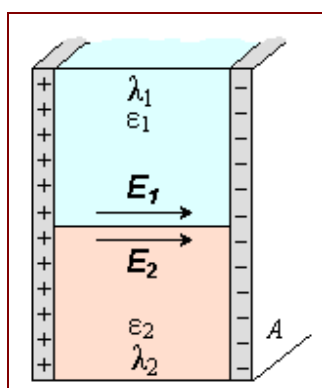


Figura 1.11 – Disposición de dos materiales aislantes en paralelo

Las componentes tangenciales de las intensidades de campo a lo largo de la superficie divisoria de ambos dieléctricos, son iguales; ya que si se consideran dos puntos próximos de dicha superficie, la diferencia de potencial entre ellos, calculada siguiendo uno de los dieléctricos, ha de resultar igual que siguiendo el otro. Por lo tanto, los vectores desplazamiento son diferentes y su valor depende de la relación de sus permitividades.

$$E_1 = E_2$$

$$\frac{D_1}{\epsilon_1} = \frac{D_2}{\epsilon_2}$$

$$D_1 = \frac{\epsilon_1}{\epsilon_2} \cdot D_2 \qquad D_2 = \frac{\epsilon_2}{\epsilon_1} \cdot D_1 \qquad (1.17)$$

Este es un caso poco común y resulta ser menos peligroso ya que solo se consideran las componentes normales del campo.

- b) *En serie* – Cuando las líneas de fuerza son perpendiculares a la superficie de separación de los dos dieléctricos.

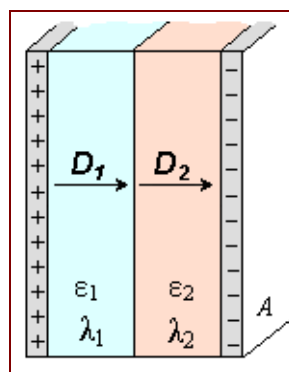


Figura 1.12 – Disposición de dos materiales aislantes en serie

Haciendo un análisis a la superficie divisoria, se puede concluir que el desplazamiento de carga por unidad de área D no varía al pasar de un dieléctrico al otro, esto implica que las intensidades de campo en una y otra sustancia, varíen en forma inversa a las permitividades.

$$D_1 = D_2$$

$$\varepsilon_1 \cdot E_1 = \varepsilon_2 \cdot E_2$$

$$E_1 = \frac{\varepsilon_2}{\varepsilon_1} \cdot E_2 \quad E_2 = \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} E_1 \quad (1.18)$$

La intensidad de campo E_1 rige en todo el dieléctrico 1 y la intensidad de campo E_2 , en todo el dieléctrico 2. Por lo tanto las tensiones parciales correspondientes a cada dieléctrico pueden calcularse como sigue:

$$\Delta V = -\int_{d_1}^0 \vec{E}_1 \cdot d\vec{r} - \int_{d_1+d_2}^{d_1} \vec{E}_2 \cdot d\vec{r}$$

$$\Delta V = \frac{Q}{A\epsilon_0} \left(\frac{d_1}{\kappa_1} + \frac{d_2}{\kappa_2} \right)$$

$$V_1 = \frac{\sigma}{\epsilon_0} \cdot \frac{d_1}{\kappa_1} \quad V_2 = \frac{\sigma}{\epsilon_0} \cdot \frac{d_2}{\kappa_2} \quad (1.19)$$

Estas formulas son perfectamente aplicables cuando se trata de tensión alterna y son atribuibles a la distribución de tensiones en las capas de aislamiento en el momento de la conexión. Tales condiciones sólo iniciales, se deben a que la mayoría de los materiales aislantes sólidos o líquidos poseen una cierta conductividad ohmica (λ) que no es despreciable, es decir, las suposiciones de resistencia infinita en los dieléctricos no se dan en la práctica.

Por lo tanto, luego del transiente de conexión, comienza la circulación conductiva de una corriente que hace variar la repartición de las tensiones a lo largo de los aislamientos.

En *condiciones estacionarias*, esta corriente que penetra en cada elemento de un dieléctrico ha de ser igual a la que sale del mismo (razonamiento válido para la superficie límite entre dos sustancias diferentes donde la densidad de corriente del primer material J_1 es igual a la del segundo J_2). De otro modo, se produciría una acumulación de carga eléctrica en el elemento considerado y la repartición de tensiones quedaría alterada. Esto conlleva a las siguientes conclusiones:

$$\begin{aligned}
 J_1 &= J_2 & J_1 &= J_2 \\
 \frac{I_1}{A} &= \frac{I_2}{A} & \lambda_1 E_1 &= \lambda_2 E_2 \\
 I_1 &= I_2 & \frac{E_1}{E_2} &= \frac{\lambda_2}{\lambda_1} & (1.20)
 \end{aligned}$$

Donde I_1 e I_2 son las corrientes estacionarias de cada medio respectivamente y A la superficie que atraviesan. Por lo tanto, las nuevas tensiones parciales en condiciones estacionarias, correspondientes a cada dieléctrico, serían:

$$\Delta V = -\int_{d_1}^0 \vec{E}_1 \cdot d\vec{r} - \int_{d_1+d_2}^{d_1} \vec{E}_2 \cdot d\vec{r}$$

$$\Delta V = \frac{1}{A} \left(\frac{I_1}{\lambda_1} \cdot d_1 + \frac{I_2}{\lambda_2} \cdot d_2 \right)$$

$$V_1' = \frac{1}{A} \cdot \frac{I_1}{\lambda_1} \cdot d_1 \quad V_2' = \frac{1}{A} \cdot \frac{I_2}{\lambda_2} \cdot d_2 \quad (1.21)$$

- c) **Refractaria** – Cuando se dispone los materiales aislantes en una forma tal, que estos se hallen recorridos por líneas de fuerza cuya dirección no siempre sea perpendicular ni paralela a la superficie de separación o límite. Al igual que las líneas de fuerza, las líneas de inducción electrostática y las superficies equipotenciales forman una desviación angular en la superficie límite o divisoria, lo cual se conoce con el término de **refracción**. Tal es el siguiente caso donde el límite de separación esta dado de forma inclinada:

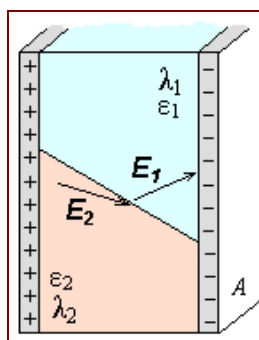


Figura 1.13 – Disposición de dos materiales aislantes en forma refractaria

Del análisis vectorial mostrado en el **apéndice 1.A1** de esta unidad, sobre el comportamiento de las líneas de fuerza en la superficie limitante; se concluyen las siguientes expresiones en base a sus ángulos de refracción con respecto a la perpendicular a la línea divisoria:

$$E_1 \operatorname{sen} \alpha_1 = E_2 \operatorname{sen} \alpha_2 \quad (1.22)$$

$$D_1 \cos \alpha_1 = D_2 \cos \alpha_2 \quad (1.23)$$

$$\frac{\operatorname{tg} \alpha_1}{\operatorname{tg} \alpha_2} = \frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} \quad (1.24)$$

1.4 PROPIEDADES GENERALES. SIGNIFICADO E IMPORTANCIA

Los materiales aislantes deben cumplir con ciertas *propiedades generales* que les permitan asegurar de manera eficiente el aislamiento de un equipo eléctrico de alta tensión. Estas propiedades son:

- a) *Propiedades Eléctricas*
- b) *Propiedades Mecánicas*
- c) *Propiedades Físico-Químicas*

1.4.1 PROPIEDADES ELÉCTRICAS

1.4.1.1 Resistencia de Aislamiento

Se denomina *resistencia de aislamiento* de un material aislante, a la resistencia presente en él que se opone al paso de la corriente eléctrica de fuga, medida en la dirección en que deba asegurarse el aislamiento.

La corriente de fuga puede seguir dos trayectos posibles, uno sobre la superficie y otro a través del cuerpo del material aislante, por lo tanto, es necesario distinguir entre *resistencia de aislamiento superficial* y *volumétrica*. Se sobreentiende que estos dos caminos actúan en paralelo y la pérdida óhmica total depende en gran parte de las condiciones en la superficie del material.

- 1) *La resistencia de aislamiento superficial* es la resistencia que ofrece la superficie del material al paso de la corriente, cuando se aplica una tensión entre dos zonas de dicha superficie. El valor de esta resistencia se refiere a la superficie comprendida entre las dos zonas sometidas a tensión, las cuales están en contacto con los electrodos, y suele medirse en $M\Omega/cm^2$. A esta magnitud se la denomina también *resistividad superficial*.

- 2) *La resistencia de aislamiento volumétrica* es la resistencia que opone el material a ser atravesado por la corriente, cuando se aplica una tensión entre dos de sus caras. También se denomina *resistividad transversal o volumétrica* y está expresada en $M\Omega \cdot cm^2/cm$.

La resistividad volumétrica de un material aislante no es un valor constante, como suele ocurrir con los materiales conductores, sino que varía con la temperatura, la tensión aplicada, el tiempo, la humedad, el espesor del material y otros factores.

Cuanto mayor sea la resistividad de un material, tanto mejor resultará como aislante. Por consiguiente, al elegir un material como dieléctrico, debe procurarse que tenga una elevada resistividad, para reducir al mínimo las corrientes de fuga.

1.4.1.2 Rigidez dieléctrica

Se conoce como *rigidez dieléctrica* de un material aislante, al máximo gradiente de potencial que éste es capaz de soportar sin que se produzca una descarga disruptiva. Su valor suele expresarse en kilovoltios por milímetro (kV/mm).

La *descarga disruptiva* no es más que una corriente eléctrica que se presenta en los dieléctricos que están sometidos a la acción de un campo eléctrico, debido a que las fuerzas coercitivas de los átomos del material, son menores que las fuerzas que tratan de mover los electrones en dirección opuesta a la intensidad del campo.

Hasta un cierto valor de temperatura denominado *temperatura límite*, la rigidez dieléctrica es independiente de ella; por encima de ésta, ya existe una influencia tal como se puede apreciar en la figura 1.14. En general, esta temperatura límite está comprendida entre -50°C y $+50^{\circ}\text{C}$, aunque en la porcelana y otros materiales cerámicos es mucho mayor.

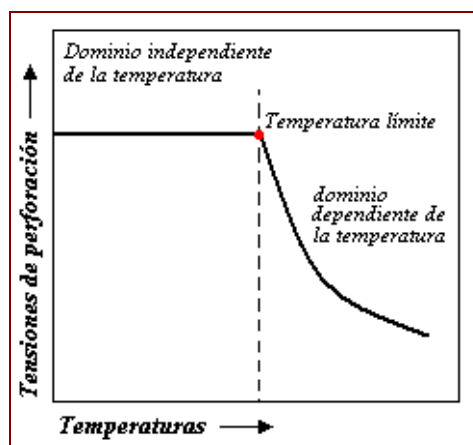


Figura 1.14 – Variación de la tensión de ruptura de un material aislante, en función de la temperatura.

Relacionado con el concepto de rigidez dieléctrica está el de *perforación eléctrica* o *ruptura*. Se habla de *perforación eléctrica* o *ruptura* de un material aislante, cuando la descarga disruptiva se produce por debajo del valor de la temperatura límite, ya que, en este caso, la perforación se debe exclusivamente a la tensión aplicada. Si la perforación se produce por encima de la temperatura límite, se denomina *perforación electrotérmica*, y esta se presenta cuando la tensión aplicada para una temperatura inicial dada, es insuficiente para provocar la perforación inmediatamente, pero la promueve a causa del calentamiento interno debido a las pérdidas dieléctricas.

El valor de la temperatura límite es de importancia esencial para la elección de un material aislante apropiado, ya que es un índice de plena garantía de su funcionamiento.

Cuanto mayor sea la tensión de perforación de un material aislante, más difícilmente se producirá la perforación en servicio. Por lo tanto, interesa utilizar dieléctricos de más elevada rigidez dieléctrica, cuanto más elevada sea la tensión a la que deban trabajar.

1.4.1.3 Constante dieléctrica

La *constante dieléctrica* (κ) es una característica técnica, cuyo valor varía para cada dieléctrico y su producto con la permitividad del espacio libre o vacío (ϵ_0), permite determinar la permitividad del material aislante (ϵ_n) sometido a un campo eléctrico.

$$\epsilon_n = \kappa \cdot \epsilon_0 \quad (1.25)$$

Al igual que la rigidez dieléctrica, el material aislante que debe elegirse debe poseer una constante dieléctrica elevada, con el objetivo de conseguir la máxima capacidad con un mínimo volumen.

1.4.1.4 Factor de Pérdidas

La corriente de fuga, al atravesar un material aislante, lo calienta. El *factor de pérdidas dieléctricas* $tg(\delta)$ o *factor de disipación*, constituye un criterio para medir la pérdida de potencia por calentamiento de un dieléctrico.

Un material aislante sometido bajo la acción de un campo eléctrico, se lo puede graficar con el siguiente diagrama vectorial de pérdidas en dieléctricos:

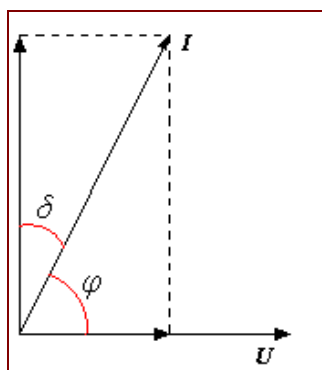


Figura 1.15 – Concepto de Ángulo de pérdidas de un dieléctrico

Donde U , es el voltaje aplicado al dieléctrico; I , es la corriente de fuga que atraviesa el dieléctrico; φ , es el ángulo de factor de potencia y δ , el ángulo de pérdidas dieléctricas.

El caso más favorable será aquel en que la potencia perdida a través del aislamiento sea nula, es decir, cuando $\delta=0^\circ$. Esta situación se da cuando la tensión y la corriente están desfasadas 90° ($\varphi=90^\circ$) y sólo ocurriría si se tratara de un aislante perfecto (el vacío); lo cual en aplicación real no es posible, encontrándose siempre un desfase menor a 90° , tal como se observa en la figura 1.15. Por lo tanto, conociendo el valor del ángulo de pérdidas δ , puede calcularse fácilmente el factor de pérdidas $\text{tg}(\delta)$. Considerando, que el ángulo (δ) varía con la temperatura, la tensión aplicada y otros factores, pero muy especialmente por la frecuencia.

El factor de pérdidas dieléctricas de un material aislante, es una medida de la calidad del dieléctrico: cuanto más bajo fuera éste, más se aproxima de la condición de dieléctrico ideal y menores son las pérdidas. Por lo tanto, “Un material será tanto mejor aislante cuanto menor sea su factor de pérdidas”

1.4.1.5 Factor de Potencia

El *factor de potencia* $\cos(\varphi)$ de un dieléctrico se lo define como el coseno del ángulo de desfase entre la tensión aplicada al material aislante y la componente de la corriente que lo atraviesa (Ver figura 1.15). Muchas veces se utiliza este concepto en lugar del factor de pérdidas $\text{tg}(\delta)$, cuando se quiere expresar la calidad de un aislante.

Como se indicó anteriormente en el análisis del factor de pérdidas dieléctricas, el aislante ideal sería aquel que presente $\varphi=90^\circ$, y por consiguiente $\cos(\varphi)=0$, con lo que no habría circulación de corriente a través del aislante.

Por lo tanto, “Un material es tanto mejor aislante, cuanto más bajo sea su factor de potencia”

1.4.1.6 Resistencia al arco

La *resistencia al arco* se mide por el tiempo que un material aislante es capaz de resistir los efectos destructivos de un arco antes de inutilizarse por haber formado éste un camino carbonizado, conductor, sobre la superficie del aislante. Este tiempo depende naturalmente, de la tensión aplicada y de la corriente de arco.

No todos los materiales aislantes se carbonizan pero si casi todos pueden agrietarse por el intenso calor que acompaña el arco. No obstante, algunos materiales resultan mejores que otros en lo que respecta a la resistencia de arco, ya que las condiciones en que éste se produce, varían considerablemente.

1.4.2 PROPIEDADES MECÁNICAS

1.4.2.1 Resistencia a la Tracción

La *resistencia a la tracción* es la propiedad de resistir esfuerzos mecánicos que tiendan a estirar o alargar un material aislante. El sistema de moldeo tiene una importante influencia en el valor de la resistencia a la tracción, así como la temperatura y la humedad.

1.4.2.2 Resistencia a la Compresión

La *resistencia a la compresión* es la propiedad de resistir esfuerzos mecánicos que tiendan a comprimir o acortar un material aislante. Sus valores por lo general, son más elevados que los de resistencia a la tracción, o sea que se necesitará más esfuerzo para romper un dieléctrico por compresión que por tracción. Su valor suele expresarse en unidades de fuerza (Kg/cm²). La temperatura influye notablemente, disminuyendo con el aumento de esta.

1.4.2.3 Resistencia a la Flexión

La *resistencia a la flexión* es la capacidad del material aislante para resistir esfuerzos que tiendan a doblarlo. De la misma forma que en las anteriores propiedades, está influenciada por la humedad y la temperatura.

1.4.2.4 Dureza

La *dureza* se define como la resistencia que un material aislante opone a la penetración, por tanto, es una característica muy directamente relacionada con la resistencia a la compresión.

1.4.2.5 Resistencia al choque

La *resistencia al choque* es la capacidad del material aislante para resistir el impacto de un choque o golpe.

1.4.2.6 Límite Elástico

Se denomina *límite elástico*, al esfuerzo máximo que puede aplicarse al material aislante, sin que experimente deformaciones permanentes. Por debajo de este valor máximo aplicable, existen otros que también producen la deformación del material pero éste, una vez que cesa el esfuerzo, recupera su forma primitiva. A estas deformaciones se les llama *deformaciones elásticas*.

Cabe recordar que, todo material, por muy buenas que sean sus propiedades mecánicas, pueden resistir los esfuerzos ya nombrados anteriormente hasta cierto límite, por encima del cual el material se deforma, sin volver a recuperar su forma primitiva.

1.4.2.7 Maquinabilidad

Se denomina *maquinabilidad* de un material aislante, a la facilidad con que éste puede ser mecanizado con herramientas cortantes. Algunos materiales aislantes presentan una extraordinaria facilidad para el mecanizado, mientras que otros son muy difíciles de trabajar.

1.4.3 PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

1.4.3.1 Peso Específico

El *peso específico* de un material aislante, es el peso de la unidad de volumen de dicho material. Este suele expresarse en gramos por centímetro cúbico (gr/cm^3).

1.4.3.2 Porosidad

La *porosidad* de un material aislante, es la propiedad que tienen todos los cuerpos de dejar espacios vacíos, o poros, entre sus moléculas, gracias a lo cual pueden ser comprimidos o dilatados y hacerse permeables a los gases y aún a los líquidos.

Esta constituye un gran inconveniente de la buena calidad de los dieléctricos, pues en los poros se acumula humedad y el polvo del ambiente en que se encuentran; o el mismo aire que los llena, bajo la acción del campo eléctrico, se ioniza, perdiendo sus propiedades aislantes y ocasionando su destrucción prematura.

1.4.3.3 Higroscopicidad

Se denomina *higroscopicidad* o *poder higroscópico* a la capacidad de absorción de la humedad que tiene un material aislante. Esta constituye una

consecuencia directa de la propiedad anterior, ya que es en los poros donde se aloja el agua procedente de la humedad atmosférica o del ambiente húmedo en que se encuentra dicho material.

En los dieléctricos, la humedad reduce considerablemente la rigidez dieléctrica y la resistencia de aislamiento. Por consiguiente y siempre que sea posible, se preferirán los aislantes de menos higroscopicidad. En algunas ocasiones, para reducir los efectos de la humedad, se reviste el material de una capa impermeable.

1.4.3.4 Calor Específico

El *calor específico* de un material aislante, es la cantidad de calor necesaria para elevar un grado centígrado, la temperatura de un gramo de dicho material.

Un material aislante debe poseer el calor específico lo más elevado posible, con el objeto de que al estar sometido bajo la acción del calor, su elevación de temperatura sea pequeña.

1.4.3.5 Conductividad Térmica

La *conductividad térmica*, es la facilidad que un material aislante presenta al paso del calor. Por lo tanto, cuanto menor sea la conductividad térmica de un dieléctrico, con mayor dificultad permitirá la transmisión del calor generado en el

conductor eléctrico por efecto Joule, a los cuerpos vecinos y al ambiente que le rodea.

1.4.3.6 Inflamabilidad

La *inflamabilidad*, es la facilidad que tiene un material aislante para inflamarse. Siempre que sea posible se ha de preferir el dieléctrico menos inflamable, el cual ofrecerá una mayor seguridad de funcionamiento al trabajar a altas temperaturas, o en lugares con peligro de incendios, chispas u otras eventualidades.

1.4.3.7 Temperatura de Seguridad

La *temperatura de seguridad*, es la capacidad de resistencia a la acción del calor o la temperatura límite a la que pueden ser sometidos los materiales aislantes sin que se produzca la degradación de sus características, que los conducirá a su destrucción.

La elevación de temperatura de un material aislante sobre límite de seguridad, permite la alteración de sus características, disminuyendo su resistencia de aislamiento, su rigidez dieléctrica y su resistencia mecánica, además que aumenta su facilidad para ser atacados por agentes químicos.

1.4.3.8 Resistencia a los Ácidos y a los Álcalis

Los materiales aislantes se descomponen por la acción de los ácidos fuertes y de los álcalis. Esta descomposición se manifiesta primero por un ablandamiento y a veces, por un aumento de volumen del material afectado, resultando notablemente disminuidas sus propiedades mecánicas y eléctricas.

CAPÍTULO II

2. APLICACIÓN DE LOS MATERIALES AISLANTES EN LOS PRINCIPALES EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

2.1 FINALIDAD

Permitir aislar eléctricamente las partes conductoras de un equipo de alta tensión entre sí y estas mismas respecto a tierra o la masa metálica que lo conforma, para modificar en gran proporción el campo eléctrico y mantener el flujo de corriente en sus propios canales.

2.2 PRINCIPALES EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN INSTALADOS EN LAS SUBESTACIONES DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

2.2.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Es un transformador con núcleo de hierro que tiene un arrollamiento primario conectado a la red de corriente alterna y uno o más arrollamientos secundarios que producen distintas tensiones alternas. Es decir, permite transformar el voltaje alterno del sistema de un nivel nominal a otro.

En las subestaciones de transmisión de nuestro sistema eléctrico, estos se presentan en esquema de autotransformador o transformador de múltiples devanados, como unidades trifásicas o tres unidades monofásicas formando un banco trifásico. Una muestra sobre este equipo y sus características se puede apreciar en las *figuras anexas 2.1.A, B*

2.2.2 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN

Son transformadores que transfieren valores de corriente, tensión, o fase primarios al circuito secundario, con la suficiente exactitud para permitir la conexión de instrumentos de protección y medida al secundario en lugar del primario.

Utilizado de esta forma, sólo tienen acceso a los instrumentos, magnitudes de corrientes o tensiones reducidas. Por tanto, según la magnitud en juego se clasifican en *Transformadores de Tensión* y *Transformadores de Corriente*.

2.2.2.1 Transformadores de Tensión (de Potencial)

En este tipo de transformadores de instrumentación hay que destacar la existencia de dos diseños:

- 1) *El transformador de potencial normal*, cuyo arrollamiento primario toma directamente su tensión de alimentación del circuito de potencia al que se conecta en paralelo. Su tensión secundaria se utiliza exclusivamente para alimentar instrumentos de medición y reles de protección, empleando un voltaje estándar de 115 y $115/\sqrt{3}$. Se lo encuentra por lo general hasta tensiones nominales de 69kV.

- 2) *El transformador de potencial capacitivo*, cuyo arrollamiento primario toma su tensión de alimentación del circuito de potencia al que se conecta, a través de módulos de capacitancias en serie. A diferencia del anterior tipo detallado, aparte de utilizar su voltaje secundario para alimentar instrumentos de medición y reles de protección, su característica constructiva le permite acoplar equipos carrier de onda portadora para comunicaciones. Se lo encuentra por lo general para tensiones nominales mayores a 69kV.

Para ambos casos, el arrollamiento secundario en condiciones normales de uso, presenta una tensión de módulo prácticamente proporcional a la tensión primaria, que difiere en fase en un ángulo próximo a cero.

En las subestaciones de transmisión de nuestro sistema eléctrico, ambos equipos de alta tensión, se presentan normalmente en un diseño *tipo pedestal* ubicado sobre

una estructura metálica tipo celosía, tal como se muestra en las *figuras anexas 2.2.A, B*

2.2.2.2 Transformador de Corriente

Es un transformador con su arrollamiento primario conectado en serie con el circuito portador de la corriente que debe someterse a medida o control. La corriente se mide a través del arrollamiento secundario, por lo tanto presenta una corriente secundaria no mayor a 5 amperios, cuyo módulo es prácticamente proporcional a la corriente primaria y que difiere en fase en un ángulo próximo a cero.

Los hay de distintas formas constructivas para alta tensión, con núcleo en la parte inferior o con núcleo en la parte superior o cabezal. Esto difiere en la disposición del aislamiento dentro de él, lo cual se pondrá en detalle en el ítem 4.2 de esta unidad.

En las subestaciones de transmisión de nuestro sistema eléctrico, ambos modelos de este equipo en alta tensión, se presentan normalmente en un diseño *tipo pedestal* ubicado sobre una estructura metálica tipo celosía, tal como se muestran en las *figuras anexas 2.3.A, B*.

2.2.3 SECCIONADOR DE POTENCIA

El seccionador es un aparato mecánico de conexión que asegura, en posición abierta, una distancia de seccionamiento que satisface condiciones específicas. Es capaz de abrir y de cerrar un circuito cuando se establece o interrumpe una corriente de valor despreciable, o bien no se produce ningún cambio importante de la tensión entre los bornes de cada uno de los polos del seccionador.

Es también capaz de conducir corrientes en las condiciones normales del circuito, y de soportar corrientes por un tiempo especificado en condiciones anormales como las de cortocircuito.

Se los clasifica por el plano en que se mueven las cuchillas, vertical, horizontal, por la distancia de seccionamiento, también vertical u horizontal, por el número de columnas de aisladores que tienen por polo, dos o tres columnas, por la posición relativa de los polos, diagonal, paralelos, en fila india.

En las subestaciones de transmisión de nuestro sistema eléctrico, se presenta en conjunto de tres unidades monopolares que operan simultáneamente en un sistema trifásico bajo accionamiento manual y/o eléctrico, tal como se muestra en la *figura anexa 2.4*.

2.2.4 INTERRUPTOR DE POTENCIA

El interruptor es un aparato de maniobra mecánico, capaz de establecer, conducir e interrumpir corrientes en condiciones normales del circuito; y también de establecer, conducir por un tiempo determinado, e interrumpir corrientes en determinadas condiciones anormales como las de cortocircuito

Este es el aparato que ha sufrido mayores evoluciones y cambios en sus principios de funcionamiento, casi podríamos decir que es como si hubiese habido modas (aunque la realidad fuera consecuencia frecuentemente de dificultad tecnológica). Citamos solo los medios de interrupción aceite y gas SF₆, como los únicos presentes en interruptores instalados en las subestaciones de transmisión de nuestro sistema eléctrico actual, cuyos modelos se presentan en las *figuras anexas 2.5.A, B, C*.

2.2.5 EQUIPO ENCAPSULADO

El *equipo encapsulado* o también conocido como “GIS” *Gas-Insulated Substation* (Subestación Aislada en Gas), es un sistema construido integralmente en el cual todos sus componentes tales como, interruptores, seccionadores, transformadores de tensión, transformadores de corriente, pararrayos y barras; son aislados del aire en compactos compartimentos de metal llenados con gas Hexafluoruro de Azufre (SF₆). Estos componentes interactúan entre si formando un

esquema de barra similar al formado convencionalmente con componentes eléctricos independientes.

Por lo tanto, una subestación cuyos componentes eléctricos constituyentes (barras y equipos) trabajen independientemente al aire libre, se conoce como “Subestación Convencional”, y una subestación donde todos sus componentes se encuentren encapsulados y totalmente aislados del aire, se conoce como “Subestación Encapsulada”. Una muestra de este sistema encapsulado instalado en una de las subestaciones de nuestro sistema eléctrico, se presenta en la *figura anexa 2.6*.

2.3 MATERIALES AISLANTES QUE INTERVIENEN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

2.3.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El aislamiento de los transformadores de potencia es el más complejo de entre los equipos eléctricos existentes dentro de una subestación, esto es debido al rol que este debe cumplir como parte de un sistema eléctrico de potencia (requiere de alta confiabilidad), por lo que se hace necesario el empleo de distintos materiales aislantes en el diseño de su estructura de aislamiento.

En general, todos los transformadores de potencia deben cumplir la siguiente estructura de aislamiento: (1) aislamiento en los propios conductores entre espiras, (2) aislamiento entre capas o bobinas, (3) aislamiento entre el arrollamiento de bajo voltaje y tierra, (4) aislamiento entre el arrollamiento de alto voltaje y el arrollamiento de bajo voltaje, y (5) aislamiento entre el arrollamiento de alto voltaje y tierra. Estos varios tipos de aislamiento son ilustrados en la siguiente figura 2.1:

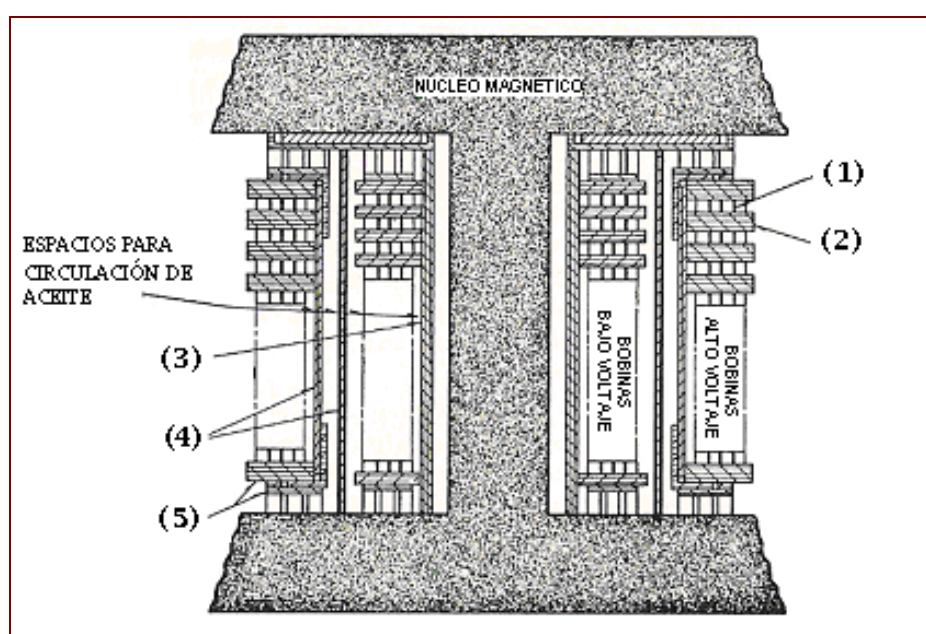


Figura 2.1 – Sección de una fase de un transformador trifásico tipo núcleo inmerso en aceite mineral aislante, mostrando sus partes aisladas.

Esta estructura de aislamiento, se divide en *principal* y *secundaria*, por tanto, a continuación se exponen los diferentes materiales aislantes que conforman a cada una de ellas.

2.3.2 MATERIALES AISLANTES SÓLIDOS QUE FORMAN PARTE DEL AISLAMIENTO PRINCIPAL DEL TRANSFORMADOR

El aislamiento presente entre los arrollamientos de alto y bajo voltaje y, entre el arrollamiento de bajo voltaje con respecto a la masa, es considerado como el *aislamiento principal del transformador*, y debe poseer la suficiente resistencia dieléctrica y mecánica a los golpes.

El arrollamiento de bajo voltaje, que es el más cercano al núcleo, está enrollado alrededor de un cilindro de *micarta*, el cual le permite un aislamiento eficiente con respecto a masa.

El aislamiento entre arrollamientos de alto y bajo voltaje, consiste de tubos o cilindros sólidos aislantes limitadores de *cartón prensado “pressboard”*; entre los cuales existen espacios desnudos con el propósito de permitir la libre circulación del aceite dentro, alrededor del núcleo y la estructura de la bobina. La circulación del aceite por estos espacios permite mediante convección la remoción del calentamiento producido en el núcleo y las bobinas debido al efecto Joule y corrientes parásitas.

2.3.3 MATERIALES AISLANTES SÓLIDOS QUE FORMAN PARTE DEL AISLAMIENTO SECUNDARIO DEL TRANSFORMADOR

El aislamiento de los conductores entre espiras, entre bobinas o capas y entre el arrollamiento de alto voltaje con respecto a la masa, es considerado como el *aislamiento secundario del transformador*.

Los conductores de las bobinas están aislados con varias capas de *papel Kraft o manila* especialmente delgadas envueltas sobre su superficie, con un espesor entre dos espiras consecutivas de unos 0,5mm para los arrollamientos de baja tensión y de 0,7 a 1,5mm para los de alta tensión. Esto le da una mayor rigidez mecánica y eléctrica.

El aislamiento entre bobinas o capas, lo constituye generalmente espaciadores en forma de anillos de *cartón prensado “pressboard”, pressspan o baquelita*.

El aislamiento entre el arrollamiento de alto voltaje con respecto a masa, localizado en sus extremos, consiste de arandelas laminadas de *papel de base fenólica* y *cartón prensado “pressboard”*. En los modelos para alta tensión, se distribuyen varios anillos angulares cilíndricos con bridas, paralelos a las superficies de igual potencial; esta disposición provee un aislamiento efectivo y aumenta la distancia de escurrimiento eliminando las concentraciones locales de flujo dieléctrico en los extremos del devanado y evitando la formación de coronas de aceite. Esta última

característica ofrece una alta resistencia dieléctrica en un espacio comparativamente pequeño.

Se recomienda ver la *figura anexa 2.7*, donde se muestra en detalle la estructura de aislamiento tanto principal como secundario del transformador de potencia.

2.3.3.1 Soporte y Fijación de las partes interiores

Las partes interiores del transformador, tales como, terminales y conductores superiores que salen de las bobinas; son aislados adecuadamente y asegurados firmemente a soportes, para resistir los esfuerzos mecánicos producidos por las corrientes de cortocircuito, golpes durante el transporte y otros factores.

Para tales propósitos, se proveen apoyos de *cartón comprimido* o *madera* sumergida en aceite perfectamente deshidratados o tubos de aislamiento de *micarta*. Estos apoyos o soportes se colocan a distancias de aislamiento apropiadas desde el núcleo, estructura de soporte y otros conductores, y además previniendo que ante la influencia de golpes mecánicos se aflojen, tuerzan o cambien de posición.

Una muestra de estas partes interiores aisladas, se presenta en las *figuras anexas 2.8 y 2.9.A, B, C, D, E, F*.

2.3.4 LOS LÍQUIDOS AISLANTES Y SU IMPORTANCIA DENTRO DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO TOTAL DEL TRANSFORMADOR

Los *líquidos aislantes* son ampliamente utilizados en los transformadores de potencia; esto se debe al hecho de que, además de la función básica de aislar los arrollamientos en su totalidad, actúan como medio refrigerante ayudando en la transferencia de calor originado por las pérdidas en las partes activas, para el medio ambiente. El *aceite mineral* y el *aceite sintético*, debido a sus excelentes propiedades, han sido los líquidos aislantes mayormente empleados para la inmersión de transformadores. No obstante, luego de que hace varios años, investigaciones comprobaran la existencia de efectos perjudiciales contra la salud humana y el medio ambiente durante el uso de los aceites sintéticos, en la actualidad se prohíbe su comercialización, dándose único lugar al aceite mineral.

2.3.5 CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ACEITE – PAPEL

El papel Kraft impregnado con un buen aislante, limpio y seco como el aceite mineral, es uno de los mejores sistemas de aislamiento conocido por los fabricantes de transformadores, en cuanto a nuevos esquemas que están surgiendo en el mercado.

El aislamiento aceite-papel de un transformador se caracteriza porque la función aislante reside propiamente en el aceite, mientras que el papel, que es también de

por sí un excelente material aislante, desempeña en este caso, funciones básicas de otro género, tales como:

- a) Comportarse como un filtro que corta la acumulación de las partículas macroscópicas o impurezas, las cuales tienen tendencia a alinearse en cadena a lo largo de las líneas de fuerza. Estas formaciones alineadas son bien conocidas como causas de descargas en el aceite.
- b) Ser soporte de los esfuerzos mecánicos, especialmente en caso de cortos circuitos que lo someten a considerables sollicitaciones. Considerando que, lo que limita en general la vida del transformador es la pérdida de resistencia mecánica del aislamiento.
- c) Separar los conductores manteniendo la distancia necesaria.

Cabe destacar que existe una diferencia importante entre el aceite y el papel aislante; el aceite del transformador es una comodidad renovable que mediante el *proceso de regeneración* es posible su restauración a condición de nuevo, mientras que el papel Kraft del transformador no es renovable, y su vida perdida como resultado de la negligencia para con esta parte del sistema de aislamiento, está perdida para siempre.

Por tanto, se puede decir sin ninguna duda que “la vida del transformador es la vida del papel” y todo aquello que afectara la vida del papel afectará la vida del transformador.

2.3.6 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MATERIALES AISLANTES PARA SU USO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

2.3.6.1 La Micarta

Se da el nombre general de *mica* a un grupo de silicatos de aluminio, cuya característica común es que pueden exfoliarse en láminas flexibles, resistentes y extraordinariamente delgadas. Al ser la Micarta un material aislante a base de mica, consta esencialmente de estos tres componentes:

- 1) Como material básico se emplean las laminillas o escamas de mica pura, material que determina las propiedades dieléctricas y térmicas del producto resultante.
- 2) Las laminillas de mica se aglomeran con un producto orgánico y mineral como lo es la resina fenólica (o baquelita en polvo), para obtenerse placas o tubos rígidos. Se mejoran las propiedades mecánicas y térmicas del producto resultante.

- 3) Muchas veces, aunque no en todos los casos, se utilizan materiales aislantes como soporte de las escamas de mica, tales como papel, tela, cartón, tejido de vidrio y otros. Esto con el objetivo de mejorar aún más las propiedades mecánicas del producto final.

La mica pura por naturaleza es un aislante de clase C, es decir, que puede trabajar permanentemente a temperaturas superiores a 180°C; pero la adición del aglomerante de resina fenólica, el cual es de inferiores cualidades térmicas, hace que el producto final resulte de una clase térmica inferior, resultando un producto de clase B (temperatura de servicio hasta 130°C).

Las características técnicas de la micarta se exponen en la *tabla anexa 2.A1*.

2.3.6.2 La Madera

La *madera* está constituida por celulosa, en una proporción de 40% a 60%, asociada a una sustancia dura, la lignina, que actúa como tejido de sostén. Además, las diferentes variedades de madera, contienen otras sustancias que determinan en muy buena parte sus propiedades, tales como: resinas, almidón, aceites, tanino, materias colorantes y otras. En la estructura de aislamiento del transformador se emplean maderas duras, tales como la de haya, el fresno, el arce, el nogal, el roble y la teca.

Para su empleo en los transformadores, es necesario secarla por varios meses, exponerla a una desecación en caliente en horno especial y finalmente someterla a tratamiento de cocido con el propio aceite del transformador; este último con el fin de mejorar las propiedades dieléctricas y eliminar en gran parte el contenido de humedad que pudiera tener.

Las características técnicas de la madera impregnada con aceite mineral se exponen en la *tabla anexa 2.B1*.

2.3.6.3 El Papel Aislante

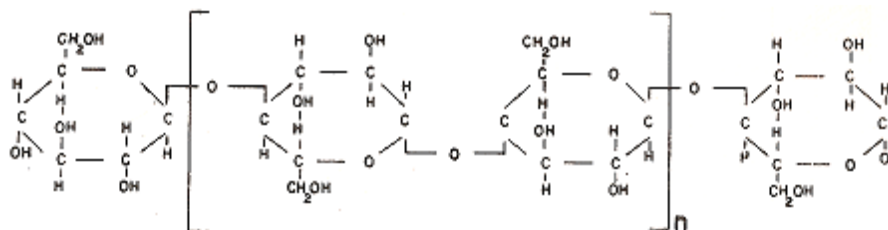
El papel aislante se fabrica con pulpa de madera, trapos o fibras vegetales. Las propiedades mecánicas del papel dependen en gran parte, de las fibras básicas empleadas en su fabricación.

En la actualidad, el papel que constituye el aislamiento sólido del transformador, es de naturaleza celulósica, es decir, proviene de la pulpa de madera. Su obtención, comienza de la separación de la celulosa de los soportes o productos que la acompañan, para posteriormente luego de su blanqueo sea transformada en papel.

El proceso de separación empleado distingue a dos tipos de celulosa, *la celulosa al sulfito* y *la celulosa al sulfato*; esto se debe a que cada proceso se realiza por

cocción de la madera en bisulfito o en sulfato sódico. Se halla muy extendido el criterio de que las celulosas al sulfato son las mejores para usos eléctricos.

La celulosa, que es el principal constituyente del papel, se presenta en forma de largas cadenas que son la repetición de un número más o menos grande de anillos de glucosa. La molécula de la celulosa es compleja y su fórmula general es $(C_6H_{12}O_5)_n$. Una cadena celulósica típica tiene la siguiente disposición:



Su estructura le permite ser fácilmente impregnado con un impregnante bien escogido que le confiera óptimas propiedades. El impregnante actualmente asociado al papel aislante, es el aceite mineral, con el cual se consiguen los siguientes resultados:

- ✓ Se llenan los poros del papel y se tiende a eliminar la humedad.
- ✓ Se aumenta la rigidez dieléctrica, ya que se elimina el aire ocluido en los poros, que es causa de los fenómenos de ionización.

- ✓ Se aumenta la resistencia térmica al calor del material básico.
- ✓ El llenado de los poros puede reducir la tendencia a la contracción.
- ✓ Se tiende a aumentar la conductividad térmica del papel, resultando de ello una mejor eliminación del calor.

Hay que recalcar, que el papel aislante utilizado en transformadores, después de seco, es impregnado de barniz o resina aislante y posteriormente de aceite. Su impregnación con barniz o resina no impide, más si retarda la penetración de agua.

El barniz, el cual contiene solventes volátiles, puede dar origen a la formación de cavidades en la masa aislante, en las cuales existe la posibilidad de que se formen descargas parciales. La impregnación del papel con resinas, las cuales no contienen solventes volátiles, dificulta la formación de cavidades. Por tanto, ésta última es la más recomendable.

El papel celulósico es considerado *anisótropo*, es decir, sus propiedades son distintas en sentido del largo, del ancho o del espesor. De todos modos, se consideran las siguientes propiedades:

- 1) Las propiedades dieléctricas dependen solo en parte de la naturaleza de la materia prima empleada. Pero, si se hallan afectados por el contenido de humedad, volumen de los poros y las impurezas.
- 2) La rigidez dieléctrica efectiva solo puede establecerse para los papeles finos, con los de mayor espesor aparecen descargas rampantes.
- 3) La constante dieléctrica para el papel acabado depende de la proporción de fibra, poros y humedad presente.
- 4) Las pérdidas dieléctricas y la resistencia de aislamiento varían con el grado de humedad.
- 5) Las propiedades mecánicas dependen de la estructura fibrosa y del contenido de humedad. Como el agua ablanda los papeles, puede disminuir su resistencia a la tracción.

El papel aislante de origen celulósico, comúnmente aplicado en la estructura de aislamiento de un transformador es el conocido papel Kraft, del cual se habla a continuación:

El Papel Kraft

El *papel kraft*, se obtiene de la pulpa de madera por procesos químicos, que corresponden a la separación de la celulosa por disolución de las sustancias complementarias mediante el tratamiento con sulfato sódico. Tiene color tostado y puede impregnarse fácilmente.

La temperatura máxima del papel kraft neutro usado para aislamiento de los conductores del transformador, inmerso en aceite aislante, es de 55°C sobre la temperatura ambiente, sin que halla degradación de la celulosa.

El papel kraft es extremadamente poroso, se estima que contiene de 80% a 95% de aire, por tanto, absorbe cerca del 10% del volumen de aceite colocado en el transformador. Posee una gran afinidad por el agua, cerca de 600 a 800 veces mayor que el aceite aislante en el cual esta inmerso.

Existe una fórmula empírica, dada por los fabricantes, que permite determinar el peso aproximado del papel kraft empleado en un transformador, en base al valor de su potencia nominal; la cual esta dada de la siguiente forma:

$$\text{peso del papel (Kg)} = 0,136 \cdot (kVA) \quad (2.1)$$

Las características técnicas del papel kraft se exponen en la *tabla anexa 2.C1*.

El Papel de Base Fenólica (Fenolite)

Es formado de conjuntos de láminas de papel kraft aglutinadas con resina fenólica, prensadas bajo condiciones específicas de presión y temperatura y, posteriormente curadas. Posee óptimas cualidades mecánicas y eléctricas, además de ser de fácil transformación. Es usado en cuerpos de anillos estáticos, en la estructura de conmutadores, en cuñas del núcleo y en algunos calces.

Los Papeles Especiales

Existen papeles especiales, que son fabricados a base de algodón, partiendo de trapos, cáñamo, lino y gramíneas (esparto). Estos fueron durante mucho tiempo, los únicos en ofrecer propiedades satisfactorias para uso en la industria eléctrica, hasta que fueron sustituidos por el papel kraft.

Uno de estos papeles especiales, que en la actualidad se siguen usando dentro de la estructura de aislamiento de un transformador, es el *papel Manila* o llamado también *papel de hilo*; el cuál se fabrica a partir de la fibra de cáñamo de Manila, cuerdas viejas de abacá y desperdicios de su fabricación. Es un papel fino, muy blanco y de gran resistencia mecánica a pesar de su ligereza.

2.3.6.4 El Cartón aislante

El cartón aislante se fabrica con las mismas materias primas que el papel, pero la presión aplicada durante la fabricación es mayor. Es más grueso, menos flexible y, por lo general, más denso que el papel.

En su estado natural, es higroscópico y debe impregnarse con aceite, cera, barniz y otros compuestos para mejorar sus propiedades dieléctricas y preservarlo de la humedad.

Según los materiales básicos que lo constituyen, recibe diferentes denominaciones, siendo los aplicables en la estructura de aislamiento de los transformadores de potencia, los siguientes:

1) Prespan

Es fabricado con fibras de celulosa de alta calidad y está constituido por gran número de capas finas, prensadas fuertemente, cuyas caras están endurecidas y vidriadas. El espesor de estas hojas está comprendido entre 0,1 y 5 milímetros.

Su composición es preparada cuidadosamente; la cantidad de celulosa es bastante elevada y el resto está conformado por papeles viejos

convenientemente escogidos; contiene poca carga, esta medianamente encolado (para hacerlo menos absorbente), muy limpio, exento de cualquier traza metálica y es químicamente neutro.

Se utiliza convenientemente barnizado, para mejorar sus propiedades dieléctricas y ser protegido contra la humedad ambiente.

Este material estratificado es usado en la fabricación de la gran mayoría de los calces y estacas que se encuentran en el transformador, así como también: capas, barreras, canaletas, anillos y otros. Teniendo en cuenta que este material es sometido a intensos campos eléctricos en ciertas regiones del transformador, debe ser libre de impurezas, principalmente en los equipos de extra alta tensión.

Las características técnicas del *prespan* se exponen en la *tabla anexa 2.D1*.

2) Pressboard

Es un cartón aislante que proviene de la fibra celulósica, ya que se encuentra elaborado de pulpa kraft de madera suave de bajo rendimiento o pulpa mecánica de madera dura de alto rendimiento; entre las cuales no existe mucha diferencia en propiedades.

Luego de su impregnación con aceite aislante, presenta una excelente rigidez dieléctrica (56 a 64 KV), constante dieléctrica (3.5 a 3.9), resistencia mecánica, conductividad térmica y bajo factor de disipación (0.28 a 0.6 %).

Existen también, pressboards de fibra sintética que son menos pesados y que toleran mayor temperatura de operación, en comparación con los provenientes de fibra celulósica; pero debido a su elevado costo, su uso se ve limitado. Actualmente, los fabricantes optan por la mezcla de ambos tipos de fibras para su elaboración, resultando un material algo ligero (por estar poco comprimido), que se pliega y moldea con gran facilidad.

2.3.6.5 El Aceite Mineral

El *aceite mineral* es obtenido a través de procesos de refinación y extracción adecuados a partir de determinadas fracciones de destilación del petróleo natural. Ignorando impurezas o aditivos especiales, son exclusivamente constituidos por *hidrocarburos*, sustancias consideradas como no polares y que de acuerdo con su origen, presentan estructuras moleculares diferentes.

Los *hidrocarburos* son la clase más sencilla de los compuestos orgánicos, los cuales son constituidos principalmente por *carbono e hidrógeno* y contienen otros elementos que se pueden considerar sus derivados. El aspecto estructural clave de los hidrocarburos, y por ello de la mayor parte de las sustancias orgánicas, es la

existencia de enlaces de carbono-carbono estables. El carbono es el único elemento capaz de formar cadenas extendidas estables de átomos enlazados mediante uniones sencillas, dobles o triples.

Los hidrocarburos se pueden dividir en cuatro tipos generales, dependiendo de las clases de enlaces carbono-carbono en su molécula; estos son: *alcanos*, *alquenos*, *alquinos* e *hidrocarburos aromáticos*. Dentro de los cuales se encuentran los que constituyen el aceite mineral para fines de aislamiento de equipos de alta tensión, tales como: hidrocarburos isoparafínicos, nafténicos y aromáticos.

- Los ***hidrocarburos isoparafínicos*** son compuestos de la familia de los *alcanos* (*hidrocarburos saturados*) con fórmula general C_nH_{2n+2} , los cuales se caracterizan por contener enlaces sencillos y por tener el mayor número posible de átomos de hidrógeno por átomo de carbono. De acuerdo a la forma de enlazar sus átomos de carbono, estos toman el nombre de *hidrocarburos de cadena lineal* o de *hidrocarburos de cadena ramificada*. Tienen un bajo punto de fluidez, menor tendencia a la gasificación y son a la vez resistentes a la oxidación (debido a que los alcanos son poco reactivos). En la industria petrolífera son vulgarmente conocidos como *parafinas*.
- Los ***hidrocarburos nafténicos*** al igual que los hidrocarburos isoparafínicos son compuestos de la familia de los alcanos con fórmula general C_nH_{2n} .

Debido a la forma de enlazar sus átomos de carbono formando anillos o ciclos se los conoce con el nombre de *cicloalcanos*. Poseen características similares a los isoparafínicos, pero más estables a la oxidación, con menor tendencia a la formación de gases y carbones ante descargas eléctricas, con bajo punto de fluidez y un aceptable coeficiente de expansión. En la industria petrolífera son vulgarmente conocidos como *naftenos*.

- Los ***hidrocarburos aromáticos*** son compuestos muy particulares dentro de los hidrocarburos y al igual que los alquenos y alquinos toman el nombre de *hidrocarburos insaturados*, debido a que contienen menos hidrógeno que un alcano con el mismo número de átomos de carbono. Sus átomos de carbono están unidos en una estructura anular plana. Los aromáticos que forman parte del aceite aislante, presentan ramificaciones que los hacen algo estables a la oxidación.

En general se puede decir que los hidrocarburos aromáticos ramificados poseen las siguientes propiedades:

- ✓ Bajo coeficiente de expansión
- ✓ Baja estabilidad a la oxidación, pero con la ventaja de que forman compuestos químicos estables impidiendo subsiguientes reacciones de

oxidación, comportándose como INHIBIDORES NATURALES contra el proceso de acidificación del aceite, impidiendo la forma acelerada de lodos.

- ✓ Alto poder solvente de lacas y resinas

Su proporción en el aceite es de 4% a 8% para evitar que sus propiedades indeseables afecten notablemente el comportamiento adecuado del aceite aislante.

No se encuentra en los aceites aislantes eléctricos, hidrocarburos alquenos ni alquinos ya que son productos indeseables debido a su actividad química relativamente elevada, lo cual aportaría con el envejecimiento del aceite.

2.3.6.5.1 El Aceite Mineral Parafínico y Nafténico

Básicamente, existen dos tipos de aceites minerales, los *parafínicos* y los *nafténicos*, y estos son diferenciados por su cantidad relativa de compuestos parafínicos, nafténicos y aromáticos o por las influencias de estas composiciones en ciertas características de los productos.

La definición exacta del tipo de aceite sólo es posible a través del conocimiento del petróleo crudo de origen; de este modo, un aceite aislante es llamado de

parafínico, cuando proviene de petróleo parafínico y de nafténico, cuando proviene de petróleo nafténico.

Por un simple análisis es difícil concluir si un aceite es de tipo nafténico o parafínico. Las siguientes relaciones de composición son admitidas en una tentativa de identificación del tipo de aceite aislante:

<i>Tipo de aceite aislante</i>	<i>Compuestos aromáticos (%)</i>	<i>Compuestos nafténicos (%)</i>	<i>Compuestos parafínicos (%)</i>
<i>Nafténico</i>	<i>11</i>	<i>47</i>	<i>42</i>
<i>Parafínico</i>	<i>8</i>	<i>29</i>	<i>63</i>

Tabla 2.1 – Composiciones de los aceites parafínicos y nafténicos

En la práctica el aceite nafténico se lo conoce como “Tipo A”, y es empleado en equipos con tensión máxima superior a 34.5KV. De igual manera, el aceite parafínico se lo conoce como “Tipo B”, y es empleado en equipos con tensión máxima igual o inferior a 34.5KV. Cabe recalcar las siguientes diferencias entre ambos tipos de aceite:

- 1) *Precipitación de partículas de carbón:* En los aceites parafínicos, la precipitación de las partículas de carbón es lenta, mientras en los aceites nafténicos es rápida.
- 2) *Liberación de gases:* El aceite parafínico libera el gas hidrógeno, lo que es indeseable. Los aceites nafténicos absorben gas hidrógeno.

- 3) *Comportamiento en bajas temperaturas:* El aceite parafínico puede formar cera parafínica a 0°C, a no ser que sea muy bien descerado, y el aceite nafténico se comporta muy bien a -40°C.
- 4) *Punto de anilina y recuperación:* Los aceites parafínicos tienen un punto de anilina más elevado (de 79°C a 84°C) que los nafténicos (de 59°C a 82°C), por lo tanto su recuperación es más difícil.
- 5) *Formación de ácidos:* Los ácidos formados en los aceites parafínicos son más fuertes que los que se forman en el aceite nafténico.
- 6) *Viscosidad del aceite:* Con la disminución de la temperatura, la viscosidad del aceite aumenta. La adición de un modificador de flujo en el aceite parafínico mejora su escurrimiento.

Debido a que sólo el 15% de las reservas mundiales conocidas de petróleo bruto poseen base nafténica, ya se ha estado llevando a cabo en diversos países, estudios y procesos para la obtención de aceites con base parafínica de mejores características, para que se permita su uso en equipos con mayores niveles de tensión, logrando así, la sustitución de los aceites de base nafténica.

2.3.6.5.2 Propiedades del Aceite Mineral – Significado

a) **Punto de fulgor** - Es la menor temperatura en la cual se forman vapores inflamables en la superficie del aceite, y son identificados porque estos se inflaman por un pequeño intervalo de tiempo cuando están en contacto con una llama.

b) **Punto de inflamación** – Es la temperatura en la cual los vapores de un aceite se inflaman y continúan quemándose por más de cinco segundos. Esta debe ser un poco superior a la temperatura de punto de fulgor.

Esta propiedad guarda relación con la viscosidad del aceite, por lo tanto, cuanto menos viscoso fuera éste, menor será su punto de inflamación y viceversa.

c) **Punto de Combustión** – Es la temperatura en la que el aceite aislante se inflamará espontáneamente en contacto con el aire. Esta debe ser un poco superior a la temperatura de punto de inflamación.

d) **Punto de Congelación** - Es la temperatura en la que el aceite aislante se ha convertido en cuerpo sólido.

Un aceite aislante destinado para su uso en transformadores, deberá poseer un punto de congelación igual o mayor a una temperatura mínima de referencia de -15°C ; valor que debe ser superior al punto de fluidez.

- e) **Punto de Fluidez** - Es la temperatura más baja en la cual el aceite, en condiciones perfectamente establecidas, escurre. Es decir, la temperatura a partir de la cual, la viscosidad de líquido solidificado, se hace sensible a un calentamiento progresivo.

El aceite debe tener un punto de fluidez compatible con la temperatura del ambiente en que fuera instalado el transformador.

- f) **Densidad** - Es la relación entre la masa de determinado volumen de aceite y la masa de igual volumen de agua pura en la temperatura de 15°C .

El rango de densidad relativa de un aceite aislante destinado para su uso en transformadores, se debe ubicar entre 0,7 y 1,050.

- g) **Viscosidad** - Es la resistencia que el aceite ofrece al escurrimiento continuo sin turbulencia, inercia u otras fuerzas. Su característica debe ser tal, que permita la circulación de aceite libremente por los radiadores o aletas de refrigeración del transformador.

La viscosidad de los aceites depende fuertemente de la temperatura. Por lo tanto, la cantidad de calor que el aceite es capaz de transferir por hora, del transformador para el medio ambiente, depende de la viscosidad.

- h) Punto de Anilina** – Es la temperatura en que hay la separación de anilina de una mezcla de anilina y aceite.

El punto de anilina está de cierta forma, relacionado con la propiedad de disolver materiales con los cuales entra en contacto y con su contenido aromático.

- i) Acidez (Número de Neutralización)** – Es el peso en miligramos de hidróxido de potasio *KOH* (base), que se requiere para neutralizar un gramo de aceite.

La acidez normalmente admitida en un aceite aislante destinado para su uso en transformadores, es de 1 a 2 moléculas de ácido para cada 10^4 moléculas de aceite. Es decir, el contenido de ácidos ha de ser tal que, el grado de acidez no sea superior a 0,05 mgKOH, necesarios para neutralizar 1 cm^3 de aceite.

- j) Tensión Interfacial** – Es la fuerte atracción recíproca entre las moléculas de la superficie del aceite.
- k) Rigidez Dieléctrica** - Es una medida de capacidad de un aceite aislante de resistir la tensión eléctrica sin fallar, o sea, el valor de la tensión en la cual ocurre la ruptura dieléctrica del fluido.
- l) Factor de Potencia** – Es la relación entre las pérdidas dieléctricas del aceite y el producto de la tensión aplicada por la corriente de fuga que circula en el aceite.

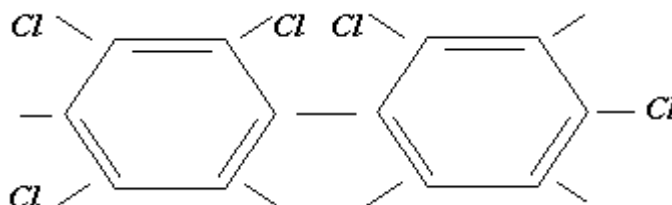
Estas pérdidas dieléctricas se deben a la diferencia de potencial que origina la circulación de una corriente de fuga en el interior del aceite aislante.

Las características técnicas para los aceites aislantes en sus dos clasificaciones (Aceites Tipo A y Tipo B), que permitan su aplicación adecuada en los transformadores de potencia, están establecidos por varias normas, tales como, las alemanas V.D.E, las americanas A.S.T.M y las brasileras N.B.R. Estas normas son aplicadas por los diversos fabricantes, por tanto, las propiedades de su producto deben cumplir con tales requerimientos; siendo para cada uno de ellos mejores que otro. Dentro de las marcas más conocidas en nuestro medio, se encuentra: TEXACO, REPSOL, GULF y SHELL.

En las *tablas anexas 2.E1 y 2.F1*, se presentan los requerimientos de las propiedades de los aceites aislantes según las normas más aplicadas.

2.3.6.6 El Aceite Sintético

El *aceite sintético* o también definido según la norma ASTM (D-2864)79 como *askarel*, es un líquido aislante desarrollado a base de hidrocarburos clorados. Su composición esta dada por una mezcla de bifenilos policlorados PCB's en una concentración de 40 a 70%, compuesto químico de cadena doble y cuya molécula tiene la siguiente formula estructural:



Su fórmula molecular es: $C_{12}H_{(10-X)}Cl_{(X)}$, (donde $X > 2$). La molécula del PCB es formada por dos anillos bencénicos condensados, de los cuales dos o más átomos de hidrógenos son sustituidos por átomos de cloro.

PCB o Bifenilo Policlorado se refiere a un grupo de 209 isómeros obtenidos mediante la cloración de los bifenilos y se caracteriza por el contenido de clorina. De este grupo, sólo tres derivados han sido utilizados en transformadores y estos

corresponden a los números 1242, 1254 y 1260 (los primeros dos dígitos corresponden al número de átomos de carbono de la molécula y los otros dos corresponden al porcentaje de cloro en peso, de cada tipo).

Propiedades del Askarel

El askarel es un aceite de color oscuro (similar al aceite quemado de un auto) que presenta una gran resistencia a la oxidación y a la sedimentación. La formación de ácidos y lodos es mucho menor que el aceite mineral, hasta 120° de temperatura permanente. El cloro está fuertemente combinado, de modo que a las temperaturas normales de trabajo no ataca a los metales.

En comparación con el aceite mineral, éste posee una constante dieléctrica aproximadamente el doble, una rigidez dieléctrica algo mayor, un factor de pérdidas algo más elevado y una mayor resistencia al fuego (prácticamente ininflamable).

El aceite mineral se inflama cuando es descompuesto por el calor o por el arco eléctrico, ya que entre sus productos de descomposición está el hidrógeno que reacciona violentamente con el oxígeno atmosférico y esta reacción está acompañada de incendio y de explosión. Por tanto, la no inflamabilidad del askarel radica en que éste, ante la presencia del arco eléctrico, no genera hidrógeno libre y

en su lugar produce predominantemente gases de ácido clorhídrico (ClH) considerados no combustibles y gases combustibles en cantidades menores.

Para muchas aplicaciones la viscosidad y el punto de goteo de los diferentes bifenilos clorados PCB's puros, resultan ser demasiado altos, sobre todo si han de servir como medio refrigerante. En tal hecho se basa la composición del askarel por una mezcla de PCB's y una pequeña proporción de benceno clorado, éste último ayudando en la reducción de dichas propiedades. No obstante, en servicio, este líquido aislante experimenta un aumento de la viscosidad nada despreciable, siendo preciso controlar a menudo su fluidez y en caso necesario mejorarla con adiciones sucesivas de líquido nuevo.

Debido al mayor coeficiente de dilatación térmica del askarel, los depósitos de expansión de los transformadores han de ser mayor que cuando se trata de aceite mineral. Por esta y otras características, se podría decir que este equipo debe construirse especialmente para ser aislado con askarel.

El askarel a diferencia del aceite mineral, tiene características inferiores de resistencia a las tensiones de impulso (ver la figura 2.2). Por tal razón, éste líquido aislante ha sido utilizado en transformadores con tensión no mayor a 69kV y con potencia no mayor a 15 MVA.

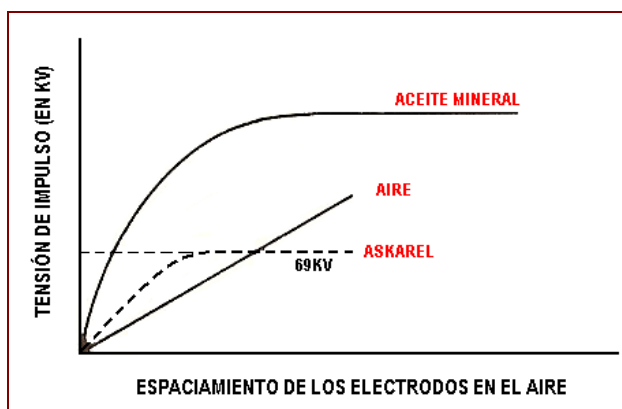


Figura 2.2 – Resistencia a la tensión de impulso de varios materiales aislantes

Se ha comprobado que el askarel puede conservar sus propiedades aislantes después de una descarga disruptiva en el transformador, siendo innecesaria su regeneración en algunos de los casos.

Recibe distintos nombres comerciales, según los países y firmas fabricantes, podemos citar los siguientes: *Asbestol, Clophen, Clorextol, Inerteen, Diaclor, Dykanol, Pyranol, Pyralene y Santotherm.*

Las características técnicas del askarel se muestran en la *tabla anexa 2.G1.*

El askarel y la salud humana

Estudios realizados han determinado que el askarel es perjudicial para la salud humana. Un miligramo de PCB en el ambiente por cada metro cúbico ($1\text{mg}/\text{m}^3$) es suficiente para ocasionar cáncer; existiendo un aumento en su

frecuencia en trabajadores que normalmente se encuentran expuestos a este compuesto en sus sitios de trabajo.

Después del contacto indebido con este compuesto o la exposición a sus vapores, se producen irritaciones cutáneas o lesiones dermatológicas severas, manifestándose en forma de erupciones semejantes al acné. Adicionalmente, se produce una degeneración aguda hepática que se manifiesta en síntomas como: somnolencia, indigestión, náusea, ictericia, crecimiento del hígado y debilidad que progresa al coma. El daño hepático ocurre con cifras de exposición de 1 a 2 mg/m³.

Las personas que necesitan realizar trabajos con líquidos que contienen PCB's, deben tomar los siguientes cuidados:

- ✓ Evitar el contacto directo del líquido con la piel. Usar gafas de seguridad o protector facial, guantes a base de polietileno, botas o zapatos con suela sintética y ropa protectora (delantal no absorbente descartable)
- ✓ Evitar su manoseo a temperaturas elevadas, encima de los 60°C.
- ✓ Evitar respirar vapores que contengan PCB, especialmente los producidos por el arco eléctrico.

Cabe recalcar, que el PCB es un tóxico bioacumulativo, es decir, se acumula en el organismo durante años y su efecto es lento.

2.4 MATERIALES AISLANTES QUE INTERVIENEN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN

2.4.1 CONSIDERACIONES GENERALES

En el diseño de la estructura del aislamiento de los transformadores para instrumentación, se emplean materiales aislantes sólidos y líquidos, que en comparación con los transformadores de potencia, estos son similares pero en menores proporciones.

2.4.2 MATERIALES AISLANTES QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE AISLAMIENTO TOTAL DE LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN

Todos los elementos internos de los transformadores de instrumentación, los cuales son preliminarmente deshidratados y desgasificados, están contenidos dentro de una cámara aislante de *porcelana de alúmina* de alta calidad, fabricada por proceso húmedo, siendo homogénea y bien vitrificada, cuya característica la hace totalmente impermeable a la humedad.

El conjunto cámara de porcelana y tanque de acero del transformador es llenado totalmente de *aceite mineral aislante*, cuyas características y afinidad con otros aislantes sólidos como el papel y la madera, brindan un excepcional sistema de aislamiento al equipo.

El aislamiento principal, es decir entre los arrollamientos y las partes puestas a tierra, es hecho de varias capas de *papel Kraft* impregnado con un líquido aislante, cuyo número depende del nivel de aislamiento y el voltaje del sistema.

Como soporte y fijación de las partes interiores de los transformadores de instrumentación, se emplean apoyos de *madera*, que al encontrarse estos sumergidos en el aceite permiten mantener las distancias de aislamiento adecuadas entre las partes conductoras y la masa del equipo.

Influencia de la disposición física de la estructura de aislamiento en el diseño constructivo de los transformadores de corriente

Los transformadores de corriente de alto voltaje y extra-alto voltaje son generalmente del tipo inmerso en aceite aislante. Los diferentes tipos de construcción de transformadores de corriente son dependientes de la forma de disposición del aislamiento entre el primario y el secundario. Por lo tanto, existen principalmente tres tipos básicos:

1) TIPO 1:

Todo el aislamiento es colocado sobre el secundario, que se localiza en la parte superior del aparato. El primario es una simple barra o bobinado repartido uniformemente, que pasa por el centro del núcleo tipo toroide, el cual contiene el bobinado secundario.

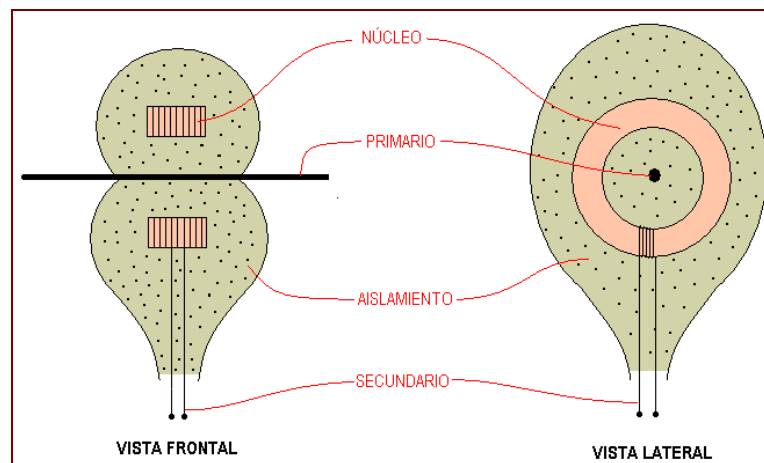


Figura 2.3 – Transformador de corriente con aislamiento colocado sobre el secundario

2) TIPO 2 Y 3:

En estos tipos de construcciones, el aislamiento es colocado sobre el primario, que tiene una forma de un péndulo (tipo 2) o de una “U” (tipo 3). El núcleo del secundario se ubica en la parte inferior.

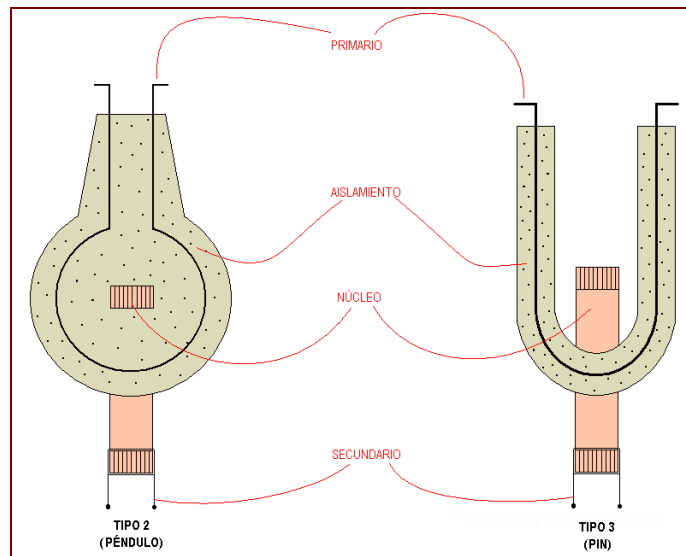


Figura 2.4 – Transformador de corriente con aislamiento colocado sobre el primario

Para extra-alta tensiones, se puede encontrar combinaciones de los dos tipos, con la mitad del aislamiento sobre el primario y la otra mitad sobre el secundario.

La diferencia fundamental entre los tipos 1 y los otros (2 y 3) está en el hecho de que el primero conserva la simetría uniforme para el enrollamiento primario, lo cual es muy importante. En la mayoría de los casos los transformadores de corriente contienen varios núcleos, cada uno con un enrollamiento secundario, pero el enrollamiento primario y el aislamiento son comunes.

Los materiales aislantes aplicados en los transformadores de corriente, dependen de su diseño, nivel de aislamiento y su capacidad; normalmente se los clasifica de la siguiente manera:

TRANSFORMADORES DE CORRIENTE DE ALTA TENSIÓN			
MODELO	NIVEL DE AISLAMIENTO (KV)	CAPACIDAD (Amperios)	MATERIALES AISLANTES
<i>Seco</i>	<i>34,5 a 145</i>	<i>2000</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Resina epoxidica</i> • <i>Porcelana o resina cicloalifática</i>
<i>Inmerso en líquido aislante</i>	<i>Hasta 245</i>	<i>4000</i>	<ul style="list-style-type: none"> • <i>Papel</i> • <i>Aceite Mineral</i> • <i>Porcelana</i>

Tabla 2.2 – *Materiales aislantes aplicados en los transformadores de corriente*

Una muestra real de la estructura constructiva de los diferentes tipos de transformadores de instrumentación, se pueden apreciar en las *figuras anexas 2.10.A, B, C.*

2.4.3 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MATERIALES AISLANTES PARA SU USO EN LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN

2.4.3.1 La Porcelana

Por su composición, corresponden al grupo I de los materiales cerámicos, y sus materiales básicos son los siguientes:

- *El cuarzo u óxido de silicio*, que es un anhídrido silícico. Se trata de un material de gran dureza, que funde a 1720°C, siendo su punto de reblandecimiento 1500°C.

- *El caolín o tierra de porcelana*, que es un silicato de aluminio puro. Se trata de un material blanco ligeramente amarillento, muy blando y de tacto algo grasiento. Su peso específico es de 2.2 a 2.6 kg/cm³. Se reblandece sin fundir a 1880°C y absorbe fácilmente la humedad.
- *El feldespato*, nombre genérico de un grupo de minerales formadores de rocas, es un silicato anhídrido de aluminio, con potasio, sodio y calcio. El feldespato potásico es el más empleado en la fabricación de la porcelana, siendo éste un material duro y cuyo peso específico es de 2,6 Kg/cm³. Es más fusible, por lo que actúa como fundente y aglomerante de las partículas de caolín o cuarzo.

Los tres componentes básicos citados se mezclan bien y se amasan con agua, quitando las impurezas; esta agua se elimina después mediante filtros-prensa. Dejando la masa humedecida durante cierto tiempo se vuelve plástica; luego se espesa, amasándola y batiéndola. Antes de la cocción se le da la forma debida a la porcelana, mediante tres procedimientos distintos de moldeado: moldeo por prensado (preparación por vía seca), moldeo a torno (preparación por vía húmeda) y moldeo por colada (preparación por fundición).

Después de moldeadas, se secan las piezas y luego se cuecen, a una temperatura de unos 900°C (cocido en bruto) esmaltándolas después, por inmersión en un esmalte constituido de 79,1% de óxido silícico, 13,4% de óxido aluminico, 4% de óxido de calcio, 1,2% de óxido de magnesio y 1,4% de óxido de potasio. Finalmente se procede a la cocción definitiva hasta alcanzar una temperatura de 1400°C, por 24 horas.

La capa vitrificada, casi siempre blanca o marrón, contribuye de una manera eficaz a mejorar las propiedades mecánicas a la vez que conserva las piezas limpias en servicio. Se considera que este aumenta de un 20 a un 40% las resistencias a la tracción y a la flexión, de la porcelana no esmaltada.

La composición aproximada de la porcelana electrotécnica para usos generales es de 50% de caolín, 25% de cuarzo y 25% de feldespato. Esta porcelana considerada de composición básica tiene unas propiedades eléctricas, mecánicas y térmicas de tipo medio. Si se requiere fabricar porcelanas especiales en las que predominen una o más de estas propiedades, deben modificarse las proporciones de los componentes básicos según la siguiente figura 2.5.

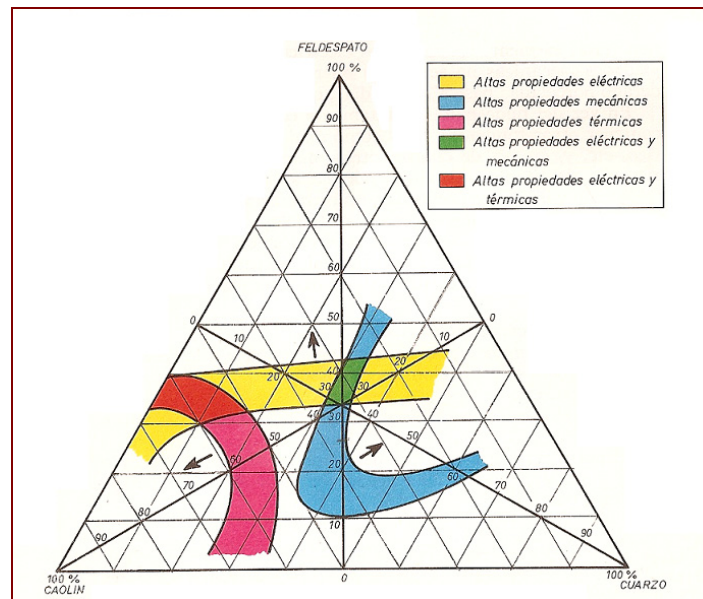


Figura 2.5 – Influencia de la proporción de componentes básicos (feldespato, caolín y cuarzo) en las propiedades de la porcelana electrotécnica.

El caolín mejora las cualidades térmicas de la porcelana, pero a costa de las propiedades mecánicas; la elevación del porcentaje de cuarzo, aumenta su resistencia mecánica, pero en detrimento de la resistencia térmica; y un aumento en el contenido de feldespato, mejorara sus propiedades dieléctricas.

Las propiedades generales de la porcelana electrotécnica son:

- a) Gran resistencia mecánica a la compresión y a la flexión, y buena resistencia a la tracción y a la torsión.
- b) Impermeable al agua (casi antihigroscópica) y a los gases.

- c) No es atacable por los álcalis y ácidos concentrados, excepto el ácido fluorhídrico.
- d) Debido a su pequeño coeficiente de dilatación térmica, presenta una elevada temperatura máxima de servicio (del orden de los 1000°C) y excelente resistencia a las variaciones bruscas de temperatura.

Se debe tomar en cuenta que durante el tiempo el cual actúa el calor, la porcelana tiene una temperatura de reblandecimiento de 1500 a 1700°C según su composición; mientras que para el esmalte exterior esta es de unos 1000°C.

- e) Elevada rigidez dieléctrica, aproximadamente de 34 a 38 kV/mm.

Hasta aproximadamente unos 150°C, la rigidez dieléctrica es prácticamente independiente de la temperatura. Cuando la temperatura de servicio sobrepasa de los 70°C, la porcelana experimenta una gran disminución en su resistencia a la perforación eléctrica, independiente del tipo de corriente.

Las características técnicas de la porcelana se muestran en la *tabla anexa 2.H1*.

La Porcelana de Sílice y Alúmina

La *porcelana de sílice* o porcelana de cuarzo, está compuesta de pequeñas cantidades de materiales crudos naturales, tales como: cuarzo, caolín y feldespato.

Esta posee todas las mejores características de la porcelana técnica, es decir, capacidad de aislamiento, estabilidad dimensional, dureza, resistencia térmica y resistencia a la corrosión.

Su exposición a las altas temperaturas y mucho tiempo al fuego, llevan a la reducción del cuarzo sólido contenido en el cuerpo de la cerámica, debido a la fusión de los granos de cuarzo. Esta reducción causa el decrecimiento de la resistencia mecánica de la porcelana.

Por lo tanto, cambios intensos de la temperatura de la pieza, pueden llevar al incremento de microfisuras ya existentes, causando la reducción de la fuerza mecánica.

La *porcelana de alúmina* se obtiene, cuando el contenido de cuarzo de la estructura normal de la porcelana, se reemplaza por óxido de *aluminio o alúmina* (Al_2O_3). Esto lleva al aumento de su fuerza mecánica (relacionado al número más pequeño de microfisuras).

Durante el proceso de sinterización, son formados compuestos como la mullita y el corindón (mineral mas duro que se conoce después del diamante) y la porcelana es obtenida con alto contenido de la fase de vidrio que lleva a la no porosidad sin la fusión de los granos de óxido de aluminio (de este modo, altas temperaturas y largo tiempo de exposición al fuego no afectan la fuerza mecánica). Por lo tanto, las porcelanas de alúmina son insensibles a los cambios de temperatura y su resistencia mecánica es principalmente controlada por la cantidad de corindón.

La porcelana de alúmina en comparación con la porcelana de sílice ofrece: rigidez dieléctrica reforzada, alta resistencia al choque térmico, alta resistencia mecánica, resistencia al envejecimiento y conductividad térmica.

Las características técnicas de la porcelana de alúmina se muestran en la *tabla anexa 2.II*.

2.4.3.2 El Papel Kraft

Los requerimientos de propiedades del papel kraft para ser utilizado como aislamiento de los arrollamientos de un transformador de corriente o de potencial, son similares a los exigidos para fines de aislamiento de un transformador de potencia. Por lo tanto, sus características técnicas hacen igual referencia a la *tabla anexa 2.C1*.

2.4.3.3 El Aceite Mineral

Los requerimientos de propiedades para un aceite aislante a utilizarse en un transformador de instrumentación son similares a los de uno aplicado en transformadores de potencia, pero considerando lo siguiente:

- a) Debido a que el aceite contenido en este tipo de equipos, se encuentra prácticamente a la temperatura ambiente; se debe tomar en cuenta el clima del lugar donde este está destinado a instalarse, ya que si se tratare de lugares fríos, esto afectará notablemente a su viscosidad. Por lo tanto, se deberá considerar un valor máximo adecuado de dicha propiedad, que permita al aceite tener mayor fluidez aún en bajas temperaturas y garantice una buena evacuación del calor producido por las pérdidas.

- b) Al solicitarse un aceite más fluido por las razones ya explicadas anteriormente, menor será su punto congelación y su punto de inflamación.

La reducción del punto de congelación del aceite, permitirá que la formación de sólidos no se dé en condiciones normales de operación, pudiendo afectar a sus propiedades eléctricas (rigidez dieléctrica y el factor de pérdida). Pero, a la vez, la reducción del punto de inflamación del aceite pondrá en riesgo de inflamación al mismo, ante cualquier eventualidad.

2.5 MATERIALES AISLANTES QUE INTERVIENEN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LOS SECCIONADORES DE POTENCIA

2.5.1 CONSIDERACIONES GENERALES

El aislamiento principal de los seccionadores de alta tensión radica sólo en las columnas aisladoras de sus polos, las mismas que actúan como ejes de las cuchillas seccionadoras y a la vez brindan una distancia de aislamiento necesaria con respecto a la estructura base soporte que se encuentra a potencial de tierra.

2.5.2 MATERIALES AISLANTES QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UN SECCIONADOR DE POTENCIA

Las columnas aisladoras de los polos de un seccionador, también conocidas como *aisladores de núcleo sólido*, son fabricadas de *porcelana de alúmina o porcelana de sílice*, siendo la primera la más utilizada.

Una de las principales características constructiva de un aislador de núcleo sólido, es la eliminación de cavidades y espacios de aire internos en la estructura de la porcelana, los cuales son responsables de las descargas parciales. Además, la perforación interna es eliminada y desvía las descargas eléctricas sobre la superficie del aislador.

Se recomienda ver la *figura anexa 2.11* donde se muestra físicamente el corte de un aislador de núcleo sólido.

2.5.3 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MATERIALES AISLANTES PARA SU USO EN LOS SECCIONADORES DE POTENCIA

2.5.3.1 La Porcelana de Alúmina

Las propiedades de la porcelana de alúmina aplicada para la fabricación de las columnas aisladoras de los polos de un seccionador de potencia, son similares a las explicadas en el ítem 2.4.4.1.1 y sus características técnicas se exponen en la *tabla anexa 2.11*.

2.6 MATERIALES AISLANTES QUE INTERVIENEN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA

2.6.1 INTERRUPTORES A GRAN VOLUMEN DE ACEITE (TIPO GVO)

2.6.1.1 Consideraciones generales

Este es el tipo más antiguo de los interruptores de potencia. Anteriormente consistía apenas de un recipiente metálico con los contactos simplemente inmersos

sólo en el aceite. En la actualidad, los interruptores GVO poseen cámaras de extinción donde se fuerza el flujo de aceite sobre el arco. En las potencias más bajas, las tres fases, normalmente, están inmersas en un único recipiente y en las más elevadas el encapsulamiento es monofásico, es decir, cada fase con su respectivo recipiente.

Como en estos interruptores el tanque de aceite está aterrizado, son frecuentemente denominados “interruptores de tanque muerto”.

2.6.1.2 Materiales aislantes que conforman el sistema de aislamiento de este equipo

El *aceite mineral* con sus destacadas características, fue el primer y único material aislante líquido utilizado como medio de extinción de los interruptores de potencia. Su aplicación en gran magnitud dentro de la estructura de estos equipos, permite denominarlo como su “aislamiento principal”, debiendo cumplir dos funciones primordiales:

- ✓ Actuar como aislamiento principal entre las partes internas vivas, y estas con respecto a la masa u otros elementos internos del interruptor que se encuentran a potencial de tierra.

- ✓ Actuar como medio eficaz de extinción del arco voltaico.

Adicionalmente, existen varios elementos de material aislante sólido que son parte de la fabricación de un interruptor de potencia tipo GVO, tales como: la cámara de extinción de arco (1), el revestimiento interno del tanque (2), el ensamblaje guía de la varilla de operación (3) y la varilla de operación de los contactos móviles (4). Estos, son ilustrados en la siguiente figura 2.6:

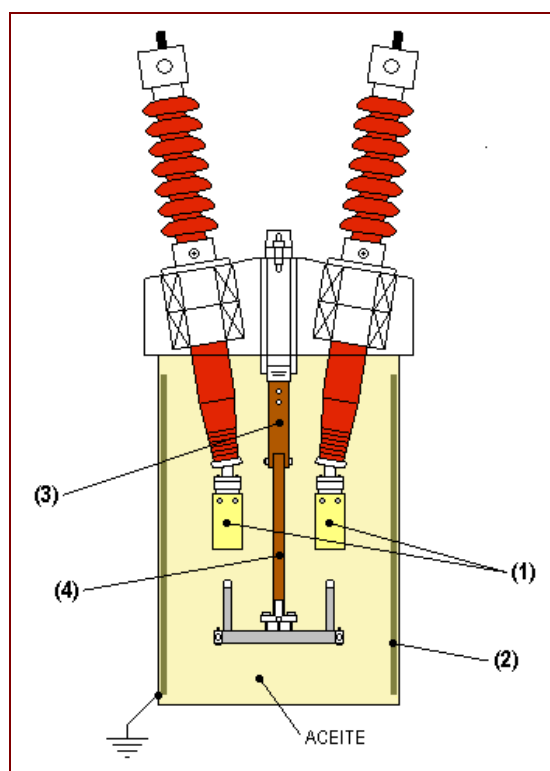


Figura 2.6 – Vista en corte de una fase de un interruptor tipo GVO

- 1) **El tubo aislador (cámara de interrupción)** que encierra los contactos estacionarios y parte del ensamblaje de interrupción del arco, es un tubo de *papel laminado con resinas fenólicas* o *enrollado de filamento de vidrio*, y su función principal es la de reducir la duración del arco y la liberación de

energía del mismo, con el objetivo de disminuir la deterioración del aceite, la quema de los contactos y la elevación de la presión del gas.

- 2) ***El revestimiento interno del tanque*** es una película fina de material aislante resistente, que puede ser *papel o fibra procesada*, y su función principal es la de evitar que las partículas de conducción en el aceite, formen una trayectoria directa a tierra desde la parte más baja de los bushing's hacia el tanque sólidamente aterrizado.
- 3) ***El ensamblaje guía de la varilla de operación*** del tipo cruceta o tipo "V", al igual que la varilla de operación, es de *madera laminada con resinas fenólicas*, y su función principal es la mantener firme la dirección del movimiento de la varilla de operación.
- 4) ***La varilla de operación*** de los contactos móviles es fabricada de *madera laminada con resinas fenólicas*, y su función principal es la de abrir o cerrar el interruptor con un movimiento verticalmente hacia abajo o hacia arriba respectivamente.

El material aislante utilizado en la fabricación de esta varilla esta diseñado principalmente para resistir el voltaje de línea a tierra, que se produce cuando la cruceta metálica con contactos móviles se energiza al cerrar el interruptor y

además, resistir el esfuerzo mecánico generado por su rápida operación de apertura y cierre.

Se recomienda ver las *figuras anexas 2.12.A, B, C, D*, donde se muestra físicamente en detalle estas partes internas que conforman la estructura de aislamiento del interruptor de potencia inmerso en aceite mineral aislante.

2.6.1.3 Propiedades y características técnicas de los materiales aislantes para su uso en los interruptores tipo GVO

2.6.1.3.1 El Aceite Mineral

El aceite usado en interruptores de potencia posee las mismas características y es intercambiable con el que es usado en transformadores. No obstante, en adición a las usuales funciones de aislamiento y disipación de calor, este ayuda en la interrupción del arco. Por tanto, las temperaturas de funcionamiento del aceite a utilizarse en un interruptor son diferentes y están directamente relacionadas con los siguientes datos de referencia:

<i>PUNTO DE INFLAMACIÓN (MÍNIMO)</i>	<i>180°C</i>
<i>PUNTO DE COMBUSTIÓN (MÍNIMO)</i>	<i>210°C</i>
<i>PUNTO DE CONGELACIÓN (MÍNIMO)</i>	<i>-5°C</i>
<i>PUNTO DE FLUIDEZ (MÍNIMO)</i>	<i>-10°C</i>

Tabla 2.3 – Características relevantes de un aceite para interruptor de potencia

En vista de que sus características técnicas son casi similares a las de un aceite utilizado en un transformador, vale citar nuevamente la revisión de las *tablas anexas 2.EI y 2.FI*.

2.6.1.3.2 Madera y papel laminados con resina fenólica

Se comprenden bajo el nombre de *materiales laminados*, ciertas sustancias orgánicas de soporte (papel, tejidos, chapas de madera y otros), constituidas por un medio encolante endurecible (resinas artificiales).

En este caso, la madera y el papel se recubren o impregnan de la resina fenólica en cuestión y se prensan a cierta temperatura (bajo presión de 70 a 150 atmósferas), en sentido perpendicular a las capas, para obtener el producto resultante semifabricado, conocidos como papel y contrachapeado baquelizados.

Las resinas fenólicas o fenoplásticos, son resinas sintéticas compuestas de fenoles (cresoles) y formaldehídos. La Tensión disruptiva del material resultante es tanto mayor cuanto menor sea el contenido de resina.

Las propiedades más importantes de estos materiales laminados se resumen en la *tabla anexa 2.JI*.

2.6.1.3.3 Fibra procesada

La fibra procesada se la obtiene tratando papel de trazo de algodón con cloruro de zinc, lo que hace que el papel se gelatinice en parte. El papel tratado se pasa sobre un cilindro calentado, donde se lamina al espesor deseado. La masa homogénea así obtenida se lava con agua hasta que se extrae totalmente el cloruro de zinc y otras sustancias que pudieran ser contenidas. La fibra así purificada, se seca, se prensa y se satina quedando en disposición de ser utilizada.

Absorbe hasta un 60% de agua cuando se la sumerge en este líquido durante cierto tiempo y puede aumentar su volumen. Los disolventes orgánicos y los aceites no tienen acción sobre la fibra pero es atacada por los ácidos fuertes.

La fibra procesada tiene de por sí, de 5 a 6% de humedad natural y del 40 a 60% de humedad relativa, que decrece cuando la humedad ambiental es reducida y aumenta en caso contrario. Su temperatura máxima de seguridad es de unos 150°C.

Tiene gran resistencia mecánica, buena flexibilidad y buena rigidez dieléctrica. Normalmente se la encuentra en colores gris, negro, rojo y blanco, siendo pocas las diferencias de propiedades entre muestras de colores diferentes.

Las características técnicas de este material aislante se exponen en la *tabla anexa 2.K1*.

2.6.2 INTERRUPTORES A GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE SF₆

2.6.2.1 Consideraciones Generales

Los interruptores de potencia a SF₆ representan sin duda alguna, la tendencia actual en las áreas de alta y extra alta tensión. Las excelentes características del gas hexafluoruro de azufre SF₆, han permitido sustituir en gran parte el uso de otros medios aislantes como el aceite mineral, el aire y el vacío en los interruptores de potencia; resultando en la disminución de las dimensiones del equipo, su fácil ensamblaje durante el montaje y la reducción de los periodos de mantenimiento.

Normalmente, estos interruptores son disponibles en tres polos individuales y su mecanismo de operación puede ser del tipo mecánico, hidráulico ó de resorte operado.

Como en estos interruptores, su cámara de interrupción puede o no estar aterrizada, son frecuentemente denominados “interruptores de tanque muerto o tanque vivo”.

2.6.2.2 La importancia en la aplicación del gas Hexafluoruro de Azufre (SF₆) como parte del sistema de aislamiento de este equipo

Este tipo de interruptor emplea como aislamiento principal el gas *Hexafluoruro de Azufre (SF₆)*, habiéndose comprobado que es el único que posee reunidas las propiedades físicas, químicas y eléctricas, favorables para la extinción de los arcos eléctricos formados durante las conexiones y desconexiones. Por lo tanto, al igual que el aceite aislante, cumple dos funciones importantes dentro de los interruptores de potencia:

- 1) Ser un medio eficaz de extinción del arco eléctrico formado durante el cierre y/o apertura del interruptor de potencia.
- 2) Aislar completamente las partes internas vivas del interruptor con respecto a la masa del equipo sólidamente aterrizada.

2.6.2.3 Materiales aislantes sólidos que conforman el sistema de aislamiento de un interruptor a gas SF₆ tipo Tanque Muerto

Los interruptores en SF₆ de tipo tanque muerto involucran dentro de su construcción el uso de varias partes de material aislante sólido, como son: los manguitos (1), los soportes de la cámara de interrupción (2), las toberas del contacto móvil de la cámara de interrupción (3) y la varilla de operación (4).

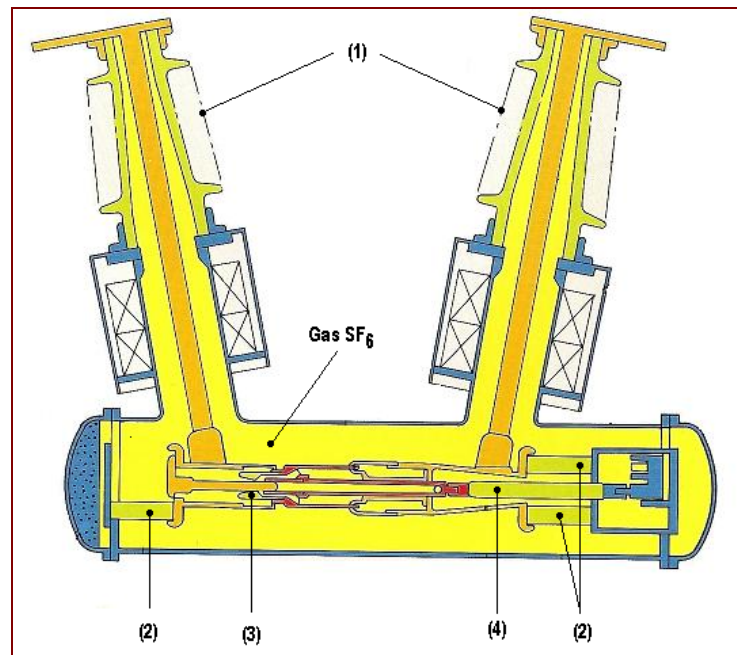


Figura 2.7 – Vista en corte de un Interruptor a gas SF₆ tipo tanque muerto, señalando sus partes aislantes

- 1) **Los manguitos** son de *porcelana de alúmina* e internamente llenos con el gas SF₆ del propio equipo. Su función principal es aislar completamente a los tubos conductores de alimentación, además de brindar una distancia segura de aislamiento entre los terminales de alimentación y la masa del equipo sólidamente aterrizada.

- 2) **Los aisladores de soporte** son construidos de *fibra de vidrio*, y su función principal es mantener fija la cámara de interrupción y brindar la distancia de aislamiento necesaria entre esta y el tanque del interruptor sólidamente aterrizado.

- 3) **Las toberas de contactos móviles** son construidas de *teflón*, y su función principal es la de encerrar el arco y no permitir que este entre en contacto con otro material, mientras el gas SF₆ expulsado por el pistón se concentra en esta área y lo extingue eficientemente.

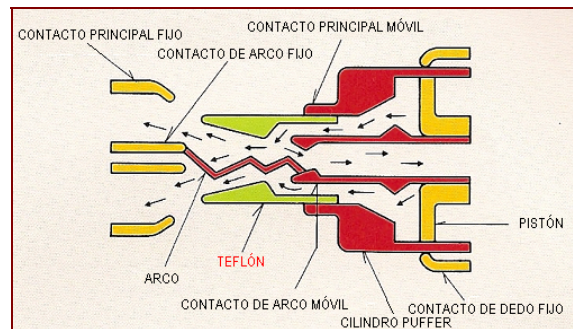


Figura 2.8 – Parte interruptora de un interruptor de potencia

- 4) **La varilla de operación** al igual que los aisladores soportes de la cámara de interrupción, es de *fibra de vidrio*, y su función principal es la de realizar el movimiento del cilindro propulsor, ya sea para la operación de apertura o cierre del interruptor.

2.6.2.4 Materiales aislantes sólidos que conforman el sistema de aislamiento de un interruptor a gas SF₆ tipo Tanque Vivo

Los interruptores a SF₆ de tipo tanque vivo involucran dentro de su construcción el uso de varias partes de material aislante sólido, como son: la

columna de aislador soporte (1), la columna de aislador de la cámara de interrupción (2), la tobera de contactos móviles (3) y la varilla de operación (4).

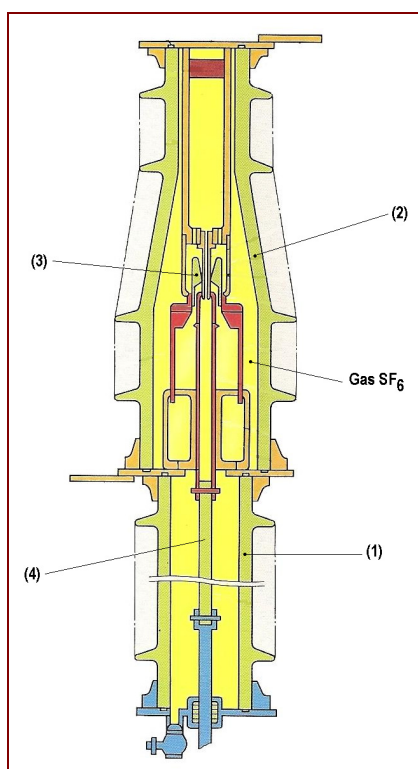


Figura 2.9 – Vista en corte de un Interruptor a gas SF_6 tipo tanque vivo, señalando sus partes aislantes

- 1) **La columna de aislador soporte** es de *porcelana de alúmina* e internamente llena con gas SF_6 . Su función principal es la de crear una distancia segura de aislamiento entre el terminal inferior y la estructura metálica del equipo.
- 2) **La columna con cámara de interrupción** es de *porcelana de alúmina* e internamente llena con gas SF_6 , y su función principal es la de mantener herméticamente el mecanismo de interrupción.

- 3) *Las toberas de contactos móviles* son construidas de *teflón*, y su función principal es la de encerrar el arco y no permitir que este entre en contacto con otro material, mientras el gas SF₆ expulsado por el pistón se concentra en esta área y lo extingue eficientemente.
- 4) *La varilla de operación* es construida de *fibra de vidrio*, que debido a su buena resistencia mecánica y rigidez dieléctrica, y al encontrarse unida al mecanismo de palanca, permite operar el cilindro propulsor para la apertura o cierre del interruptor mediante movimientos verticales hacia arriba o hacia abajo.

2.6.2.5 Propiedades y Características técnicas de los materiales aislantes para su uso en los interruptores a gas SF₆

2.6.2.5.1 El gas SF₆

El gas SF₆ es un gas incombustible, no venenoso, incoloro, inodoro y debido a su estructura molecular simétrica es extremadamente estable e inerte, hasta cerca de 500°C, comportándose como un gas noble. Con un peso específico de 6,14 g/l, él es 5 veces más pesado que el aire, por tanto, a 20°C y a la presión atmosférica, su densidad es cinco veces mayor que la del aire.

A la presión atmosférica, su coeficiente de transmisión del calor es 1,6 veces mayor que el del aire y, a una presión de 2kg/cm^2 , este coeficiente es, aproximadamente 25 veces el del aire a presión atmosférica. Esta propiedad, facilita una rápida disipación del calor y de esta forma, se reduce el aumento de temperatura global en el equipo.

Las características aislantes del SF_6 varían en función de la presión (en la realidad en función de la densidad) y son bastante superiores a aquellas de los medios aislantes más comunes usados en interruptores, tales como aceite mineral y aire comprimido. La siguiente figura muestra una comparación entre estos medios aislantes:

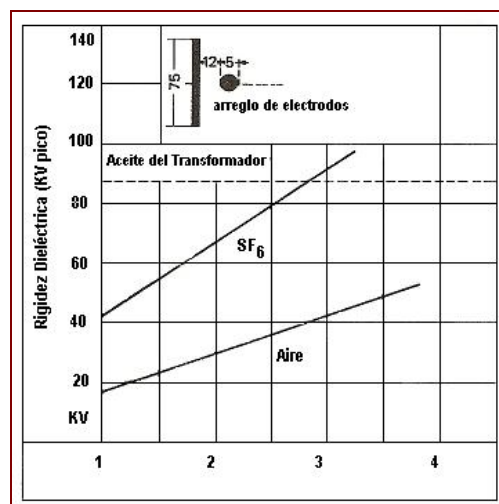


Figura 2.10 – Comparación de la rigidez dieléctrica entre el SF_6 , aceite y aire

El gas SF₆ es uno de los gases más electronegativos que existen, es decir, que sus moléculas tienen gran afinidad para los electrones libres, con los cuales se combinan para formar hexafluoruro de azufre cargado negativamente, junto con iones de pentafluoruro de azufre cargado positivamente. Como estos iones son pesados y, por consiguiente, prácticamente inmóviles, no actúan como portadores de corriente. Esta característica del SF₆ es la que le proporciona sus excelentes propiedades dieléctricas y su gran poder de extinción del arco.

Las características técnicas de este material aislante se exponen en la *tabla anexa 2.II*.

2.6.2.5.2 La Porcelana de Alúmina

Las propiedades de la porcelana de alúmina aplicada para la fabricación de los manguitos o las columnas aisladoras de los interruptores de potencia, son similares a las explicadas en el ítem 2.4.4.1.1 y sus características técnicas se exponen en la *tabla anexa 2.II*.

2.6.2.5.3 El Teflón

El teflón o politetrafluoretileno es un material termoplástico de excepcionales propiedades físicas, mecánicas y eléctricas.

Es traslúcido, blanco o grisáceo, inalterable a los agentes atmosféricos, nula absorción de humedad, presenta gran resistencia al envejecimiento por oxidación, especialmente a altas temperaturas.

En funcionamiento permanente abarca una gama de temperaturas comprendida entre -55°C y $+325^{\circ}\text{C}$, sin perder ninguna de sus propiedades. Se descompone a una temperatura de 450 a 500°C . No arde pero se pone incandescente. Por estas razones importantes se resume su aplicación como paredes que encierran el arco producido dentro de la cámara de interrupción.

Presenta excelentes propiedades eléctricas, incluso a altas temperaturas y frecuencias. No la atacan los ácidos ni los disolventes, ni siquiera las temperaturas elevadas; en cambio, si pueden atacarlo los álcalis concentrados.

Las propiedades mecánicas se ven afectadas por el grado de cristalinidad de su estructura. Las cargas mejoran su dureza y su resistencia a la compresión, pero perjudican sus propiedades eléctricas.

Las características técnicas de este material aislante se exponen en la *tabla anexa 2.M1*.

2.6.2.5.4 Material estratificado a base de fibra de vidrio

La fibra de vidrio corresponde al vidrio estirado en finos filamentos aplicados en forma de hilado, para lo cual, se emplea un vidrio especial, libre de sustancias alcalinas e insoluble en el agua.

Se producen dos tipos de fibras: fibras en hebras y fibras continuas. Ambas se diferencian de su longitud y sus diámetros están comprendidos entre 0,0050 y 0,0075 mm.

Su resistencia a la tracción y a la compresión es muy elevada y superior a la de otras fibras textiles. Por el contrario su resistencia al rozamiento debe ser reforzada con la aplicación de barnices especiales.

Es ininflamable y de una extraordinaria resistencia al calor y su temperatura máxima de servicio está únicamente limitada por los productos de impregnación utilizados. No es higroscópica y resiste perfectamente a la humedad, a la corrosión, a los ácidos y a los aceites; únicamente es atacada por el ácido fluorhídrico y, en mucho menor grado, por los álcalis concentrados.

La fibra de vidrio es muy estable químicamente y sus propiedades mecánicas apenas sufren alteración hasta temperaturas de 500°C. Sus propiedades

dieléctricas son excelentes, ya que su resistencia de aislamiento es más elevada que la de cualquier aislante textil.

Los materiales estratificados a base de fibra de vidrio, son caracterizados por estar constituidos de láminas superpuestas del material base o soporte, y de una resina que lo impregna, la cual actúa como aglutinante entre cada estrato o lámina, consiguiéndose una perfecta unión bajo presión y temperatura.

La clase térmica del material estratificado depende del material utilizado como aglutinante o aglomerante. Empleando como aglutinante una resina del tipo de fenol-formor, melamina-formol o epóxidos, se obtiene un material de clase térmica B (120°C).

Para aplicaciones de alta tensión donde haya que soportar importantes esfuerzos mecánicos (como es el caso de la varilla de operación de los interruptores en SF₆), los materiales estratificados a base de fibra de vidrio que utilizan resinas epoxídicas como aglutinante, son los indicados.

Estos tienen una elevada resistencia mecánica, un reducido coeficiente de absorción de agua, excelente conductividad térmica, gran resistencia a la humedad y a los agentes atmosféricos, buenas propiedades dieléctricas y factor de pérdidas reducido.

2.7 MATERIALES AISLANTES QUE INTERVIENEN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LOS EQUIPOS ENCAPSULADOS

2.7.1 CONSIDERACIONES GENERALES

La construcción de subestaciones encapsuladas es una nueva tendencia de los equipos de alta tensión, luego de muchos años de estudio sobre la aplicación del gas Hexafluoruro de Azufre (SF_6) como un aislante y medio interruptor.

2.7.2 MATERIALES AISLANTES QUE CONFORMAN EL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UN EQUIPO ENCAPSULADO

El *gas hexafluoruro de azufre (SF_6)* es utilizado como el aislamiento principal de la totalidad del equipo encapsulado, encontrándose a presión dentro de cada uno de sus compartimentos.

El uso de este gas dentro del equipo encapsulado permite aislar eficientemente las partes conductoras y brindar una absoluta no-inflamabilidad durante la interrupción de un arco (este en el compartimento del interruptor).

Las barras conductoras y demás partes vivas del equipo GIS son soportadas por aisladores de *resina epoxídica moldeada* fijados a la cubierta metálica, cuya resistencia dieléctrica al voltaje del equipo entre fases y entre estas con respecto a

tierra, permite brindar una buena distancia de aislamiento, incluso cuando la presión de gas SF₆ haya disminuido y se encuentre cerca de la presión atmosférica.

De igual forma, las barreras aislantes de los compartimentos son de *resina epoxídica moldeada*. Estas barreras aislantes permiten aislar en diferentes compartimientos a las barras, interruptores, seccionadores (de línea, selectores de barra y de aterrizamiento) y transformadores de voltaje, para facilitar al mantenimiento de cualquiera de estos sin necesidad de afectar al resto de componentes del equipo encapsulado.

La disposición de estas partes aislantes, dentro de la estructura constructiva de un equipo encapsulado, se presenta en las *figuras anexas 2.13 y 2.14.A, B, C, D, E, F*.

2.7.3 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MATERIALES AISLANTES PARA SU USO EN LOS EQUIPOS ENCAPSULADOS

2.7.3.1 El gas SF₆

Las propiedades del gas SF₆ aplicado como aislamiento principal de los equipos encapsulados, son similares a las explicadas en el ítem 2.6.2.5.1 y sus características técnicas se exponen en la *tabla anexa 2.L1*.

2.7.3.2 Resinas Epoxídicas

Las resinas epoxídicas o resinas epóxi, se conocen también con el nombre de resinas etoxilínicas. Se presentan como líquidos viscosos o en forma sólida.

Las materias básicas que intervienen en su fabricación son los difenilolpropano y epiclorhidrina. Según las cantidades relativas de los dos constituyentes y las condiciones en que se efectúan las relaciones se obtienen las resinas líquidas, viscosas o sólidas.

Las propiedades típicas de estas resinas solamente se obtienen por reticulación de las moléculas epoxídicas bifuncionales (polímero obtenido de la mezcla de las sustancias básicas) con agentes endurecedores de carácter alcalino o carácter ácido.

Las resinas epoxídicas son materiales termoplásticos que por un mecanismo químico de endurecimiento, se transforma en un cuerpo duro que no es plástico, es decir en un material termoestable. Se caracterizan por las siguientes propiedades:

- a) Se prestan a diversas aplicaciones y pueden utilizarse para revestir, impregnar, pegar y barnizar.

- b) Su empleo se da a la temperatura ambiente o a una temperatura algo más elevada.
- c) Permite recubrir pantallas metálicas, partes activas de equipos eléctricos y piezas de conexión, manteniéndolas sólidamente en su posición.
- d) Cuando están endurecidas se adhieren bien a casi todos los cuerpos.

Se distinguen dos grupos de resinas epoxídicas: *las resinas epoxídicas duras* y *las resinas epoxídicas cargadas (moldeadas)*.

Las resinas epoxídicas duras son las que proceden naturalmente de la reacción referida entre el difenilolpropano y la epíclorhidrina. Sus características técnicas se exponen en la *tabla anexa 2.N1*.

Las resinas epoxídicas cargadas presentan la ventaja de que sus propiedades pueden modificarse grandemente por la adición de toda clase de cargas, siendo las más corrientes los materiales de granulometría determinada, tales como: harina de cuarzo, polvo de cuarzo, harina de esteatita, calcita, óxido de calcio y otros.

En la *tabla anexa 2.01* se expresan las características técnicas de las resinas epoxídicas con diferentes cargas, considerando una composición básica de 100 partes en peso de resina pura, 70 partes en peso de endurecedor, 0,5 partes en peso de acelerador y 250 partes en peso de carga.

2.8 MATERIALES AISLANTES QUE INTERVIENEN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LOS BUSHING'S COMO ELEMENTO PRINCIPAL DE LOS EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN

2.8.1 CONSIDERACIONES GENERALES

La función primaria del bushing es proveer una entrada aislada para un conductor energizado que entra a un tanque o cámara de un equipo de alta tensión; siendo normalmente utilizados en interruptores tipo GVO y transformadores de potencia. Son constructivamente diferenciados en función de su aplicación, siendo la tensión y la corriente, factores dominantes en su determinación.

Constructivamente estos se pueden clasificar en dos tipos: bushing's con aislamiento capacitivo y no capacitivo.

2.8.2 MATERIALES AISLANTES QUE INTERVIENEN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LOS BUSHING'S NO CAPACITIVOS

Este es el tipo más simplificado de bushing y es principalmente constituido por un cuerpo cerámico y un conductor. Normalmente son fabricados para soportar tensiones nominales igual o menores a 69kV. De acuerdo a su estructura de aislamiento se dividen en dos tipos, que son los siguientes:

- 1) Consiste de un cilindro cónico de *porcelana de alúmina sólida*, que por su interior permite el paso de una hasta conductora. Posee un flange metálico cimentado en su parte central y por tratarse de un bushing externo-interno posee aletas en la parte superior y es corrugado en la parte inferior.

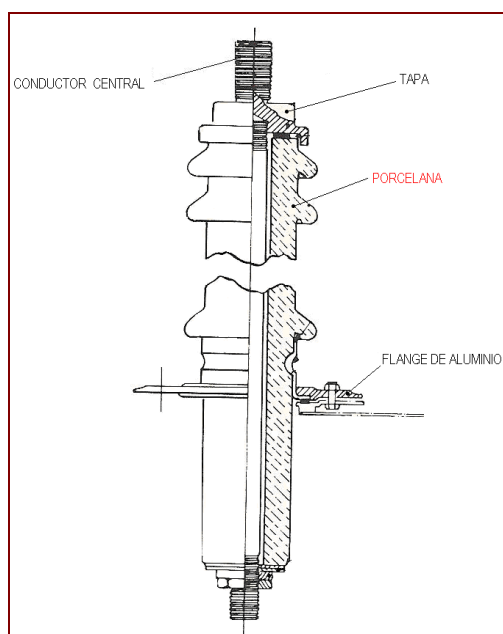


Figura 2.11 – Vista en corte de un bushing no capacitivo Westinghouse, tipo RJ de 15KV

- 2) Consiste de un cilindro sólido de *porcelana de alumina*, con una hasta conductora envuelta por un determinado número de finos cilindros concéntricos de *papel tratado con barniz de laca o resina*, separados por calces de *madera tratada* y llenando sus espacios con *aceite aislante*. La parte inferior del bushing no posee porcelana.

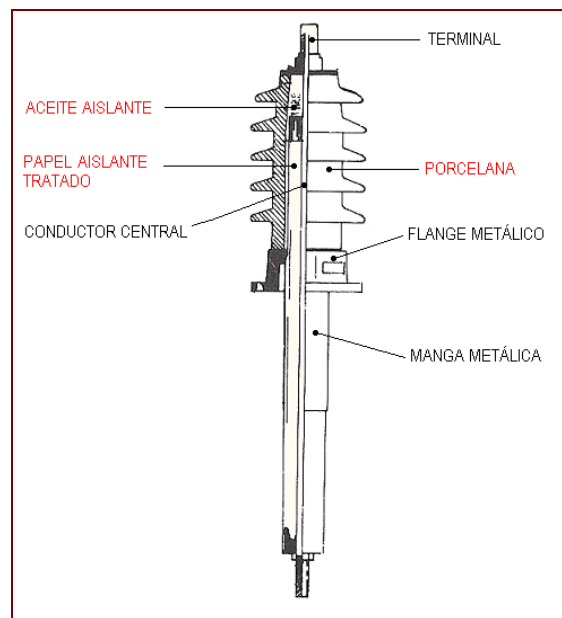


Figura 2.12 – Vista en corte de un bushing no capacitivo General Electric, tipo LC de 15 a 69 KV

Recomiendo ver la *figura anexa 2.15.A*, donde se puede apreciar realmente uno de estos tipos de bushing's no capacitivos.

2.8.3 MATERIALES AISLANTES QUE INTERVIENEN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LOS BUSHING'S CAPACITIVOS

Los bushing's capacitivos consisten de: un conductor central de cobre o estaño que puede ser macizo o en forma de tubo, envuelto por una *capa aislante de papel baquelizado* y sobre esta un *cuerpo capacitivo* compuesto de armaduras semiconductoras (hojas de metal) que constituyen capacitores cilíndricos y coaxiales con aislamiento de papel impregnado con aceite mineral o masa aislante de resina sintética. Todo esto cubierto por una estructura cónica de *porcelana de alúmina* sólida vitrificada tanto en la parte superior como inferior del bushing, siendo rellenado todos los espacios internos con aceite mineral.

Su fabricación se da normalmente para soportar tensiones nominales igual o mayores a 69kV.

La distribución uniforme de las armaduras semiconductoras del cuerpo capacitivo, es con el fin de obtener entre ellas una capacitancia constante, para asegurar la distribución relativamente uniforme del voltaje y de este modo una alta rigidez dieléctrica.

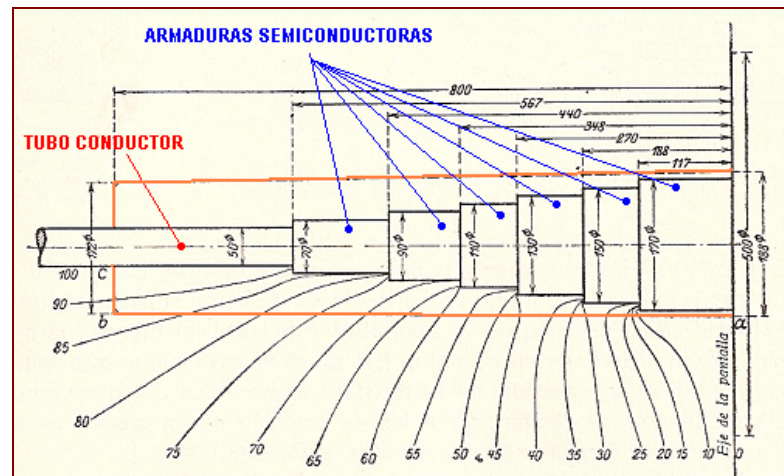


Figura 2.13 – Cuerpo capacitivo de un bushing

Adicionalmente, estos bushing's contienen en la parte superior un indicador del nivel de aceite y en la parte media un tap o derivación capacitiva, diseñado exclusivamente para evaluar las condiciones internas del aislamiento con el ensayo de factor de potencia.

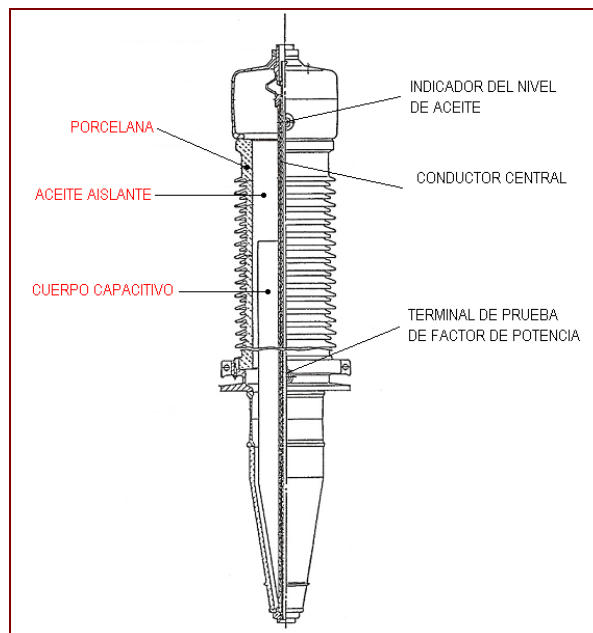


Figura 2.14 – Vista en corte de un bushing capacitivo ABB tipo GOE de 230KV

Recomiendo ver la *figura anexa 2.15.B*, donde se puede apreciar realmente este tipo de bushing.

2.8.4 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS MATERIALES AISLANTES PARA SU APLICACIÓN EN LA CONSTRUCCIÓN DE LOS BUSHING'S

2.8.4.1 La Porcelana de Alúmina

Las propiedades de la porcelana de alúmina aplicada para la fabricación de los bushing's, son similares a las explicadas en el ítem 2.4.4.1.1 y sus características técnicas se exponen en la *tabla anexa 2.II*.

2.8.4.2 El Aceite Mineral

Las propiedades del aceite aislante utilizado para el llenado de los bushing's, son totalmente similares a las de un aceite destinado para su uso en transformadores, por lo tanto, se hace referencia a lo explicado en el ítem 2.3.6.5 y a las *tablas anexas 2.EI y 2.FI*.

2.8.4.3 El Papel Aislante

Las propiedades del papel aislante utilizado dentro de la estructura de aislamiento de un bushing, son similares a las explicadas en el ítem 2.3.6.3 y las características de la *tabla anexa 2.C1*.

CAPÍTULO III

3. FACTORES DE LA CONTAMINACIÓN Y/O DEGRADACIÓN DEL AISLAMIENTO EN LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS DE ALTA TENSIÓN

3.1 FACTORES DE LA CONTAMINACIÓN Y/O DEGRADACIÓN DEL AISLAMIENTO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

3.1.1 AGENTES DE LA DEGRADACIÓN DEL AISLAMIENTO SÓLIDO

Los principales agentes de la degradación del aislamiento sólido de un transformador de potencia son: la humedad, la temperatura y la reacción química promovida por ambos en presencia del oxígeno.

Como ya se expuso en la unidad anterior, la mayor parte del aislamiento sólido de los transformadores de potencia, está constituido de materiales aislantes de naturaleza celulósica. Por lo tanto, el análisis causa-efecto sobre la degradación o envejecimiento del aislamiento sólido realizado en este literal, se refiere a los materiales celulósicos más empleados, tales como: papel kraft, papel Manila, cartón kraft, cartón prensado y madera.

3.1.1.1 Efecto de la humedad en la degradación del aislamiento sólido

La humedad es uno de los mayores enemigos del aislamiento de papel. En el caso de los transformadores inmersos en aceite aislante, más del 90% del agua ingresada se sitúa en el papel y sólo menos de un 10% se encuentra en el aceite.

Cabe recordar que el papel kraft de uso común en transformadores, es extremadamente poroso y posee una gran afinidad por el agua, cerca de 600 a 800 veces mayor que el aceite aislante en el cual está inmerso.

En la fabricación de los transformadores de alta y extra alta tensión, estos son secados hasta alcanzar niveles de humedad residual del orden de 0,3% a 0,5% con relación al peso del papel seco. Para que estas características sean conservadas, se requiere que el aceite aislante para inmersión del equipo, sea secado hasta alcanzar un nivel de contenido de agua del orden de 10ppm o menos.

La contaminación del aislamiento sólido por humedad, puede ocurrir durante la operación del equipo o por otras fuentes que se destacan a continuación:

- a) **Pérdida de la estanqueidad durante el transporte** - Es usual transportar un transformador sin aceite y presurizado con gas seco (normalmente nitrógeno super-seco o pré-purificado, con un punto de rocío inferior a -40°C) a una presión entre $0,20$ y $0,25\text{kgf/cm}^2$ (20 y 25kPa).

Cualquier accidente que ocurra implicando la pérdida de estanqueidad, puede provocar la contaminación del aislamiento al permitir la penetración de humedad en el tanque, a niveles que dependieran de la gravedad del accidente, tiempo de exposición y condiciones atmosféricas.

- b) Montaje e instalación de accesorios en campo** - Durante la inspección interna en el recibimiento del transformador, operaciones de montaje e instalación de accesorios (especialmente los bushing's), el tiempo de exposición y las condiciones atmosféricas son factores que contribuyen para la penetración de humedad.

La humedad adsorbida penetra de 2 a 3mm en la superficie del aislamiento, conforme ilustra la figura 3.1 para un ambiente con temperatura de 30°C y 80% de humedad relativa.

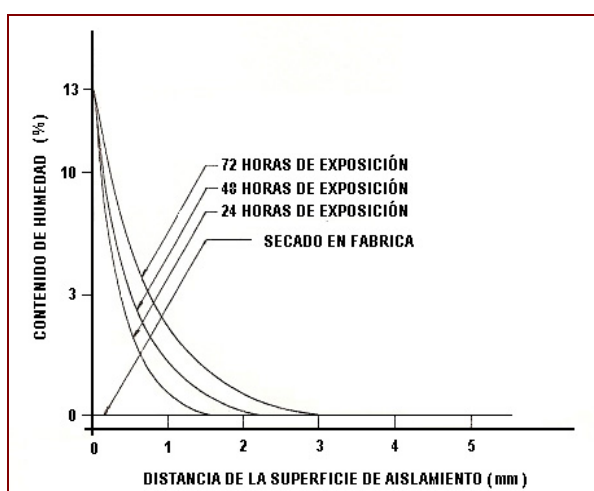


Figura 3.1 –Distribución del contenido de humedad en el arrollamiento de un transformador, al exponerlo a una temperatura ambiente de 30°C y humedad relativa de 80%

- c) **Mal estado de la sílica-gel** - La sílica-gel nueva o regenerada es muy eficiente; en estas condiciones ella seca el aire que entra por el deshidratador hacia el tanque de expansión del transformador, a valores de punto de rocío en torno de -40°C . No obstante, el problema radica en que su eficacia cae rápidamente, principalmente en regiones húmedas.

Por lo tanto, al constatarse el estado desactivado de la sílica-gel en el deshidratador, significa que por este camino está penetrando humedad.

- d) **Envejecimiento propio del aislamiento sólido** - El envejecimiento del aislamiento, causado por la degradación térmica de la celulosa, tiene como producto la formación de agua. Al menos que esta agua sea extraída, la misma acelerará todavía más la degradación del papel.

La siguiente figura 3.2, ilustra la formación de agua en porcentaje del peso del papel y en función de la vida útil atribuida al aislamiento.

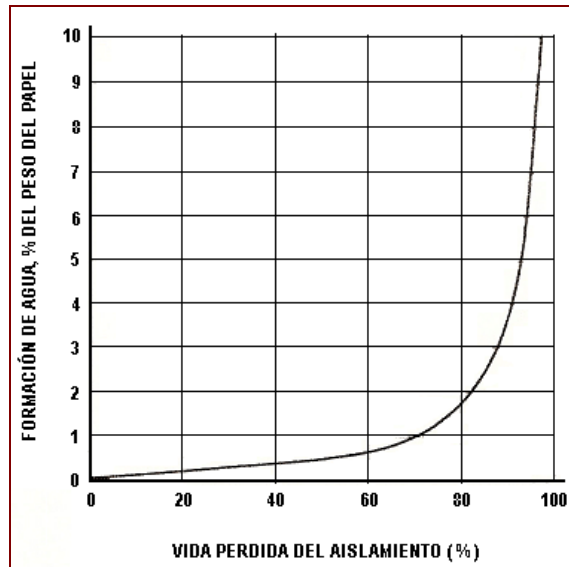


Figura 3.2 – Formación de agua, como resultado de la deterioración térmica del papel

Efectos de la contaminación del aislamiento sólido por humedad

Pequeñas cantidades de agua en el aislamiento sólido, provocan considerable reducción de su resistencia mecánica, la misma que disminuye tan rápido cuanto mayor fuera su contenido.

Esto se puede apreciar en la siguiente figura 3.3, que relaciona la reducción de la resistencia mecánica del papel aislante del transformador, con el aumento de contenido de agua en el mismo.

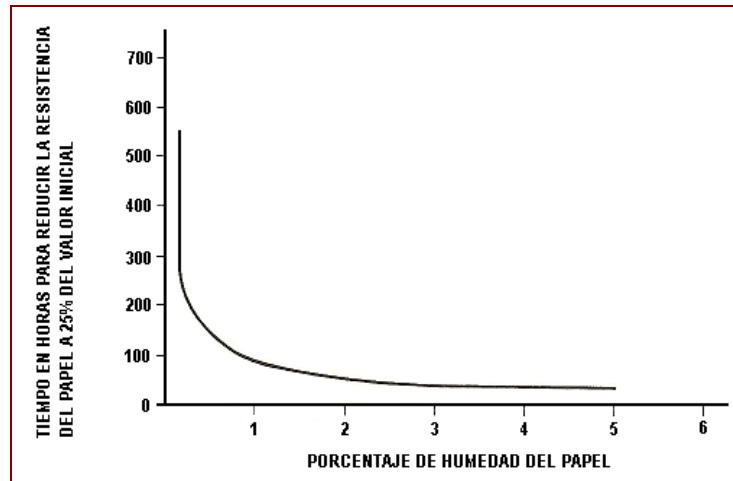


Figura 3.3 – Efecto de la humedad sobre el envejecimiento del papel Manila (0,076mm) con reducción de su resistencia a la tracción a 25% de su valor original

La disminución de la resistencia mecánica del aislamiento sólido, es considerada como un importante indicativo para medir su tiempo de envejecimiento o vida útil.

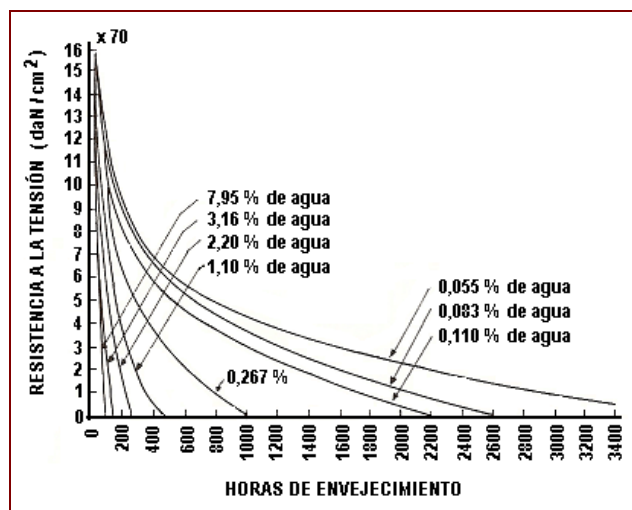


Figura 3.4 – Variación de la resistencia mecánica del papel aislante en función de la humedad y del tiempo de envejecimiento.

Además de la reducción de la resistencia mecánica del aislamiento sólido, sus propiedades dieléctricas se ven perjudicadas con el contenido de humedad, reflejándose en el aumento de su factor de potencia.

Esto se lo puede apreciar en la siguiente figura 3.5, que relaciona este aumento del factor de potencia en el cartón prensado que forma parte del aislamiento del transformador, con el contenido de humedad en el mismo.

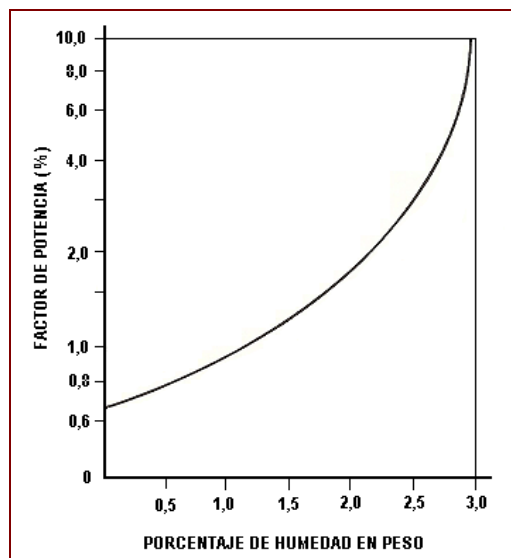


Figura 3.5 – Variación del factor de potencia del cartón prensado (pressboard) en función de su contenido de humedad.

Cabe recalcar que, la resistencia a la perforación por impulso del aislamiento sólido de un transformador, disminuye conforme aumenta su factor de potencia.

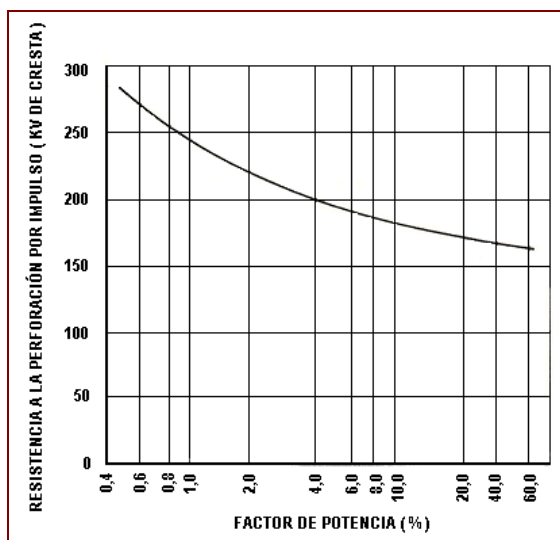


Figura 3.6 – Resistencia mecánica a la perforación por impulso del cartón prensado impregnado de aceite

3.1.1.2 Efecto de la temperatura en la degradación del aislamiento sólido

En razón de su débil estabilidad térmica, el papel es objeto de un envejecimiento sustancial cuando es sometido al efecto de la temperatura por sobrecalentamiento. Esto se traduce por una disminución de sus características, particularmente las mecánicas.

El resultado, puede ser observado en la figura 3.7, donde son mostradas las variaciones relativas del grado de polimerización en función del tiempo de envejecimiento, para cinco valores diferentes de temperatura.

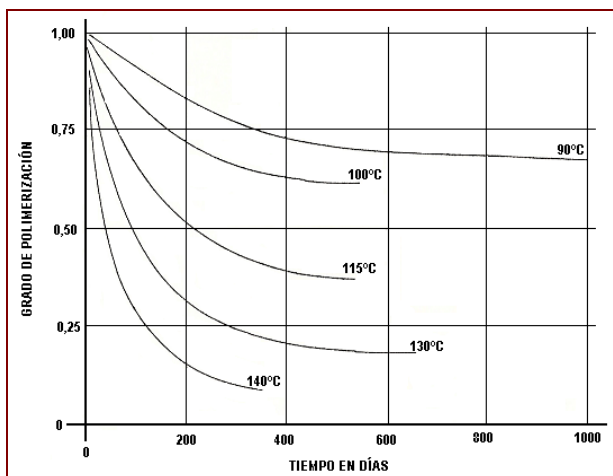


Figura 3.7 – Valor relativo al grado de polimerización del papel impregnado en función del tiempo y la temperatura (papel desgasificado y con contenido de agua 0,3%)

Actualmente se considera que el grado de polimerización, es un parámetro que debe ser tenido en cuenta muy en serio dado que es, sin duda, un indicativo del deterioro térmico del papel y por tanto de su cristalización. Conforme lo mostrado en la figura 3.8, para bajos valores de grado de polimerización, el papel pierde su resistencia a la tracción mecánica.

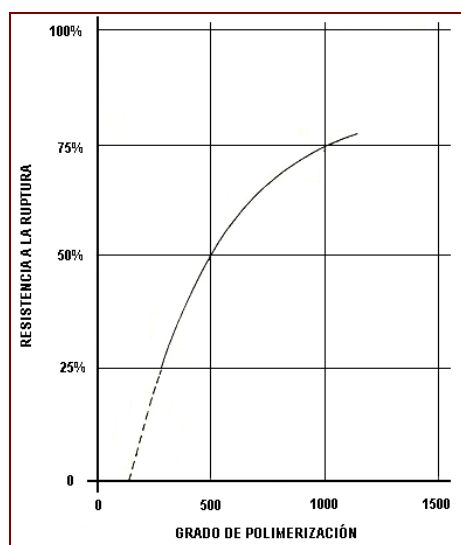


Figura 3.8 – Correlación entre la resistencia mecánica a la tracción y el grado de polimerización

La IEEE incluso ha definido el fin de la vida confiable del transformador en términos del grado de polimerización del papel que forma el aislamiento sólido. Si el grado de polimerización disminuye hasta 200, el papel se debilita tanto que cualquier esfuerzo lo romperá y producirá una falla.

Para transformadores retirados de operación en fin de vida, experiencias han demostrado que el grado de polimerización del papel se sitúa entre 100 y 200 moléculas de glucosa.

En conclusión, el papel aislante inmerso en aceite y calentado por tiempo prolongado queda con su resistencia mecánica muy reducida. La resistencia mecánica del aislamiento disminuye más rápidamente que su resistencia de aislamiento, pudiendo debilitarse a tal punto que no puede más resistir los esfuerzos de cortocircuitos e impulsos de tensión.

Hay que tener presente que la humedad en combinación con el sobrecalentamiento, degeneran el sistema de aislamiento sólido, antes que la rigidez dieléctrica del aceite muestre problemas.

3.1.1.3 La degradación del aislamiento sólido debido a reacciones químicas promovidas por el oxígeno.

El oxígeno disuelto en el aceite aislante, infliere directamente sobre el papel para acelerar su envejecimiento. Los productos de la oxidación del aceite actúan, igualmente, en la degradación del papel.

Cuando las condiciones favorecen la difusión del aire en el aceite, la velocidad de descomposición es incrementada en gran magnitud. El esquema de la figura 3.9 ilustra esta degeneración, la cual se desenvuelve hasta que una decisión adecuada sea tomada para interrumpir el proceso, o una falla determine la salida del transformador de potencia de su normal operación.

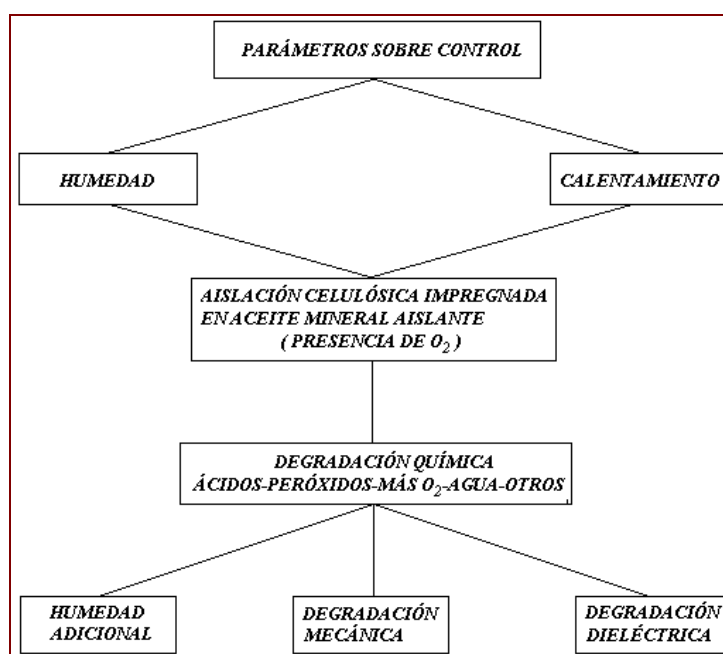


Figura 3.9 – Acción del calentamiento, la humedad y el oxígeno, en el desenvolvimiento de la degradación celulósica

3.1.1.4 Los Compuestos Furánicos

Como se mencionó en el capítulo anterior, el aislamiento sólido conformado en gran parte por el papel, está compuesto por fibras de celulosa. Esta última es un polímero formado a su vez, por moléculas de glucosa.

Cuando el papel está nuevo, antes de su instalación en el transformador y su secado en fábrica, la cadena promedio del polímero tiene una longitud de 1000 a 1200 moléculas de glucosa.

El proceso de instalación y secado del papel descomponen en cierta medida la celulosa; de manera que ese papel nuevo en un transformador nuevo tiene cadenas de polímeros ligeramente reducidas (alrededor de 800 a 1000 moléculas de glucosa). La longitud promedio de la cadena de celulosa se denomina “Grado de Polimerización” (GP) del papel. A medida que el papel envejece, se produce una descomposición natural y gradual de las cadenas de polímeros, hecho conocido como “despolimerización”. Es decir, se reduce el tamaño de dichas cadenas, disminuyendo a su vez la rigidez mecánica del papel.

Cuando la cadena de la celulosa se rompe y forma dos cadenas más cortas, se separan una o más moléculas de glucosa y también se forma cierta cantidad de agua, de monóxido y de dióxido de carbono. La molécula de glucosa cambia

químicamente durante este proceso y forma un compuesto que contiene un anillo de furano (anillo glucosílico)

Los compuestos que contienen un anillo de furano son parcialmente solubles en aceite. Estos compuestos se forman en el papel, pero emigran parcialmente al aceite en donde es posible detectarlos mediante análisis químico. Las temperaturas a las cuales se produce la descomposición y la presencia de niveles de oxígeno y humedad anormalmente elevados, determinan los compuestos que se forman. Se puede formar una variedad de tales compuestos furánicos, sin embargo unos son más comunes que otros. Tal es el caso de los furanos que se detallan a continuación:

- **2-furaldehído**, también denominado **furfural** o **furfuraldehído**. Es el compuesto furánico que se encuentra con mayor frecuencia. Contiene el 90% de todos los furanos que puede haber en el aceite. Se forma por sobrecalentamiento general de la celulosa o puede presentarse como resultado de una condición de falla en el pasado. Es uno de los compuestos furánicos más estables bajo las condiciones en el interior del transformador. El resto de los compuestos se descomponen y forman 2-furaldehídos adicionales.
- **2-furil alcohol**, también denominado **furfural alcohol** o **furfurol**. Es el compuesto furánico que se forma en presencia de gran contenido de humedad,

y es la prueba de una condición de descomposición activa del papel debido a elevados niveles de humedad en el aislamiento sólido.

- **2-acetil furano.** Es el menos común de los compuestos furánicos que se puede encontrar en un transformador operativo. Se encuentra con mayor frecuencia en transformadores averiados que han sufrido descargas eléctricas por rayos, lo cual lleva a la conclusión preliminar de que la formación de este compuesto puede ser el resultado de elevados niveles de esfuerzo eléctrico.
- **5-metilo-2-furaldehido.** Se forma como resultado de sobrecalentamiento intenso y localizado de la celulosa y es la prueba de una condición que se supone falla por punto caliente a alta temperatura.
- **5-hidroximetilo-2-furaldehido.** Se forma como resultado de la descomposición del papel en presencia de grandes cantidades de oxígeno y es la prueba de la oxidación del aislamiento sólido.

Furanos y Grado de Polimerización

Es lógico que a un deterioro de la estructura química del papel como consecuencia de una mayor temperatura de operación del transformador manifestado por una disminución del Grado de Polimerización, corresponda un mayor contenido de compuestos furánicos disueltos en el aceite, especialmente del

compuesto 2-FURALDEHIDO (2FAL) cuya proporción es mas del 90% comparada con la de los demás furanos.

Estudios recientes han determinado que el contenido de 2-furaldehido (2-FAL) disuelto en el aceite esta ligado al grado de polimerización. A continuación podemos observar que varios investigadores coinciden muy cercanamente en la tendencia que relaciona el 2-FAL con el grado de polimerización GP.

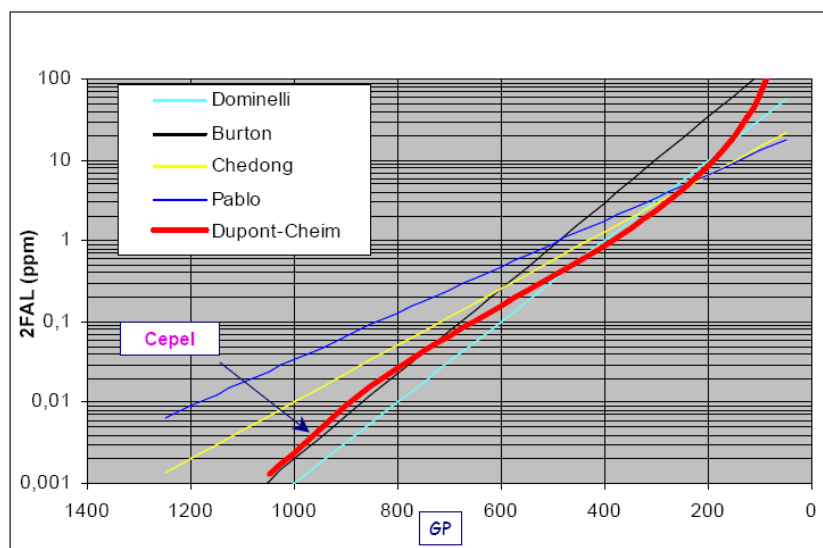


Figura 3.10 – Contenido de 2-FAL en el aceite con relación al grado de polimerización, según varias investigaciones.

En resumen, con la determinación del contenido de furanos de una muestra de aceite del transformador, podemos estimar su grado de polimerización. Por tanto, como ya se explicó en el ítem 3.1.1.2, al conocer este último parámetro, podemos proyectar con seguridad su vida útil remanente.

3.1.2 LA CONTAMINACIÓN DEL ACEITE AISLANTE

Un aceite es considerado “contaminado” cuando contenga humedad u otros componentes extraños que NO sean producto de su oxidación. Las principales causas de la *contaminación* por humedad del aceite aislante de un transformador en operación, son las siguientes:

- a) La mala conservación de la sílica-gel (en transformadores que poseen tanque de expansión sin membrana)
- b) Puntos de filtración en el transformador,
- c) El envejecimiento térmico del aislamiento celulósico.

El agua puede existir en el aceite en tres estados: disuelta (en solución), no disuelta (en suspensión o en emulsión) o libre (depositada). El agua disuelta o en solución no es tan nociva en el aceite, mientras que, el agua en estado libre es extremadamente nociva por dos motivos: disminuye acentuadamente su rigidez dieléctrica y permite la transferencia de este excedente para la celulosa. En forma emulsionada o en suspensión, puede o no afectar la rigidez, pero acelera la formación de compuestos polares que van a intervenir en la oxidación del aceite.

Por lo tanto, es muy importante que se controle el contenido de agua en el aceite para evitar que el mismo alcance la saturación.

3.1.2.1 Influencia del agua y las partículas sólidas en la rigidez dieléctrica del aceite aislante

Un líquido es considerado como aislante eléctrico en cuanto su autoionización o contenido de iones extraños, fuera tan bajo que una tensión continua permanente aplicada no produzca calentamiento sensible. A un gradiente de 10kV/mm esa concentración es de 10^{-4} iones/dm³. Mientras la concentración en iones libres se mantuviera debajo de este valor límite, no se observa una influencia notoria sobre la rigidez dieléctrica.

En un aceite con agua disuelta, de contenido saturante y a la temperatura ambiente; existe cerca de $5,4 \times 10^{12}$ iones provenientes del agua en cada decímetro cúbico de aceite. Cabe recalcar que, la autoionización de las moléculas de aceite, por estas ser esencialmente apolares, deben ser despreciables, por lo que el contenido total de iones no se debe apartar mucho de este valor.

Existen discordancias en la graficación de la curva que relaciona la rigidez dieléctrica de un aceite nuevo en función de su contenido de agua, debido a que, en la práctica, como el agua pura no es el único contaminante del aceite, las cosas pasan de manera bien diferente y la graficación experimental realizada por varios

investigadores ha creado curvas con las más diversas formas. Resumiendo en un solo gráfico varios de estos resultados, se obtiene la siguiente figura 3.11.

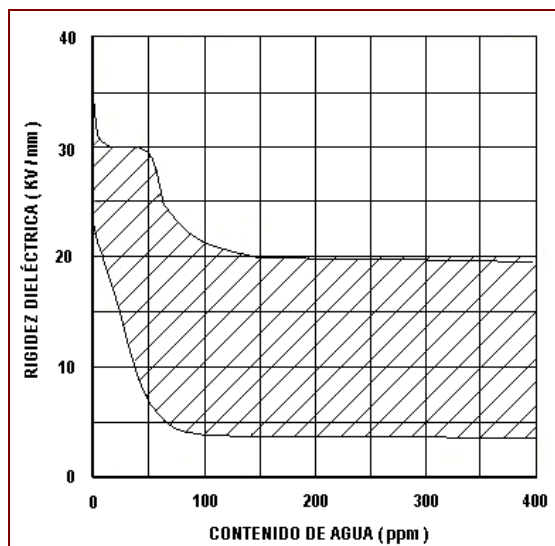


Figura 3.11 – Rigidez dieléctrica de un aceite nuevo, en función de su contenido de agua

Uno de los factores que en conjunto con la presencia de agua parece tener una influencia significativa sobre la rigidez dieléctrica de un aceite, es la presencia de pequeñas partículas sólidas. No obstante, si existieran dichas partículas en un aceite bien seco, su efecto sería pequeño sobre la rigidez dieléctrica.

Por lo tanto, la gran dispersión que se encuentra al trazar experimentalmente la relación entre la rigidez dieléctrica de un aceite aislante en función de su contenido de agua, resulta de no tomar en consideración la eventual presencia de partículas sólidas. La intensidad de la influencia de estas partículas sólidas, depende en gran medida de su naturaleza y dimensiones de las partículas, bien como de su cantidad.

3.1.2.2 El equilibrio de la humedad entre el aceite mineral aislante y el aislamiento celulósico impregnado.

Por ser, el papel kraft y el cartón prensado (pressboard) aislantes muy higroscópicos, son secadores muy eficaces del aire y del aceite aislante. La celulosa seca, cuando es ingresada en aceite húmedo, absorbe la humedad de este. Dicha absorción se da hasta un punto en que es alcanzado un estado de equilibrio. En la situación inversa, esto es, el papel húmedo ingresado en aceite seco, el agua pasa del papel para el aceite.

En la figura 3.12 se puede ver con buena aproximación que, el valor de 35ppm de agua en el aceite podrá ser considerado como valor máximo admisible, a 25°C, sin que haya transferencia a la celulosa. Es importante destacar que este equilibrio varía con el tipo de aceite y con el valor de la temperatura.

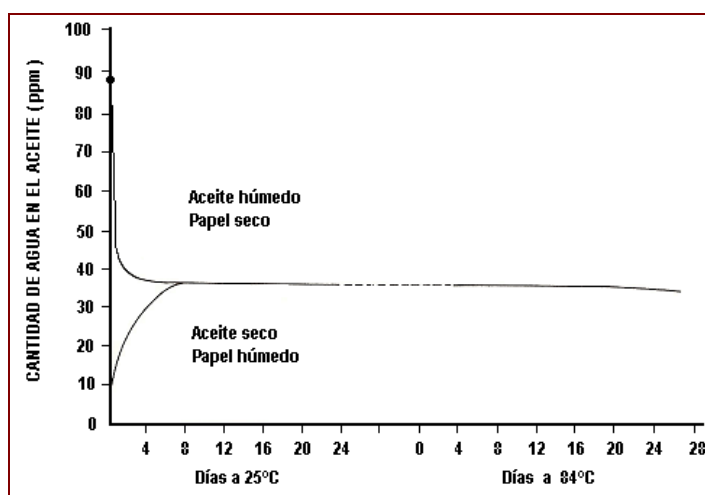


Figura 3.12 – Característica del equilibrio de la humedad entre el aceite mineral aislante y el aislamiento celulósico impregnado

Por otra parte, la figura 3.13 muestra que durante su operación normal, cerca de 55°C, el aceite del transformador podrá tener un contenido de agua bien encima de los 35ppm sin perjuicio para el papel. Entretanto, si el mismo llega a ser desconectado y el aceite se resfría, el agua excedente a 35ppm podría tornarse agua libre y ser adsorbida por la celulosa. Vale también decir que, durante el funcionamiento del mismo, debido a los cambios de calor, hay puntos de aceite-papel con temperatura bajo los 55°C considerados.

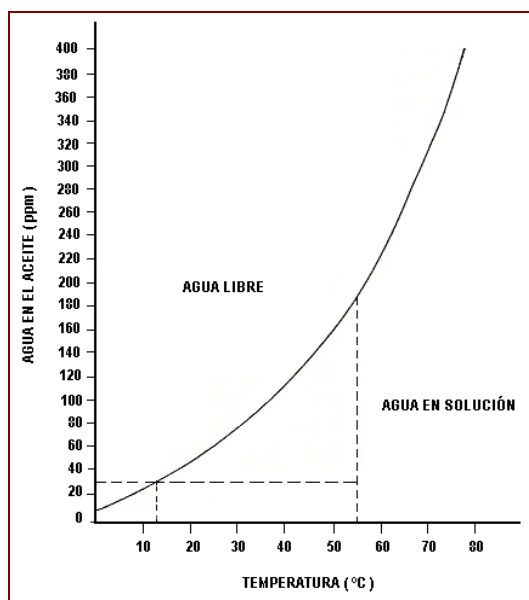


Figura 3.13 – Curva de solubilidad para un tipo de aceite aislante

Además de ejercer un riguroso control de los factores que pueden introducir humedad en el aceite, es necesario medir su contenido de agua, periódicamente, para evitar que el mismo alcance el límite de 35ppm. En el caso de que esto ocurra, es aconsejable medir la humedad relativa en la superficie del aislamiento.

3.1.3 LA DETERIORACIÓN DEL ACEITE AISLANTE

Cuando están en servicio los transformadores de potencia, los aceites minerales aislantes se encuentran sujetos a la influencia de varios factores tales como la temperatura relativamente elevada, la presencia de oxígeno y el contacto con varios materiales de construcción. Estos factores van a provocar la oxidación del aceite aislante, resultando una diversidad de productos indeseables.

La principal causa de la *deterioración* del aceite es la presencia del oxígeno, el mismo que se encuentra libre en el aire presente en el interior del transformador, disuelto en el aceite aislante, o pudiendo ser formado por la degradación propia de la celulosa.

El oxígeno al entrar en contacto con el aceite, principalmente a una temperatura relativamente elevada, se combina, alterando sus propiedades físico-químicas y provocando reacciones de polimerización, quiebra de cadenas carbónicas, condensación y otros; dando origen a todos los fenómenos relativos al envejecimiento del aceite.

Por lo tanto, cuando se habla de oxidación de los aceites, se sobrentiende normalmente el conjunto de estos fenómenos. Se podría decir en términos generales que la oxidación del aceite mineral aislante es sinónimo de lo que se conoce como *deterioración o envejecimiento del aceite*.

La estabilidad de los aceites aislantes a la oxidación depende mayormente de su estructura. Así, con base en investigaciones hechas a varias mezclas conocidas de hidrocarburos que se encuentran en los aceites aislantes, es posible trazar las siguientes líneas generales:

- a) Los hidrocarburos aromáticos sin cadenas laterales son poco o nada sensibles a la oxidación. Si entre los anillos aromáticos fuera introducido un carbono alifático, su resistencia a la oxidación disminuye. Cuanto más complicada y asimétrica fuera la estructura, menor será la estabilidad. Los productos de oxidación incluyen una mayoría de productos de polimerización relativamente a los productos ácidos.

Los hidrocarburos aromáticos con cadenas laterales son tan menos estables a la oxidación cuanto mayor es el número y medida de esas cadenas. La oxidación comienza por darse en las cadenas laterales originando productos ácidos. Los productos de polimerización y condensación se forman en pequeñas cantidades;

- b) Los hidrocarburos nafténicos son tan más sensibles a la oxidación cuanto mayor es su masa molecular, el número y medida de las cadenas laterales. En este caso, sin embargo, la oxidación se inicia no en las cadenas laterales más sí en el anillo, normalmente en el átomo de carbono donde se enlaza la cadena lateral. Los principales productos de oxidación son los ácidos libres y ésteres.

- c) En los hidrocarburos parafínicos la estabilidad a la oxidación depende del número de carbonos terciarios, visto estos serán los más fácilmente oxidables.

De acuerdo a la American Society of Testing and Materials (ASTM), el proceso de oxidación del aceite tiene inicio cuando el oxígeno entra en combinación con los hidrocarburos inestables (los cuales son considerados impurezas del aceite, ya que los hidrocarburos estables difícilmente reaccionan con el oxígeno) en la presencia de catalizadores y aceleradores existentes en el transformador.

Los agentes *catalizadores* presentes en la oxidación del aceite, son el agua, el cobre de los arrollamientos y el hierro del núcleo; donde el agua es el principal agente catalizador. Además existen agentes *aceleradores* del proceso de oxidación del aceite, tales como, el calor, la tensión eléctrica, la vibración, los impulsos de tensión y los choques mecánicos y de carga; siendo el calor el principal acelerador debido a que mientras más elevada es la temperatura del aceite, mayor será la velocidad de su oxidación.

Aceite “NUEVO” en un transformador puesto en operación, es decir recientemente instalado, “NO EXISTE”. La deterioración del aceite comienza desde que este fuera colocado en el equipo, en la fábrica, antes de la expedición hacia el campo.

3.1.3.1 Proceso de oxidación del aceite

Estudios efectuados por la ASTM concluyen que el proceso de oxidación del aceite se desenvuelve conforme dos ciclos:

1. Formación de productos solubles de la deterioración del aceite, principalmente ácidos.
2. Transformación de los productos solubles en productos insolubles, que componen el sedimento o lodo.

El mecanismo de deterioración de un aceite aislante es bastante complejo. Se acepta hoy en día que los fenómenos comienzan por la formación de un hidroperóxido resultante de fijación de oxígeno por un radical libre. Tal radical no es más que el resultado de la separación de un átomo de hidrógeno de una molécula de hidrocarburo. Se admite que la formación de radicales libres sea fomentada por la acción catalítica de los metales como hierro y cobre (especialmente el cobre) y de la temperatura.

A partir de los hidroperóxidos (primera fase), que son productos intermedios inestables, se forma toda la gama de productos de oxidación (segunda fase), conforme se esquematiza en la siguiente figura:

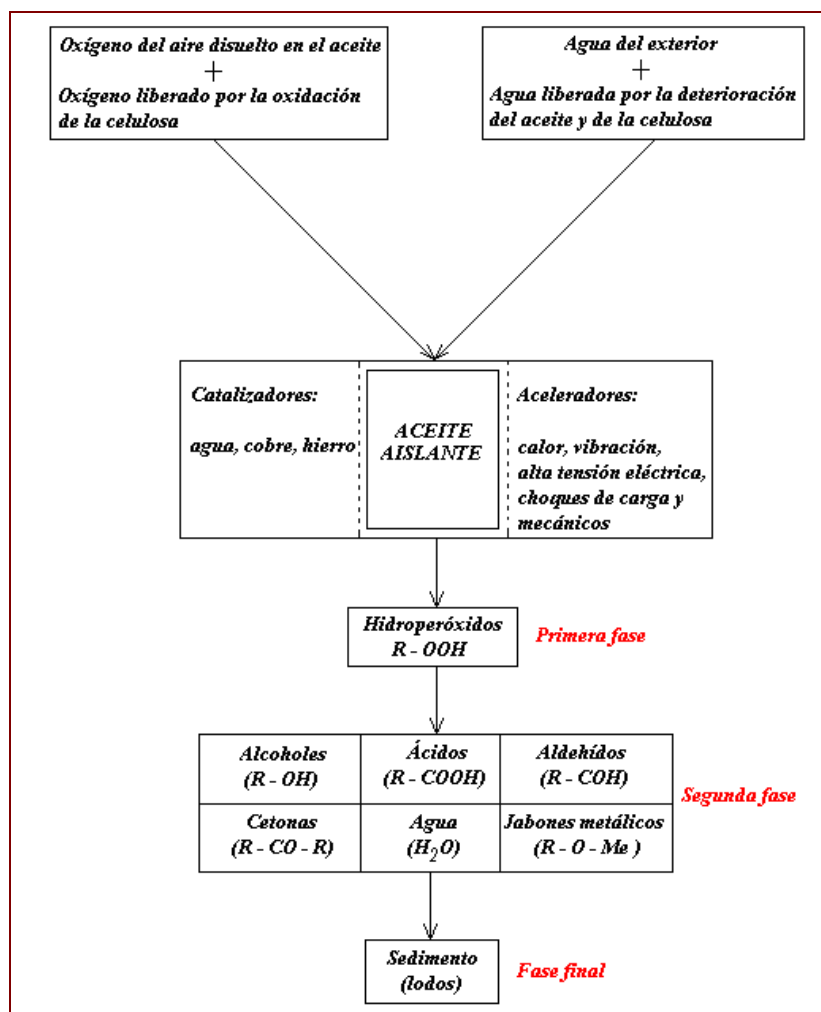


Figura 3.14 – Fases de la deterioración del aceite aislante

Los primeros productos de oxidación altamente contaminantes que se forman son los *alcoholes* y *aldehídos*, estas sustancias polares aparecen para a su vez entre ellos lateralmente generar *cetonas* y *jabones metálicos*, y posteriormente en el proceso obtener *ácidos orgánicos* que también reaccionan fácilmente entre sí formando *ésteres*, los cuales a su vez se activan y polimerizan aglomerándose y formando complejos moleculares de alto peso en forma de *sedimentos (lodos)*, que se depositan en los intersticios de las fibras de la celulosa, las bobinas, el núcleo y

radiadores del transformador, formando en casos de avanzada degradación capas endurecidas, afectando notablemente las condiciones de operación del equipo poniéndolo en grave riesgo de falla.

3.1.3.2 Efectos de la deterioración del aceite aislante en el transformador

La formación de capas de sedimento o lodo en el aislamiento es intermitente y ellos son de diferentes durezas. Los grupos directamente en contacto con el aislamiento es el más duro porque está a una temperatura más elevada que las demás, y su oxidación es más acelerada.

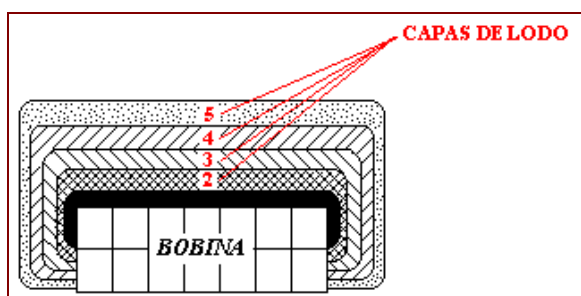


Figura 3.15 – Representación esquemática de las capas de lodo producto de la deterioración del aceite aislante, depositadas sobre la bobina del transformador

Por lo tanto la disipación de calor es perjudicada, pues un sedimento de 3 a 6mm de espesor sobre el aislamiento sólido (especialmente de las bobinas), redonda en un aumento de 10°C a 15°C en la temperatura de operación del transformador. Por consecuencia va a acelerar más el envejecimiento no sólo del aceite sino que también de los restantes materiales aislantes.

Los productos de óxidos sólidos insolubles en el mismo aceite caliente, también se pueden depositar en los estrechos canales de las bobinas. Así, va a ser dificultada la circulación del aceite en esos canales, donde pasará a haber un sobrecalentamiento del que podrá acabar por resultar en un rápido envejecimiento de los aislantes sólidos envueltos.

Además de los graves inconvenientes ya apuntados sobre formación de lodos con consecuente deficiente circulación del aceite dentro de los transformadores de potencia y formación de productos químicamente activos que aceleran la deterioración del aceite, el deterioro del aceite abarca una multiplicidad de otros problemas, como por ejemplo:

- La formación de productos de condensación y polimerización (que muchas veces en su estado final son insolubles hasta en el aceite caliente), puede aumentar la viscosidad del aceite, lo que dificulta su circulación, ocurriendo posteriormente un aumento de calor por la mala refrigeración.
- La oxidación da origen a la formación de ácidos y muchos productos más o menos polares que, siendo químicamente activos, ejercen su acción perjudicial sobre los restantes materiales de construcción (principalmente productos orgánicos tales como el papel aislante), contribuyendo para la formación más intensa de radicales libres.

La presencia de estos productos de oxidación provoca un aumento de acidez y $\text{tg}(\delta)$ del aceite, disminución de su tensión interfacial y todavía un aumento de la habilidad para disolver agua con eventual consecuente disminución de la rigidez dieléctrica.

3.1.3.3 Correlación entre el Número de Neutralización y la Tensión Interfacial del aceite aislante en oxidación

Se acostumbra caracterizar de forma definitiva la oxidación, por los valores bajos de tensión interfacial y altos de acidez (número de neutralización), ya que los demás pueden sufrir alteración con la disminución de la condición de aislante del aceite, a través de contaminación de partículas sólidas y húmedas, sin existir oxidación.

Varios estudios han demostrado la existencia de esta dependencia entre la Tensión Interfacial y el Número de Neutralización, conforme la figura 3.16 que se muestra a continuación:

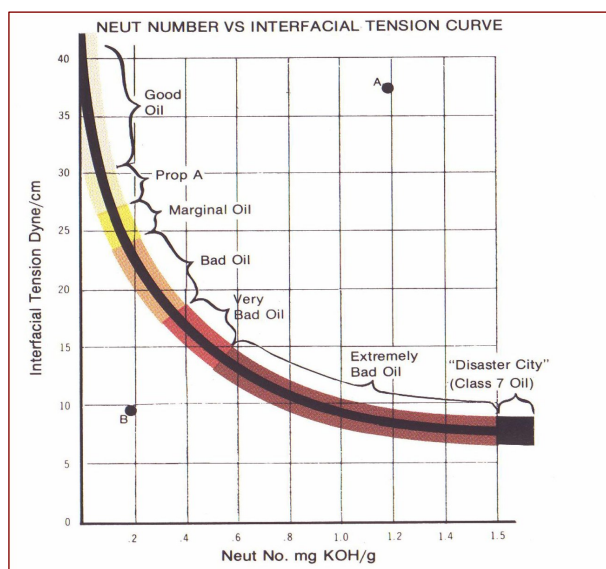


Figura 3.16 – Curva de tensión interfacial vs número de neutralización de los aceites

El *número crítico de neutralización del aceite* es el valor límite máximo de condiciones de acidez, determinado experimentalmente, después del cual la acción catalizadora de los ácidos tienen efecto altamente acelerador de la oxidación., estando el inhibidor completamente agotado. El número crítico de neutralización es de 0.25mg de KOH por gramo de aceite.

La ASTM ejecutó un estudio durante un periodo de once años (de 1946 a 1957) en 500 transformadores en operación, investigando el valor de la tensión interfacial, del número de neutralización y la existencia de borra en el transformador, habiendo constatado lo siguiente:

NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN	EXISTENCIA DE BORRA EN EL ACEITE DEL TRANSFORMADOR	
Mg KOH/g	VALOR %	No. DE UNIDADES
<i>0,03-0,10</i>	<i>0</i>	<i>0</i>
<i>0,11-0,20</i>	<i>38</i>	<i>190</i>
<i>0,21-0,60</i>	<i>72</i>	<i>360</i>
<i>encima de 0,60</i>	<i>100</i>	<i>500</i>

Tabla 3.1 – Existencia de borra en el aceite de transformadores de potencia, relacionada con su Número de Neutralización

TENSIÓN INTERFACIAL	EXISTENCIA DE BORRA EN EL ACEITE DEL TRANSFORMADOR	
Dina/cm	VALOR %	No. DE UNIDADES
<i>debajo de 14</i>	<i>100</i>	<i>500</i>
<i>14-16</i>	<i>85</i>	<i>425</i>
<i>16-18</i>	<i>69</i>	<i>345</i>
<i>18-20</i>	<i>35</i>	<i>175</i>
<i>20-22</i>	<i>33</i>	<i>165</i>
<i>22-24</i>	<i>30</i>	<i>150</i>
<i>encima de 24</i>	<i>0</i>	<i>0</i>

Tabla 3.2 – Existencia de borra en el aceite de transformadores de potencia, relacionada con su Tensión Interfacial

Con la ayuda de estos resultados se estableció la *tabla anexa 3.A1*, donde se clasifica al aceite según sus condiciones y los efectos en el transformador. Se puede ver así la importancia que tiene para la vida de un transformador una buena estabilidad a la oxidación del aceite aislante.

El envejecimiento de los aceites parafínicos tiende a producir mayor cantidad de dióxido de carbono en el papel aislante que los aceites nafténicos. Se concluye, por lo tanto, que el papel celulósico se deteriorará más rápido en el aceite parafínico,

lo que contradice con la creencia general de que el envejecimiento de la aislación sólida parece no depender del aceite.

El grado de oxidación del aceite es determinado por ensayos físico-químicos que indican la presencia de residuos o lodo, presencia de agua, baja rigidez dieléctrica, alta pérdida dieléctrica, alto índice de neutralización de la acidez y bajo valor de tensión interfacial.

3.1.3.4 Formación de gases en el aceite aislante en operación

El aceite puede contener disueltos *gases combustibles y no combustibles*. Entre los combustibles se cuentan: monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H₂), metano (CH₄), etano (C₂H₆), etileno (C₂H₄) y acetileno (C₂H₂). Los no combustibles que pueden ser encontrados son: oxígeno (O₂), nitrógeno (N₂) y dióxido de carbono (CO₂).

El aceite puede disolver hasta 10% de su volumen de aire. Los gases oxígeno y nitrógeno provienen del aire atmosférico, con el cual está o estuvo en contacto.

Los aislamientos sólido y líquido sufren deterioración durante el funcionamiento normal del transformador, esto es, con su operación hasta el límite máximo recomendado de temperatura y la ausencia de contacto con el oxígeno y la humedad exterior.

Los gases que se forman por la deterioración normal del aislamiento sólido son el dióxido de carbono (CO_2); el monóxido de carbono (CO), en menor cantidad que el CO_2 ; y cantidades menores de hidrógeno, metano y etano.

Los gases CO y CO_2 , más agua, se forman cuando la celulosa es sobrecalentada (140°C). Su pirolisis, esto es, destrucción por el calor (250°C), origina los gases CO en mayor cantidad que el CO_2 , además de agua, carbón y alquitrán.

Cuando el aceite mineral aislante es sobrecalentado (500°C), origina los gases metano, etano, etileno, CO_2 (400°C) y agua (200°C) en presencia de oxígeno. La pirolisis del aceite conduce a la formación de hidrógeno (de 60% a 80%), acetileno (de 10% a 25%), metano (de 1,5% a 3,5%) y etileno (de 1,0 a 2,9%).

Además del calor, conducen también a la formación de gases del aislamiento:

- Descargas parciales (corona) y centellamiento. El efecto corona puede ocurrir en los ángulos de los conductores con una tensión de cerca de 12 kV. El centellamiento es una descarga eléctrica débil con duración muy corta, un microsegundo o menos.

- Arco eléctrico, que es una descarga eléctrica prolongada e intensa.

Son también fuentes de gases en el aceite:

- La contaminación del gas nitrógeno del colchón de gas de transformadores sellados.
- Transformadores transportados con CO₂. Los enrollamientos del transformador retienen cerca del 10% del volumen total del aceite.
- Transformador no-desgasificado después de haber sido reparado.
- Hidrólisis debido a la presencia de agua.
- Motor quemado del sistema de refrigeración forzada. Existen instalaciones en que el aceite del transformador baña el motor que acciona la bomba de circulación del aceite.
- Polución atmosférica.
- Contaminación por el aceite de la llave conmutadora del conmutador de derivaciones bajo carga.

La existencia de gases en el aceite debido a estos orígenes no significa una condición de falla insipiente del transformador, tan solamente una situación irregular. La solubilidad, volumen a volumen de los gases en el aceite aislante de transformadores a 101 kPa y 25°C es la siguiente, en porcentaje:

GAS	PORCENTAJE (%)
<i>Hidrógeno (H₂)</i>	<i>7,0</i>
<i>Nitrógeno (N₂)</i>	<i>8,6</i>
<i>Monóxido de Carbono (CO)</i>	<i>9,0</i>
<i>Oxígeno (O₂)</i>	<i>16,0</i>
<i>Metano (CH₄)</i>	<i>3,00</i>
<i>Dióxido de Carbono (CO₂)</i>	<i>120,0</i>
<i>Etano (C₂H₆)</i>	<i>280,0</i>
<i>Etileno (C₂H₄)</i>	<i>280,0</i>
<i>Acetileno (C₂H₂)</i>	<i>400,0</i>

Tabla 3.3 – Solubilidad de los gases en el aceite de un transformador

Investigaciones en laboratorio llevan a la conclusión de que las burbujas de los gases se disuelven totalmente en el aceite cuando el no estuviera saturado y desde que su contacto con el mismo se dé por tiempo prolongado.

Si el contacto fuera por un corto espacio de tiempo, las burbujas de los gases no se disolverán totalmente y el exceso se acumulará en la parte superior del transformador en el relé buchholz.

Los análisis de gases recogidos del relé buchholz comprueban que, cuando el aceite está saturado de gases, puede haber un cambio entre los gases disueltos y los de la burbuja, hasta ser alcanzado un estado de equilibrio.

3.2 FACTORES DE LA CONTAMINACIÓN Y/O DEGRADACIÓN DEL AISLAMIENTO EN LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN

Como ya se mencionó en la unidad anterior, existe una gran similitud entre los materiales aislantes que forman parte de la estructura de aislamiento de los transformadores de instrumentación con los transformadores de potencia. Esto, debido a su semejanza en principio y funcionabilidad; basando su estructura de aislamiento en la aplicación de papel y madera impregnados con aceite.

La estructura de aislamiento de estos equipos, a diferencia de los transformadores de potencia, no se ve amenazada en gran escala por la contaminación de humedad o ingreso de aire atmosférico, esto, debido a que son fabricados para operar herméticamente sellados, sin necesidad de inspecciones internas para su inicial puesta en servicio o mantenimiento.

Salvo la existencia de una falla proveniente desde su fabricación, este podría presentar algún problema, el cual sería detectado con los ensayos en campo aplicados tanto en la recepción como el control de los periodos de mantenimiento del mismo.

3.3 FACTORES DE LA CONTAMINACIÓN Y/O DEGRADACIÓN DEL AISLAMIENTO EN LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA

3.3.1 INTERRUPTORES A GRAN VOLUMEN DE ACEITE (TIPO GVO)

3.3.1.1 La contaminación del aislamiento sólido por humedad

Al igual que los transformadores de potencia, durante la operación del interruptor podrá ocurrir la contaminación del aislamiento sólido por humedad, con consecuente reducción de su vida útil de operación. La principal fuente de ingreso de humedad, se puede dar durante la inspección interna en el recibimiento del equipo, en el periodo de montaje e instalación de sus accesorios y durante algún mantenimiento que involucre la apertura de la cuba del interruptor; siendo el tiempo de exposición y las condiciones atmosféricas los factores que contribuyen para su ingreso.

Las partes aislantes sólidas que se ven mayormente afectadas por la consecuente penetración de humedad en el interruptor son, la varilla de operación y ensamblaje guía fabricadas normalmente en madera. Estas se ven amenazadas por los siguientes motivos:

- 1) Se producen cambios irregulares en su estructura o forma, provocándose pandeos que dificultan su movimiento adecuado.

- 2) Se crean a través de ellas caminos de posibles corrientes de descarga, con peligrosas consecuencias.

Igual situación ocurre en las chimeneas con rejilla de desionización (o cámaras aislantes de interrupción), donde su fibra, al verse expuesta a la penetración de humedad, esta puede dilatarse y sufrir modificaciones en su forma.

3.3.1.2 El arco de ruptura y sus efectos en el aceite aislante

La inmersión de los contactos de ruptura en el aceite, no evita la formación del arco durante la separación de los contactos pero, en cambio, se consigue que la energía absorbida para la vaporización y descomposición del aceite, pueda utilizarse para enfriar enérgicamente la columna del arco y los propios contactos.

Las temperaturas en el centro del arco pueden alcanzar valores tan altos como del orden de 6000 a 8000 °C. Esto provocará la descomposición del aceite y dará lugar a la formación de carbón y liberación de gases, que bajo determinaciones experimentales se encuentran en el siguiente orden:

<i>Hidrógeno</i>	83%
<i>Metano</i>	9%
<i>Etileno</i>	4,2%
<i>Etano</i>	3,6
<i>Propano</i>	0,2%

Se puede apreciar que entre los gases generados, el hidrógeno predomina, a tal punto que se podría decir que el arco quema en una atmósfera de hidrógeno. Cabe recalcar que, todos estos gases están fuertemente ionizados, es decir, de sus átomos se han arrancado electrones.

El campo eléctrico originado por la tensión de reestablecimiento, impulsa a los iones positivos hacia el contacto que actúa como cátodo, mientras que los electrones y los iones negativos, rechazados por el cátodo, se dirigen hacia el ánodo. Los choques producidos por el movimiento de estas partículas producen nuevos iones, con lo que se aumenta la ionización de la columna que rodea al arco, contribuyendo también la emisión termoiónica de los contactos, que frecuentemente llegan a la temperatura de incandescencia por causa de la energía del arco en el momento de la ruptura. Esta masa de gases ionizados forma una bolsa en el seno del aceite, en cuyo interior se haya el arco.

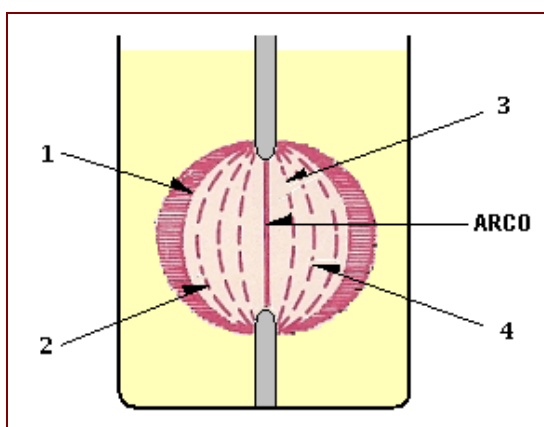


Figura 3.17 – Representación esquemática del proceso de ruptura en un interruptor inmerso en aceite aislante: 1) Zona de Vaporización, 2) Vapor saturado, 3) Hidrógeno, 4) Vapores recalentados

El núcleo del arco, queda rodeado de una zona de hidrógeno con temperatura de 500 a 800°C, que al ser éste, un gas con conductividad térmica bastante elevada, permite que se procese de manera eficiente la retirada de calor de las proximidades del arco. Alrededor de la capa de hidrógeno se encuentra una capa de vapor recalentado y sobre esta, una capa de vapor saturado cuya periferia constituye la zona de vaporización.

El proceso de desionización del arco es debido, principalmente a la presencia del hidrógeno, cuya acción desionizante es 7,5 veces superior a la del aire.

La polución del aceite por el carbón producido por el arco, aunque no afecta a sus cualidades desde el punto de vista de extinción del arco, si reduce sus propiedades dieléctricas, ensucia los contactos y los diferentes órganos y aislantes sumergidos en el aceite. Cabe recordar que éste es más peligroso al depositarse sobre la superficie de los aisladores bajo la acción de los campos electrostáticos.

Las partículas de carbón reducen la rigidez dieléctrica si ellas permanecen suspendidas en el aceite en apreciables cantidades, bajo normales circunstancias; no obstante, el carbón se aglomera y asienta en el fondo del tanque; la humedad ayuda a esta aglomeración y asentamiento.

Los gases pueden formar mezclas explosivas con el aire, que en caso de inflamar el aceite, provocarán consecuentemente la explosión del interruptor.

En conclusión todo el aceite usado en interruptores está sujeto al deterioro en servicio debido a la carbonización y a la presencia de agua, aún bajo las condiciones más favorables. Es por lo tanto esencial hacer inspecciones, pruebas periódicas y purificar el aceite siempre que sea necesario para mantenerlo en buena condición. Raramente necesitará ser cambiado por excesiva oxidación.

3.3.2 INTERRUPTORES A GAS HEXAFLUORURO DE AZUFRE SF₆

3.3.2.1 Degradación del gas hexafluoruro de azufre (SF₆) por efecto del arco de ruptura

Las descargas eléctricas tienden a descomponer el gas en una intensidad proporcional a la energía de las mismas. Sobre la influencia del arco de ruptura, el SF₆ se descompone en sus elementos atómicos conforme la siguiente ecuación:

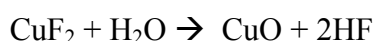


Disminuyendo la temperatura, la reacción se da rápidamente en la dirección opuesta, recomponiendo el SF₆. La restauración del gas sería total si no hubiese

reacciones secundarias entre el gas descompuesto y los metales vaporizados de los contactos y otras partes estructurales del interruptor.

Los productos más comunes de estas reacciones secundarias son los fluoruros de cobre o tungsteno, tales como CuF_2 y WF_6 . Estos compuestos, sin embargo, son también no conductores, por lo tanto, una eventual asentamiento de los mismos en las paredes de la cámara del interruptor, no irá a afectar el desempeño del equipo. También podrá haber la formación de compuestos secundarios del azufre como el SF_4 y el S_2F_2 (no conductores).

Si el SF_6 contuviera humedad, los productos secundarios ya mencionados, irán a reaccionar con el agua, liberando *ácido fluorhídrico* altamente corrosivo a materiales, conteniendo silicio (vidrio y porcelana) y tóxico, de acuerdo con las siguientes reacciones:



En el caso de los interruptores de potencia, el SF_6 se encuentra en un sistema cerrado y prácticamente exento de humedad por toda la vida útil del equipo. Además de esto existe la presencia de filtros con elementos deshumidificadores para cualquier eventualidad, de manera que, el problema de humedad y de sus consecuencias, prácticamente no existe.

Se produce una cierta degradación del gas después de muchas extinciones de arco; sin embargo esta degradación es muy pequeña y tiene un efecto despreciable sobre la rigidez dieléctrica y las propiedades de extinción del gas SF₆.

Un arco producido con una energía de aproximadamente 1700kJ, descompone de manera significativa el gas SF₆. Investigaciones han comprobado que producto de una descomposición de esta magnitud, se generan grandes cantidades de SOF₂. Es así que se concluye, que la tasa de producción de dicho producto de descomposición, depende directamente de la energía del arco que ocurre en el gas.

3.4 FACTORES DE LA CONTAMINACIÓN Y/O DEGRADACIÓN DEL AISLAMIENTO EN LOS EQUIPOS ENCAPSULADOS

3.4.1 Análisis de la contaminación del gas SF₆ en operación

Las impurezas tienen un pequeño efecto sobre las características eléctricas del gas SF₆. Esto se lo ha podido constatar en varios análisis realizados por la MITSUBISHI ELECTRIC CORPORATION a equipos encapsulados luego de algunos años en operación.

El compartimento del interruptor, es el que presenta mayor concentración de contaminantes en el gas SF₆, debido a la presencia a la descomposición de gases

producto del arco de interrupción. Estos contaminantes que generalmente se producen, se han determinado en base a muestras analizadas, y un ejemplo de ellas se detalla a continuación:

CARACTERÍSTICA TÉCNICA	Resultados de análisis de la muestra de gas
<i>Contenido de agua, en ppm</i>	3,7
<i>Fluoruro Hidrolizable, % en peso del gas</i>	0,03
<i>CF₄, % en peso del gas</i>	0,018
<i>Acidez, % en peso del gas</i>	0,6
<i>Pureza, % en peso del gas</i>	99.7

Tabla 3.4 – Resultados del análisis de una muestra de gas SF₆ del compartimento de un interruptor después de 10000 operaciones.

- El contenido de agua se hace presente desde el momento del montaje, situación en la cual se hace factible su ingreso en pequeñas proporciones, a pesar del cuidado empleado durante el proceso. El valor de 3,7 de la tabla, está muy por debajo del máximo recomendado por la norma, el cual corresponde a 10ppm.
- El contenido de fluoruro hidrolizable corresponde a la concentración de compuestos con fluoruro producto de la hidrólisis del SF₄, como reacción secundaria entre el gas descompuesto por el arco y los metales vaporizados de los contactos u otras partes estructurales del interruptor. El valor de 0,03 de la tabla, esta muy por debajo del máximo recomendado por la norma, el cual corresponde a 1%.

- El contenido de CF_4 es originado en el espacio del arco debido a los compuestos de carbono, tales como, compuestos orgánicos y CO_2 . El CO_2 es formado por la oxidación de material orgánico presente en el interruptor. El valor de 0,018 de la tabla, esta muy por debajo del máximo recomendado por la norma, el cual corresponde a 0.05%.
- El contenido de acido corresponde a la suma de SOF_2 , SO_2 , HF (originados por la hidrólisis del SF_4) y SF_4 . El valor de 0,6 de la tabla, esta muy por encima del máximo recomendado por la norma, el cual corresponde a 0.3%.

En conclusión, significativa contaminación del gas SF_6 por humedad, no es común en los equipos encapsulados, debido a su total operación hermética y a la restricción de las inspecciones periódicas internas, que podría ser la única fuente más probable de su ingreso. Sólo correspondería poner especial cuidado en el compartimento del interruptor, donde el arco de interrupción, incide sobre las propiedades dieléctricas del gas aislante, tal como se explica en el literal 3.3.2.1. Además, este último es el más propenso a ser abierto para trabajos de mantenimiento en los contactos, luego de cierto número de operaciones, recomendado por el fabricante.

3.5 FACTORES DE LA CONTAMINACIÓN DE LOS BUSHING'S Y AISLADORES EN GENERAL

3.5.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Los bushing's y aisladores en general, a pesar de cumplir similar función básica de brindar al ambiente una distancia segura de aislamiento entre puntos energizados y tierra, poseen una importante diferencia en cuanto a su funcionalidad.

Los *bushings* en servicio son recorridos en su interior por una corriente eléctrica, la cual crea un campo magnético que aporta en la fijación de partículas y óxidos metálicos en la superficie de la porcelana. En tanto que, los *aisladores* no son recorridos por alguna corriente eléctrica y no están sujetos a este tipo de fenómeno.

Esta característica contribuye considerablemente a los efectos de la contaminación radicada especialmente en la superficie exterior de la porcelana expuesta al ambiente, que es por donde se crean los caminos preferenciales de descargas.

3.5.2 AGENTES CONTAMINANTES

Los agentes contaminantes del ambiente pueden ser *inorgánicos* y *orgánicos*. Los primeros son considerados como los principales agentes de la contaminación de los bushing's y aisladores.

Los agentes inorgánicos, pueden ser: cenizas, partículas de carbón y metálicas, sales inorgánicas (cloruro de sodio, sulfato de sodio, cloruro de magnesio), ácidos, polvo de cemento, polvo de arcilla, polvo de piedra calcárea, arena, fertilizantes y otros.

Cuando se combinan con el agua, las sales minerales liberan iones y el electrolito formado es propicio para conducir la corriente superficial. Los polvos de cemento, arcilla y piedra calcárea, y los fertilizantes orgánicos no son conductores, pero pueden ser hidrofílicos y mantener húmeda la superficie del aislador. Si la humedad es elevada, pueden pasar de no conductores a conductores y crear la situación crítica de descarga superficial.

Los agentes orgánicos, pueden ser: polen, esporas de vegetales, bacterias y otros. Estos no son conductores, aunque adicionalmente se combinen con agua.

3.5.3 PROCESO DE LA CONTAMINACIÓN

Se considera que el movimiento de los vientos y el depósito de humedad, son los dos factores más influyentes en el proceso de contaminación de los bushing's y aisladores en general.

Investigaciones realizadas coinciden en que los bushing's y aisladores más próximos a la fuente de contaminación no son efectivamente contaminados en

comparación con los situados a distancias mayores. Por tanto, la causa probable de este fenómeno es el régimen de los vientos.

La dirección de los vientos es un factor importante en la contaminación de los bushing's y aisladores.

La condensación de la humedad en la superficie de un aislador es otro factor que contribuye en la contaminación. Esta ocurre cuando la temperatura del aislador alcanza el punto de rocío, apreciable por lo general en las horas frías de la madrugada.

La humidificación de los bushing's y aisladores por la lluvia y la neblina favorece la adherencia de partículas extrañas en su superficie.

Es de conocimiento, que muchas explosiones de los bushing's, han sido consecuencia de infiltración de humedad en su parte interna, ocurriendo descargas francas del conductor al flange con rompimiento del dieléctrico (porcelana). Este hecho puede ser explicado, considerándose que los bushing's con aislamiento no condensivo presentan un proceso de pequeñas descargas entre la parte interna de la porcelana y el conductor. Tales descargas pueden con el tiempo ocasionar la oxidación del conductor, bien como, la oxidación del aire interno en el bushing. Así en el caso de infiltración podrá haber una descarga en esta región, por tratarse del punto de mayor gradiente de potencial.

CAPÍTULO IV

4. LOS ENSAYOS DIELECTRICOS Y SU APLICACIÓN EN EL CONTROL DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LOS EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN

4.1 DEFINICIÓN DE ENSAYOS DIELECTRICOS

Se define como ensayos dieléctricos, al conjunto de mediciones y verificaciones que se efectúan para determinar las características del sistema de aislamiento de un equipo.

El término “sistema de aislamiento” se refiere al subconjunto total de materiales aislantes que se involucran en la construcción de un equipo eléctrico, con la finalidad de interactuar entre sí y brindar una barrera de aislamiento entre sus partes conductoras y entre estas con respecto a la masa sólidamente aterrizada.

Someter los materiales aislantes de los equipos de alta tensión a determinados ensayos dieléctricos, es demostrar si ellos son aptos para soportar los requisitos especificados. De esta forma, se tiene una cierta garantía de que los materiales eléctricos de alta tensión podrán operar satisfactoriamente en las condiciones reales del sistema, simuladas durante los ensayos.

4.2 CLASIFICACIÓN DE LOS ENSAYOS DIELECTRICOS

1) En cuanto al tipo de tensión utilizada

- a. Tensión AC (Sinusoidal)
- b. Tensión DC
- c. Tensión de Sobrevoltaje

2) En cuanto a la finalidad u objetivo

- a. Ensayos de aceptación
 - Ensayo de aceptación en fábrica
 - Ensayo de aceptación en campo
- b. Ensayos de mantenimiento (periódicos)
- c. Ensayos después de una falla

3) En cuanto a las condiciones ambientales

- a. Ensayos en ambiente seco
- b. Ensayos sobre lluvia artificial
- c. Ensayos de polución artificial

4) En cuanto al nivel de sollicitación dieléctrica

- a. Ensayos destructivos
- b. Ensayos no destructivos

4.3 PRINCIPIO BÁSICO DE LOS ENSAYOS DIELECTRICOS

4.3.1 ENSAYOS AC

4.3.1.1 Ensayo para la determinación del Factor de Potencia y/o Factor de Pérdidas del aislamiento

4.3.1.1.1 Teoría fundamental en la que se basa este ensayo

El sistema de aislamiento asociado con los diferentes equipos de alta tensión, frecuentemente consiste de una mezcla de partes componentes no homogéneas. Una representación esquemática exacta de este sistema como tal, puede ser completamente compleja y difícil de componer, talvez consistiendo de un número de elementos resistores y capacitores arreglados de muchas formas.

Para discusión y análisis, es conveniente representar un espécimen de aislamiento por un solo capacitor combinado con un solo resistor. El elemento capacitor representa la capacitancia fundamental del espécimen (es decir, su

habilidad para almacenar eléctricamente cargas separadas), mientras que el elemento resistor representa las pérdidas (en Watts) disipadas en el aislamiento cuando un voltaje es aplicado. De este modo, existen dos formas posibles para combinar estos elementos, según se muestra en la siguiente figura:

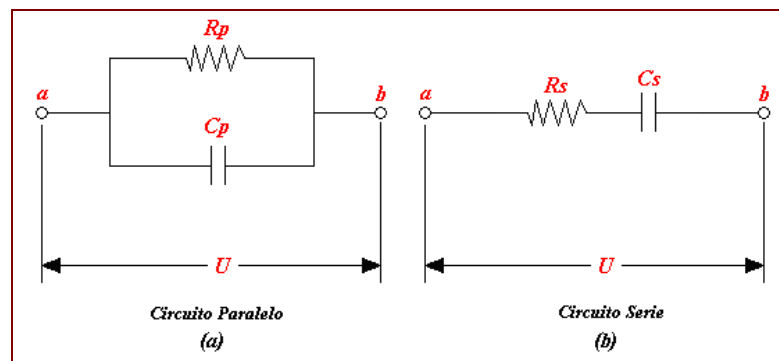


Figura 4.1 - Circuitos equivalentes simplificados de un espécimen de aislamiento

Por lo tanto, un espécimen de aislamiento que tiene un factor de potencia dado como medida entre sus terminales, puede ser representado igualmente por un circuito serie (C_s y R_s) o paralelo (C_p y R_p).

El sistema de aislamiento de los equipos de alta tensión es seleccionado en parte por su bajo factor de potencia, y el instrumento empleado para su determinación, normalmente basa su análisis en el circuito equivalente en paralelo (C_p y R_p); siendo U , la diferencia de potencial aplicada durante el ensayo.

Un *aislamiento ideal* se comporta como un capacitor sin pérdidas, que ante la presencia de un voltaje alterno será recorrido por una corriente de carga I_c , adelantada en 90° respecto a la tensión aplicada. En tanto que, con un *aislamiento real*, adicionalmente a la corriente de carga aparece una corriente activa I_a en fase con la tensión aplicada, originando una fuga de potencia activa a través del aislamiento, la que se manifiesta produciendo calentamiento debido al efecto Joule.

Así, al someter el dieléctrico a una tensión alterna U , fluirá una corriente I en su interior (corriente de fuga), mayor o menor dependiendo de la rigidez dieléctrica del material. Esta corriente puede ser subdividida en una componente reactiva capacitiva (I_c) y una componente activa (I_a). El ángulo δ formado entre I e I_c es llamado el *ángulo de pérdidas dieléctricas*, el mismo que se lo aprecia en la siguiente figura:

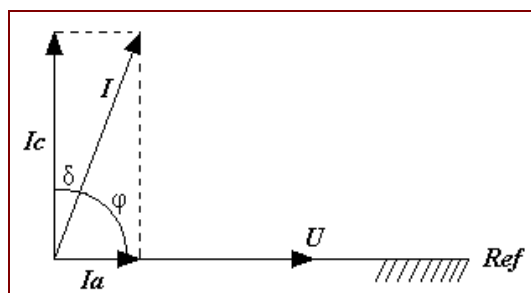


Figura 4.2 - Diagrama fasorial simplificado de las corrientes presentes en el dieléctrico

De este diagrama vectorial se puede definir lo siguiente:

$$\operatorname{tg}(\delta) = \frac{I_a}{I_c} \quad (4.1)$$

la misma expresión que en términos porcentuales se expresaría como:

$$\operatorname{tg}(\delta) = \frac{I_a}{I_c} \cdot 100\% \quad (4.2)$$

Para un aislamiento ideal, I_a es igual a cero, y de acuerdo a la expresión anterior la $\operatorname{tg}(\delta)$ también sería igual a cero; pero en la práctica I_a es mayor que cero y la $\operatorname{tg}(\delta)$ toma diferentes valores, de acuerdo con la calidad del aislamiento, siendo estos crecientes a medida que se produce su deterioración o envejecimiento.

La magnitud I_a/I_c conocida como “la tangente de delta” ($\operatorname{tg}(\delta)$) se denomina “**Factor de Pérdidas del aislamiento**” o “**Factor de Disipación**”, y esta permite verificar las condiciones iniciales de un aislamiento y de igual forma detectar las variaciones en las características de este a lo largo de su vida útil.

Considerándose el ángulo δ un ángulo muy pequeño, se tiene que aproximadamente:

$$\cos(\varphi) = \operatorname{tg}(\delta) \quad (4.3)$$

Siendo φ el ángulo entre la tensión aplicada U y la corriente de fuga resultante I , se define el $\cos(\varphi)$ como el “**Factor de Potencia del aislamiento**”. En otros términos el $\cos(\varphi)$, también es equivalente a la relación entre la potencia en Watt (W) disipada en el material y el producto de la tensión sinusoidal eficaz U y la corriente de fuga I , en Volt-ampere (VI).

$$\cos(\varphi) = \frac{\text{Watts}}{VI} \quad (4.4)$$

Debido a que para ángulos δ pequeños, el factor de potencia del aislamiento es aproximadamente igual al factor de pérdidas, el $\cos(\varphi)$ también puede utilizarse para calificar las condiciones del aislamiento.

Cabe recalcar, que aunque el factor de potencia sea definido por la misma expresión matemática que la de un circuito de corriente alterna, los conceptos no deben ser confundidos. Mientras que en un circuito de corriente alterna el factor de potencia debe asumir valores altos; en el caso del dieléctrico, este deberá ser lo menor posible.

Las pérdidas por calentamiento que surgen en el dieléctrico, cuando este es sometido a un campo eléctrico producido por la tensión aplicada de ensayo, pueden ser calculadas a través de la siguiente expresión:

$$P_{di} = U^2 \omega C \operatorname{tg}(\delta) \quad (4.5)$$

donde:

P_{di} : pérdidas en el dieléctrico, (Watts);

U : tensión aplicada, (Voltios);

ω : frecuencia angular $2\pi f$ (rd/s), siendo f la frecuencia de la tensión aplicada;

C : capacitancia del dieléctrico, (faradios);

$\operatorname{tg}(\delta)$: tangente de pérdidas.

El factor de potencia siempre será la relación de los watts de pérdida entre la carga en voltios-amperios, y el valor obtenido será independiente del área o espesor del aislamiento y dependerá únicamente de la humedad, la ionización y la temperatura.

No existe hasta el presente momento una relación de valores límites que pueda traducir de inmediato las condiciones dieléctricas de un equipo, siendo que cada uno posee su factor de potencia específico. Debido a este hecho, se debe obtener un primer factor de potencia en el momento de la recepción del equipo y las demás mediciones deben ser periódicamente hechas y comparadas con los valores anteriores.

4.3.1.1.2 Principio de funcionamiento del instrumento utilizado para el ensayo

El instrumento utilizado para la determinación del factor de potencia del aislamiento de un equipo, normalmente basa su análisis en la determinación de los Volt-amperes y las pérdidas en Watts que se generan en el mismo durante el ensayo, esto para una tensión de ensayo AC de acuerdo al modelo utilizado.

Su principio de funcionamiento, se basó en el uso de varios circuitos básicos conocidos como “PUENTES”. El primero de ellos es el “PUENTE SCHERING” fabricado por HARTMANN & BRAUN, y se lo empleó para la medición de capacitancias y resistencias del sistema de aislamiento de los equipos, siendo su esquema básico el siguiente:

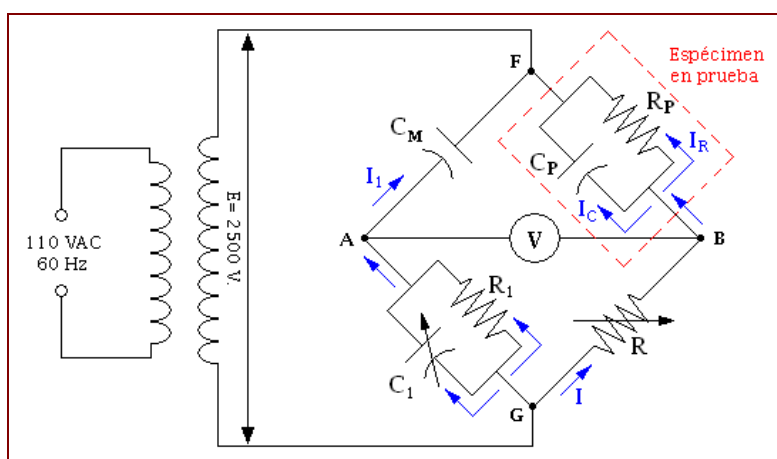


Figura 4.3 - Circuito básico de un Puente Schering

Dos de las ramas de este circuito, constituida la una por el condensador de aire sin pérdidas C_M y la otra por el espécimen en prueba (C_p y R_p), se hallan sometidas a la alta tensión; en tanto que las otras dos, formadas por las resistencias de precisión R_I y R , y el condensador regulable C_I , se hallan conectadas a bajo voltaje.

La medición se efectúa variando C_I , R_I y R , hasta conseguir el equilibrio del puente, marcando cero el instrumento, es decir $V_{AB}=0$. En este instante se tiene que:

$$\frac{1}{\left(\frac{1}{R_p + jC_p \omega}\right)} \cdot \frac{1}{\left(\frac{1}{R_I + jC_I \omega}\right)} = R \cdot \left(\frac{1}{jC_M \omega}\right) \quad (4.6)$$

de donde:

$$C_p = \left(\frac{R_I}{R}\right) \cdot \left(\frac{C_M}{1 + (R_I C_I \omega)^2}\right) \quad (4.7)$$

$$R_p = \left(\frac{R}{R_I}\right) \cdot \left(\frac{1 + (R_I C_I \omega)^2}{(R_I C_I C_M \omega)^2}\right) \quad (4.8)$$

Con estos valores, finalmente es posible calcular el factor dieléctrico de disipación por:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{1}{(R_p C_p \omega)} \quad (4.9)$$

donde $\omega = 2\pi f$

Posteriormente, el factor de potencia del aislamiento, también pudo ser determinado utilizándose instrumentos especiales construidos por la DOBLE ENGINEERING COMPANY, conocidos por el nombre de “PUENTES DOBLE”. De estos, existen dos tipos en el mercado y se diferencian por la tensión de ensayo aplicada, la cual puede ser de 2500 o 10000 Voltios AC.

El primer Puente Doble puede ser utilizado en cualquier equipo eléctrico cuyo aislamiento soporte por lo menos 2500 Voltios y su circuito básico es el siguiente:

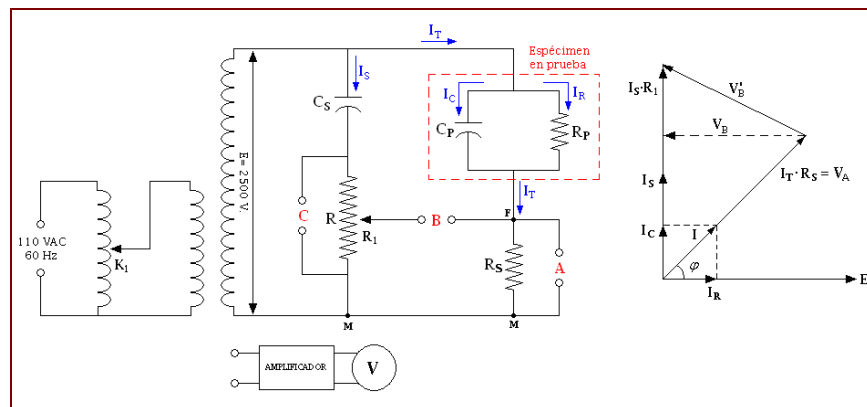


Figura 4.4 - Circuito básico y diagrama fasorial de un Puente Doble de 2500 Voltios.

donde:

E : es el voltaje de ensayo (2500 Voltios)

C_S : es un capacitor padrón (de aire), propio del instrumento, colocado en serie con el resistor R variable.

I_T : corriente total del espécimen bajo ensayo, compuesta de sus componentes capacitiva I_C y activa I_R .

R_S : es un resistor padrón, fijo, del instrumento;

V : es un voltímetro graduado en MVA y MW, de 0 a 100, acoplado a un amplificador, que puede ser conectado en A, B o C.

C_P y R_P : representan el equivalente en paralelo de la capacitancia y la resistencia del espécimen bajo ensayo.

El instrumento es construido de tal modo que:

$$\frac{1}{C_S \cdot \omega} \gg R \qquad \frac{1}{C_P \cdot \omega} \gg R_S \qquad (4.10)$$

El valor de la capacitancia del capacitor C_S es mucho mayor que el de la resistencia del resistor R y de igual forma con el capacitor C_P y el resistor R_S .

Por esta razón, las corrientes I_S e I_C están prácticamente adelantadas de 90° y la corriente I_R en fase con la tensión E , que es la tensión aplicada al espécimen bajo ensayo.

Cuando el amplificador es conectado en **A**, queda sometido a la diferencia de potencial $R_S \cdot I_T$, siendo por lo tanto, su indicación V_A proporcional a I_T , una vez que R_S es fija. La lectura será en la escala graduada en mVA, debido a que corresponde a la corriente total que recorre el espécimen bajo ensayo.

Cuando el amplificador es conectado en **B**, la resistencia R es variada hasta que el indica un valor mínimo correspondiente al fasor V_B del diagrama, teniendo las siguientes relaciones

$$V_B = R_S \cdot I_T \cos(\varphi) \quad (4.11)$$

$$I_R = I_T \cos(\varphi) \quad (4.12)$$

De las cuales al reemplazar la ecuación (4.12) en la ecuación (4.11), se tiene finalmente que:

$$V_B = R_S \cdot I_R \quad (4.13)$$

Esta expresión muestra que V_B es proporcional a la componente activa I_R , debiendo por lo tanto, ser efectuada la lectura en la escala graduada en mW en esta posición.

Del diagrama fasorial mostrado en la figura 4.4, se verifica que el factor de potencia $\cos(\varphi)$ está dado por:

$$\cos(\varphi) = \frac{V_B}{V_A} = \frac{R_S \cdot I_R}{I_T \cdot R_S} = \frac{I_R}{I_T} \quad (4.14)$$

Es decir:

$$\cos(\varphi) = \frac{mW}{mVA} \quad (4.15)$$

El segundo Puente Doble cuya tensión aplicada es de 10000 V, es utilizado en equipos de mayor tensión (mayores a 138KV) y su circuito básico es el siguiente:

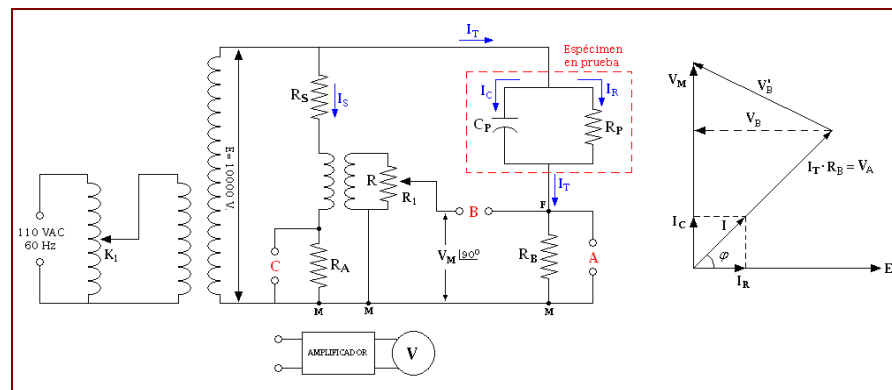


Figura 4.5 - Circuito básico y diagrama fasorial de un puente Doble de 10000 Voltios

donde:

E : es el voltaje de ensayo (10000 Voltios)

I_T : corriente total del espécimen bajo ensayo, compuesta de sus componentes capacitiva I_C y activa I_R .

R_s : es un resistor patrón de alta resistencia ohmica, propio del instrumento.

R_B, R_A : son resistores patrón propios del instrumento.

C_P y R_P : representan el equivalente en paralelo de la capacitancia y la resistencia del espécimen bajo ensayo.

V : es un voltímetro graduado en mVA y mW, de 0 a 100, acoplado a un amplificador, que puede ser conectado en A, B o C.

Cuando el amplificador es conectado en la posición **C**, permite ajustar el puntero al final de la escala por medio de un dispositivo de control, es decir, el instrumento amplificador se normaliza, esto con la finalidad de chequearlo.

Si el amplificador es conectado en **B**, el instrumento indicará la diferencia entre las tensiones de V_A y V_M . Variándose **R**, varía la tensión V_M y se consigue para V_A un valor mínimo. Este valor, multiplicado por el factor de multiplicación correspondiente, es igual a las pérdidas dieléctricas en Watts del espécimen bajo ensayo. Además, con el amplificador en esta posición se puede obtener la capacitancia.

Cuando el amplificador es conectado en la posición **A**, la indicación en el instrumento dependerá de la caída de tensión en el resistor R_B , que es igual al producto de su resistencia por la corriente, esto es:

$$V_A = R_B \cdot I_T \quad (4.16)$$

Con el amplificador en esta posición el instrumento indicará el valor de la corriente total del espécimen bajo ensayo (en miliamperios).

Por lo tanto, al obtener los valores de pérdidas dieléctricas en Watts y de la corriente total del espécimen bajo ensayo, se podrá determinar al factor de potencia del mismo, aplicándose la formula ya mencionada:

$$FP = \cos \varphi = \frac{\text{Watts}}{E \cdot I_T} = \frac{E \cdot I_R}{E \cdot I_T} = \frac{I_R}{I_T} \quad (4.17)$$

Finalmente, la MEGGER Company crea un instrumento basado en la determinación del Factor de Disipación del aislamiento, cuyo circuito puente básico comprende de un transformador de corriente diferencial de tres arrollamientos, como muestra la siguiente figura:

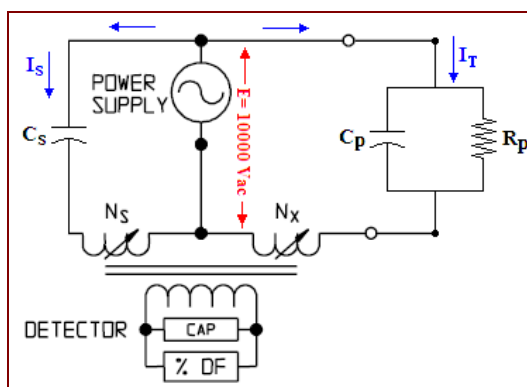


Figura 4.6 - Circuito básico y diagrama fasorial de un puente Megger de 10000 Voltios

donde:

E : es el voltaje de ensayo (0 a 10000 Voltios AC)

I_T : corriente total del espécimen bajo ensayo, compuesta de sus componentes capacitiva I_C y activa I_R .

C_P y R_P : representan el equivalente en paralelo de la capacitancia y la resistencia del espécimen bajo ensayo.

C_S : capacitancia padrón, propia del instrumento

N_S , N_X : número de vueltas de arrollamiento variable.

Los amperios-vueltas debido a la corriente I_T a través del espécimen bajo ensayo (C_P) son balanceados por los amperios-vuelta debido a la corriente I_S pasando a través del capacitor de referencia C_S . El mismo voltaje es aplicado a los dos capacitores por la fuente de voltaje. Un balance amperio-vuelta es obtenido por la componente de cuadratura de la corriente (debido a la capacitancia), por ajuste automático de las vueltas N_x y N_s .

Desde que la corriente del espécimen I_T incluye una componente en fase debido a pérdidas y una componente en cuadratura debido a la capacitancia del aislamiento, una corriente residual aparecerá en el tercer arrollamiento después de que la capacitancia ha sido balanceada. Esta última representa la componente de pérdidas de la corriente de ensayo, la cual es automáticamente balanceada para producir el factor de disipación.

En las *figuras anexas 4.1.A,B,C,D,E,F,G,H,I* se presentan en detalle los instrumentos de ensayo actualmente usados para la determinación tanto del Factor de Potencia como del Factor de Disipación del aislamiento de los equipos de alta tensión, además sus principales componentes y accesorios.

MODOS DE ENSAYO

Independientemente del fabricante o modelo (antiguo o moderno), estos instrumentos de ensayo presentan como particularidad en común, disponer en su diseño la selección del tipo de modo de ensayo a aplicar, designados como: *modo UST, modo GSTground o modo GSTguard*.

Para entender el significado de cada uno de estos modos partimos del análisis del ensayo aplicado a un capacitor normal como muestra la siguiente figura:

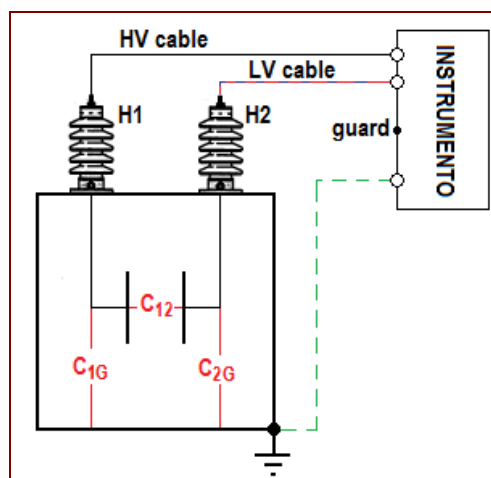


Figura 4.7 - Esquema de análisis de un capacitor para interpretar los modos de ensayo

1) Modo UST

En este modo se analiza exclusivamente la corriente que circula a través del aislamiento del capacitor C_{12} , efectuando la medición entre los bushing's $H1$ y $H2$. Adicionalmente el instrumento de ensayo discrimina de la medición la corriente de fuga que circula entre el bushing $H1$ y tierra, conectando internamente a guarda la masa sólidamente aterrizada del equipo en análisis.

2) Modo GSTground

En este modo el instrumento internamente conecta a tierra el cable LV (de bajo voltaje) y efectúa la medición entre el bushing $H1$ de aplicación de alto voltaje y la masa del equipo sólidamente aterrizada, analizándose con el ensayo las corrientes que circulan a través de los aislamientos C_{1G} y C_{12} en paralelo.

3) Modo GSTguard

En este modo el instrumento internamente conecta a guard el cable LV (de bajo voltaje), para discriminar del análisis la corriente que circula a través del aislamiento C_{I2} . De esta forma, se analiza exclusivamente la corriente que circula a través del aislamiento C_{IG} involucrado entre el bushing **HI** de aplicación de alto voltaje y la masa del equipo sólidamente aterrizada.

En conclusión, la función de cada uno de estos modos de ensayo es determinar la sección de aislamiento a analizar tomando como referencia principal el punto de aplicación de alto voltaje (que para este caso fue el bushing HI).

4.3.1.1.3 Factor de Potencia versus Factor de Disipación

El *factor de potencia* y el *factor de disipación* son casi iguales hasta un valor de 10%, valor por debajo del cual se hallan la mayoría de los resultados de ensayos de aislamiento de equipos de alta tensión. Dentro de este rango de valores, no se puede suponer que una terminología sea “mejor” que la otra para indicar la calidad del aislamiento.

Sin embargo, la ventaja de utilizar el factor de potencia, es que éste permite analizar el rango total de valores posibles del aislamiento de un equipo, el cual esta enmarcado entre “0” y “1”. Es decir, un espécimen con factor de potencia

“0” (sin pérdidas) es puramente capacitivo, mientras que con “1” (100%) significa que este es puramente resistivo. Por otro lado, la desventaja del factor de disipación, radica en su tendencia al infinito en el caso de un espécimen puramente resistivo. De esta forma, el factor de potencia es considerado como una mejor guía para la evaluación.

La mayoría de los instrumentos de ensayo que miden factor de disipación y que se encuentran disponibles comercialmente, tienen especificados valores máximos de $\tan(\delta)$ los cuales van de 40% a 200% (estos corresponden a ángulos δ de 22° y 63°, respectivamente); estos instrumentos no son apropiados para ensayos de diagnósticos generales para las cuales una capacidad de 90° es esencial. Entre los especímenes altamente resistivos más comunes, se encuentran, los pararrayos de bajo voltaje y aparatos de potencial tipo resistivos.

Potencialmente, todos los sistemas de aislamiento con pérdidas bajas pueden convertirse en altamente conductivos cuando se desarrollan situaciones de falla no deseables, haciendo necesaria la capacidad de medir exactamente las características de impedancia a lo ancho del rango desde capacitor hasta una resistencia pura.

Un ejemplo de lo explicado anteriormente se muestra en la siguiente tabla, que compara el porcentaje de Factor de Potencia (%FP) con el porcentaje de Factor de Disipación (%FD) para varios ángulos.

φ°	%FP (% $\cos(\varphi)$)	δ°	%FD (% $\tan(\delta)$)
90.00	0.00	0.00	0.00
84.26	10.00	5.74	10.05
81.37	15.00	8.63	15.18
78.46	20.00	11.54	20.42
72.54	30.00	17.46	31.45
66.42	40.00	23.58	43.65
53.13	60.00	36.87	75.00
45.00	70.71	45.00	100.00
0.00	100.00	90.00	infinito

Tabla 4.1 – Relaciones entre factor de potencia y factor de disipación

4.3.1.1.4 Factores que afectan las lecturas del ensayo

a) Influencia de la temperatura

Las características eléctricas de la mayoría de los materiales aislantes varían con la temperatura. En general, el factor de pérdidas y/o factor de potencia, aumenta con el incremento de la temperatura. Debido a este fenómeno, es de vital importancia determinar en lo posible la temperatura del espécimen en análisis, durante la ejecución de los ensayos.

Para los efectos de comparar los resultados de las mediciones obtenidas sobre un mismo equipo a diferentes temperaturas, es necesario conocer la curva de variación propia de este en particular y referir todas las medidas a una temperatura común, la cual normalmente es 20°C. En estas condiciones, la variación de los valores de la $tg(\delta)$ y el $cos(\varphi)$ se pueden atribuir exclusivamente a alteraciones en las características del aislamiento.

b) Influencia de la inducción

Cuando los ensayos se efectúan en las proximidades de equipos energizados, los valores que se obtienen pueden resultar influenciados por las tensiones inducidas en el instrumento o en el circuito de ensayo. Para reducir esta influencia, los instrumentos y cables de ensayo deberán tener un blindaje electrostático, el mismo que será conectado a tierra durante las mediciones. Este blindaje contribuye además a la protección del operador, ya que despeja cualquier tensión que pudiera aparecer por fallas de aislamiento en el circuito de ensayo, o por contactos fortuitos con fuentes externas de alta tensión. Si a pesar del blindaje se tiene la duda de la aparición de tensiones inducidas, se deben aplicar métodos correctivos.

4.3.1.2 Ensayo para medición de Descargas Parciales en el aislamiento

4.3.1.2.1 Teoría fundamental en la que se basa este ensayo

Las descargas parciales es un fenómeno que esta constituido por descargas con poca energía localizadas exclusivamente en el dieléctrico, que no provocan su perforación completa, pero pueden conllevarlo a su deterioración. Los centros de localización de tales descargas, son principalmente pequeñas burbujas gaseosas en el dieléctrico tanto sólido como líquido, en los cuales el gradiente de potencial puede superar la rigidez dieléctrica, provocando el surgimiento de pequeñas descargas localizadas. Cualquiera que sea el origen de la burbuja, la presencia de las descargas parciales provoca la descomposición del medio impregnante con formación de gas, que como primera consecuencia produce el aumento de la misma.

Considerando un medio aislante formado por dos superficies planas y suponiéndose que existe una única burbuja en su interior, tendremos:

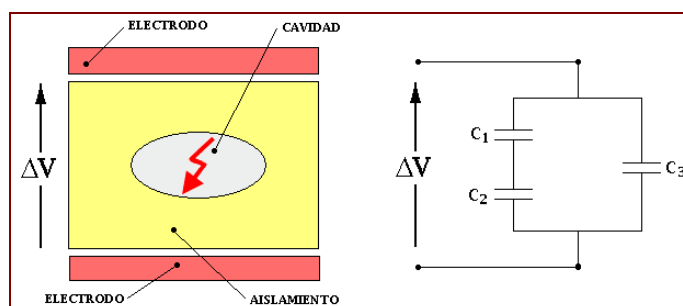


Figura 4.8 - Esquema eléctrico de un dieléctrico con presencia de una burbuja gaseosa

donde:

C_1 : Capacidad de la burbuja donde se produce la descarga parcial

C_2 : Capacidad del aislante en la región de la burbuja en serie con C_1

C_3 : Capacidad del resto del dieléctrico (prácticamente igual a la capacidad C del capacitor sin la burbuja).

ΔV : Tensión aplicada al dieléctrico.

Cuando la tensión V_1 , a la cual se encuentra sometida la burbuja C_1 , fuera instantáneamente superior a su rigidez dieléctrica, esta será cortocircuitada. En el caso de que esa tensión sea elevada, aumentará también el número de descargas, de acuerdo a lo mostrado en la siguiente figura:

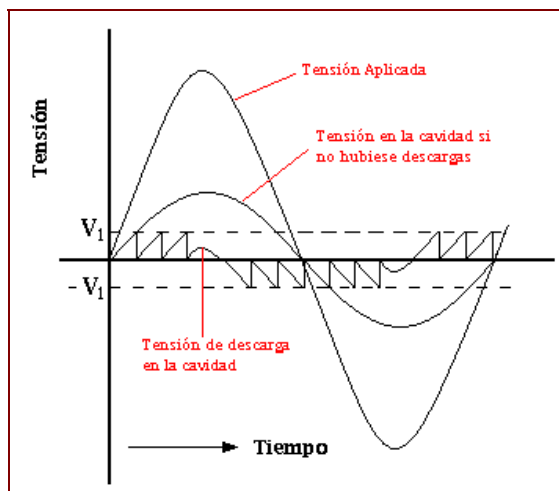


Figura 4.9 - Trayectoria de la tensión en el circuito de la figura #4.8, cuando existen las descargas parciales

A cada descarga parcial, la tensión decrece casi instantáneamente de V_1 , diferencia entre el valor de inicio y de extinción de descarga.

En el instante de la descarga, el capacitor correspondiente a la cavidad o burbuja (C_1) es cortocircuitado, inyectando una corriente I_1 en el circuito, cuya representación sería la siguiente:

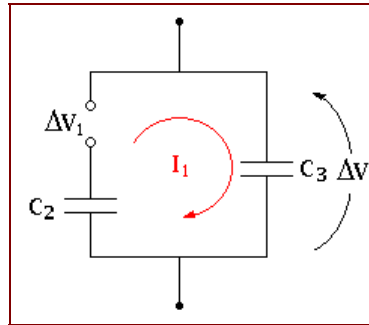


Figura 4.10 - Circuito equivalente del dieléctrico en presencia de una descarga parcial

de donde:

$$I_1 = \frac{\Delta V_1}{XC_3 + XC_2} \quad (4.18)$$

$$\Delta V = XC_3 \cdot I_1 \quad (4.19)$$

Reemplazando la ecuación (4.18) en la ecuación (4.19), se tiene lo siguiente:

$$\Delta V = \frac{XC_3}{XC_2 + XC_3} \cdot \Delta V_1 \quad (4.20)$$

$$\Delta V = \frac{1}{\frac{1}{\omega C_2} + \frac{1}{\omega C_3}} \cdot \Delta V_1$$

Por tanto, en el instante que ocurre la descarga parcial, la tensión en los terminales de C varía conforme a:

$$\Delta V = \frac{C_2}{C_2 + C_3} \cdot \Delta V_1 \quad (4.21)$$

La carga aparentemente transferida en el capacitor total (C) durante la descarga de la burbuja es:

$$q = C \cdot \Delta V \quad (4.22)$$

Mientras que, la carga real transferida durante la descarga parcial es:

$$q_1 = C_1 \cdot \Delta V_1 \quad (4.23)$$

En el momento de la descarga en la cavidad, se tiene que:

$$C = C_2 + C_3 \quad (4.24)$$

Finalmente, reemplazando las ecuaciones (4.21) y (4.24) en la ecuación (4.22) se concluye que la carga aparente es igual a:

$$q \cong \frac{C_2}{C_1} \cdot q_1 \quad (4.25)$$

Observando esta expresión final, desde el punto de vista eléctrico sería interesante conocer la carga real transferida (q_1) durante la descarga parcial del condensador C_1 . Sin embargo, esta carga no puede ser medida, debido a que las mediciones solamente pueden ser realizadas en los terminales del capacitor C . De igual manera, no se conoce la relación C_2/C_1 .

*En términos de ensayo podemos trabajar apenas con la carga que es denominada **carga aparente** (q).*

4.3.1.2.2 Instrumentos utilizados para este ensayo

La variable más significativa que puede ser medida para indicar la presencia y la magnitud de las descargas parciales, es la ***carga aparente de la descarga de mayor amplitud***.

Para poder medir esta variable pueden ser utilizados instrumentos de banda ancha (50 a 200KHz) o de banda estrecha (10KHz), adecuadamente acoplados en los circuitos de medida. La característica de las descargas parciales y su sistema de propagación, aconsejan efectuar una medición con frecuencia central de banda comprendida entre 100 y 400KHz.

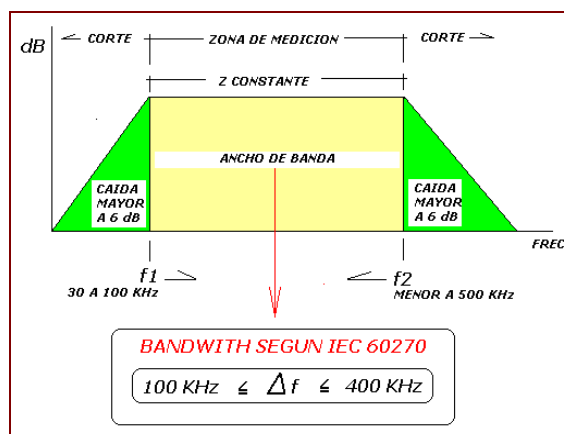


Figura 4.11 - Ancho de banda y frecuencias de corte para la medición de descargas parciales

El ancho de banda se define como el intervalo de frecuencia en donde la impedancia de transferencia Z se mantiene constante (caída no mayor a 6dB).

En el comercio existen diversos instrumentos de banda ancha fabricados especialmente para este ensayo, que muestran los resultados directamente en pico-coulomb. Algunos instrumentos indican valores de descargas parciales en decibeles (dB), pudiendo ser usados para la determinación de la carga aparente, si son debidamente calibrados en pico-coulomb.

También son utilizados instrumentos para la medida de RIV (Radio Interference Voltaje) que presentan banda pasante en torno de 10KHz y frecuencia de medición variable (Siemens). Estos instrumentos, que generan valores de μV también pueden ser utilizados para la determinación de la carga aparente, si son debidamente calibrados en pico-coulomb.

El instrumento de medida se complementa con un osciloscopio que permite individualizar la presencia de interferencias proveniente de la red de alimentación o captadas por vía electromagnética. Además, permite en algunos casos identificar el tipo de descarga que está siendo observada.

Diversos especialistas en descargas parciales no recomiendan la utilización de instrumentos de banda estrecha, principalmente cuando los valores a ser medidos fueran muy pequeños (por ejemplo en ensayos de bushing's y transformadores para instrumentos).

La medición de descargas parciales en el aislamiento en general de los equipos de alta tensión, involucra el uso de varios instrumentos básicos acoplados entre sí para su determinación; siendo estos los siguientes:

- 1) **Capacitor de acoplamiento (COUPLER):** Cumple la función de un divisor capacitivo y su voltaje nominal se elige en base al equipo a ensayar. Esto, debido a que la alta tensión es aplicada en paralelo tanto al capacitor de acople como el objeto bajo ensayo.
- 2) **Dispositivo de acoplamiento (CUADRIPOLO ó impedancia de medición):** Permite realizar mediciones sincronizadas de las descargas y reproducir la forma de onda de la tensión de ensayo. Es conocido como de “barra

pasante”, por permitir el paso de eventos que ocurren dentro de la banda de frecuencia establecida.

Cuando un cuadripolo y un capacitor de acoplamiento son conectados juntos constituyen el sistema de acople de la señal de las descargas.

- 3) **Pre-amplificador:** Eleva las señales de salida (señales de descargas) del cuadripolo (1000 a 1500 veces), las mismas que se dirigen a su destino final que es el monitor o instrumento de medición.
- 4) **Instrumento de Medición:** Permite la visualización de las descargas parciales, determinado la carga aparente de la mayor descarga generada.

Las descargas tienen una frecuencia de repetición que depende del calor que se está generando. Por lo tanto, mientras más calor se haga presente, las descargas se darán con más frecuencia. El instrumento de medición permite visualizar las descargas de las siguientes formas:

- a. **Modo fase resuelta:** las descargas se representan en forma de bastones y cada uno de ellos depende del cambio de capacidad producto del cortocircuito en las cavidades o burbujas existentes.

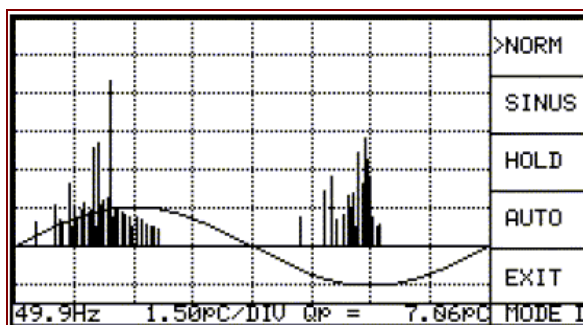


Figura 4.12 - Visualización de las descargas parciales en modo “fase resuelta”

Del grafico en referencia: 49.9Hz indica la frecuencia de repetición, 1.50pC/div la escala de medición y 7.06pC la carga aparente de la mayor descarga.

- b. Modo registro de repetición:** las descargas se representan en forma de puntos y de igual forma, cada uno de ellos depende del cambio de capacidad producto del cortocircuito en las cavidades o burbujas existentes.

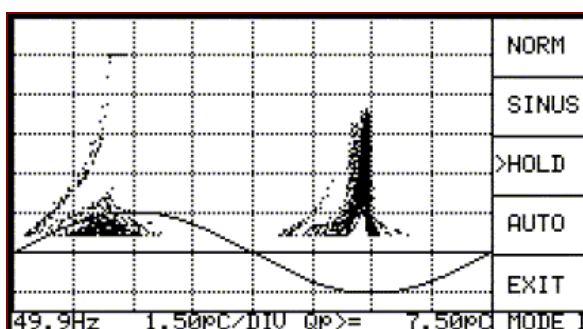


Figura 4.13 - Visualización de las descargas parciales en modo “registro de repetición”

De la figura en referencia: 49.9Hz indica la frecuencia de repetición, 1.50pC/div la escala de medición y 7.50pC la carga aparente de la mayor descarga.

- c. **Modo NQS:** representa el número de descargas por unidad de tiempo y la magnitud de la carga aparente de la mayor descarga.

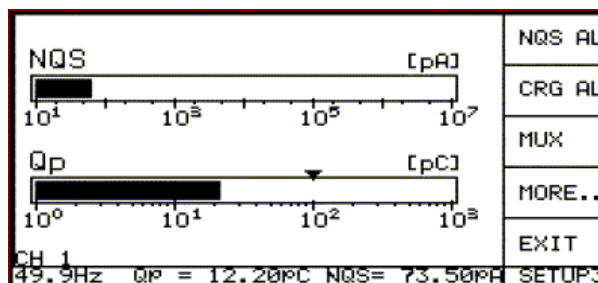


Figura 4.14 - Visualización de las descargas parciales en modo "NQS"

De la figura en referencia: 49.9Hz indica la frecuencia de repetición, 12.20pC la carga aparente de la mayor descarga y 73.50pA el número de descargas por unidad de tiempo.

- d. **Modo registro histórico:** que representa el número de descargas parciales generadas durante un periodo de tiempo en el que se efectuó una medición en línea (o tipo ON-LINE). Por lo general se debe considerar un periodo de 30 días como mínimo, dentro del cual se presentan distintas condiciones de carga del equipo bajo ensayo.

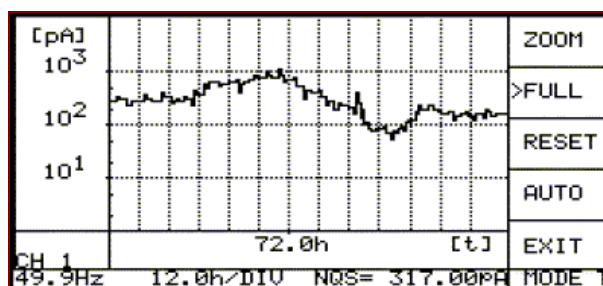


Figura 4.15 - Visualización de las descargas parciales en modo “registro histórico”

De la figura en referencia: 49.9Hz indica la frecuencia de repetición, 12.0h/div la escala de medición y 317.00pA el número de descargas por unidad de tiempo.

Para facilitar la interpretación de los resultados, en el osciloscopio se debe plasmar paralelamente la onda sinusoidal de la tensión de ensayo. La lectura de los valores con este instrumento permite identificar el tipo de descarga detectada y la experiencia del especialista en ensayos permite su interpretación. Un ejemplo de señales típicas de descargas parciales y su interpretación se presenta en las *figuras anexas 4.2.A, B, C*

- 5) **Calibrador:** Permite poner el instrumento de medición en sincronismo con la frecuencia de la luz.

El detalle sobre cada uno de estos instrumentos utilizados para la determinación de la presencia de descargas parciales en el sistema de aislamiento de un equipo, se presentan en las *figuras anexas 4.2.D, E, F, G, H, I.*

4.3.1.2.3 Circuitos fundamentales de medición (conexión de instrumentos básicos)

Según la norma IEC 60270 / 2000, los circuitos fundamentales para la medición de descargas parciales presentes en el aislamiento de un equipo, pueden darse de las tres formas siguientes:

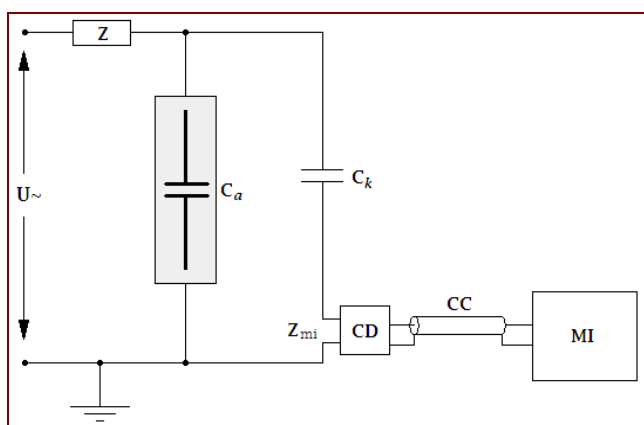


Figura 4.16a - Impedancia de medición en serie con el capacitor de acoplamiento

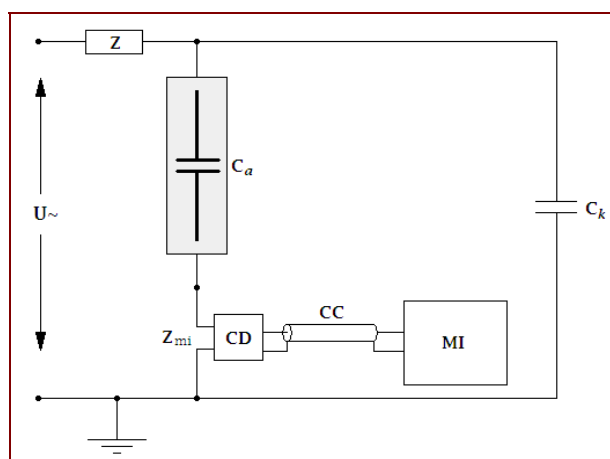


Figura 4.16b - Impedancia de medición en serie con el espécimen bajo ensayo

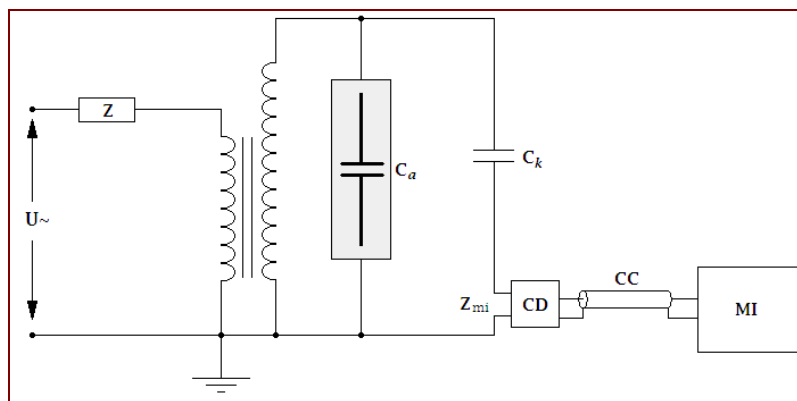


Figura 4.16c - Circuito de medición bajo tensión inducida

donde:

U_{\sim} : Fuente de alto voltaje AC

Z: **Filtro** para impedir que los impulsos provocados por las descargas parciales sean cortocircuitados por la fuente de alta tensión y para reducir las interferencias provenientes de la fuente de tensión.

C_a : Capacitancia del espécimen bajo ensayo

C_k : Capacitor de acoplamiento “Coupler”

Z_{mi} : Impedancia de medición. Varía de acuerdo con el valor de la capacitancia del objeto bajo ensayo.

CD: Dispositivo de acoplamiento “Cuadripolo”

CC: Cable (coaxial) de conexión

MI: Instrumento de medición

En la *figura anexa 4.2.J* se muestra un esquema de conexión real de los instrumentos básicos para medición, de referencia con estos circuitos de ensayo.

Después del implementar circuito de medición, este debe ser calibrado según la misma norma IEC 60270 / 2000, de modo que se establezcan sus características en función de valores conocidos de cargas en pC . Esta calibración se efectúa sin tensión, y los esquemas de conexiones se muestran en las figuras 4.16a y 4.16b. Para esto, se utiliza adicionalmente un generador de tensión en pasos G , cargando un capacitor de baja tensión C_0 .

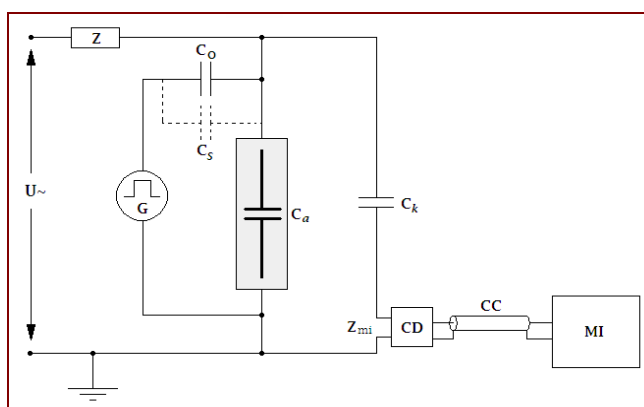


Figura 4.17a - Calibración del circuito de medición de Descargas Parciales con impedancia de medición en serie con el capacitor de acoplamiento

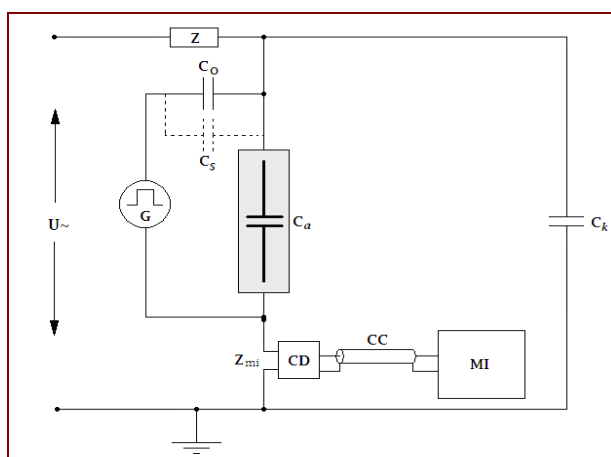


Figura 4.17b - Calibración del circuito de medición de Descargas Parciales con impedancia de medición en serie con el equipo bajo ensayo

Para que se efectúe una buena calibración, es necesario que su capacitancia C_o no sobrepase $0,1(C_a+C_k)$. El impulso de calibración es equivalente a una descarga de amplitud $q_o=C_oU_o$ y es aplicado en los terminales del equipo bajo ensayo, simulando las descargas que deberán ser medidas. En el caso de equipos de grandes dimensiones, el calibrador debe ser colocado en las proximidades del terminal de alta tensión, evitando errores en consecuencia de capacitancias parásitas entre C_o y el terminal de alta tensión.

En la calibración deben ser verificadas las características de las respuestas de los instrumentos de medición para cargas conocidas, siendo normalmente aplicadas cargas de 5, 50, 500, 5000 pC . Las respuestas de los equipos de medición pueden ser directas en pC , en dB o μV y la amplitud correspondiente en el osciloscopio en $pC/división$.

Después de la calibración del circuito de medición, este calibrador debe ser retirado antes de la aplicación de la tensión de ensayo. Existen instrumentos que poseen calibrador incorporado, cuya señal puede ser verificada durante el ensayo, para comparación con los resultados que están siendo medidos.

4.3.1.2.4 Constatación de Descargas Parciales por métodos no eléctricos

La mayor dificultad para la realización del ensayo de descargas parciales en equipos de alta tensión instalados en campo, es la eliminación de las

interferencias externas existentes. En laboratorio estas interferencias son eliminadas por el blindaje de las paredes y puertas, además por la instalación de filtros en todas las alimentaciones eléctricas, inclusive las fuentes auxiliares.

Por tales razones, las empresas eléctricas utilizan métodos no eléctricos alternativos para la determinación de descargas parciales en campo, y estos pueden ser los siguientes:

1) Método por Detecciones Acústicas

Consiste en la utilización de transductores eléctricos dispuestos externamente al objeto bajo ensayo, que combinados con receptores de sonido u osciloscopios pueden dar informaciones sobre la existencia y localización de las fuentes de descargas parciales. En el caso de usar gran número de transductores, las señales pueden ser gravadas en instrumentos especiales acoplados a computadores que después del ensayo muestran los resultados y grafican la probable localización de las descargas parciales en el equipo bajo análisis.

2) Método por Análisis Cromatográfico

Consiste en el análisis de gases disueltos en el aceite de inmersión de un equipo, para determinar la presencia de descargas parciales en el.

A pesar de ser métodos alternativos, estos son aplicados como complemento del ensayo normal de descargas parciales, con la finalidad de observar sus consecuencias a través del análisis cualitativo del fenómeno.

4.3.1.2.5 Tipos de ensayos de descargas parciales

La medición de descargas parciales puede realizarse de dos maneras, en línea (ON-LINE) o fuera de línea (OFF-LINE). La medición en línea involucra un seguimiento del equipo bajo ensayo durante su operación y la segunda se la realiza con el equipo fuera de servicio. Sus ventajas y desventajas se las presenta en la siguiente tabla:

MEDICIÓN	VENTAJAS	DESVENTAJAS
OFF-LINE	<ol style="list-style-type: none"> 1) Se puede analizar el comportamiento de cada fase 2) Baja interferencia en Tensión aplicada 3) Facilidad para discriminación de ruidos 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Maquina Fuera de Servicio 2) No intervienen factores propios del servicio (temperatura, vibraciones, gas aislante) 3) Necesidad de Fuente externa
ON LINE	<ol style="list-style-type: none"> 1) Diagnostico diario 2) Detección de tendencias crecientes 3) Reduce salidas de servicio preventivo 4) COSTOS 	<ol style="list-style-type: none"> 1) Difícil discriminación de Ruidos

Tabla 4.2 – Ventajas y desventajas de los ensayos de descargas parciales según el tipo de medición

4.3.1.3 ENSAYO PARA EVALUAR LA RIGIDEZ DIELECTRICA DE UN AISLAMIENTO

4.3.1.3.1 Teoría fundamental en la que se basa el ensayo

Como ya se ha explicado anteriormente, cuando se aplica una tensión entre las dos caras de una pieza aislante, esta es atravesada por una pequeña corriente de fuga. Con ello, el material aislante se calienta localmente y ese calentamiento permite el paso de más corriente, por motivos de disminución de la resistividad transversal. Este efecto es acumulativo y, si la tensión alcanza un valor suficientemente elevado, puede producirse la perforación del aislamiento con las consiguientes perturbaciones o averías si se trata de un material aislante en servicio.

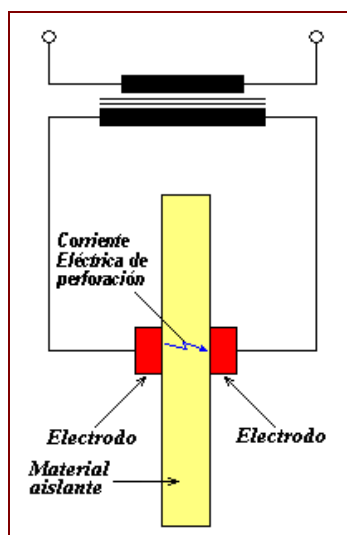


Figura 4.18 - Perforación de un material aislante

La rigidez dieléctrica es la propiedad de un material aislante de oponerse a ser perforado por la corriente eléctrica. Su valor se expresa por la relación entre la tensión máxima que puede apreciarse sin que el aislamiento se perfora (llamada tensión de perforación) y el espesor de la pieza aislante, por eso sus unidades de medida se dan en kV/mm.

Siempre debe considerarse el espesor del material en el que se efectuará el ensayo de rigidez dieléctrica, ya que esta no es constante, sino que varía con la distancia entre electrodos. Es decir, el valor de la tensión de perforación no es proporcional al espesor de la lámina.

4.3.1.3.2 Principio de funcionamiento y características del instrumento utilizado para el ensayo

En campo, la evaluación de la rigidez dieléctrica se ve limitada solo al análisis de una muestra de material aislante en estado líquido, por ser esta, la única en permitir su extracción de un equipo de alta tensión que normalmente se encuentra en servicio. Por tales razones, mi explicación sobre este punto, hace referencia al principio de funcionamiento del único instrumento para evaluar la rigidez dieléctrica del material aislante líquido más utilizado, el aceite dieléctrico.

El instrumento para la determinación de la rigidez dieléctrica de un aceite dieléctrico, está constituido básicamente por el esquema mostrado en la siguiente figura:

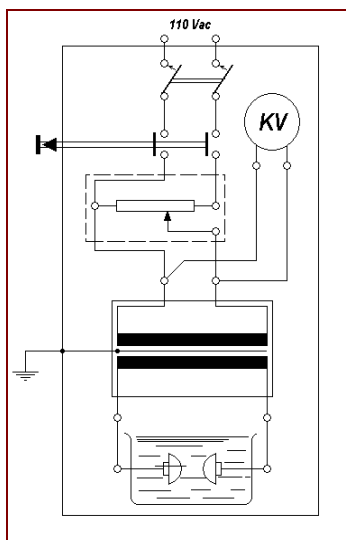


Figura 4.19 - Esquema básico de un instrumento medidor de rigidez dieléctrica

Este esquema, se encuentra compuesto de varios elementos importantes, cuyas características se detallan a continuación:

- 1) **Transformador elevador**, el mismo que energizado por una fuente de frecuencia industrial y de baja tensión (normalmente 120 Voltios AC), permite que la tensión de ensayo sea progresivamente aumentada de 0 a 50kV.

Este transformador y su respectivo elemento de control deben ser de una forma tal, que con el espécimen bajo ensayo en el circuito, el factor de

cresta (relación entre los valores máximos y eficaces) de la tensión a 60Hz, no difiera por mas de $\pm 5\%$ de una onda sinusoidal encima de la mitad superior de la faja de tensión de ensayo.

Si esta forma de onda no pudiera ser convenientemente determinada, se puede utilizar un transformador de potencia nominal igual o mayor a 0.5kVA, en la tensión común de ruptura. Transformadores de potencia mayor pueden ser usados, siempre y cuando la corriente de cortocircuito del circuito del espécimen, no quede fuera de los límites de la faja de 1 a 10mA/kV de tensión aplicada. La limitación de corriente puede ser obtenida con un resistor externo adecuado o con un transformador cuya reactancia sea suficiente.

- 2) ***Dispositivo de interrupción***, que instalado en el circuito primario del transformador permita interrumpir la corriente de ruptura del espécimen bajo ensayo, en 3 ciclos o menos.

Puede ser usado un dispositivo que interrumpa la corriente en hasta 5 ciclos, con la condición de que la misma no exceda 0.2 amperios.

El elemento sensor de corriente, que acciona el disyuntor debe operar cuando la corriente del espécimen estuviera en la faja de 2 a 20 mA. Una corriente más prolongada, en el momento de la ruptura, causa la

carbonización del líquido, la microfisuración (puntos de corrosión) y el calentamiento de los electrodos, inconvenientes que influirán en el tiempo de duración de los ensayos y en el mantenimiento de la célula y los electrodos.

- 3) ***Dispositivo de control de tensión***, el cual permite controlar la tasa de aumento de tensión de ensayo, que según el método ASTM D-877 o D-1816, esta debe ser de $3\text{kV/s} \pm 20\%$ y $0.5\text{kV/s} \pm 20\%$ respectivamente. Esta tasa de elevación debe ser calculada de medidas de tiempo necesario para aumentar la tensión entre dos valores previamente escogidos.

El control de la tensión debe ser asegurado por el autotransformador variable accionado por motor, y se debe dar preferencia para el equipo que tenga una curva aproximadamente recta de tensión-tiempo dentro de la faja de tensión deseada. El accionamiento a motor es preferible al manual, por el hecho de que con este último, se hace difícil el mantener una tasa de variación uniforme de la tensión.

Cuando fuera usado el accionamiento a motor, el control de la velocidad del reóstato deberá ser calibrado en términos de la tasa de elevación para el transformador de prueba en uso.

- 4) **Un voltímetro**, para la medición de la tensión de ensayo. Medición que debe efectuarse de cualquiera de las siguientes formas:
- Con el voltímetro conectado al secundario de un transformador de potencial separado.
 - Con el voltímetro conectado a una bobina terciaria adecuada del transformador de prueba.
 - Con el voltímetro conectado al enrollamiento de baja tensión del transformador de prueba.
- 5) **Dos Electrodos**, los cuales deben ser de cobre pulido y su forma depende del método ASTM aplicado para el ensayo. El detalle de sus dimensiones y demás características, se muestran en las *figuras anexas 4.3.A, B*.
- 6) **Una Célula de muestreo**, hecha de un material de alta resistencia dieléctrica, insoluble e inatacable por los líquidos bajo ensayo o de limpieza. Su forma es cúbica y para que la ruptura pueda ser observada es normalmente de material transparente. Con el fin de impedir que el aire sea agitado con el espécimen bajo ensayo, ésta contiene una tapa del mismo material.

La corriente de fuga o de carga de la célula debe ser menor que 200mA sobre 20kV, 60 Hz, estando llena de aceite de buena calidad.

Los electrodos deben ser rígidamente montados en ambos lados de la célula con sus ejes en posición horizontal y coincidentes, además deben tener el espaciamiento lo mas centrado posible. Una célula con una capacidad de 0.95 litros es considerada satisfactoria para un espaciamiento de 2mm entre electrodos y una célula de 0.5 litros para un espaciamiento de 1mm.

La distancia entre cualquier punto de los electrodos y la célula, inclusive el propulsor de aceite, debe ser en lo mínimo de 13 mm. Para el método ASTM D-877 se debe considerar que la parte superior de la célula debe estar cerca de 32mm encima de la parte superior de los electrodos.

La célula de prueba puede estar equipada con propulsor de dos hélices de ángulo de 20°, las cuales deben medir aproximadamente 35mm entre sus extremidades y tener un eje de longitud de cerca de 40mm. Este debe operar con una velocidad entre 200 y 300 rpm y debe localizarse por debajo de los electrodos y girar en una dirección tal que el flujo del líquido se dirija hacia el fondo de la célula.

El detalle de las características generales de un instrumento para la medición de rigidez dieléctrica de los líquidos aislantes y fotografías sobre uno de los modelos actualizado y sus accesorios, se presentan en las *figuras anexas 4.3 C, D.*

4.3.2 ENSAYOS DC

4.3.2.1 ENSAYO PARA MEDICIÓN DE LA RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

4.3.2.1.1 Teoría fundamental en la que se basa este ensayo

Cualquier componente a ser conectado a un sistema eléctrico de potencia, bajo ciertas circunstancias, estará sujeto a sobretensiones de diversos orígenes, creándose la necesidad de conocer o prever el desempeño de su aislamiento ante estos eventos. El proceso más simple para tener una idea del estado en que se encuentra el material aislante, consiste en la medida de la *resistencia del aislamiento*, considerándose que éste debe ser efectuado antes de los ensayos dieléctricos de tensión inducida, tensión aplicada y de impulso.

La medición de la *resistencia de aislamiento* del conjunto de materiales aislantes de un equipo de alta tensión, consiste en la medición de la resistencia que opone el paso de la corriente eléctrica a través de él, medida en la dirección en que deba asegurarse el aislamiento, durante un tiempo dado de aplicación de tensión de corriente continua.

Al aplicar tensión de corriente continua al aislamiento de un equipo, entre dos puntos de ensayo, este quedará sometido a una diferencia de potencial

originando un campo eléctrico. De esta forma, se puede considerar, en términos prácticos, que el conjunto puntos de ensayo y aislamiento se torna una especie de capacitor. Por tanto, para entender con claridad lo mencionado, se puede representar simplificadaamente un dieléctrico bajo estas sollicitaciones como muestra el circuito en la siguiente figura:

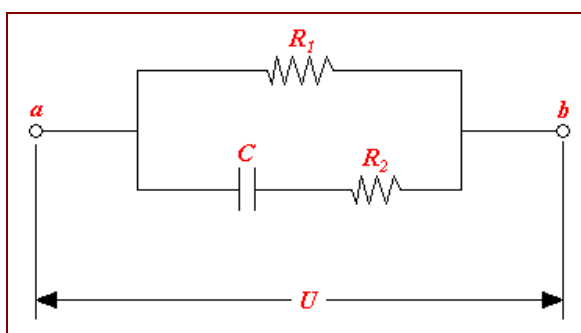


Figura 4.20 - Circuito equivalente simplificado de un espécimen de aislamiento bajo ensayo

donde:

R_1 : es la resistencia eléctrica a la corriente de fuga

C : es la capacitancia del dieléctrico

R_2 : es la resistencia eléctrica representando las pérdidas por absorción

U : es la diferencia de potencial aplicado

De esta forma, la corriente que circula por el aislamiento posee tres componentes distintas:

a) Corriente de carga capacitiva

Esta corriente tiene la misma función que una corriente de carga de un capacitor y depende del tamaño y la forma del material. Inicialmente, al aplicar tensión en los puntos de ensayo, ella asume el valor máximo, decreciendo a un valor despreciable (aproximadamente cero) en un tiempo muy corto (aproximadamente de 15 segundos), siendo la responsable del bajo valor inicial de la resistencia de aislamiento.

b) Corriente de dispersión o de fuga a través del dieléctrico

Esta corriente fluye por la superficie y por el interior de la masa del dieléctrico y es de carácter irreversible. Una corriente de dispersión constante, con una tensión de corriente continua (C.C) aplicada también constante a lo largo del tiempo, es una indicación de que el aislamiento tiene capacidad de resistirlo. Si esta corriente aumenta con el tiempo de aplicación de tensión, es indicativo que el aislamiento podrá fallar, a no ser que sea suspendida la aplicación de tensión.

Por lo tanto, esta se constituye en la componente más importante cuando se desea medir el estado en que se encuentra el aislamiento, por la aplicación de tensión continua.

La cuantificación de la dificultad que el aislamiento ofrece al establecimiento de esta corriente es objeto de este ensayo, o sea, la medición llamada resistencia de aislamiento (resistencia R_1).

c) Corriente de absorción dieléctrica

Esta corriente es atribuida principalmente al fenómeno de polarización en las interfases de los dieléctricos heterogéneos. Al igual que la corriente de carga capacitiva esta también asume un valor máximo cuando se aplica tensión en los puntos de ensayo, y decrece a un valor despreciable, pero en un intervalo entre 10 minutos y varias horas. Generalmente, los valores de resistencia obtenidos en los primeros minutos del ensayo, son influenciados en gran parte por la corriente de absorción.

Se observa que la tensión que reaparece en un capacitor después de la remoción de un cortocircuito para descargarlo es atribuida al fenómeno de la absorción dieléctrica; siendo así, que el aislamiento bajo ensayo debe permanecer cortocircuitado por un tiempo suficiente para que desaparezca completamente la tensión.

Como se observa en la siguiente figura, la corriente total es la suma de estas tres componentes, la misma que puede medirse directamente en

términos de megaohms con un voltaje particular por medio de un instrumento para ensayo.

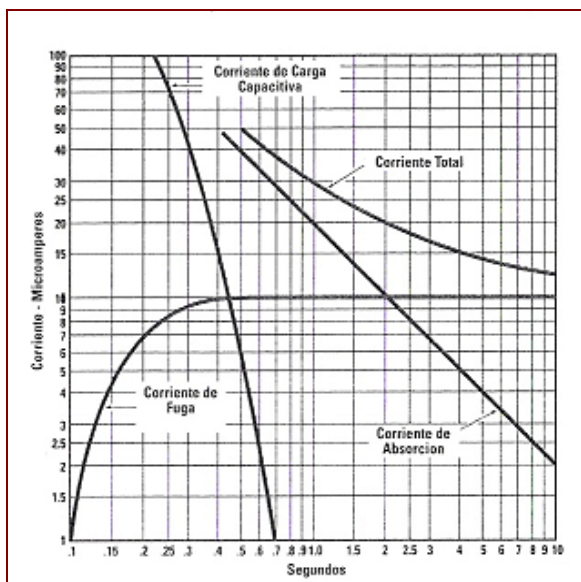


Figura 4.21 – Curvas que muestran las componentes de la corriente medida durante un ensayo de aislamiento con tensión de corriente directa

4.3.2.1.2 Principio de funcionamiento del instrumento utilizado para el ensayo

El instrumento utilizado para la medición de la resistencia de aislamiento de un equipo de alta tensión, es conocido como MEGOHMMETRO, debido a que los valores de resistencia de aislamiento medidos por el mismo se dan en su mayoría en magnitud de megaohms. Se acostumbra a llamar a este instrumento también con el nombre de MEGGER, siendo esta la marca registrada de uno de sus mayores fabricantes a nivel mundial.

Cabe recalcar que, el instrumento Megger para medir la resistencia de aislamiento es llamado “Megger de aislamiento” y no debe ser confundido con el “Megger de tierra”, utilizado para medir la resistencia o la resistividad de un terreno.

Existen diversos tipos de megóhmmetros, que dependiendo de su accionamiento pueden ser los siguientes:

- a) Megohmmetros de accionamiento manual.
- b) Megohmmetros de accionamiento motorizado.
- c) Megohmmetros electrónicos con rectificador y alimentación AC.

Los tres modelos presentados, son similares en su principio de funcionamiento, no así el tercero fue considerado como el modelo incentivador de los diseños actuales.

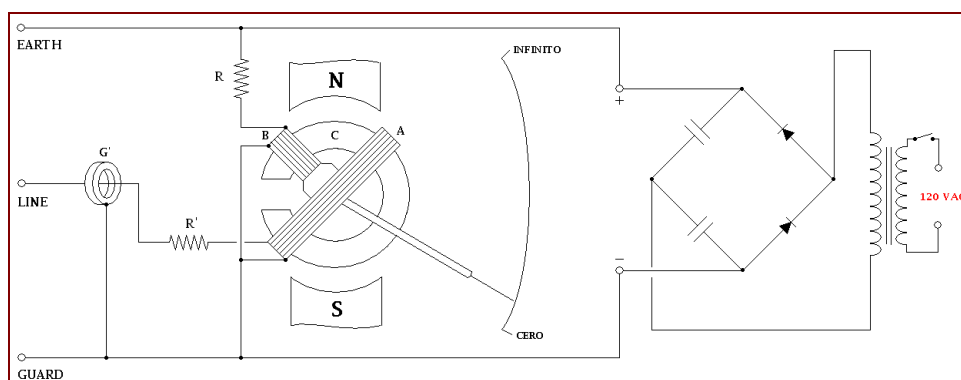


Figura 4.22 – Diagrama eléctrico del Megger de aislamiento con fuente de alimentación AC y rectificador a DC

Para medir correctamente la resistencia de aislamiento, lo ideal sería que la fuente de alimentación del instrumento tenga una tensión que no pueda ser inferior a la nominal del equipo bajo ensayo, pues el defecto que aparecería con esta podría no manifestarse con valores más bajos. No así, en la realidad es difícil obtener un megohmmetro con estas características de tensión, debido a las dificultades en su construcción y al alto costo que este demandaría. Por tanto, para resolver en parte este inconveniente, los megohmmetros incluyen en su diseño una fuente de corriente continua que genera tensiones de ensayo del orden de hasta los 5000 a 10000Vdc.

En principio, el megohmmetro consiste fundamentalmente de dos bobinas cruzadas designadas como *A* y *B*, montadas juntas en un sistema móvil común formando un ángulo conveniente de 60° a 80°, además acoplado a ellas una aguja indicadora que tiene la libertad de girar en un campo producido por un imán permanente *C*.

La señal de alimentación para las bobinas es llevada a través de conductores flexibles que ofrecen la mínima restricción posible, en tal forma, que cuando el instrumento está nivelado y no se le está alimentando corriente, la aguja indicadora podrá permanecer en equilibrio en cualquier posición de la escala.

La deflexión de la aguja depende de las corrientes que recorren las bobinas cruzadas y no de sus valores independientemente. En términos generales este instrumento se considera como una fuente de tensión conectada en serie con un amperímetro. Como la corriente registrada es proporcional a la resistencia a ser medida, la graduación del amperímetro es directamente hecha en megaohm, según sea el caso.

El circuito del megohmmetro contiene dos resistencias: una resistencia invariable R puesta en serie con la bobina B (bobina de control) y una resistencia limitadora R' , conectada en serie con la bobina A (bobina deflectora), cuya función es la de limitar la corriente y evitar que se dañe el aparato cuando se ponen en cortocircuito las terminales de ensayo.

Como parte del circuito del megohmmetro también se tiene un anillo de material conductor G' que circunda el terminal de línea L , sin hacer contacto eléctrico con él. Su finalidad es desviar de las bobinas cruzadas las corrientes que puedan circular a través de la propia caja aislante que contiene el instrumento, cuando este está en operación. Básicamente lo que se hace, es proporcionar a la corriente de fuga un camino en derivación hacia la fuente de alimentación, que no pase por la bobina deflectora del aparato, evitando errores en las lecturas.

Haciendo un análisis al circuito de la figura 4.21, se puede concluir que cuando el aislamiento es casi perfecto o cuando no se conecta nada a las terminales de ensayo no habrá flujo de corriente en la bobina **A**. Sin embargo, por la bobina **B** circulará un flujo de corriente, y por tal razón girará la aguja indicadora en contra de las manecillas del reloj hasta posicionarse en el entrehierro del núcleo de hierro **C**, indicando la posición de infinito.

Con los terminales de ensayo en cortocircuito fluirá una corriente mayor en la bobina **A** que en la bobina **B**, por tal motivo un par mayor en la bobina **A** desplazará el sistema móvil en sentido de las manecillas del reloj, hasta posicionar la aguja indicadora en el cero de la escala.

Cuando se conecta una resistencia entre los terminales línea (**L**) y tierra (**E**) del aparato, fluirá una corriente en la bobina deflectora **A** y el par correspondiente, desplazará el sistema sacándolo de la posición de infinito hacia un campo magnético que aumenta gradualmente hasta que se alcance un balance entre los pares de las dos bobinas. Esta posición depende del valor de la resistencia externa que controla la magnitud relativa de la corriente de la bobina **A**. Debido a que los cambios en el voltaje afectan a las dos bobinas en la misma proporción, la posición del sistema móvil es independiente del voltaje.

Uso del terminal de guarda en el megohmetro

Generalmente todos los megohmmetros de rango mayor a 1000 megaohms están equipados con terminal de guarda “GUARD (G)” adicional a los terminales de tierra “EARTH (E)” y de línea “LINE (L)”. El propósito de este terminal es el de desviar de las bobinas cruzadas cualquier corriente extraña a la medición, eliminando los efectos de dispersión adyacentes y midiendo la verdadera resistencia de aislamiento.

Concretamente puede decirse que la corriente de fuga de toda componente de un sistema de aislamiento conectada al terminal de guarda no interviene en la medición. Así en el caso de la figura 4.22, usando las conexiones indicadas, se medirá la resistencia R_{12} directamente ya que las otras dos no entran en la medición por estar conectadas al terminal 3 de guarda.

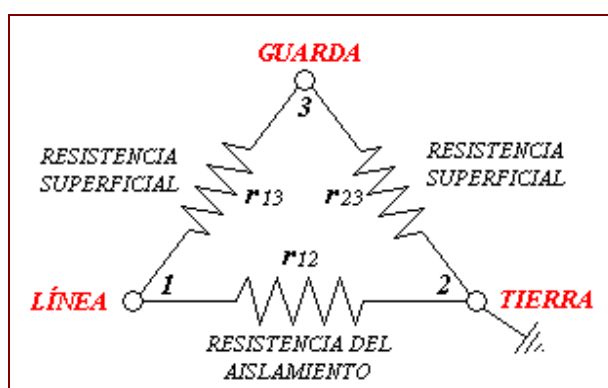


Figura 4.23 – Representación esquemática de un ensayo utilizando un megohmmetro con terminal de guarda

En conclusión, el terminal “GUARD” excluye de la lectura los valores de aquellas resistencias que no interesan en el momento de la medición.

Al usar el terminal de guarda, deberá tenerse cuidado de que no existan posibilidades de que se produzca un brinco eléctrico entre los terminales de la muestra bajo ensayo conectadas a guarda y tierra, ya que tal situación podría causar arqueo indeseable en el conmutador del generador del instrumento.

El detalle sobre dos tipos diferentes de instrumentos para medición de la resistencia de aislamiento y sus principales accesorios, se presentan en las *figura anexa 4.4.A y 4.4.B.*

4.3.2.1.3 Factores que afectan las lecturas del ensayo

Existen distintos factores que afectan la corriente total que circula a través del aislamiento, entre estas están principalmente su temperatura y la humedad presente.

a) Efecto de la humedad

La presencia de humedad en el aislamiento produce un efecto muy marcado sobre los valores de resistencia. Si el equipo opera regularmente arriba de la temperatura del punto de rocío (temperatura a la que el vapor

de la humedad en el aire se condensa como líquido), la lectura del ensayo normalmente no se afectará mucho por la humedad. Esto asume que las superficies del aislamiento están libres de contaminantes, tales como ciertas pelusas y ácidos o sales, que tienen la propiedad de absorber humedad.

En el equipo eléctrico nos interesan principalmente las condiciones de las superficies expuestas donde se condensa la humedad y afecta la resistencia total del aislamiento. Sin embargo, los estudios muestran que se formará rocío en las fracturas y grietas del aislamiento antes de que sea evidente en la superficie. Por lo tanto, las mediciones del punto de rocío darán un indicio de si existen tales condiciones invisibles, que alteran los resultados de los ensayos.

b) Efecto de la temperatura

La resistencia de los materiales aislantes decrece marcadamente con un incremento en la temperatura. Si se desea hacer comparaciones confiables entre lecturas, se las debe corregir a una temperatura base, por ejemplo a 20° C, o tomar todas sus lecturas a la misma temperatura aproximadamente. Por lo tanto, se pueden seguir las siguientes guías generales para la corrección de la temperatura:

- **La regla del dedo:** Por cada 10°C de incremento de temperatura, dividir la resistencia para dos; o por cada 10°C de disminución de temperatura, duplicar la resistencia. Por ejemplo, una resistencia de 2 megaohms a 20° C se reduce a ½ megaohms a 40° C.
- **Factores de corrección por temperatura:** Cada tipo de material aislante tendrá diferente grado de cambio de su resistencia de aislamiento con la temperatura. Sin embargo, se han desarrollado factores para simplificar la corrección de los valores obtenidos de un ensayo. La *tabla anexa 4.A1*, da un ejemplo de los factores de referencia, establecidos para corregir los valores de resistencia de aislamiento a 20°C, para un transformador inmerso en aceite.

4.3.2.1.4 Métodos para la medición de la resistencia de aislamiento

Debido a la influencia del tiempo en el significado de las lecturas del instrumento, se consideran tres métodos comunes de ensayos de resistencia de aislamiento:

1) Ensayo de corto tiempo o lectura puntual

En este método, se conecta el instrumento a través del aislamiento bajo ensayo y se lo opera por un periodo corto de tiempo específico

(generalmente 60 segundos). Como se muestra en la figura 4.23, simplemente se toma un punto en una curva de valores crecientes de resistencia (con frecuencia el valor sería menor para 30 segundos y mayor para 60 segundos). Se debe considerar que la temperatura y la humedad, así como también la condición del aislamiento afectan la lectura.

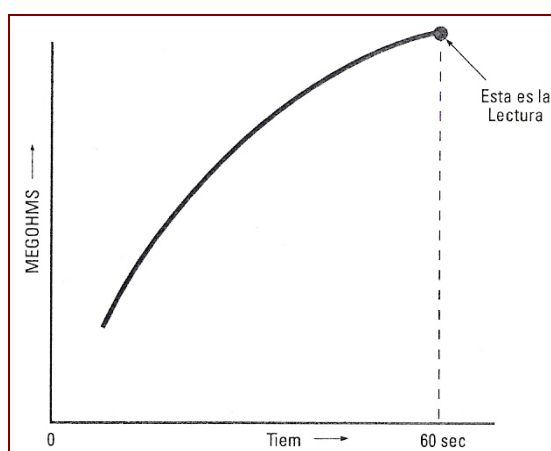


Figura 4.24 – Curva típica de resistencia de aislamiento (en megaohms) con tiempo para el método de “corto tiempo” o “lectura puntual”

Este método es normalmente aplicable en equipos que tienen una capacitancia muy pequeña; pero como la mayoría son altamente capacitivos y así su primera lectura puntual, sin ensayos previos, puede ser solamente una guía burda de que tan bueno o que tan malo se encuentra el aislamiento.

2) Método tiempo – resistencia

Este método es casi independiente de la temperatura y con frecuencia puede dar información concluyente sin registros de ensayos anteriores. Se basa en el efecto de absorción de buen aislamiento. Simplemente se toman lecturas sucesivas de resistencia de aislamiento en tiempos específicos y se traza una curva en papel log-log graficando los valores de resistencia del aislamiento versus tiempo. A la curva obtenida se le denomina “*curva de absorción dieléctrica*”, ya que su forma se da de acuerdo con las condiciones de absorción dieléctrica del aislamiento. Su pendiente indicará el grado relativo de secado o suciedad del aislamiento.

Si el aislamiento contiene mucha humedad o contaminantes, el efecto de absorción se enmascara por una corriente de fuga alta que permanece en un valor casi constante, manteniendo baja la lectura de resistencia. Se alcanzará un valor estable en aproximadamente uno a dos minutos después de iniciado el ensayo, y se obtendrá una curva con baja pendiente.

Si un aislamiento está en buenas condiciones, dará valores de resistencia que aumentan progresivamente en un periodo de tiempo de 5 a 10 minutos. Esto es ocasionado por la corriente de absorción de la que se habló anteriormente; el buen aislamiento se observa en un periodo de tiempo mucho más largo que el requerido para cargar su capacitancia.

La figura 4.24 muestra cómo un ensayo de 60 segundos aparecería para buen y tal vez mal aislamiento.

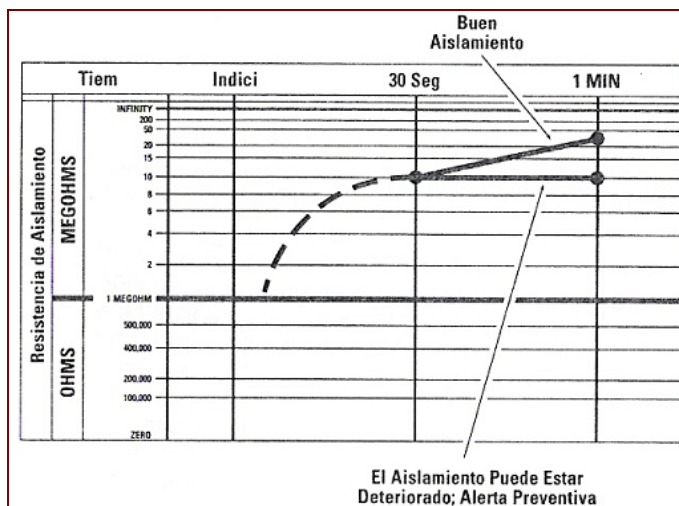


Figura 4.25 – Trazo típico de una prueba tiempo – resistencia o de doble lectura

Cuando el aislamiento está en buenas condiciones, la lectura a 60 segundos es mayor que a la de 30 segundos.

Una ventaja más de este ensayo de doble lectura, es que nos da una imagen más clara, aún cuando una lectura puntual diga que el aislamiento esta bien.

Determinación de los Índices de Absorción Dieléctrica y Polarización

El “índice de polarización” es una medición de la variación de la resistencia del aislamiento con el tiempo de aplicación de tensión constante de ensayo; en otras palabras, de la manera que la corriente de absorción

influye en la resistencia del aislamiento. Este índice es definido por la siguiente expresión:

$$IP = \frac{R_i(10 \text{ min.})}{R_i(1 \text{ min.})} \quad (4.26)$$

donde:

$R_i(10 \text{ min.})$: es la resistencia del aislamiento medida con el megohmmetro a los 10 minutos.

$R_i(1 \text{ min.})$: es la resistencia del aislamiento medida con el megohmmetro al primer minuto.

Para los casos en que no sea posible obtener el índice de polarización, es común determinar el “índice de absorción”, el cual consiste en la relación de las medidas de resistencia de aislamiento obtenidas a 1 minuto y 30 segundos, es decir:

$$IA = \frac{R_i(1 \text{ min.})}{R_i(30 \text{ seg.})} \quad (4.27)$$

donde:

$R_i(1 \text{ min.})$: es la resistencia del aislamiento medida con el megohmmetro al primer minuto

$R_i(30seg.)$: es la resistencia del aislamiento medida con el megohmmetro a los treinta segundos.

La pendiente de la curva de absorción dieléctrica puede expresarse mediante la relación de las dos lecturas de resistencia de aislamiento tomadas a los diferentes intervalos de tiempo, correspondientes tanto a la determinación del Índice de Polarización (IP), como a la determinación del Índice de Absorción (IA). La relación de dos lecturas tiempo-resistencia, se conoce como una “Relación de Absorción Dieléctrica”.

En la *tabla anexa 4.B1* se muestra un cuadro referencial sujeto a la experiencia, el cual permite juzgar las condiciones del aislamiento en general, basado en las relaciones de absorción dieléctrica.

3) Método de voltajes por pasos (Aplicación de tensión CC variable para el ensayo)

Este método involucra la aplicación de dos o más voltajes de CC, y la observación crítica de cualquier reducción de la resistencia de aislamiento con el voltaje más alto.

Una reducción marcada o inusual de la resistencia de aislamiento para un incremento prescrito del voltaje aplicado, es una indicación de debilidad incipiente y una advertencia para investigación futura.

A medida que las condiciones dentro de la muestra se deterioran, el trazo de voltaje más alto, como se muestra en la figura 4.25, se reducirá en megaohms en comparación con el voltaje menor y su pendiente ascendente será menor.

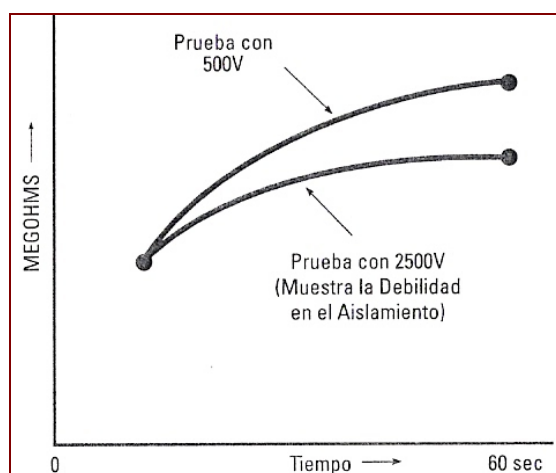


Figura 4.26 – Curvas típicas con el ensayo de “Voltajes por Pasos”

Cabe enfatizar que la curva indica el cambio de la resistencia debido a la corriente de fuga solamente y no a la corriente de absorción que puede aparecer por un periodo de tiempo con cada cambio de voltaje. Puede ser necesario esperar una cantidad apreciable de tiempo después de cada cambio de voltaje para que la corriente de absorción desaparezca antes de tomar una lectura.

La humedad y la suciedad en el aislamiento son reveladas usualmente por ensayos a voltajes más bajos que aquellos esperados en servicio. Sin embargo los efectos por envejecimiento o daños mecánicos en el aislamiento confiablemente limpios y secos podrían no ser revelados a tales esfuerzos.

Este método es particularmente útil en la determinación de la presencia excesiva de humedad en el aislamiento del equipo con capacidad de voltaje equivalente a/o mayor que el voltaje más grande disponible en el instrumento que se utiliza.

Los voltajes aplicados deben estar preferentemente en relación de 1 a 5 o mayor (por ejemplo 500 a 2500V), durante un minuto cada vez. Una disminución del valor de la resistencia de aislamiento de 25% con la tensión más elevada en relación a la más baja, es un indicativo de presencia de una cantidad excesiva de humedad u otro contaminante en el aislamiento. Este fenómeno es atribuido al hecho de que el agua tiene polaridad positiva y será atraída para las áreas con elevado potencial negativo.

En el ensayo, el borne negativo del megohmmetro es conectado al conductor de cobre y el borne positivo a tierra. Por tanto, el agua será

atraída para el área del conductor de cobre, habiendo la disminución de la resistencia de aislamiento. El fenómeno es conocido como *electroendosmosi o efecto Evershed*. Con poca o nada de humedad en el aislamiento, los valores de las dos lecturas serán prácticamente iguales.

4) Aplicación de potencial CC elevado

Este ensayo consiste en la aplicación de una tensión CC progresivamente aumentada a partir de cero hasta un valor máximo elevado. El valor de la tensión CC máxima a ser aplicada al aislamiento puede ser determinado por la siguiente ecuación, en el caso de no existir información del fabricante u otras fuentes especializadas.

$$ET = (2EN + 1000)1,6 \times 0,65 \quad (4.28)$$

donde:

ET: tensión máxima CC a ser aplicada, en voltios

EN: tensión nominal del transformador registrada en la placa de identificación, en voltios.

1,6: factor de conversión de corriente alterna en corriente continua

0,65: factor de reducción para equipos envejecidos

La tensión CC aplicada al aislamiento, es aumentada progresivamente con cerca de diez valores iguales, anotándose su valor y el de la corriente de dispersión. A medida que el ensayo prosigue, se traza una curva con los valores de tensión y corriente, conforme la siguiente figura:

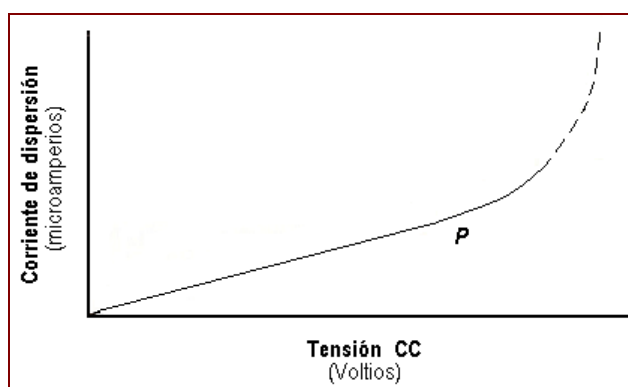


Figura 4.27 – Curva de evaluación de las pruebas de potencial

La tensión deberá ser aumentada cada vez de un valor pequeño, para que sea posible verificar con claridad el punto **P** en que la curva cambia de dirección. En este punto, el ensayo es interrumpido porque la tensión del punto **P** es muy próxima de la tensión de ruptura del dieléctrico ensayado. Si su valor en el punto **P** fuera mayor que el máximo previsto, las condiciones del aislamiento podrán ser consideradas satisfactorias. Este ensayo podrá revelar una falla eminente.

Tomando lecturas periódicamente y registrándolas, se tiene una mejor base para juzgar las condiciones reales del aislamiento. Una tendencia persistente a la baja, generalmente es una advertencia de problemas

posteriores, aún cuando las lecturas sean más altas que los valores mínimos de seguridad sugeridos. Igualmente cierto es, en tanto que sus lecturas periódicas sean consistentes, pueden estar bien, aún cuando sean menores que los valores recomendados.

4.3.3 ENSAYOS DE SOBREVOLTAJE

4.3.3.1 ENSAYO A VOLTAJE DE IMPULSO

4.3.3.1.1 Consideraciones Básicas

Todo equipo de alta tensión instalado en las subestaciones de transmisión está sometido durante su operación a sobrevoltajes de tipo interno y externo.

Los sobrevoltajes de tipo interno, se refieren a los que se originan en las instalaciones por operaciones, fallas u otros motivos propios de la red. En forma general, estos se clasifican en:

- a) Sobrevoltajes por ocurrencia de fallas (línea a tierra, dos líneas a tierra, línea a línea y trifásica).

- b) Sobrevoltajes por operaciones de maniobra (Switchéo)

- Operaciones de maniobra en circuitos inductivos (desconexión de transformadores en vacío y apertura de bobinas de compensación alimentadas por transformadores)
 - Por desconexión y cierre de circuitos capacitivos (líneas largas, bancos de capacitores y otros)
- c) Sobrevoltajes por pérdida brusca de carga.
- d) Sobrevoltajes por efecto ferranti en las líneas de transmisión.
- e) Sobrevoltajes por operación de interruptores.

Los sobrevoltajes de tipo externo, se refiere a los que se originan producto de las descargas atmosféricas, caracterizadas por corrientes del orden de 10 a 200 kA.

De acuerdo a las normas, los equipos de alta tensión y en especial sus aislamientos, deberán soportar sin cualquier daño durante un cierto intervalo de tiempo, un valor de sobretensión compatible con su clase de tensión. Por lo tanto, el *ensayo a voltaje de impulso* busca fundamentalmente, la verificación de tales condiciones.

Este ensayo se efectúa en laboratorio y para su realización se procura experimentalmente determinar el formato de la onda de una descarga, que de acuerdo a mediciones experimentales, corresponde aproximadamente a la mostrada en la figura 4.28. Para su producción se utiliza un generador de impulsos, que nada más es un circuito que contiene capacitores y resistencias, de tal modo que la descarga de los condensadores origina la onda deseada, siendo que su valor de cresta (definido posteriormente) puede ser controlado por la carga de los capacitores.

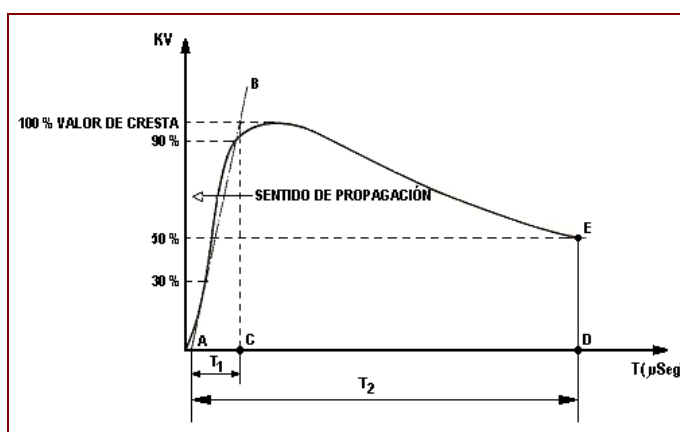


Figura 4.28 - Normalización de la onda de sobretensión

Vale recalcar que tal onda podrá ser (+) o (-), es decir, con los valores de V positivos o negativos en relación al eje de referencia. Naturalmente, para una perfecta padronización de la onda de impulso, se debe definir algunas características, pues, teniéndose apenas el formato, se podría realizarla de diversos modos.

Las características que determinan la onda, son presentadas a continuación:

a) Valor de cresta

Es el mayor valor de tensión para la onda. Su valor es padronizado para cada clase de tensión y puede ser constatado en la segunda columna de la *tabla anexa 4.C1*.

b) Tiempo de subida

Tomándose un valor de 30% en la frente de onda y otro de 90% en la misma, se traza un segmento de recta **AB**, como se muestra en la figura 4.27. En el punto de intersección de la recta **AB** con una paralela al eje X, trazada por los 100% de la tensión de cresta, se baja una perpendicular al eje de los tiempos. La intersección de la perpendicular con el eje de los tiempos origina el punto **C**. Se define como el *tiempo de subida (T_1)* al segmento **AC**.

c) Tiempo de descenso

Se traza una paralela al eje de los tiempos, marcada por los 50% de la tensión de cresta, hasta encontrar la cola de la onda en un punto **E**. Por ese punto se traza una perpendicular al eje de los tiempos al punto de

intersección llamado de **D**. Se define el *tiempo de descenso* (T_2) al segmento **ED**.

Con la finalidad de padronizar los tiempos T_1 y T_2 , la Comisión Internacional de Electrotécnica (IEC) recomienda fijarlos en $1.2 \mu\text{s}$ y $50\mu\text{s}$ respectivamente, siendo admisibles errores de hasta 30%. Por tanto, es común representar estos valores por la relación:

$$\frac{T_1}{T_2} = \frac{1,2}{50} \left(\frac{\mu\text{s}}{\mu\text{s}} \right) \quad (4.29)$$

La onda con tales características de tiempo, reproduce la mayoría de los efectos más severos por sobrevoltajes debidos a descargas atmosféricas; un frente de onda rápido que da una distribución de voltaje no lineal y una larga cola de onda que conduce a reflexiones de voltaje que producen altos voltajes en algún equipo.

Cabe recalcar que, la onda normalizada por la IEC para este ensayo, ha sido usada por muchos años, considerando que la principal causa de los sobrevoltajes en un equipo de alta tensión eran las descargas atmosféricas; sin embargo, con el incremento de voltaje en los sistemas, los sobrevoltajes por operaciones de maniobra han venido a incrementar los problemas.

Como existe un gran rango de ondas de voltaje por operaciones de maniobra, no ha sido normalizada una forma de onda para determinar la capacidad del aislamiento de un equipo, por tanto, el ensayo en este caso está basado en la misma onda de $1.2/50\mu\text{Seg.}$, y la capacidad del aislamiento para soportar tales sollicitaciones se ha estimado entre el 75 y 85% de dicho tipo de onda.

4.3.3.1.2 Circuitos generadores de voltajes de impulso

El impulso es generado mediante la descarga de un condensador sobre un circuito RC que incluye el espécimen bajo ensayo y básicamente se adapta a los siguientes circuitos o diagramas de conexiones:

CIRCUITO #1

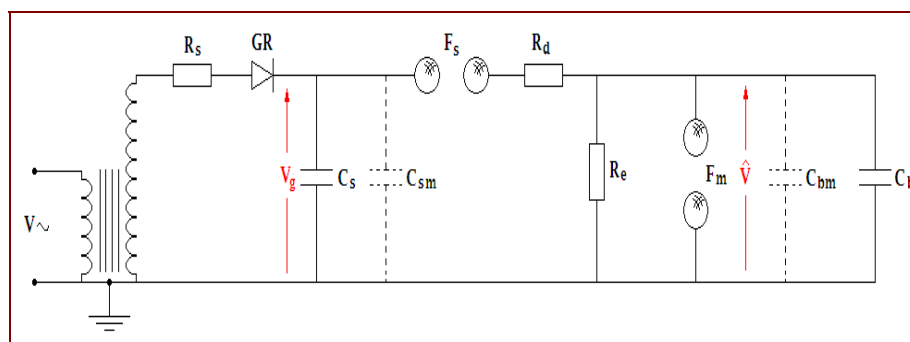


Figura 4.29 – Esquema de un generador de impulso con resistencia de puesta a tierra (descarga) posterior a la de amortiguamiento

Donde sus componentes son:

- T:** Transformador (capaz de cargar el condensador C_s)
- R_s:** Resistencia limitadora de corriente (Controla carga de C_s)
- GR:** Rectificadores de selenio (forman circuito rectificador en la producción de altos voltajes continuos)
- C_s:** Condensador de choque (sirve para aplanamiento de la onda rectificada) mínimo de $1\mu\text{F}$, según las normas VDE
- C_{sm}:** Medidor del voltaje de carga de condensador C_s
- F_s:** Descargador de conexión o esferas espinterométricas de encendido
- R_d:** Resistencia de amortiguamiento (limita la corriente)
- R_e:** Resistencia de descarga
- C_b:** Capacitancia del espécimen bajo ensayo
- F_m:** Esferas espinterométricas para medida del voltaje de cresta

Las formulas aproximadas para el tiempo de subida T_1 y el tiempo de descenso T_2 derivadas de este circuito, son las siguientes:

$$T_1 = \left(\frac{2}{b}\right) \cdot R_d \frac{R_e}{(R_d + R_e)} \cdot C_b \frac{C_s}{(C_b + C_s)} (\mu\text{Seg}) \quad (4.30)$$

$$T_2 = \left(\frac{1}{a}\right) \cdot (R_d + R_e) \cdot (C_b + C_s) (\mu\text{Seg}) \quad (4.31)$$

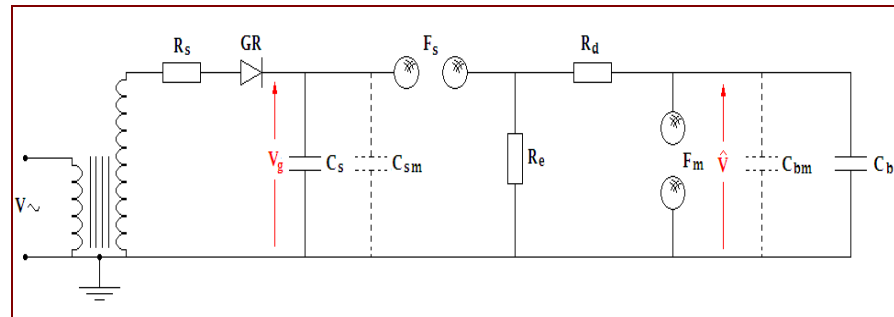
CIRCUITO #2

Figura 4.30 - Esquema de un generador de impulso con resistencia de puesta a tierra (descarga) junto al espacio disruptivo.

La descarga de C_s , sobre R_e y la combinación en paralelo de R_d y C_b , se produce justamente en el momento en que el voltaje C_s rebasa la tensión V_g de alimentación (voltaje de carga del condensador C_s), para la cual se ha ajustado el espacio disruptivo F_s . C_b queda sometido como máximo, a la tensión V , y la velocidad de establecimiento depende principalmente, de R_d y C_b (siendo C_b pequeña con respecto a C_s).

Las formulas aproximadas para el tiempo de subida T_1 y el tiempo de descenso T_2 derivadas de este circuito, son las siguientes:

$$T_1 = \left(\frac{2}{b}\right) \cdot R_d C_b \frac{C_s}{(C_b + C_s)} (\text{microsegundos}) \quad (4.32)$$

$$T_2 = \left(\frac{1}{a}\right) \cdot R_e (C_b + C_s) (\text{microsegundos}) \quad (4.33)$$

El ensayo de impulso se efectúa hoy casi exclusivamente como ensayo de tensión soportable, es decir, el objeto bajo ensayo no debe ser perforado ni experimentar descarga superficial bajo la tensión especificada.

4.4 ENSAYOS DIELECTRICOS APLICADOS PARA EL CONTROL DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

4.4.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Como todas las máquinas eléctricas, los transformadores trabajan según una serie de recomendaciones, consideradas por motivo de seguridad y mejor funcionamiento. Entre estas especificaciones se cita el aterrizamiento del tanque, el núcleo y todas las partes metálicas inactivas, de tal modo, que durante su operación, además de la diferencia de potencial entre los arrollamientos de alta y baja tensión, se genere también una diferencia de potencial entre estos con respecto a las partes metálicas que se encuentran sólidamente aterrizadas.

Por lo tanto, si el sistema de aislamiento no fuera el adecuado para soportar estos gradientes de tensión, podrán surgir las ya mencionadas corrientes de fuga, que se establecen por los materiales aislantes que lo conforman, ocasionando pérdidas de potencia, formación de arcos voltaicos y su progresiva deterioración.

De igual forma en el arrollamiento de alta tensión, la diferencia de potencial que se genera entre espiras es considerable, exigiendo un buen aislamiento, pues caso contrario, podrá surgir un arco entre espiras que dañe el arrollamiento.

La figura anexa 4.5 muestra en detalle los puntos dentro de un transformador de potencia, donde se producen estos diversos gradientes de potencial que requieren indispensablemente de un buen aislamiento que pueda soportarlos.

De todas maneras, podrá ocurrir que los materiales aislantes utilizados no presenten las características deseadas o el mismo que con el paso del tiempo, o debido a cualquier disturbio, pueda debilitarse en un punto cualquiera. Si el transformador fuera puesto en servicio en estas condiciones, además de la pérdida de potencia habrá el serio riesgo de un cortocircuito interno. Estos hechos llevan a concluir en la necesidad de ensayos que comprueben el estado del aislamiento del transformador.

4.4.2 ENSAYOS DIELECTRICOS APLICADOS EN CAMPO

4.4.2.1 Ensayo para determinar el Factor de Potencia y/o Factor de Disipación del aislamiento

Debido a que el factor de potencia y/o factor de disipación es el principal criterio utilizado para juzgar las condiciones del aislamiento de un equipo de alta

tensión, su determinación bajo ensayos permite detectar la presencia de humedad, carbonización y otras formas de contaminación en los arrollamientos, bushing's y líquidos aislantes de los transformadores de potencia.

Además, distorsiones en los arrollamientos pueden revelarse por cambios en la capacitancia medida, la cual es analizada a la par con este ensayo.

4.4.2.1.1 Voltajes aplicados para el ensayo

Los voltajes aplicados para el ensayo de factor de potencia en transformadores inmersos en líquido mineral aislante, recomendados por la Doble Engineering Co., de acuerdo a los estándares ANSI/IEEE C57.12.00-1987 y ANSI/IEEE C57.12.90.1987, son los siguientes:

<i>Voltaje nominal del arrollamiento (línea-línea kV)</i>	<i>Voltaje de ensayo (línea-tierra kV)</i>
<i>Mayor a 12</i>	<i>10</i>
<i>5.04 a 8.72</i>	<i>5</i>
<i>2.4 a 4.8</i>	<i>2</i>
<i>Menor a 2.4</i>	<i>1</i>

Tabla 4.3 - *Voltajes aplicados en el ensayo de factor de potencia recomendados para transformadores inmersos en aceite*

En ciertos casos especiales, cuando los resultados obtenidos se consideren anormales, se hace útil realizar investigaciones efectuando una serie de ensayos a diferentes voltajes que estén dentro del rango recomendado en la tabla, para

determinar si su origen se debe a la no linealidad o sensibilidad del voltaje inicial aplicado. Esto, puede implicar inclusive, el incremento del voltaje de ensayo más allá de la norma, es decir, utilizar un voltaje de 12kV en el caso de arrollamientos normalmente probados a 10KV.

Es posible que el ensayo de factor de potencia se ejecute en transformadores con ausencia de líquido aislante o nivel reducido del mismo. Esta técnica es usualmente utilizada para evaluar el aislamiento durante el proceso de secado cuando el núcleo y bobina está en su propio tanque o en una cámara de secado. En tales situaciones, la Doble Engineering Co., de acuerdo a los estándares ANSI/IEEE C57.12.00-1993 y ANSI/IEEE C57.12.90.1993, recomienda las siguientes magnitudes de voltaje para los ensayos:

<i>Voltaje nominal del arrollamiento (línea-línea kV)</i>	<i>Voltaje de ensayo (línea-tierra kV)</i>
<i>Arrollamientos en delta y estrella no aterrizada</i>	
<i>Mayor a 161</i>	<i>10</i>
<i>115 a 138</i>	<i>5</i>
<i>34 a 69</i>	<i>2</i>
<i>12 a 25</i>	<i>1</i>
<i>Menor a 12</i>	<i>0.5</i>
<i>Arrollamientos en estrella aterrizada y monofásico con neutro</i>	
<i>Mayor a 12</i>	<i>1</i>
<i>Menor a 12</i>	<i>0.5</i>

Tabla 4.4 – Voltajes aplicados en el ensayo de factor de potencia para transformadores tipo inmersos en aceite, ensayados en ausencia del líquido aislante y bajo presión atmosférica o gran presión absoluta.

Cabe recordar que en tales condiciones, si existiera la presencia de oxígeno, los vapores del aceite y gases combustibles pueden inflamarse por una fuente de energía, tales como, un arco eléctrico o chispa. Por lo tanto, para efectuar este ensayo especial, es recomendable tomar en cuenta lo siguiente:

- 1) En cualquier nivel reducido que se ubique el aislamiento líquido en un transformador, no se debe aplicar el voltaje de ensayo antes de determinar por medición directa que el espacio de gas y líquido, contenga niveles seguros de gases combustibles, según datos del fabricante.

En el caso de transformadores de condiciones desconocidas, para minimizar el riesgo de inflamación asociado con la presencia de oxígeno en el tanque, este se debe reducir a niveles menores del 2% en el gas. Para esto, durante el proceso de drenaje del aceite del transformador, se debe compensar el espacio de gas con inyección de nitrógeno seco. Si se conoce que el transformador estuvo sometido a un daño por falla eléctrica, es recomendable no efectuar el ensayo o si fuese posible, remover los gases combustibles con aplicación de alto vacío.

- 2) Un bajo voltaje de ensayo es suficiente para evaluar el nivel general de secado del sistema de aislamiento de un transformador.

- 3) Nunca se debe aplicar el voltaje de ensayo a un transformador cuyos devanados estén bajo vacío. La presión interna del tanque debe ser igual o mucho mayor que la externa (presión absoluta de una atmósfera o más). El nivel de vacío asequible dentro de un transformador no asegura la suficiente rigidez dieléctrica del ensayo a ejecutarse.

- 4) No aplicar voltajes de ensayo que excedan los recomendados. Para transformador con sospecha de fallas, siempre ejecutar el primer ensayo con voltaje lo más bajo posible, y luego en ausencia de signos adversos, incrementar gradualmente al voltaje máximo permisible.

4.4.2.1.2 Ensayos aplicados

Los ensayos aplicados para la determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del sistema de aislamiento de un transformador, dependen primordialmente de su configuración, es decir, del número de arrollamientos accesibles y la disposición de los mismos. Por lo tanto, tres tipos generales de transformadores de potencia son considerados para este análisis:

- ✓ Los transformadores de dos arrollamientos
- ✓ El autotransformador (con o sin arrollamiento terciario)
- ✓ Los transformadores de tres arrollamientos.

Los diferentes ensayos aplicados para la determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento, según el tipo de transformador, se detallan en los *apéndices 4.A1, 4A2 y 4A3*.

4.4.2.1.3 Criterio para la corrección de las lecturas en base a la temperatura

Todas las mediciones realizadas son corregidas a la temperatura estándar de 20°C, usando los multiplicadores listados en las *tablas anexas 4.D1 y 4.E1*, recomendaciones de los fabricantes MEGGER y DOBLE respectivamente. Se considera la temperatura del aceite medida (durante la ejecución del ensayo) por el instrumento ubicado en la parte superior del transformador (fijado a la tapa de la cuba), como la temperatura a ser aplicada para la corrección.

En casos donde dicho instrumento, se encontrara defectuoso o ausente, esta temperatura debe ser aproximada. Por tanto, el método para determinar esta aproximación, consiste en medir la temperatura del aire ambiente y la temperatura de la pared del tanque en la vecindad del instrumento. Siendo la temperatura del aceite en la parte superior del transformador, asumida como *la temperatura de la pared del tanque (cuba) más dos tercios de la diferencia entre la temperatura del tanque y la del ambiente*, ambas medidas en campo.

Hay que resaltar que los factores de corrección varían para cada tipo de transformador de potencia, siendo diferente para uno tipo sellado con colchón

de gas nitrógeno que para uno tipo conservador con respiración libre o con célula de expansión. Esto, se puede apreciar en las dos columnas de la tabla anexa ya mencionada.

Ejemplo:

Transformador de potencia inmerso en aceite aislante (tipo conservador 230/69/13.8 kV).

Temperatura del Aire= 20°C

Temperatura de la pared del tanque= 26°C

Temperatura del aceite en la parte superior= $26 + 2/3(26-20) = 30°C$

Factor de corrección para 20°C (según tabla anexa 4.4.A)= 0.63

Medición de Factor de Potencia= 0.61%

Factor de Potencia Corregido= $0.61 \times 0.63 = 0.384\%$

4.4.2.1.4 Criterios para la evaluación de los resultados

La interpretación de los resultados obtenidos en los ensayos de factor de potencia y/o factor de pérdidas, implica la valoración de las condiciones de servicio de los aislamientos, basados en investigaciones a través del tiempo, en datos de ensayos de campo correlativos y en valores límites proporcionados por los fabricantes.

- *Según la DOBLE Engineering Company :*

El sistema de aislamiento integro de un transformador de potencia moderno (nuevo) del tipo inmerso en aceite, debe tener un factor de potencia de 0,5% o menos, a una temperatura de 20°C.

Los transformadores de potencia viejos del tipo inmerso en aceite, pueden tener un factor de potencia entre 0,5% y 1.5%.

- *Según la MEGGER Company:*

El sistema de aislamiento integro de un transformador de potencia moderno (nuevo) del tipo inmerso en aceite, y de voltaje mayor o igual a 115kV, debe tener un factor de disipación de entre 0,25% a 1%, a una temperatura de 20°C.

Transformadores de potencia con 15 años de operación, deben presentar un factor de disipación de entre 0.75% y 1.5%.

Debe existir una justificación razonable por parte del fabricante en el caso de valores más altos, y asegurar que ellos no son el resultado de una posible contaminación del aislamiento. Si un alto factor de potencia es causado por el uso de materiales que tienen propiamente dicho parámetro inherentemente alto,

debe considerarse su reemplazo por un material que tenga buenas características eléctricas, mecánicas, térmicas, compatible con los requerimientos del diseño del transformador, y especialmente con bajo factor de potencia.

Se recomienda que los datos sean analizados en base a ensayos anteriores en la misma unidad, y comparados con resultados de ensayos en unidades similares.

Las capacitancias (corriente de carga) analizadas paralelamente con los ensayos de factor de potencia y/o factor de disipación, deben ser comparadas con los datos de fabrica (datos de placa), con resultados de ensayos anteriores, y con los resultados de ensayos en unidades similares. La capacitancia es una función de la geometría del devanado, y es estable de acuerdo a la temperatura y la vida útil del aislante. Por tanto, un cambio en ella es una indicación de que existe movimiento de los arrollamientos producto de una falla. Los aislamientos entre el arrollamiento de alta con respecto a tierra y entre el arrollamiento de alta y baja, son donde más frecuentemente se producen estos cambios.

Factores de potencia anormales (altos o bajo/negativo) son ocasionalmente registrados para el aislamiento entre arrollamientos de transformadores de dos devanados. Este puede ser el resultado de un inapropiado aterrizamiento del tanque del transformador (alta resistencia), o el uso de una pantalla

electrostática aterrizada entre sus arrollamientos. En este último caso, la capacitancia entre arrollamientos prácticamente no existe y se registran valores bajos de corriente y watts. Por lo tanto, debe verificarse la existencia de esta pantalla para emitir algún criterio al respecto.

Un incremento del factor de potencia acompañado de un marcado incremento de la corriente de carga, usualmente indica excesiva humedad o deterioración térmica acrecentada por la humedad.

4.4.2.2 Ensayo para la medición de la Resistencia de Aislamiento

Este ensayo no constituye un criterio de aprobación o desaprobación del transformador. La resistencia determinada, no obstante sujeta a grandes variaciones debido a la temperatura, a la humedad y a la calidad del aceite empleado, es un valor que da idea del estado del aislamiento y especialmente de la existencia de cortocircuitos francos en el transformador, antes de someterlo a los ensayos dieléctricos de tensión aplicada, tensión inducida y tensión de impulso, los cuales permitirán la identificación de los defectos menos pronunciados. Cabe destacar adicionalmente, la importancia de este ensayo para un seguimiento del proceso de secado del transformador.

4.4.2.2.1 Voltajes aplicados para el ensayo

Las normas brasileras ABNT, recomiendan que la tensión aplicada para el ensayo de resistencia de aislamiento de un transformador de potencia, debe estar acorde con la tensión nominal del equipo. Para lo cual, se estableció la siguiente tabla de referencia:

<i>Tensión nominal del transformador bajo ensayo (Voltios)</i>	<i>Tensión del Megohmetro (Voltios)</i>
440 000 / 230 000 / 138 000 345 000 / 230 000 / 138 000 345 000 / 138 000 / 13 800 230 000 / 138 000 230 000 / 88 000	5000
138 000 / 88 000 138 000 / 69 000 138 000 / 33 000 138 000 / 13 800	2500

Tabla 4.5 – Tensiones aplicadas para el ensayo de resistencia de aislamiento, en base a la tensión nominal del transformador

4.4.2.2.2 Ensayos aplicados

Los ensayos aplicados para la medición de la resistencia de aislamiento de los transformadores, al igual que los aplicados para la determinación de factor de potencia, dependen de la configuración del equipo. Por lo tanto, su análisis se basa igualmente en transformadores de dos y tres arrollamientos, incluyendo el autotransformador.

Los diferentes ensayos aplicados para la medida de la resistencia de aislamiento, según el tipo de transformador, se detallan en los *apéndices 4.B1, 4.B2 y 4.B3*.

4.4.2.2.3 Criterios para la evaluación de los resultados

Para el análisis correcto de las lecturas y la anticipación de fallas, se requiere tener criterio y experiencia personal básicos. En general, las lecturas de resistencia de aislamiento deberán considerarse como relativas, ya que sus valores varían sensiblemente dependiendo del esquema del transformador, del líquido aislante usado, la temperatura y otros factores. Para una simple medición sin valores de referencia, sólo se puede verificar si existen fallas en el aislamiento, tales como, cortocircuitos entre los arrollamientos o entre estos con respecto a la masa del equipo.

Como una confirmación a la relatividad de las lecturas de resistencia de aislamiento, valores considerablemente más bajos en relación a mediciones anteriores en condiciones idénticas, no indican necesariamente irregularidades en el aislamiento, no obstante será aconsejable optar por elevar la resistencia de aislamiento mediante el secado del transformador. Por otro lado, valores más altos que los obtenidos por los criterios a mencionar, no representan una garantía en cuanto al comportamiento del aislamiento si los mismos fueran

inferiores a los valores obtenidos en mediciones anteriores a condiciones idénticas.

De esta forma, se verifica que el valor absoluto de la resistencia de aislamiento no tiene mucho significado, siendo buena práctica su medición periódica (anual o semestral) y la comparación con resultados anteriores, efectuando un análisis completo de la tendencia de estos valores mediante gráficos estadísticos.

Para que el análisis comparativo sea efectivo, todos los ensayos deberán hacerse al mismo potencial, las lecturas deberán corregirse a una misma temperatura base y en lo posible bajo las mismas condiciones. Si fuesen constatadas alteraciones, es probable que problemas estén por ocurrir.

Para verificar si el aislamiento ha absorbido humedad, existen los criterios mostrados a continuación, los mismos que están basados en formulas empíricas o datos estadísticos resultados de varios años de experiencia:

CRITERIO I

Los valores mínimos admisibles de la resistencia de aislamiento están dados en base a los siguientes criterios de referencia:

TRANSFORMADOR	CRITERIO	
	Temperatura de operación cerca de 30°C	Temperatura de operación cerca de 80°C
Tipo inmerso en aceite aislante	Cerca de 30 MΩ por kV de la clase de aislamiento	Cerca de 1 MΩ por kV de la clase de aislamiento
Tipo inmerso en askarel	Cerca de 3 MΩ por kV de la clase de aislamiento	Cerca de 0,1 MΩ por kV de la clase de aislamiento

Tabla 4.6 – Valores mínimos de resistencia de aislamiento

CRITERIO II

Los valores mínimos admisibles de la resistencia de aislamiento están dados en base a las siguientes expresiones:

TIPO DE AISLAMIENTO	RESISTENCIA DE AISLAMIENTO A 75°C ($R_{i75°C}$)	
	MONOFÁSICOS	TRIFÁSICOS
<i>ACEITE</i>	$R_{i75°C} = \frac{3 \cdot 2.65 \cdot V_i}{\sqrt{S_n / f}}$	$R_{i75°C} = \frac{2.65 V_i}{\sqrt{S_n / f}}$
<i>ASKAREL</i>	$R_{i75°C} = \frac{3 \cdot 0.265 \cdot V_i}{\sqrt{S_n / f}}$	$R_{i75°C} = \frac{0.265 V_i}{\sqrt{S_n / f}}$

Tabla 4.7 – Formulas para determinar valores mínimos de resistencia de aislamiento

donde:

$R_{i75°C}$: Resistencia mínima del aislamiento a 75°C, para cada fase (en MΩ);

V_i : Clase de aislamiento del arrollamiento de mayor tensión, considerado en el momento de la medición (en kV);

S_n : Potencia nominal del transformador (en kVA).

Para poder comparar los valores calculados en estas expresiones con los obtenidos en campo mediante el uso del megohmetro, ambos deberán referirse a una misma temperatura. Por tanto, será necesario seguir una de las siguientes recomendaciones:

- ✓ Corregir la resistencia mínima calculada de 75°C a la temperatura (del aislamiento) del registro en campo. O
- ✓ Corregir la resistencia medida con el megohmetro de la temperatura dada a 75°C.

La corrección de temperatura se la realiza en base a la siguiente expresión:

$$R_{i\theta} = R_{i75^{\circ}\text{C}} \cdot fc \quad (4.34)$$

donde:

$R_{i\theta}$: Resistencia de aislamiento obtenida en campo mediante el uso del megohmetro (en $M\Omega$);

fc : Factor de corrección de temperatura para 75°C

El valor del factor de corrección **fc** se lo obtiene mediante la siguiente expresión:

$$fc = 2^a \quad (4.35)$$

donde:

$$a = \frac{75^{\circ}\text{C} - \theta}{10} \quad (4.36)$$

siendo θ , la temperatura del espécimen bajo ensayo, en el instante que se tomo la lectura.

En la *tabla anexa 4.F1* se muestran los factores de corrección calculados para la determinación de la resistencia de aislamiento mínima en temperaturas diferentes de 75°C.

CRITERIO III

Los valores de los índices de polarización y absorción pueden dar una idea del estado del aislamiento, tomando como referencia la *tabla anexa 4.B1*.

4.4.3 ENSAYOS DIELECTRICOS ESPECIALES APLICADOS EN FÁBRICA

4.4.3.1 Ensayo de Descargas Parciales

4.4.3.1.1 Metodología del ensayo

Existe una gran dificultad en la medición y localización de las descargas parciales en el interior de un transformador de potencia, debido a la irregularidad en la propagación de las señales.

Por lo tanto, para mejorar la precisión de este ensayo fue desarrollado el “*método de las múltiples mediciones*”, que tiene como principio básico la localización de las descargas parciales en diversos puntos, procurando evaluar su valor más correcto y su probable localización.

Este método debe ser aplicado en todos los arrollamientos de un transformador y las mediciones son realizadas en los terminales de los bushing's de alta tensión y en el terminal del bushing del neutro.

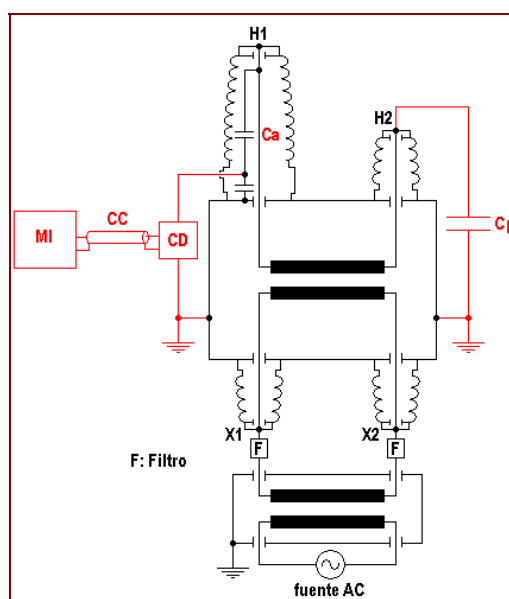


Figura 4.31 - Esquema de medición de descargas parciales de un transformador mediante un bushing tipo capacitivo.

Por tanto, la implantación de los esquemas de medición y calibración del circuito de medición deberán realizarse conforme lo detallado en el literal 4.3.1.2.3 de este capítulo.

Según la norma brasilera ABNT NBR 05356/81, para la ejecución del ensayo de descargas parciales en un transformador, se debe considerar lo siguiente:

- a) Excitar el transformador como en funcionamiento normal. Siendo en el caso de transformadores trifásicos con aplicación de tensión trifásica.
- b) La frecuencia de la tensión aplicada puede ser aumentada con relación a la nominal de tal forma que se evite la saturación del circuito magnético.
- c) Si el transformador cuenta con un conmutador bajo carga, este debe estar conectado en la derivación de máxima relación.
- d) Antes y después del ensayo, debe ser medida la intensidad de ruido ambiente, no debiendo ser superior a 150pc o 50μV.
- e) Cumplir la siguiente secuencia de aplicación de tensión para la toma de lecturas del ensayo:

$$V_1 = V_m \qquad V_2 = \frac{1,5V_m}{\sqrt{3}} \qquad (4.37)$$

donde: $V_m =$ Tensión máxima de operación

1. Energizar el transformador con una tensión no superior a $1/3$ de V_2 .
2. Elevar la tensión hasta V_2 y mantener el nivel durante 5 minutos.
3. Elevar la tensión hasta V_1 y mantener el nivel durante 5 segundos.
4. Bajar la tensión hasta V_2 y mantener el nivel durante 1 hora.
5. Bajar la tensión hasta un valor inferior a $1/3$ de V_2 y desenergizar.

4.4.3.1.2 Criterio para la evaluación de los resultados

El transformador es considerado aprobado si: NO ocurrieran descargas durante el ensayo; ó si estas se presentaran a la tensión V_2 , NO deban exceder el valor de 300pC (o $100\mu\text{V}$) sin mostrar tendencia acentuada de crecimiento durante el intervalo de 1 hora.

4.4.3.2 Ensayo de Tensión Aplicada

Como ya se mencionó anteriormente, un megohmmetro con una tensión de ensayo igual o superior a la nominal de un transformador de potencia, sería difícil de obtenerse. No obstante, para que se haga un análisis real del aislamiento entre arrollamientos y entre estos con respecto a la masa, se necesita aplicar al transformador una tensión tal que corresponda en lo mínimo a la nominal, a una frecuencia también nominal.

4.4.3.2.1 Metodología del ensayo

El ensayo de tensión aplicada en un transformador de potencia, es realizado como indica la figura 4.31. El conjunto a ser utilizado consistirá en una fuente de tensión de frecuencia igual a la nominal del transformador, que alimenta un transformador de salida variable. La tensión de salida es graduada para un valor que está relacionado con la clase de aislamiento del transformador, según se verifica por la tercera columna de la *tabla anexa 4.C1*.

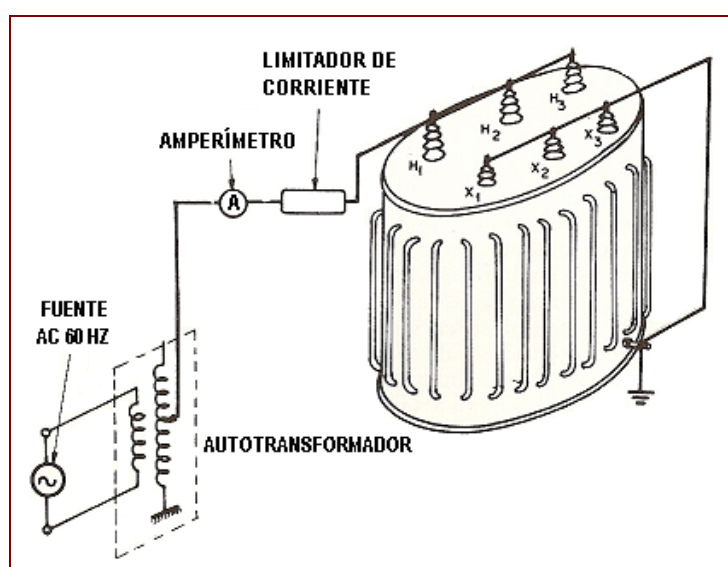


Figura 4.32 - Esquema de conjunto para ensayo de tensión aplicada

La tensión debe ser aplicada inicialmente con un valor no superior a un tercio de la tensión de ensayo y elevada posteriormente hasta el valor máximo tan rápido cuanto fuera compatible con la lectura correcta de los instrumentos. La tensión máxima de ensayo debe ser mantenida durante 60 segundos y debe ser reducida rápidamente a menos de un tercio de este valor y desconectada.

En la primera fase del ensayo, los terminales de los arrollamientos son cortocircuitados y la alimentación es hecha inicialmente por el lado de alta tensión, aterrizándose los terminales de baja tensión y la masa del equipo. En la segunda fase del ensayo, la alimentación es realizada por el lado de baja tensión, aterrizándose los terminales de alta tensión y la masa del equipo. Se debe observar que las tensiones son diferentes en las dos etapas del ensayo, pues el valor de tensión depende de la clase de tensión del arrollamiento bajo ensayo, la cual es diferente para alta y baja tensión.

Se constata que, para cada fase del ensayo, los terminales del arrollamiento bajo ensayo están en cortocircuito. Esto implica que todos los puntos de la bobina están al mismo potencial. Este hecho lleva a la conclusión de que este ensayo solo permite analizar el aislamiento entre las bobinas de alta tensión, baja tensión y la masa. Por lo tanto el aislamiento entre espiras no es verificado.

4.4.3.2.2 Criterio para la evaluación de los resultados

En relación a la manera de constatar la existencia o no de defectos, el amperímetro indicado en el esquema de la figura 4.31 ya lo detectaría, pues una sola indicación de corriente sólo ocurriría si hubiese un circuito cerrado a través del aislamiento.

Se especifica que la lectura en el amperímetro no debe ser superior a 1mA, o que el aislamiento mínimo entre las partes constituyentes citadas debe ser de 1000Ω para cada 1 Voltio de tensión aplicada. Por ejemplo, en transformadores ensayados con 10000 voltios, la resistencia mínima del aislamiento debe ser 10 M Ω .

4.4.3.3 Ensayo de Tensión Inducida

Como ya se ha mencionado anteriormente, los ensayos de resistencia de aislamiento y de tensión aplicada, tienen por finalidad la verificación del aislamiento entre los arrollamientos de alta y baja tensión, y entre estos con respecto a masa. Por otro lado, es un hecho conocido que pueda ocurrir defectos de aislamiento entre las propias espiras de un arrollamiento. Como se indica en la figura 4.32, de acuerdo con el gradiente ΔV , podrá haber un rompimiento del dieléctrico entre espiras, desde que el aislante no lo soporte.

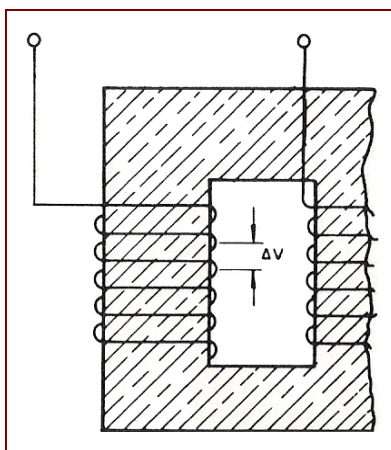


Figura 4.33 – Ensayo de tensión inducida. Análisis del aislamiento entre espiras

4.4.3.3.1 Metodología del ensayo

Para la realización de este ensayo, se emplea el transformador en la condición de vacío, aplicándose entre los terminales del lado de baja, una tensión igual al doble de la nominal durante un tiempo correspondiente a 7200 ciclos. En el lado de alta tensión, habrá el doble de la nominal y con eso el gradiente de potencial entre espiras también se duplicará, de tal modo que, si hubiera un defecto en el aislamiento, el mismo se revelaría dentro del tiempo implícitamente fijado en términos del número de ciclos citado.

Una nota importante respecto a este ensayo es que debe ser observado un valor máximo de corriente de excitación igual a 30% de la corriente nominal del arrollamiento al cual se aplica la fuente. Un alto valor de corriente calentaría el arrollamiento y la temperatura afectaría al aislamiento. Se sabe que el valor de la tensión inducida es del tipo.

$$V \cong K_1 \cdot B \cdot f \quad (4.38)$$

Se concluye que para doblar la tensión, se podría doblar B , por lo tanto, como se muestra en la figura 4.33, la saturación sería muy grande y por consecuencia la corriente de excitación sería alta. Lo que se hace entonces es aumentar la frecuencia.

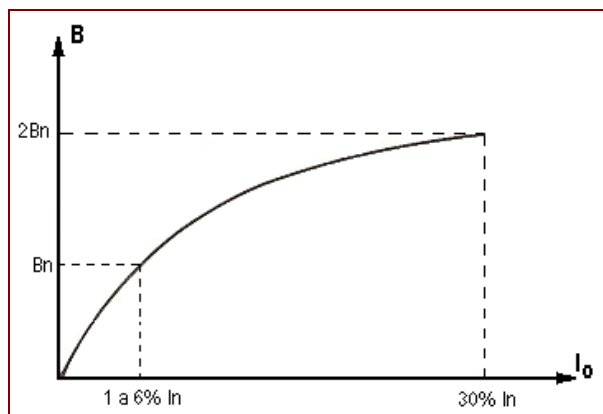


Figura 4.34 – Obtención del doble de la tensión nominal por el aumento de la inducción magnética

En muchos casos, el aumento llega al doble de la frecuencia nominal, y la inducción continua igual a aquella de funcionamiento nominal así como la corriente de vacío.

Conocida la frecuencia, para el cálculo de la duración del ensayo en segundos, se tiene:

$$T = \frac{7200}{f} (\text{segundos}) \quad (4.39)$$

Que en el caso de $f=120$ Hz, es igual a 1 minuto.

En relación al esquema de ensayo, sería similar al implantado para el ensayo a vacío y el problema de la detección de los defectos sería efectuado de acuerdo a la práctica del ejecutor, siendo que: las características para un defecto de

magnitud, sería la alteración de la relación de transformación, y para un defecto menor, las burbujas en la superficie del aceite.

4.4.3.4 Ensayo de Impulso de Tensión

Los transformadores deberán por norma, soportar sin cualquier daño, durante un cierto intervalo de tiempo, un valor de sobretensión compatible con su clase de tensión. El ensayo de impulso en transformadores, trata fundamentalmente, la verificación de la rigidez dieléctrica a lo largo de los arrollamientos (entre espiras, capas y bobinas) con una distribución de sobretensiones análogas a las que aparecen en servicio.

Siendo los arrollamientos sometidos a este tipo de sobretensión, en caso de que haya problemas de fabricación o de otro origen desde el punto de vista del aislamiento, se podría tener, su rompimiento tanto entre espiras de una bobina o entre espiras de arrollamientos de alta y baja tensión. Como se sabe, tales arrollamientos normalmente se encuentran superpuestos uno al otro y en una misma columna del núcleo.

En la figura 4.34 se indica que la descarga atmosférica incidiendo sobre una línea se divide en dos partes, originando dos ondas de sobretensión que se propagan en sentidos opuestos. De esta forma, se puede observar el sentido de la onda que incide sobre el transformador.

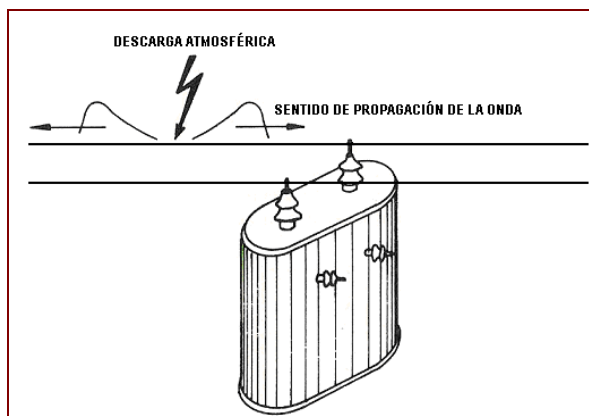


Figura 4.35 – Sentido de propagación de la onda de tensión

4.4.3.4.1 Metodología del ensayo

De modo general, el ensayo de impulso debe ser efectuado en todos los arrollamientos de un transformador, de tal forma, que al aplicarse la onda a uno de sus terminales, se recomienda que los demás sean aterrizados directamente o por medio de resistores especiales. Es decir, el arrollamiento bajo ensayo deberá tener uno de sus terminales aterrizado, estando el otro conectado al generador de impulso. (Ver la siguiente figura)

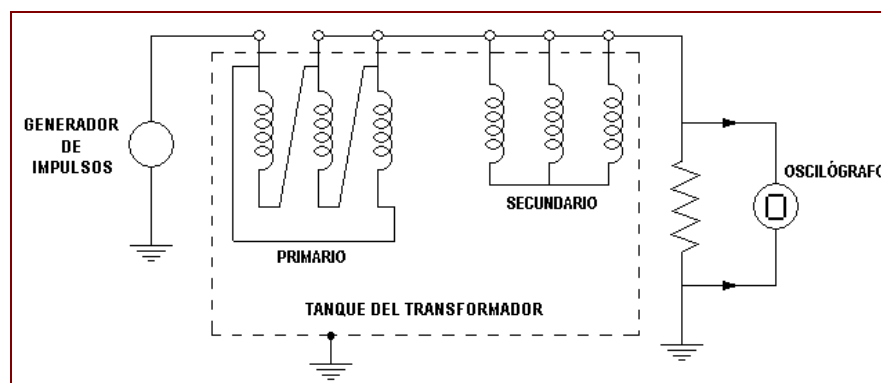


Figura 4.36 – Esquema de ensayo en un transformador, para aplicación de onda de impulso

De acuerdo con las normas, el siguiente orden debe ser observado en la aplicación del impulso en cada terminal del transformador, excepto el neutro: (1ro) Una onda plena reducida, (2do) Dos ondas cortadas y (3ro) Una onda plena.

Estas ondas de impulso deben satisfacer las condiciones establecidas por las normas cuando el transformador sea parte del circuito generador de impulsos. Para un análisis más fácil de los oscilogramas, se debe tomar simultáneamente, las ondas de tensión y corriente, tanto de las ondas reducidas como de la plena.

a) Ondas reducidas

Al ensayarse un transformador, se puede prever la existencia de defectos en el aislamiento, en mayor o menor escala. De este modo, con el propósito de no afectar totalmente al equipo, en el caso de que existan defectos de gran magnitud, las normas recomiendan que la primera onda a ser aplicada debe tener el formato normal pero con un valor de cresta correspondiente a la faja de 50% a 60% de lo estipulado para la clase de tensión del espécimen bajo ensayo.

Esta onda no solicita tanto el transformador (debido al valor de tensión reducida), pero si hubiese defectos acentuados en el aislamiento, estos serían evidenciados. La siguiente figura ilustra la forma de onda reducida:

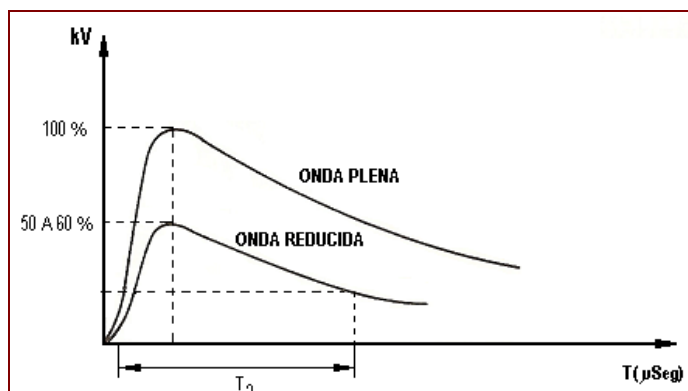


Figura 4.37 - Primera onda aplicada, reducida, utilizada para la verificación de defectos acentuados y del tiempo T_2

Los valores de los tiempos T_1 y T_2 pueden sufrir eventuales alteraciones. Siendo el transformador colocado en serie con el circuito del generador de impulsos, el mismo puede afectar en la forma de las ondas, a través de una alteración de los parámetros del circuito formado, pues, principalmente en los instantes iniciales se destaca el efecto capacitivo del transformador.

Del oscilograma referente a la primera onda aplicada, se puede obtener fácilmente el tiempo T_2 , determinándolo de acuerdo con su definición. La determinación del tiempo T_1 por el mismo oscilograma empleado para el cálculo de T_2 , no es aplicable debido a la pequeña precisión que ofrece. Es interesante recordar que mientras T_2 es del orden de $50\mu s$, T_1 será del orden de $1,2\mu s$.

Con el propósito de calcularse el tiempo de subida T_1 , se aplica otra onda reducida, registrando su formato con una escala de tiempo bastante ampliada, tal como se representa en la figura 4.37:

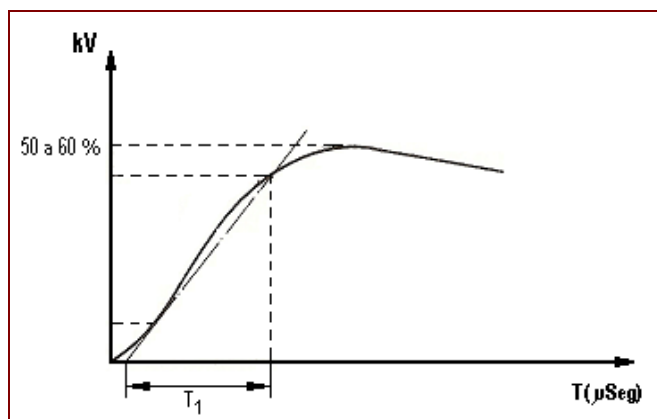


Figura 4.38 – Segunda onda aplicada, reducida, utilizada para la determinación del tiempo T_1

b) Ondas cortadas

Es común que una onda de sobretensión del tipo convencional sufra bruscos cortes debido a la actuación de pararrayos o descargas en los mismos aisladores de los transformadores. La onda resultante, que mucho solicitará el aislamiento, tendrá un formato del tipo indicado en la figura 4.38 donde se notan dos características importantes:

1. La onda cortada es proveniente de una onda de impulso normal, que presenta un valor de cresta del orden de 110% a 115% del indicado por la *tabla anexa 4.C1*.

2. El corte puede ser realizado en la frente, en la cresta o en la cola de la onda. Generalmente, este es efectuado para un tiempo largo encima del cual ocurre la tensión de cresta, y se lo denomina **Tiempo de Corte (T_c)**. Cabe recalcar que el origen de este tiempo no es marcado de acuerdo al criterio establecido anteriormente para los tiempos T_1 y T_2 .

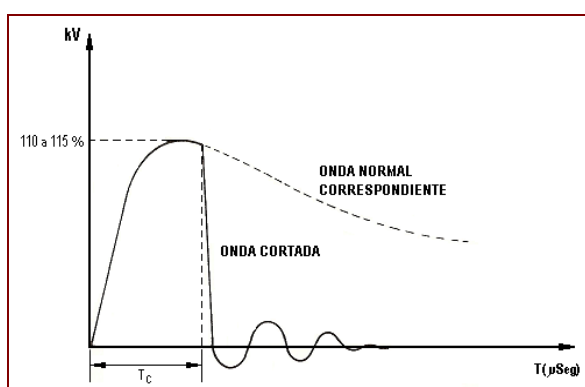


Figura 4.39 – Tercera y cuarta ondas aplicadas: cortada

Al aplicarse siempre una segunda onda cortada, se verifica si la primera no altero el transformador, comparando los oscilogramas en los dos casos.

Para transformadores mayores a 15KV, se consiguen valores de T_c situados entre 1,8 a 3 μ s. Para la determinación del tiempo de corte T_c para diferentes niveles de tensión del transformador, basta observar la quinta columna de la **tabla anexa 4.C1**.

Respecto al equipo necesario para efectuar el corte, un centellador común lo conseguirá apenas perciba el valor de tensión para el cual fue calibrado.

c) Onda Plena

En continuación al ensayo, se aplica al transformador una onda plena semejante a la primera, pero con el valor de cresta de 100% del estipulado para la clase de tensión del transformador bajo ensayo.

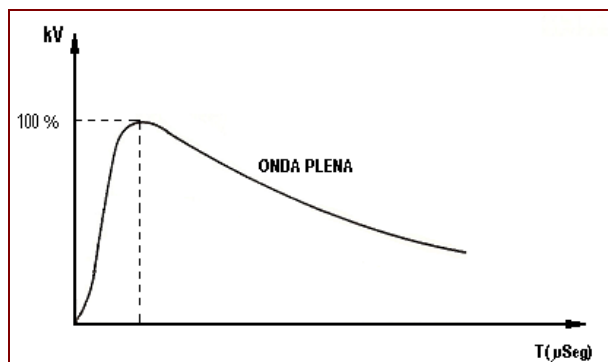


Figura 4.40 – Quinta onda aplicada: plena

d) Segunda Onda reducida

Como sexta y última onda aplicada, se tiene otra onda reducida, cuyo objetivo sería el de comparar su oscilograma con aquel obtenido al inicio del ensayo. El análisis permitirá afirmar si el transformador sufrió algún daño con los impulsos aplicados.

La combinación transformador-generador de impulso, determina oscilaciones características para cada tipo de transformador. Estas oscilaciones permanecerán fijas en periodo para un impulso dado hasta que se rompa el aislamiento del transformador.

4.4.3.4.2 Criterios para la evaluación de los resultados

En gran escala, los defectos podrán evidenciarse según las características perceptibles al elemento que se este realizando el ensayo. Mientras que, con pequeños defectos el problema se vuelve más serio, siendo que estos podrán ser identificados por los formatos de las ondas de tensión y corriente que deberán ser registrados y analizados por un especialista. El análisis de mayor sensibilidad es efectuado en la onda de corriente y el de menor sensibilidad en la onda de tensión. Es en base a este último que aquí se hará referencia.

En el caso que se tengan referencias de resultados de ensayos de un transformador similar y en buenas condiciones, se podría llegar a una conclusión al comparar las ondas obtenidas en este con las del equipo bajo ensayo.

Para la detección de defectos, la onda más usada es la onda plena, la cual es definida por el nivel básico de aislamiento (BIL) del equipo ensayado. La onda reducida inicial servirá de referencia para las ondas siguientes.

Si la última onda reducida puede ser comparada a la onda plena aplicada después de las cortadas, el arrollamiento es considerado bueno. El criterio de la comparación de las ondas plenas y reducidas es un criterio seguro en el análisis de defectos.

El circuito combinado del generador de impulsos es generalmente muy complicado y pequeñas variaciones se originan debido a este hecho. Así, algunas de estas pueden ocurrir en la subida y en la cresta de la onda.

Si a pesar de estas pequeñas variaciones, la onda plena puede todavía ser comparada a la onda reducida, el transformador aún será considerado bueno. No obstante, las modificaciones en la forma de onda, a pesar de ser pequeñas, deben ser investigadas, ya que pueden indicar algún defecto en el transformador. Este criterio incluye también pequeñas oscilaciones en la cola de la onda.

El hecho de que una onda presentara oscilaciones o amortiguamientos, no significa que el transformador tuviera algún defecto. No siempre se consigue con el transformador en el circuito generador de impulsos, una onda igual a 1,2/50 libre de oscilaciones. Mientras los oscilogramas puedan ser comparados en tiempo y amplitud, podemos afirmar que el transformador está bueno.

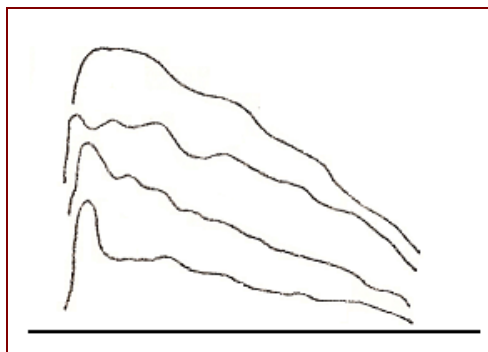


Figura 4.41 – Oscilogramas obtenidos en transformadores diferentes y todos están buenos

Si hubiera fallas, las modificaciones en el dieléctrico van a alterar los oscilogramas por causa de la modificación de la impedancia del transformador o por la presencia de corona.

Tales fallas de aislamiento pueden traducirse generalmente como: descarga interna en el arrollamiento y en el aceite para tierra, falla en el bushing, cortocircuito de los cables de conexión para tierra o para un arrollamiento adyacente. Fallas obvias podrán ser detectadas por humo, burbujas, ruidos y grandes cambios en las oscilaciones. Grandes defectos aparecerán como colapso parcial o total en la onda plena, generalmente antes de los $50\mu\text{s}$ y siempre simultáneamente, en los oscilogramas de la onda de corriente.

Ejemplos de referencia sobre interpretación de fallas, a partir del análisis de ondas de tensión obtenidas en los oscilogramas durante los ensayos de impulsos aplicados en transformadores de potencia, se muestran en detalle en la *figuras anexas 4.6.A,B,C,D,E,F,G,H.*

Un análisis cuidadoso debe efectuarse en los oscilogramas, porque un examen visual puede no percibir ciertos detalles importantes. Cabe recalcar, que los desvíos en las ondas pueden ser provocados por factores externos al transformador.

Una manera simple de verificar si las modificaciones en los oscilogramas no son debidas al transformador, es tomar una serie de ondas reducidas con valores cada vez menores. Si todas ellas pudieran ser superpuestas entonces el defecto no es del transformador, sino externo.

En el caso de la indicación de defecto, un buen diagnóstico puede ser obtenido aplicándose una serie de ondas de 50, 60, 70, 80 y 90% de la onda plena y después la onda plena, pudiendo ser seguidas de las ondas escarpadas (ondas con gran pendiente), cortadas y nuevamente la onda plena.

La verificación del aislamiento del transformador con tensión inducida y tensión aplicada luego del ensayo de impulso, permitirá revelar los defectos provocados por este último. Entretanto, como los esfuerzos provocados por estos 3 ensayos son diferentes, puede ser que todavía prevalezca algún defecto. Los defectos deben ser analizados separadamente en cada ensayo, con sus técnicas propias

4.4.4 PRINCIPALES RECOMENDACIONES A SEGUIR PARA LA APLICACIÓN DE LOS ENSAYOS DIELECTRICOS EN CAMPO

Para analizar en campo el estado del aislamiento en conjunto de un transformador de potencia, se efectúan dos tipos de ensayos: el ensayo para la medición de la resistencia de aislamiento y el ensayo para la determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del mismo. De esta forma, las principales recomendaciones a seguir para la aplicación de tales ensayos, se exponen a continuación:

- 1) Verificar con un higrómetro en sitio, que existan las condiciones ambientales favorables para la realización de los ensayos, considerándose como valores aceptables: una temperatura no menor a **20°C** en conjunto con una humedad relativa no mayor al **75%**. Es decir, se recomienda un ambiente totalmente seco (no lluvioso), soleado y/o nublado.
- 2) Preparar previamente los recursos estrictamente indispensables para la realización de los ensayos, tales como:
 - ✓ Personal especializado de ayuda con su respectivo equipo de seguridad (casco, guantes aislantes, botas dieléctricas, gafas y otros)
 - ✓ Accesorios varios de seguridad (cinta delimitadora con anuncio de "PELIGRO", conos reflectivos y otros)

- ✓ Instrumentos de ensayo y sus accesorios.
 - ✓ Herramientas menores (llaves, ratches, escaleras telescópicas y otros)
 - ✓ Accesorios de limpieza (tela pañal, cepillos de cerdas de acero y bronce, alcohol, agua y otros)
 - ✓ Formularios para registro de las lecturas de los ensayos a realizarse.
 - ✓ Formularios de registros de ensayos anteriores (historial del equipo en análisis) y/o protocolos de ensayos en fábrica, según sea el caso (ensayo de recepción o rutinario). Estos, con el fin de ayudar a establecer un pre-diagnóstico en campo.
- 3) Como norma de seguridad estrictamente indispensable, se debe preparar el área de trabajo, delimitándola y cercándola con el objetivo de evitar el paso de personas ajenas al ensayo.
- 4) Preparar el transformador para el ensayo, tomando en cuenta lo siguiente:
- a) Aislar el transformador de toda fuente de alimentación, dado el caso de que este se encontrara ya en servicio. Por lo general, en los sistemas de transmisión, este equipo cuenta con interruptores y seccionadores adyacentes, por lo tanto, se recomienda su apertura y como medida de precaución su respectivo bloqueo operacional.

- b) Desconectar todos los conductores externos (aéreos) en los terminales de los bushing's del transformador, incluyendo la conexión a tierra del terminal neutral. Realizar a la vez, la limpieza de dichos terminales, para permitir un buen contacto con los conectores de los cables de interconexión al instrumento de ensayo.

NOTA: Poner particular atención a los conductores por desconectarse y asegurarse de que estos hayan sido apropiadamente aislados de cualquier fuente de voltaje. Probar los voltajes extraños o inducidos y aplicar las tierras locales de seguridad.

- c) Limpiar minuciosamente la superficie de la porcelana de los bushing's y realizar a la vez una inspección visual de la misma, para detectar alguna anomalía que posiblemente influya en el ensayo.
- d) Como el objetivo principal de los ensayos dieléctricos en campo, es la determinación de las condiciones del aislamiento entre arrollamientos y entre los mismos con respecto a la masa del equipo, es conveniente uniformizar el potencial en toda la bobina, por tanto, se requiere cortocircuitar los terminales (derivaciones) de un mismo arrollamiento, incluyendo el terminal neutral. Cabe resaltar, que esto permite eliminar algún efecto de inductancia durante las mediciones

- e) Si existieran transformadores de corriente toroidales, instalados en los bushing's del transformador, se recomienda que los terminales de sus arrollamientos secundarios disponibles en los gabinetes de control local, sean cortocircuitados.
 - f) Si la unidad es equipada con un cambiador de TAP bajo carga (OLTC), este debe ser fijado en la posición neutral
 - g) Aterrizar los arrollamientos por un periodo de 10 minutos, con el objetivo de eliminar cualquier carga residual del aislamiento que pudiera afectar la medición.
- 5) Ubicar los instrumentos de ensayo sobre una superficie plana y firme, a una distancia del transformador tal que, permita el buen uso de los cables de interconexión.
- 6) Definir previamente el método de ensayo a ser aplicado, analizarlo gráficamente y luego realizar las respectivas conexiones
- Para el ensayo de determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento, hacer referencia a los métodos expuestos en los *apéndices 4.A1, 4.A2 y 4.A3.*

- Para el ensayo de medición de la resistencia de aislamiento, hacer referencia a los métodos expuestos en los *apéndices 4.B1, 4.B2 y 4.B3*.
- 7) Efectuar los ensayos operando el instrumento según lo recomendado por su fabricante. No obstante, se debe considerar lo siguiente:
- Para el ensayo de determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento:
 - a) Aterrizar correctamente el instrumento de ensayo, de ser posible a los mismos puntos de conexión de la cuba del transformador a la red principal de tierra de la instalación.
 - b) Seleccionar el voltaje de ensayo a ser aplicado por el instrumento, según la referencia indicada en el literal 4.4.2.1.1.
 - c) Operar adecuadamente el o los interruptores de seguridad del instrumento de ensayo, según lo recomiende el fabricante.
 - d) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con los métodos de ensayo a ser aplicados, cuyo modelo depende del tipo de transformador en análisis (de dos o tres arrollamientos).

- Para el ensayo de medida de resistencia de aislamiento:
 - a) Definir el método de análisis a ser aplicado, según lo expuesto en el literal 4.3.2.1.4.
 - b) Seleccionar el voltaje de ensayo a ser aplicado por el instrumento, según la referencia indicada en el literal 4.4.2.2.1.
 - c) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con los métodos de ensayo a ser aplicados, cuyo modelo depende del tipo de transformador en análisis (de dos o tres arrollamientos).

- 8) Después de finalizar el primer ensayo, se debe descargar la capacitancia del espécimen por un periodo aproximado de cuatro veces el tiempo que se aplicó el voltaje en el ensayo previo. Esto, con el objetivo de eliminar cualquier carga residual que pueda afectar la próxima medición.

NOTA: *NO desconectar los cables de interconexión por lo menos antes de 30 a 60 segundos después del ensayo, para permitir la descarga normal de la capacitancia.*

4.5 ENSAYOS APLICADOS PARA EL CONTROL DEL ACEITE DIELECTRICO COMO PARTE DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA

4.5.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Un aceite mineral aislante debe ser sometido a ciertos ensayos básicos recomendados por la norma ASTM-D3487, esto con el objetivo de verificar que sus propiedades cumplan con las especificaciones dadas por dicha norma, de tal forma que se garantice su normal funcionamiento.

Es importante distinguir tres situaciones diferentes en las que se recomienda analizar una muestra de aceite aislante, estas son:

1) Durante su recepción en campo.

Es posible que por negligencia en el manejo de los tanques de almacenamiento durante su transporte, el aceite haya receptado humedad, partículas y gases. Por tal motivo, es recomendable conocer el estado del aceite receptado en campo mediante la ejecución de ciertos ensayos. Para este caso, la IEEE mediante la publicación Std.C57.106-2002 (table 1), recomienda los principales ensayos a ejecutarse y sus valores límites de aceptación expuestos en la *tabla anexa 4.G1*.

2) *Inmerso en un transformador nuevo, posterior a 48 horas de reposo, previo a la energización.*

Por motivo del primer caso expuesto, los fabricantes de transformadores recomiendan someter el aceite a un proceso de tratamiento previo a su llenado, siendo objetivo principal el ingresar un aceite con contenido reducido de gases, partículas y agua. Esto ocasiona una primera influencia en sus características. La segunda influencia se da con el aceite ya en reposo dentro del transformador, ya que este entra en contacto con sus partes internas, especialmente con el aislamiento celulósico, con el cual interactúa hasta lograr un equilibrio de humedad, la cual fue absorbida posiblemente durante el periodo de montaje y que pasó desapercibida en el proceso de secado.

Para este caso, la IEEE mediante la publicación Std.C57.106-2002 (table 2, table 3), recomienda los principales ensayos a ejecutarse y sus valores límites de aceptación expuestos en las *tablas anexas 4.H1 y 4.H2*.

3) *Posterior a la energización del transformador, anualmente como inspección rutinaria.*

Las normas recomiendan que a partir de la puesta en servicio del transformador, se deberá muestrear el aceite anualmente para ser sometido a

ciertos ensayos que permitan controlar la evolución de sus características, tomando una acción inmediata en el caso de comprobar alguna anomalía.

Para este caso, la IEEE mediante la publicación Std.C57.106-2002 (table 7), recomienda los principales ensayos a ejecutarse y sus valores límites de aceptación expuestos en la *tabla anexa 4.II*. Por tanto, en la evaluación de los resultados acorde con dicha tabla, se clasifica a los aceites en servicio en tres clases que son:

- a) CLASE I: en este grupo se encuentran los aceites en condiciones satisfactorias para continuar en servicio. Los resultados de ensayos se ubican dentro de los límites referenciales de la *tabla anexa 4.II*.
- b) CLASE II: en este grupo se encuentran los aceites que presentan una baja rigidez dieléctrica y alto contenido de agua, tomando como referencia los valores límites recomendados en la *tabla anexa 4.II*. En este caso, se recomienda someter el aceite a procesos de reacondicionamiento con filtro-prensado o deshidratación al vacío.
- c) CLASE III: en este grupo se encuentran los aceites que presentan baja tensión interfacial, alto factor de potencia y número de neutralización, tomando como referencia los valores límites recomendados en la *tabla*

anexa 4.II. En este caso, se recomienda someter el aceite a un proceso de regeneración con tierra fuller u otro método similar.

4.5.2 ENSAYOS FÍSICO – QUÍMICOS

4.5.2.1 Contenido de Agua (Método Karl Fischer)

El contenido de humedad en el aceite se presenta en *partes por millón (ppm)* o expresado también en *miligramos de humedad por kilogramo de liquido aislante*. La determinación del contenido de agua en el aceite dieléctrico, puede dar una idea del estado de evolución del proceso de deterioración no solo del aceite, sino que también del aislamiento sólido.

El riesgo de falla dieléctrica incrementado por la presencia de humedad en el aceite, esta directamente relacionado con *la saturación relativa porcentual del aceite con agua*. Mientras que, el prematuro envejecimiento permanente del aislamiento sólido, esta directamente relacionado con *el contenido de humedad porcentual del aislamiento sólido*. Estos dos efectos se tratan según como utilizemos los valores de humedad para evaluar su contenido en los transformadores inmersos en aceite.

4.5.2.1.1 Metodología del ensayo

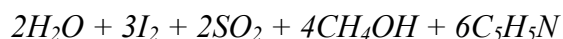
Existen varios métodos para su determinación, pero el más adecuado es el correspondiente a la norma **ASTM D.1533**, conocido como el “método Karl Fischer por titulación coulométrica”.

Consiste en un amperímetro con corriente sobre tensión constante, el punto final de la titulación es reconocido por el paso de corriente ocasionado por ligero exceso de yodo y se dará cuando la adición de un exceso de 0,02 ml del reactivo de Fischer hace aparecer una corriente de 15 a 20 microamperes, que debe persistir por 30 segundos en lo mínimo, entre dos electrodos de platina sumergidos en la solución conteniendo el líquido bajo ensayo.

El yodo en el reactivo de Fischer reacciona con el agua presente en la muestra de aceite, terminándose la reacción en el momento en que se consume la totalidad del agua presente. El instrumento de ensayo detecta y mide la carga electrostática (en coulombios) generada por la reacción y transforma dicho valor a ppm (partes por millón) de agua, dándole la información al instrumento del peso de la muestra.

Interpretando químicamente la reacción producida en el ensayo, se podría decir que este método consiste en la oxidación del dióxido de azufre por el yodo en

presencia de agua, la piridina y el alcohol metílico, conforme la siguiente ecuación:



Por tanto, son necesarias 3 moléculas-gramo de yodo para 2 de agua. Cabe recalcar que la presencia de agua es fundamental para la oxidación del dióxido de azufre.

El esquema básico y fotografías del instrumento utilizado en laboratorio para la determinación del contenido de agua en base a este método, se muestran en las *figuras anexas 4.7.A, B, C*.

4.5.2.1.2 Criterio para la evaluación de resultados

La interpretación de los resultados obtenidos puede darse de dos formas diferentes, que de cierta forma guardan relación directa:

- 1) El valor directo en ppm obtenido en el instrumento de Karl Fischer, es comparado con los valores límites referenciales recomendados por la IEEE Std.C57.106-2002 que se muestran en las *tablas anexas 4.G1, 4.H1, 4.H2 y 4.J1*

El aceite es considerado con contenido de humedad ACEPTABLE cuando el resultado del ensayo en ppm, se encuentre por debajo del límite recomendado en las tablas.

- 2) El valor en ppm obtenido en el ensayo es expresado en términos de *porcentaje de saturación de agua en el aceite*, siendo este comparado con los valores límites referenciales recomendados por la IEEE Std.C57.106-2002 que se muestran en la *tabla anexa 4.JI*.

El aceite es considerado con contenido de humedad ACEPTABLE cuando el resultado del ensayo en %, se encuentre por debajo del límite recomendado en la tabla.

En base a la misma publicación en referencia de la IEEE, se presenta la *tabla anexa 4.KI*, donde se establecen rangos de valores de porcentaje de saturación de agua en el aceite, en relación con las condiciones cualitativas de contenido de humedad en el aislamiento celulósico.

El agua es formada por la deterioración de la celulosa y del aceite, o proveniente del exterior del transformador. Cuanto más bajo es el contenido de agua en el aceite, menor serán las pérdidas dieléctricas y la corrosión metálica, y más larga la vida útil del transformador.

Un contenido de humedad de 50ppm en el aceite del tope del transformador es considerado crítico e indica la necesidad de su eliminación. Con un aceite en este estado, seguramente el aislamiento sólido del transformador, constituido de papel, estará con exceso de humedad.

Saturación de agua en el aceite

La humedad no es muy soluble en presencia de un aceite limpio y nuevo. La solubilidad aumenta a temperaturas más altas. El resultado de comparar cuanta humedad hay disuelta en el aceite con cuanta humedad puede contener este a una temperatura cualquiera, es lo que se conoce como *la saturación relativa del aceite o saturación de agua en el aceite*. La misma que expresada en términos porcentuales, se obtiene a partir de las siguientes ecuaciones:

$$\%saturación = \frac{ppm(mg / kg)}{S_o} \cdot 100\% \quad (4.40)$$

$$\log_{10} S_o = \left(-\frac{1567}{T} \right) + 7.0895 \quad (4.41)$$

donde:

ppm: contenido de agua en el aceite determinada por el método de Karl Fischer.

So: Solubilidad de agua en el aceite

T: Temperatura absoluta del aceite (en grados Kelvins)

Si la humedad del aceite es mayor que la cantidad de saturación relativa deseada y el transformador se enfría significativamente, parte del agua disuelta se separa de la solución en forma de gotas de agua libre. Estas gotas generan una condición que puede causar falla dieléctrica inmediata, si se ponen en contacto con un conductor energizado en el interior del equipo.

4.5.2.2 Examen Visual y Color

La determinación del color del aceite dieléctrico, puede dar una idea del estado de evolución de su deterioración. Esto se debe a que con su envejecimiento, irá a perder su coloración líquida e tomará una tonalidad más oscura, presentándose finalmente de color marrón bien oscuro.

4.5.2.2.1 Metodología del ensayo

Los métodos de ensayo normalmente aplicados corresponden a las normas **ASTM D.1500** y **ASTM D.1524**. Ambos tienen por finalidad verificar el color del aceite y la existencia de partículas sólidas y gotas de agua en suspensión.

El método **ASTM D.1500**, conocido como “el método de colorímetro”, es aplicado únicamente en laboratorio y se lo utiliza en la determinación del color de los derivados del petróleo.

El método **ASTM D.1524** está dirigido a la apreciación visual del aceite aislante en campo, el cual incluye la estimación del color según la ASTM y la verificación de la existencia de partículas sólidas y gotas de agua en suspensión.

La clasificación del color se efectúa comparándose la tonalidad del aceite muestreado con los colores de una escala padrón estándar numerada del 0,5 (el más claro) a 18,0 (el más oscuro), siendo un extracto de esta, la clasificación detallada en la siguiente tabla:

NÚMERO DE COLOR	COLOR PADRÓN
<i>1</i>	<i>Lirio</i>
<i>1,5</i>	<i>Crema claro</i>
<i>2</i>	<i>Amarillo pálido</i>
<i>2,5</i>	<i>Sidra extra pálido</i>
<i>3</i>	<i>Sidra pálido</i>
<i>3,5</i>	<i>Naranja extra pálido</i>
<i>4</i>	<i>Naranja pálido</i>
<i>4,5</i>	<i>Rojo pálido</i>
<i>5</i>	<i>Rojo claro</i>
<i>6</i>	<i>Rojo oscuro</i>
<i>7</i>	<i>Vino</i>
<i>8</i>	<i>Marrón</i>

Tabla 4.8 – Clasificación de colores conforme a la norma ASTM

Esta escala corresponde a un comparador cuyos colores padrón son representados por placas de vidrio dispuestas en un disco rotativo. La muestra del aceite a someterse bajo ensayo, es ingresada en un tubo rectangular colocado en el comparador, luego el disco de colores es girado hasta que los colores del aceite y de la escala sean coincidentes. El número del color del disco será el del aceite. Si el color del aceite estuviera en el intermedio de dos

colores del disco, el resultado será también intermedio y estimado por interpolación.

La observación no debe prolongarse por más de 10 a 15 segundos. El ejecutor del ensayo debe descansar la vista entre los intervalos de preferencia sobre una superficie de color gris.

La observación de las partículas en suspensión es efectuada por el método de la luz reflejada (efecto Tyndall). Un haz de luz es proyectado sobre la muestra de aceite, en un ambiente oscuro. Si existieran partículas en suspensión, ellas reflejaran la luz tornándose visibles.

Fotografías de los instrumentos utilizados tanto en campo como en laboratorio para la determinación del color e inspección visual del aceite, se muestran en las *figuras anexas 4.8.A, B, C*.

4.5.2.2.2 Criterio para la evaluación de resultados

El color del aceite nuevo según la escala-padrón, debe ser menor o igual al límite máximo recomendado por la IEEE Std.C57.106-2002 en las *tablas anexas 4.G1, 4.H1 y 4.H2*. De igual forma su aspecto debe ser claro, limpio sin partículas en suspensión y/o sedimento.

Al aceite en operación contenido en transformadores de cualquier tensión nominal, le debe corresponder un valor máximo de 4 en la escala-padrón, con aspecto: limpio, sin partículas en suspensión y/o sedimento. No obstante, se considera que un límite medio para servicio continuo es de 2.7 de la escala padrón.

Un cambio acentuado del color del aceite de un año para otro indica la existencia de anormalidad. Las partículas metálicas, de aislamiento, carbón y otras serán bien visibles.

El aceite se puede presentar turbio. En este caso, si la rigidez dieléctrica fuera buena, la tensión interfacial baja y la acidez elevada, indicarán que dicho aspecto se puede deber a productos de oxidación del aceite en suspensión. Es decir que, el color por si solo no corresponde en todos los casos a un determinado nivel de degradación del aceite, se requiere tener información adicional. Por lo tanto, el sedimento deberá ser analizado para determinar su naturaleza (borra, partículas metálicas u orgánicas y otras).

4.5.2.3 Densidad Relativa (Gravedad Específica)

Generalmente se hace referencia a la densidad relativa como “gravedad específica”. Es una relación calculada y no cuenta con unidades de medida específicas.

4.5.2.3.1 Metodología del ensayo

La densidad del aceite aislante puede ser determinada por el método correspondiente a la norma **ASTM D.1298 (80)**, conocido como el “Método del Densímetro”.

Este método consiste en determinar dicha densidad con el uso de un densímetro de vidrio que tenga una graduación de 0,600 a 1,100 y divisiones de 0,050. Como la temperatura del aceite debe ser medida a la vez, se requiere un termómetro de mercurio, con escala de -5°C a $+215^{\circ}\text{C}$ y divisiones de $0,2^{\circ}\text{C}$.

El aceite es colocado en una probeta, sin que se formen burbujas de aire. El densímetro y el termómetro deben ser cuidadosamente sumergidos en el aceite; dado que son dispositivos de cierto peso, se hunden parcialmente en el líquido. La temperatura del medio ambiente no debe variar más de 2°C durante la medición. El líquido es suavemente agitado con el termómetro, evitando humedecer el asta del densímetro encima del punto de inmersión. La superficie del aceite cruza al densímetro en una de las dimensiones marcadas en su escala.

Cuando la temperatura fuera estable y el densímetro estuviera flotando libremente apartado de las paredes laterales de la probeta, se considerará como punto de definición o de lectura, a la división marcada en la parte inferior de

una porción curva de la superficie denominada “menisco”. Conforme indican los gráficos de la *figura anexa 4.9*.

Si la diferencia entre las temperaturas anterior y posterior al ensayo fuera mayor que 0,5°C, se repite el ensayo hasta que esa diferencia sea en lo máximo igual a este valor.

4.5.2.3.2 Criterio para la evaluación de resultados

El aceite nafténico para transformadores tiene una densidad relativa entre 0,84 y 0,91. La mayoría de los aceites que están en servicio caen en el rango mas estrecho de aproximadamente 0,86 a 0,89. Los valores menores de 0,84 típicamente indican que el aceite es parafínico, algunos aceites sintéticos entran en este rango.

Cabe recordar que la faja de densidad relativa de los productos derivados del petróleo se encuentran entre 0,700 a 1,050. Valores diferentes de los citados pueden indicar contaminación del aceite por líquidos extraños.

La ASTM recomienda interpretar los resultados de este ensayo según la siguiente clasificación:

<i>Acceptable</i>	<i>Cuestionable</i>	<i>Inacceptable</i>
<i>0,84 a 0,91</i>	<i><0,84</i>	<i>>0,91</i>

Normalmente el aceite nuevo tiene una densidad aproximada de 0,9 a 20/4 °C. Para el caso de una medida por encima de 0,91, tenemos un indicio muy certero de la posible presencia de compuestos PCB's.

Por lo general, la densidad relativa no cambia cuando el aceite esta en servicio puesto que el envejecimiento y la oxidación le afectan muy poco. No obstante, esta si varía con la presencia de contaminantes.

Debe ser motivo de preocupación y de investigación de las causas si los valores se encuentran fuera del rango aceptable o se producen cambios significativos entre los intervalos normales de monitoreo.

4.5.2.4 Número de Neutralización o de Acidez

El aceite aislante sufre un proceso de degradación o deterioración, que es importante monitorear periódicamente, y el Número de Neutralización es uno de los ensayos fundamentales para lograr este objetivo.

Cuando el aceite se oxida y envejece en servicio, algunos de los productos de descomposición que se forman son de naturaleza ácida, lo que significa que reaccionarán y serán neutralizados por una sustancia básica (alcalina). Los métodos normalizados para el número de acidez utilizan hidróxido de potasio (KOH) para producir tal reacción con los compuestos ácidos del aceite. La

cantidad de KOH necesaria para producir la reacción se considera el indicativo de este ensayo, por tanto, el número de acidez se presenta en miligramos de KOH por gramos de muestra de aceite (mg KOH/g)

4.5.2.4.1 Metodología del ensayo

El Número de Neutralización del aceite puede ser determinado por dos métodos: el primero correspondiente a la norma **ASTM D.974**, conocido como el “Método de titulación”, y el segundo correspondiente a la norma **ASTM D.1534**, conocido como el “Método aproximado”

El método de ensayo **ASTM D.974**, es de aplicación en laboratorio y el número total de ácido en el aceite aislante es determinado disolviéndose un cierto volumen del aceite (normalmente 20gr.) en una mezcla solvente compuesta de tolueno, alcohol isopropílico y pequeña cantidad de agua. La solución resultante es titulada en la temperatura ambiente con una solución alcohólica de *0,1 Normal* de hidróxido de potasio (KOH) en presencia del indicador p-naftolbenzina, cuyo color cambia de anaranjado en medio ácido para verde o azul en medio alcalino (base).

La *figura anexa 4.10* muestra la implantación de este método en laboratorio.

El método de ensayo **ASTM D.1534**, es de aplicación en campo y sirve para la determinación aproximada del número total ácido de líquidos aislantes eléctricos en general, cuya viscosidad sea menor que 4 Cst a 40°C. Para el análisis se necesita un tubo de vidrio de 50ml de capacidad, con tapa, graduado conforme la siguiente figura:

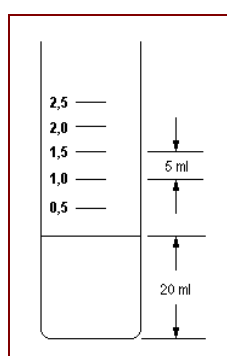


Figura 4.42 – Tubo graduado para la determinación de la acidez del aceite

Los reactivos utilizados para el análisis son: el agua destilada; alcohol etílico; solución alcohólica de fenolftaleína (fenolftaleína 10g, alcohol etílico 100 ml y para facilitar la disolución calentar levemente); solución de KOH $0,031 \pm 0,003$. El KOH debe ser disuelto en una mezcla de alcohol etílico y agua en partes iguales. Verificar la normalidad con cierta frecuencia. Excedida la tolerancia de $\pm 0,003$, la solución debe ser despreciada.

El proceso de ensayo comprende de: (1) enjuagar el tubo con alcohol y enseguida con el líquido a ensayar. (2) Despejar el aceite a ensayar en el tubo graduado hasta la marca de 20 ml. (3) Juntar dos gotas de la solución indicadora

de fenolftaleína. (4) Adicionar un pequeño volumen de la solución de KOH, tapar el frasco y agitar vigorosamente. Dejar que se separen el aceite y la solución titulada de KOH, y observar el color de la capa superior. Repetir esta operación cuantas veces sean necesarias hasta que la capa superior sea de color rosa.

El número total de ácido (número de neutralización) es igual al producto de 0,1 por el volumen de solución titulada de KOH usado, en mililitro (mgKOH/g de aceite). El cálculo es basado en una densidad del aceite igual a 0,88 (la solución 0,031 N de KOH tiene 1,736 mg de KOH por litro; 20 ml de aceite de 0,88 de densidad pesan 17,6 g., luego 1 ml de solución 0,031 N de KOH corresponde a 0,1 número de neutralización).

4.5.2.4.2 Criterio para la evaluación de resultados

El resultado de Número de Neutralización obtenido en el ensayo de una muestra de aceite nuevo o en servicio, debe ser menor o igual al límite máximo recomendado por la IEEE Std.C57.106-2002 en las *tablas anexas 4.G1, 4.H1, 4.H2 y 4.II*, según sea el caso.

El valor de 0,25 mg KOH/g es considerado crítico, ya que por encima de este valor, la acidez del aceite crece exponencialmente, conforme se puede observar en las curvas del siguiente gráfico.

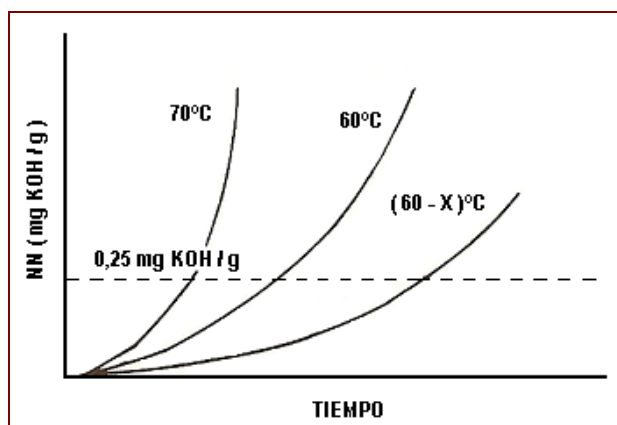


Figura 4.43 – Relación NN/tiempo-temperatura del aceite aislante mineral

El número de neutralización indica el grado de acidez del aceite: cuanto más bajo, menor conducción eléctrica, menor corrosión metálica y más larga la vida útil del aislamiento del transformador.

Los ácidos tienen acción catalítica y aceleran la deterioración del aceite y el inhibidor contenido en el mismo, es rápidamente consumido. A su vez, el aislamiento celulósico también tiene su deterioración acelerada.

4.5.2.5 Tensión Interfacial

Los materiales que no se mezclan forman una superficie o interfaz cuando se ponen en contacto. Si el agua y el aceite del transformador se ponen en contacto, se separan y se creará un interfaz entre ambos líquidos. Al igual que la superficie del agua en contacto con el aire, la interfaz entre el aceite y el agua es una barrera real que obliga a ejercer cierta fuerza para mover un objeto de una fase a otra a

través de ella. La resistencia que ejerce la barrera entre el aire y el agua se conoce con el nombre de *Tensión Superficial*, mientras que la barrera entre el aceite y el agua se conoce con el nombre de *Tensión Interfacial*. Esta, se mide y se presenta en miliNewtons por metro (mN/m) o dinas por centímetro (dinas/cm) como una unidad equivalente.

La determinación de la tensión interfacial es muy importante en la detección de la fase inicial de la deterioración del aislamiento. Es un ensayo adecuado para evaluar el aceite, aunque no permita diferenciar los diversos contaminantes.

Este ensayo es muy útil porque todas las sustancias extrañas con probabilidad de ser encontradas, tienen una tendencia de disminuir la tensión interfacial entre el aceite y el agua. Permite detectar cualitativamente la presencia de productos intermedios de oxidación tales como ALCOHOLES y ALDEHIDOS, los cuales no se detectan con el ensayo de número de neutralización, lo que nos indica que un bajo valor de éste parámetro no necesariamente implica que el proceso de oxidación del aceite no se haya iniciado.

Es un ensayo muy sensible a la aparición de compuestos hidrofílicos o contaminantes polares solubles, productos del proceso de oxidación que se está desarrollando en el aceite. Estos compuestos tienen afinidad tanto con moléculas del aceite como las del agua y su presencia hace bajar la Tensión Interfacial.

4.5.2.5.1 Metodología del ensayo

La Tensión Interfacial del aceite puede ser determinada por dos métodos: el primero correspondiente a la norma **ASTM D.971**, conocido como el “Método del anillo”, y el segundo correspondiente a la norma **ASTM D.2285**, conocido como el “Método de la gota de agua”.

El método de ensayo **ASTM D.971**, es de aplicación en laboratorio y consiste en medir con un tensiómetro la fuerza en *dinas/cm* necesaria para arrancar un anillo plano de platina (de dimensiones conocidas) de la interfaz agua-aceite. La fuerza así obtenida es convertida en unidades de tensión interfacial, multiplicándose su valor por un factor determinado empíricamente y dependiente de la fuerza aplicada, de las densidades del aceite y del agua, y de las dimensiones del anillo.

El tensiómetro es formado por un alambre de torsión tensionado, teniendo una de sus extremidades presa a un puntero que se desplaza sobre un disco graduado en *dinas/cm* y que puede ser movido manualmente. El anillo de platina queda suspendido de un brazo preso al otro extremo del alambre de torsión.

Un recipiente con agua destilada es colocado sobre un soporte, que puede ser movido verticalmente por intermedio de un tornillo. (ver *figura anexa 4.11.A*).

Con el disco en la posición cero, el soporte es movido hacia arriba hasta que el anillo se sumerja en el agua cerca de 6mm, en el centro del recipiente. La temperatura debe ser de $25^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$, es decir, entre 24°C y 26°C . El soporte es lentamente bajado y el puntero va siendo reconducido para la posición cero, en la medida en que de ella se apartara. En el momento que hubiera el desprendimiento del anillo de la superficie del agua, el puntero debe estar en cero. Con el valor leído en la escala, es calculada la tensión superficial del agua, que debe ser de 71 a 72 dina/cm. Valores menores indican que: el tensiómetro no fue ajustado correctamente, el recipiente no se lo limpió correctamente, el agua destilada no tuvo el grado de pureza necesario, o falta de limpieza en el anillo de platina.

Corregidos estos factores, el procedimiento debe ser nuevamente aplicado con una nueva muestra de aceite, luego de 30 segundos de reposo. Con el valor leído en la escala y los factores de corrección se determina la tensión interfacial agua-aceite.

El método de ensayo **ASTM D.2285**, es de aplicación en campo y consiste en medir el volumen de una gota de agua en el interior de la masa de aceite. La tensión interfacial es tanto mayor cuanto mayor fuera la gota de agua que el aceite puede soportar.

El tensiómetro en este caso es formado por una aguja presa a un recipiente semejante a una jeringa de inyección y que permite medir el volumen de la gota de agua formada en la punta de la aguja, por medio de un cilindro graduado fijo al émbolo del tensiómetro. La graduación del tensiómetro es en dinas/cm. (ver *figura anexa 4.11.B*)

Se determina el número de divisiones de la escala del tensiómetro, correspondiente al volumen de una gota de agua formada en el aire a $25^{\circ}\text{C} \pm 1^{\circ}\text{C}$. En seguida se repite la misma operación con la punta de la aguja sumergida 12,7 mm en el aceite. Se exhala una gota experimental en el aceite, para así tener la idea de su volumen.

Se exhala $\frac{3}{4}$ del volumen de la nueva gota, manteniéndola en la punta de la aguja por 30 segundos. Luego se exhala cuidadosamente de la jeringa el resto de la gota, de manera que esta se desprende de la aguja entre 40 y 60 segundos de iniciado el ensayo. Con el número de divisiones leído en la escala del tensiómetro, se obtiene la tensión interfacial correspondiente a un aceite de densidad media.

4.5.2.5.2 Criterio para la evaluación de los resultados

El resultado de Tensión Interfacial obtenido en el ensayo de una muestra de aceite nuevo o en servicio, debe ser mayor o igual al límite mínimo

recomendado por la IEEE Std.C57.106-2002 en las *tablas anexas 4.G1, 4.H1, 4.H2 y 4.II*, según sea el caso.

El aceite nuevo y bien refinado, por lo general, presenta una tensión interfacial que se encuentra en el rango de 45mN/m a 50mN/m. Al colocar el aceite en el equipo, esta disminuirá aproximadamente, entre 5mN/m a 10mN/m, a medida que el aceite se mezcla con los elementos contaminantes en el interior del equipo nuevo. A partir de este momento, la tensión interfacial se reducirá gradualmente a medida que el aceite envejezca.

Los compuestos polares que se forman producto de la deterioración del aceite y de la descomposición del aislamiento sólido y de los cuerpos con los cuales entra en contacto, provocan la disminución de la tensión interfacial del aceite. Esto ocurre debido a que las moléculas polares son parcialmente solubles tanto en aceite como en agua, por lo que las moléculas individuales se orientan en toda la interfaz, debilitándola.

Un valor de tensión interfacial bajo, indica la presencia de borra en el aceite y de contaminantes indeseables. Por lo tanto, mediante este ensayo se puede detectar el inicio del proceso de oxidación y su avance antes de llegar a niveles de degradación críticos.

4.5.2.6 Índice de Calidad

Es la relación entre la tensión interfacial y el número de neutralización, conocido también como “el índice de Myers”. Se considera un indicativo importante para clasificar los aceites en operación y determinar la necesidad del mantenimiento, siendo necesario realizar una limpieza del papel de productos ácidos del aceite o lodos impregnados y establecer también la severidad del proceso que debe aplicarse.

4.5.2.6.1 Criterio para la evaluación de los resultados

La emisión de un criterio sobre las condiciones del aceite dieléctrico mediante análisis de esta relación, se basa en la *tabla anexa 4.L1*, establecida por la S.D. Myers en base a la experiencia.

Examinando dicha tabla se puede observar que hay cierta superposición en los rangos de las tres primeras categorías. El aceite debe cumplir ambos criterios, el mínimo de tensión interfacial y el máximo de número de neutralización, dentro del rango dado por el índice de calidad. Por ejemplo, un aceite con un índice de calidad de 318 deberá ser clasificado como marginal si la tensión interfacial es 27 o menos, o el número de neutralización es 0,11 o más.

4.5.2.7 Análisis de Compuestos Furánicos

El análisis de compuestos furánicos, ha cobrado importancia recientemente toda vez que es un promisorio método útil para la detección del deterioro térmico, hidrolítico y oxidativo del aislamiento sólido (papel) del transformador. Este ensayo se considera un formidable complemento para la cromatografía de gases disueltos en el aceite, cuando de la descomposición del papel aislante se trata.

4.5.2.7.1 Metodología del ensayo

El método de ensayo aplicado para determinar la cantidad de compuestos furánicos en el aceite aislante, corresponde a la norma **ASTM D.5837**.

Este método consiste en determinar los cinco compuestos furánicos más prevalentes de la degradación de la celulosa, que se encuentran disueltos en una muestra de aceite extraída en campo, Estos son: 2-furaldehído (2FAL), 2-furil alcohol, 2-acetil furano, 5-metilo-2-furaldehído y 5-hidroximetilo-2-furaldehído.

Para la determinación de dichos compuestos furánicos, se utiliza un equipo de cromatografía líquida de alta resolución (*High Performance Liquid Chromatography - HPLC*). Los cinco compuestos furánicos mencionados son separados en columnas de aluminio y cada uno es detectado por el uso de un

detector de radiación ultravioleta que se ajusta automáticamente a la longitud de onda apropiada para cada compuesto. Los resultados del equipo son reportados similarmente a un cromatógrama de gases y la magnitud de cada compuesto es dada en partes por billón (ppb).

Varios autores en base a la experiencia, coinciden en afirmar que el furano más abundante con ventaja muy alta sobre los demás, es el 2-furaldehído, razón por la cual la mayoría de las investigaciones consideran el resto de compuestos furánicos como un total del furanos, sin distinguir individualmente cada uno de ellos, dado que sería impráctico.

En la *figura anexa 4.12* se presenta la implementación en laboratorio de los instrumentos para analizar la cantidad de compuestos furánicos en muestras de aceite, entre ellos el cromatógrafo líquido de alta resolución.

4.5.2.7.2 Criterio para la evaluación de los resultados

El valor práctico indicativo de contenido de furanos, lo han dado los resultados de diferentes investigaciones, al tomar una muestra representativa de varios transformadores y analizando las diversas interrelaciones con ensayos convencionales como los análisis de la degradación del aceite y la cromatografía de los gases CO y CO₂.

Los investigadores de la S.D. Myers sugieren que se tengan en cuenta los siguientes criterios de calificación de contenido total de furanos:

<i>Menos de 100 ppb</i>	<i>ACEPTABLE</i>
<i>De 100 a 250 ppb</i>	<i>CUESTIONABLE</i>
<i>Mas de 250 ppb</i>	<i>INACEPTABLE</i>

Sin embargo, para el caso del análisis de contenido de furanos como para la cromatografía de gases, también es muy importante calcular la velocidad de generación, para tener un diagnóstico más certero del caso que se este estudiando.

El cambio en el contenido furánico (la cantidad de compuestos furánicos generados durante el intervalo entre ensayos) es el parámetro más importante para determinar si hay posibilidad de una falla en proceso que amerite atención. Para un primer análisis, cuando no se tienen datos previos o cuando estos datos son tan viejos que ya no tienen valor, se utilizan los patrones siguientes para interpretar los resultados:

- *De 0 a 20 ppb total de furanos – **Inicial**, representa básicamente un transformador nuevo.*
- *De 21 a 100 ppb total de furanos – **Acceptable**, representa un ritmo de envejecimiento normal.*

- *De 101 a 250 ppb total de furanos – **Cuestionable**, representa la probabilidad de un ritmo acelerado de envejecimiento.*
- *Valores mayores a 251 ppb total de furanos – **Inaceptable**, representa un ritmo muy acelerado de envejecimiento.*

Niveles por encima de 1000 ppb indican daño grave e irreversible al aislamiento sólido. Este nivel se puede considerar el inicio de la “zona de peligro”, pues es común que los transformadores fallen cuando se encuentran en el rango de 1000 a 1500 ppb de total de furanos.

El rango de aceptabilidad se corresponde con la zona de operación “libre de lodos” en los parámetros de calidad del aceite. Sobre el límite superior de referencia, los productos de la oxidación comienzan a causar daño en el papel. Un total de contenido furánico de 100 ppb corresponde a una descomposición del papel casi equivalente a una pérdida de vida útil de 10%, debido a la disminución de su rigidez.

Igualmente, el extremo del rango cuestionable es equivalente al punto en el que ocurre un daño considerable y cuantificable al aislamiento sólido. Un total de contenido furánico de 250 ppb corresponde a una pérdida de vida útil de casi 25%.

Una recomendación que resulta de mucha utilidad, es que cuando se tienen niveles altos de CO y CO₂, y/o un aceite con Índice de Calidad bajo, se efectúe un análisis de furanos y así tener un diagnóstico mas completo y poder tomar decisiones mas acertadas.

4.5.2.7.3 Cálculo del Grado de Polimerización (GP) y vida remanente a partir de los resultados de contenido de furanos

El grado de polimerización se puede obtener mediante la aplicación directa del método normalizado **ASTM D.4243**. Este consiste en el ensayo de una pequeña muestra de papel aislante tomada del transformador, la cual se disuelve en una solución especial y luego se mide su viscosidad al hacerlo pasar por un pequeño orificio. La viscosidad medida en esta forma guarda relación directa con el grado de polimerización del papel.

Este es un método mas práctico para medir la vida remanente al papel en comparación con el ensayo de tensión mecánica de ruptura, pues para este último se requiere una muestra de papel de mayor tamaño. Sin embargo, aun hay dificultades, ya que el proceso de ensayo por el método en referencia exige que se realice una parada del equipo, que se lo abra y que se drene el aceite para obtener dicha muestra. Además, no se dispone de una práctica normalizada de donde se puede obtener una muestra representativa.

Por lo explicado, se puede decir que el ensayo para determinar el Grado de Polimerización (GP) no es práctico para un transformador que se supone debe seguir en servicio. La principal utilidad de este ensayo, es la de evaluar los transformadores que estén fuera de servicio, pudiendo definir las necesidades de rebobinado y reconstrucción del mismo.

No obstante, el grado de polimerización se puede calcular a partir de los resultados del contenido de furanos. Dado que es más fácil obtener una muestra de aceite que una muestra de papel, y que el contenido de furanos en el aceite ofrece un mejor valor **promedio** del grado de polimerización, siendo estos resultados más útiles y representativos.

El grupo que no cuenta con papel mejorado térmicamente forma una mayor concentración de furanos que el otro grupo que si cuenta con este. Los compuestos furánicos son de alguna manera más propensos a la descomposición en presencia de los aditivos usados para mejorar térmicamente el papel.

Para aquellos transformadores que no cuentan con papel mejorado térmicamente, el mejor estimado del Grado de Polimerización se obtiene mediante el contenido de 2-furaldehído (2FAL). Para aquellos transformadores que cuentan con papel mejorado térmicamente, el cálculo se basa en el

contenido total de furanos. La *tabla anexa 4.M1* resume varios valores de referencia que relacionan el contenido de furanos con el grado de polimerización y porcentaje remanente de vida útil del transformador.

4.5.2.8 Azufre Corrosivo

Este ensayo describe la detección cualitativa de los compuestos de azufre corrosivo en aceites aislantes.

4.5.2.8.1 Metodología del ensayo

Los métodos de ensayo normalmente aplicados corresponden a las normas **ASTM D.1275-A** y **ASTM D.1275-B**. Esta última derivada de la primera.

El método **ASTM D.1275-A** consiste en utilizar una lámina de cobre de 99.9% de pureza (dimensiones 6 x 25 x 0.127-0.254 mm) totalmente pulida (libre de manchas), la cual debe ser sumergida en forma vertical dentro de un frasco (de 270 a 280 ml.) limpio de vidrio con 250ml de aceite a ensayar. Por el periodo de un minuto se debe burbujear nitrógeno a través del aceite contenido en el frasco, a una velocidad de 0.5 lt/min. mediante un tubo de vidrio o aluminio (de diámetro interno 1/16"), con sus respectivas reducciones y acoples (debe

evitarse el uso de accesorios de caucho que contengan azufre). Al finalizar se debe colocar inmediatamente el respectivo tapón especial tipo rosca con o-ring.

El frasco herméticamente sellado, debe ser ingresado en un horno que permita calentarlo a una temperatura de 140°C . Cuando el aceite en el frasco haya alcanzado dicha temperatura, el tapón debe ser reajustado. El frasco debe ser retirado del horno después de unas 19 horas (± 10 minutos) con una temperatura de 140°C ($\pm 2^\circ\text{C}$).

Luego de que este se enfríe, se debe retirar cuidadosamente la lámina de cobre, para luego ser sometida a un lavado con acetona u otro disolvente adecuado que permita remover el aceite.

Finalmente, se somete dicha lámina a un proceso de secado con aire seco (no usar aire a presión). Si la superficie no se presenta clara, tomar un papel de ceda de laboratorio y limpiarla haciendo alta presión. Cualquier material adherido a la superficie que sea removido, es corrosivo y debe ser reportado como tal.

La lámina de cobre debe ser inspeccionada visualmente, de forma tal que la luz sea reflectada a un ángulo de 45°.

El método **ASTM D.1275-B** es más riguroso que el anterior. Tanto los instrumentos utilizados como el procedimiento de aplicación son similares y se diferencian únicamente en los siguientes parámetros de aplicación:

- 1) El proceso de burbujeo del aceite con nitrógeno debe realizarse por un periodo de 5 minutos.
- 2) La temperatura aplicada en el horno debe ser de $150^{\circ}\text{C}\pm 2^{\circ}\text{C}$ y por un periodo de 48 horas \pm 20 minutos.

4.5.2.8.2 Criterio para la evaluación de los resultados

Para calificar un aceite aislante de corrosivo o no-corrosivo, se aplica el método normalizado **ASTM D.130**, que consiste en la comparación de la tira de cobre ensayada con una plantilla de varias tiras de cobre a distintos niveles de corrosión establecidos por la ASTM (Ver *figura anexa 4.13*), cuya interpretación según la empañadura de la superficie de la respectiva lámina, se interpreta en la *tabla anexa 4.N1*.

4.5.3 ENSAYOS ELÉCTRICOS

4.5.3.1 Rigidez Dieléctrica

4.5.3.1.1 Metodología del ensayo

El ensayo de tensión de ruptura dieléctrica o rigidez dieléctrica del aceite aislante, se lo realiza según los métodos normalizados **ASTM D-1816** y **ASTM D-877**.

Cada método se diferencia de su tasa de elevación de tensión para el ensayo y de los tipos de electrodos utilizados, tal como se describió anteriormente en el numeral 4.3.1.3.2.

El método normalizado **ASTM D-877** es recomendado para ensayos de aceptación de líquidos aislantes no procesados, recibidos de vendedores en camiones-tanque y/o tambores. Puede ser incluido en los ensayos de rutina de los equipos con tensiones nominales de 230kV o menores. Este método no es recomendado para ensayos de aceites filtrados, desgasificados y deshidratados, antes, durante y después del llenado de equipos eléctricos de potencia con tensiones nominales mayores que 230 kV.

La utilidad del ensayo por este método es limitada, debido a que este no es sensible a la humedad, a menos que el contenido exceda 60% el nivel de saturación. Tampoco es sensible a los productos de oxidación del aceite aislante envejecido en servicio.

Anteriormente, la aplicación de este método era ampliamente aceptada y no existían límites. En el transcurso de los últimos años, se ha terminado por reconocer sus limitaciones y en la publicación de la norma IEEE C57.106-2002, se eliminaron todas las referencias a este ensayo como aplicable al aceite mineral de transformadores en servicio inmersos en aceite y se favoreció al uso del ensayo según método normalizado ASTM D.1816.

El método normalizado **ASTM D-1816** es más sensible a los efectos dieléctricos de la humedad en solución que el método según norma ASTM D-877, especialmente cuando están presentes fibras celulósicas en el aceite.

Este método es recomendado para ensayo de aceites filtrados, desgasificados y deshidratados antes, durante y después del llenado de equipos de sistemas de potencia con tensión nominal mayor a 230kV, y para el ensayo del aceite de estos aparatos después de su llenado.

Para equipos con tensión nominal menor o igual a 230 kV, ambos métodos son aplicables tanto para ensayos de recepción como de rutina y la evaluación de la muestra se la realiza de la siguiente manera:

a) Ensayo de recepción

Este consiste en determinar la rigidez dieléctrica de líquidos aislantes nuevos con la finalidad de verificar sus condiciones de recepción en campo, previo al llenado de un equipo de alta tensión.

En este caso, la célula es llena, sucesivamente por cinco veces, con la muestra del espécimen a ensayar, determinándose cada vez un único valor de la tensión de ruptura. Los resultados deben satisfacer el “Criterio de Consistencia Estadística”, del cual se hace referencia más adelante.

Si el criterio mencionado fuera satisfecho, el valor de rigidez dieléctrica del espécimen será la media de los valores obtenidos en las mediciones. En el caso de que no lo fuera, determinar la tensión de ruptura del dieléctrico una vez en cinco nuevas muestras. Por lo tanto, la rigidez dieléctrica del espécimen será la media de los diez valores encontrados en las dos series de ensayos. Ningún valor debe ser despreciado.

b) Ensayo de rutina

En este tipo de ensayo, se llena la célula con una muestra del espécimen y se determina por cinco veces la tensión de ruptura del dieléctrico, guardándose un intervalo aproximado de un minuto (puede variar según el método) entre cada determinación.

Si los valores encontrados no cumplieran con el criterio de consistencia estadística, se despreciará el líquido de la célula y se llenará con una nueva muestra, tomándose cuidado de invertir lentamente el frasco que contiene el líquido a ser ensayado varias veces, para que las impurezas que pudieran existir queden en suspensión. Posteriormente, se debe medir por cinco veces la tensión de ruptura del dieléctrico observando un minuto de intervalo entre cada medición. El valor medido de los diez valores encontrados, sin despreciar ninguno de ellos, es el valor de la rigidez dieléctrica del espécimen.

Los criterios aplicados para el análisis de los resultados obtenidos con este ensayo, son los siguientes:

a) Criterio de la Consistencia Estadística

Este criterio es dado por la relación entre la desviación estándar y la media de cinco valores individuales en los que se dio la tensión de ruptura; para lo cual se emplean las siguientes fórmulas:

$$\bar{X} = \frac{1}{5} \sum_{i=1}^5 X_i \quad (4.42)$$

$$s = \sqrt{\frac{1}{4} \left[\sum_{i=1}^5 X_i^2 - 5\bar{X}^2 \right]} \quad (4.43)$$

donde:

\bar{X} : Media de los cinco valores individuales

X_i : Tensión de ruptura de orden i

s : Desviación estándar

Si esta relación fuera mayor que 0,1 es probable que la desviación estándar de los cinco valores encontrados, sea excesivo y, por lo tanto, el error probable de su media también sea excesivo.

b) Criterio alternativo

Este criterio consiste en calcular la diferencia entre los valores máximo y mínimo de la tensión de ruptura y multiplicar el resultado por tres. Si el valor obtenido fuera mayor que el más próximo del menor valor,

la desviación estándar de los cinco valores de tensión de ruptura y el error probable de su media serán excesivos.

4.5.3.1.2 Criterio para la evaluación de resultados

La rigidez dieléctrica obtenida en el ensayo de una muestra de aceite nuevo o en servicio, debe ser mayor o igual al límite mínimo recomendado por la IEEE Std.C57.106-2002 en las *tablas anexas 4.G1, 4.H1, 4.H2 y 4.II*, según sea el caso.

La contaminación del aceite por causa de elementos como fibras del aislamiento sólido, partículas conductoras (partículas metálicas), contaminación por elementos extraños, suciedad y agua en suspensión, pueden afectar su rigidez dieléctrica.

4.5.3.2 Factor de Potencia y/o Factor de Disipación

La determinación del factor de potencia y/o factor de disipación de un líquido aislante es adecuada para ensayos de recepción. No obstante, su aplicación también se da para ensayos de rutina, cuando no se exigen resultados muy exactos, más si aproximados. Es suficiente determinar el factor de potencia de una sola muestra.

4.5.3.2.1 Métodos aplicado para el ensayo

El método normalmente aplicado para la realización de este ensayo, corresponde a las norma **ASTM D.924**.

La determinación del factor de potencia y/o factor de disipación de los aceites dieléctricos, puede ser realizada con el auxilio de los instrumentos DOBLE, los cuales, cuentan con una célula metálica para el análisis de la muestra y otros accesorios que se detallan en *la figura anexa 4.14.A*

La célula, por su forma constructiva, representa esencialmente a un capacitor utilizando líquido aislante como dieléctrico.

El esquema básico del ensayo se lo implementa de acuerdo al detalle de la *figura anexa 4.14.B* y el modo de ensayo seleccionado en el equipo, corresponde al UST. El voltaje de aplicación para el ensayo debe ser gradualmente elevado hasta 10kV.

Como el espacio entre las placas cilíndricas de la célula es aproximadamente de 3/16", la muestra no debe sufrir una ruptura dieléctrica, al menos que esta se encuentre en condiciones críticas. No obstante, el equipo DOBLE interrumpirá el ensayo con su protección y se deberá ejecutar el ensayo a otro nivel de voltaje, tal como 2500 Voltios.

El instrumento de ensayo aplicado puede dar la lectura de factor de potencia y/o factor de disipación, no obstante, esta se puede calcular a partir de la expresión 4.4 del literal 4.3.1.1, a través de las lecturas de corriente de fuga y pérdidas en watts. Inmediatamente después del ensayo de la muestra, su temperatura debe ser registrada y el factor de potencia corregido a una temperatura estándar de 20°C según la *tabla anexa 4.D2* de factores de conversión.

4.5.3.2.2 Criterio para evaluación de los resultados

Aceite Mineral

El valor de factor de potencia obtenido en el ensayo de una muestra de aceite nuevo o en servicio, debe ser menor o igual al límite máximo recomendado por la IEEE Std.C57.106-2002 en las *tablas anexas 4.G1, 4.H1, 4.H2 y 4.II*, según sea el caso.

No obstante, la DOBLE Engineering, sugiere aplicar la siguiente guía de criterios para la evaluación de aceites nuevos y en servicio:

- ✓ El factor de potencia de un aceite nuevo en buenas condiciones es de 0,05% o menos, a una temperatura de 20°C.

- ✓ Aceite usado, teniendo un factor de potencia menor que 0,5% a 20°C, es usualmente considerado satisfactorio para continuar en servicio.
- ✓ Aceite usado, teniendo un factor de potencia mayor que 0,5% a 20°C, debe considerarse de condiciones dudosas y realizarse algún tipo de investigación, pudiendo ser recomendable el ensayo de rigidez dieléctrica y los ensayos físico-químicos (especialmente el de contenido de agua).
- ✓ Aceite usado, teniendo un factor de potencia mayor que 1,0% a 20°C, debe ser investigado y posteriormente reacondicionado o reemplazado.

Un factor de potencia alto indica deterioración y/o contaminación del aceite con humedad, carbón u otras sustancias conductoras; o con barniz, jabones metálicos, compuestos asfálticos, o productos de la deterioración. Carbón o asfalto en el aceite pueden causar la decoloración del mismo. Carbón en el aceite no necesariamente incrementará su factor de potencia, al menos que la humedad también se haga presente.

Askarel

La DOBLE Engineering, sugiere seguir la siguiente guía de criterios para la evaluación de aceites nuevos y en servicio:

- ✓ El factor de potencia de un askarel nuevo en buenas condiciones es de 0,05% o menos, a una temperatura de 20°C.
- ✓ Askarel usado, teniendo un factor de potencia menor que 0,5% a 20°C, es usualmente considerado satisfactorio para continuar en servicio.
- ✓ Askarel usado, teniendo un factor de potencia mayor que 0,5% a 20°C, debe considerarse de condiciones dudosas y realizarse algún tipo de investigación, pudiendo ser recomendable el ensayo de rigidez dieléctrica.
- ✓ Askarel usado, teniendo un factor de potencia mayor que 2,0% a 20°C, debe ser investigado para determinar la causa de su valor alto. Si este es causado por agua u otras sustancias conductoras, ácidos libres o alto número de neutralización; es posible que se encuentre en riesgo de operación. Si no se debiera a estas causas, probablemente no se encuentra en riesgo y dicho valor alto puede resultar de un excesivo calentamiento del equipo en el cual está siendo usado.

Un factor de potencia alto en el askarel, indica contaminación con humedad, carbón u otras sustancias conductoras, o con compuestos asfálticos, barniz y/u otras sustancias ajenas, productos de su deterioración.

4.5.4 ENSAYO PARA EL ANÁLISIS DE LOS GASES DISUELTOS

4.5.4.1 Generalidades

El análisis de los gases disueltos en el aceite permite detectar eventuales fallas o defectos asociados a los dieléctricos presentes, inclusive antes que el equipo sufra daños, tales como: existencia de arco, sobrecalentamiento, descargas eléctricas y pirolisis de los materiales de la celulosa. De tal modo que este tipo de análisis puede ser útil para:

- Auxiliar en la detección de eventuales alteraciones provocadas por ensayos dieléctricos, como por ejemplo, los ensayos de tensión inducida y de generación de impulsos.
- El control y acompañamiento del desempeño del equipo en operación, realizándose ensayos periódicos.

Es importante la **tasa y cantidad de gas generado**. El proceso de envejecimiento normal genera gases; sin embargo, estos se generan a una tasa extremadamente lenta. Las condiciones de falla incipiente o de falla de formación reciente, ocasionan cambios inmediatos y observables en el contenido de gases disueltos en el aceite del transformador.

Como ya se mencionó en la unidad anterior, los aceites en operación pueden contener disueltos gases combustibles y no combustibles. Entre los gases combustibles se encuentran: el monóxido de carbono (CO), hidrógeno (H₂), metano (CH₄), etano (C₂H₆), etileno (C₂H₄) y acetileno (C₂H₂); y entre los gases no combustibles que pueden ser encontrados están: el Oxígeno (O₂), nitrógeno (N₂) y dióxido de carbono (CO₂).

El análisis cromatográfico, es considerado el método más efectivo de los que se dispone actualmente para el análisis de los gases disueltos en el aceite del transformador. La cromatografía de gases supone tanto un análisis cualitativo como cuantitativo de dichos gases.

4.5.4.2 Análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite

La técnica moderna de la cromatografía de gases se ha basado en estudios de casos implicando la correlación entre el tipo de falla incipiente o avanzada presente en transformadores similares y los gases asociados a ella en su mayoría; interrelacionando también algunos gases entre sí y con el apoyo de la estadística, tipificar a manera de conclusión la tendencia específica de cada grupo de casos similares.

El análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite comprende de dos etapas que son:

- 1) La toma de la muestra de aceite en campo, según la norma **ASTM D.923**.

- 2) La extracción de los gases de dicha muestra en laboratorio, y su respectivo análisis que consiste en la separación e identificación de cada uno de ellos en el instrumento cromatógrafo.

4.5.4.2.1 Extracción de los gases de la muestra

Los gases disueltos en el aceite de la muestra remitida deben ser extraídos para poder ser analizados. El método normalizado ASTM D.3612 describe tres métodos diferentes de extracción:

- a) **Método A:** Utiliza un procedimiento de laboratorio de extracción al vacío. Este enfoque hace uso de un aparato de vidrio con un pistón de mercurio para concentrar y retomar a presión atmosférica los gases extraídos en la parte superior de la columna de vidrio.

- b) **Método B:** Se conoce con el nombre de “extracción de columna” y es un método de inyección directa. Utiliza un conjunto multi-puerto de válvulas en el propio cromatógrafo de gases en donde se realiza la extracción.

- c) **Método C:** Se conoce como análisis del espacio superior y fue aprobado en el año 2000. En este método la muestra se coloca en un frasco pequeño en el que los gases disueltos se equilibran con el espacio para gases por encima de la muestra.

Cabe resaltar que, con las variaciones de temperatura durante el transporte de la muestra hacia el laboratorio, se pueden formar burbujas de gases en el recipiente. En este caso, se debe calentar levemente la muestra para disolver la burbuja nuevamente en el aceite, o inyectar en el aparato desgasificador el aceite con la burbuja. La muestra es sometida a vacío y los gases recogidos son reconocidos en una bureta graduada.

Las *figuras anexas 4.15.A,B* muestran la implantación del **Método A** para la extracción de gases disueltos en el aceite aislante, mediante la disposición de instrumentos convencionales de laboratorio.

4.5.4.2.2 El Instrumento utilizado para el ensayo

El instrumento utilizado para este ensayo se lo conoce como “cromatógrafo”, y está constituido de las siguientes partes:

- 1) **Fuente regulable de gases de arrastre o transporte**, compuesta por una botella con gas nitrógeno o helio, los cuales, a través de un regulador de

presión y contador de flujo, escurren suave y continuamente para arrastrar los gases de la muestra.

- 2) **Dispositivo de introducción**, que permite la inyección de la muestra de gases para el análisis. Contiene un termostato que está en contacto con los gases de transporte y sirve de referencia para eliminar los efectos de las variaciones de temperatura y presión ambientales.
- 3) **Columna cromatográfica o columna de adsorción**, que permite separar los gases de la muestra. Está constituida de un tubo de acero inoxidable lleno de material granular fino formando un cedazo molecular. La velocidad de escurrimiento de los gases en la columna depende del tamaño de sus moléculas. Cuanto menor fuera la molécula del gas, tanto mayor será su velocidad de escurrimiento.

La molécula del hidrógeno es pequeña, por eso pasa rápidamente por la columna.

- 4) **Detector**, que permite la detección de los gases componentes de la muestra que salen de la columna cromatográfica. Este consiste esencialmente en un termostato calentado por corriente eléctrica encima de la temperatura del gas de transporte. Los gases componentes de la muestra separados por la

columna cromatográfica poseen diferentes conductividades térmicas, por tanto, modifican de modo diferente la temperatura del termostato y como consecuencia su resistencia eléctrica.

5) **Registrador y microprocesador**, con impresora para imprimir los resultados.

6) **Cromatograma**, que permite graficar los resultados obtenidos.

La representación tanto esquemática como real de este instrumento y un ejemplo de los resultados impresos por el cromatograma, se detalla en las *figuras anexas 4.15.C, D, E.*

4.5.4.2.3 Metodología del ensayo

El volumen mínimo de gas necesario para el análisis es de 1mL. Una primera muestra de gas de 0,25 mL es colectada de la bureta del extractor de gases con el auxilio de una jeringa, cuya aguja perfora el septo de la bureta, y luego es inyectada en la columna de cedazo molecular del cromatógrafo, teniendo el nitrógeno como gas de arrastre. Esta operación dará el pico de hidrógeno.

Una segunda muestra de 0,25mL de gas es tomada del extractor e inyectada en la columna de cedazo molecular 5A del cromatógrafo, cuyo gas de arrastre es el helio. Los picos obtenidos en esta operación son del orden de: oxígeno, nitrógeno, metano y monóxido de carbono.

La tercera muestra de 0,25 mL de gas es inyectada en otra columna del cromatógrafo, cuyo gas de arrastre es nuevamente el helio. Los nuevos picos serán, en el orden: dióxido de carbono, etileno, etano y acetileno. Siendo finalmente impresos los resultados.

El tiempo requerido para este análisis oscila entre 8 y 30 minutos. La precisión de los resultados del cromatógrafo depende del cuidado que se haya tenido al tomar la muestra de gases, la selección del detector y la calibración del instrumento para asegurar resultados confiables.

Los límites de detección van de 5 a 20 ppm para el hidrogeno, 1 ppm para los gases de los hidrocarburos y de 2 a 25 ppm para el oxido de carbono. Los límites de detección varían en función del tipo de gas transportador, el contenedor usado para la muestra y el método de extracción.

4.5.4.3 Interpretación de los resultados

La interpretación de los resultados del análisis cromatográfico de gases disueltos en una muestra de aceite aislante, hasta la actualidad se ha considerado como un arte, pues no llega a ser una ciencia conforme la opinión generalizada. La técnica del análisis cromatográfico es un recurso importante del cual dispone un ingeniero eléctrico de potencia, pues esto le permite detectar de una forma más precisa y consistente las fallas incipientes presentes en el equipo, y con probabilidades de determinar su localización.

Los valores del análisis en el inicio de la operación del transformador servirán de valores referenciales con los cuales serán comparados los que se obtendrán en análisis posteriores.

Existen diversas técnicas para el diagnóstico de los resultados del análisis cromatográfico, que permiten evaluar el envejecimiento natural del aislamiento, además de la detección y caracterización de las fallas incipientes y en evolución.

Técnicas de Diagnóstico

Las técnicas de diagnóstico aplicadas para el análisis del total de gases combustibles presentes en una muestra de aceite aislante, nos permiten determinar el tipo de falla presente en el equipo, dado que estas pueden ser de origen térmico

o eléctrico. Las primeras corresponden al sobrecalentamiento de papel o del aceite, y las últimas a la presencia de un arco o efecto corona.

Existen varias técnicas para el diagnóstico y su confiabilidad aumenta con la disponibilidad de informaciones anteriores y la experiencia del laboratorio encargado del análisis. Las principales técnicas adoptadas para el diagnóstico, son:

- 1) Método del gas llave o gas característico,
- 2) Método de las relaciones de Rogers
- 3) Método de las relaciones de Dornenburg.
- 4) Método del triangulo de Duval

4.5.4.3.1 Método del gas llave o gas característico

Este método se basa en el hecho de que cuando hay una falla incipiente en evolución dentro del transformador, la concentración de los gases a ella asociada sobrepasan los valores normales de degradación del aislamiento de los establecidos en ensayos de laboratorio.

El gas que caracteriza el tipo de falla incipiente es llamado "*el gas llave*". Los perfiles típicos de composición expuestos a continuación, corresponden a la norma NBR.7274/1982 de la ABNT.

1) GAS LLAVE: EL ACETILENO (C_2H_2)

Indica la existencia de descargas eléctricas producto de arcos francos (de alta energía).

Se producen grandes cantidades de hidrógeno (H_2) y acetileno (C_2H_2) con pequeñas cantidades de metano (CH_4) y etileno (C_2H_4). Dióxido y monóxido de carbono (CO_2 y CO) también pueden ser formados en el caso que la falla involucre la celulosa. El aceite podrá ser carbonizado.

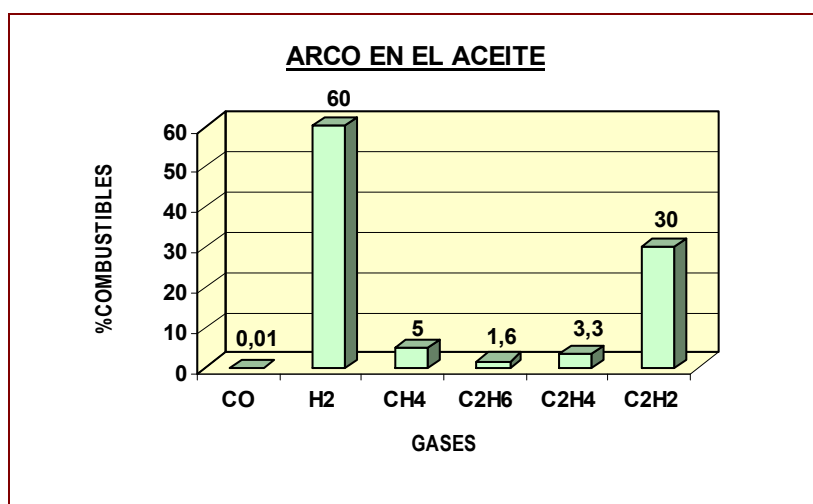


Figura 4.44 – Representación esquemática del gas característico C_2H_2

2) GAS LLAVE: EL HIDRÓGENO (H_2)

Indica la presencia de descargas eléctricas de baja energía o descargas parciales.

Se producen grandes cantidades de hidrógeno (H_2) y metano (CH_4) con pequeñas cantidades de etano (C_2H_6) y etileno (C_2H_4). Cantidades comparables de monóxido y dióxido de carbono (CO y CO_2) pueden resultar de descargas en la celulosa.

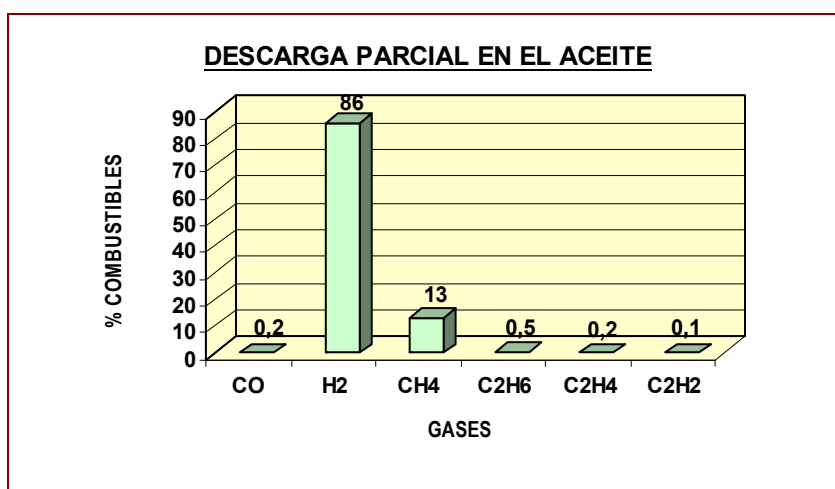


Figura 4.45 – Representación esquemática del gas característico H_2

Se puede concluir fácilmente de las figuras 4.44 y 4.45, que cuando se tienen fallas de tipo eléctrico (arco o descargas parciales), siempre está presente el hidrógeno. Entonces, una ayuda muy práctica e inmediata es poder medir en sitio la concentración de este gas, para lo cual existen instrumentos portátiles con dispositivos de fácil implementación, que nos permiten monitorear permanentemente la presencia y velocidad de generación del gas hidrógeno, particularmente en situaciones de emergencia, o como un primer diagnóstico.

La descomposición electrolítica del agua o la descomposición del agua asociada con el óxido, también resulta en la formación de grandes cantidades de hidrógeno (H_2), pero con pequeñas cantidades de los demás gases combustibles.

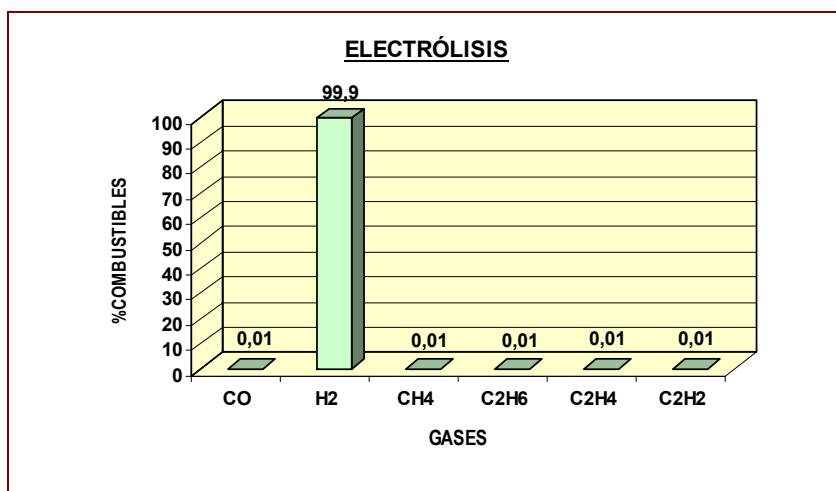


Figura 4.46 – Representación esquemática del gas característico H_2

3) GAS LLAVE: EL ETILENO (C_2H_4)

Indica la existencia de sobrecalentamiento en el aceite aislante.

Se producen grandes cantidades de etileno (C_2H_4), metano (CH_4), y etano (C_2H_6), juntamente con cantidades menores de hidrógeno (H_2). Trazos de acetileno (C_2H_2) pueden ser formados si la falla es severa o se involucra contactos eléctricos.

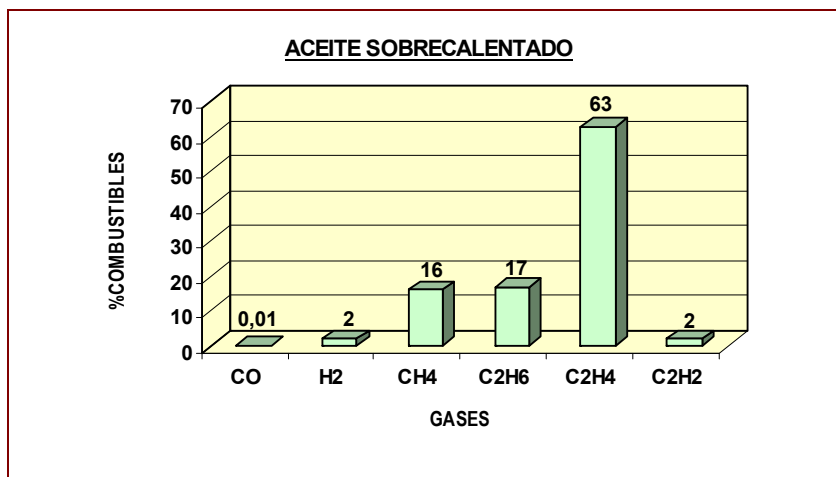


Figura 4.47 – Representación esquemática del gas característico C₂H₄

4) GAS LLAVE: EL MONÓXIDO DE CARBONO (CO)

Indica sobrecalentamiento de la celulosa en el transformador.

Cuando se produce sobrecalentamiento del papel, se desprenden grandes cantidades de monóxido y dióxido de Carbono (**CO** y **CO₂**). Cuando la falla involucra una estructura impregnada en aceite, se forman adicionalmente hidrocarburos gaseosos como metano (**CH₄**) y etileno (**C₂H₄**).

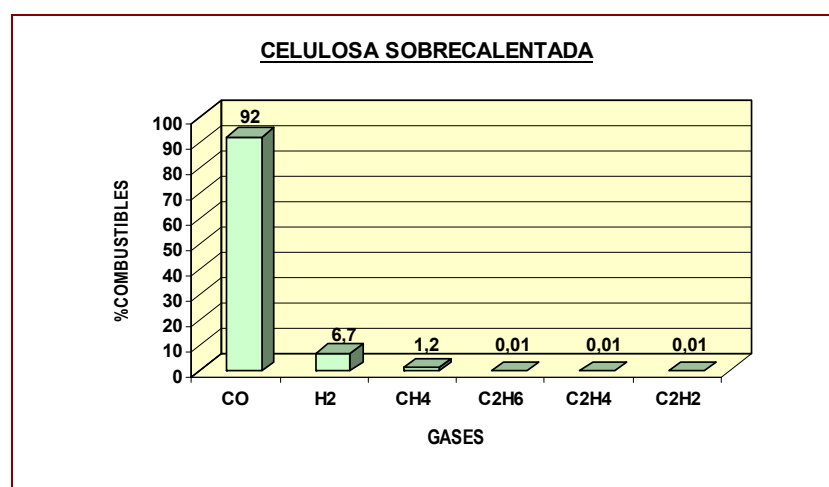


Figura 4.48 – Representación esquemática del gas característico CO

Teniendo en cuenta que la celulosa se carboniza completamente a 150°C, no es sorprendente encontrar cierta degradación que tiene lugar a la temperatura de operación normal del transformador. El monóxido de carbono (CO) se presenta predominantemente, cuando existe la descomposición del papel a temperaturas muy elevadas, especialmente en situación de ocurrencia de arcos.

Cabe destacar, que tanto el CO como el CO₂ están presentes ante el envejecimiento normal del aceite y principalmente la celulosa. Sin embargo, a pesar de una amplia variación en la rata de producción de CO y CO₂, la relación CO/CO₂ normalmente se mantiene en una estrecha banda entre 0,1 y 0,3. Una temperatura alta tiende a aumentar la relación indicada, especialmente ante la presencia de un arco o descargas parciales.

Por tanto, niveles altos de los gases que indican la presencia de una falla eléctrica acompañados de una alta relación de CO/CO₂ es un claro indicio de que la celulosa está involucrada.

4.5.4.3.2 Método de las relaciones de Rogers

Se basa en relacionar los cinco gases (combustibles) primarios de la descomposición del aceite de acuerdo a su aparición, según sea la temperatura relativa de la falla. Este método tiene un esquema más preciso, pues establece la severidad de condiciones de fallas incipientes.

El diagnóstico depende de si las diferentes relaciones son mayores o menores que 1 y su interpretación se basa en los criterios presentados en la *tabla anexa 4.01*.

4.5.4.3.3 Método de diagnóstico conforme la “CEBG”

Este método representa a otra manera de obtener un diagnóstico rápido a partir de las correlaciones hechas por la GECB (Central Electricity Generation Board of Great Britain), de igual manera, en base a los cinco gases combustibles producto de la descomposición del aceite.

El diagnóstico depende de si las diferentes relaciones son mayores o menores que 1 y su interpretación se basa en los criterios presentados en la *tabla anexa 4.PI*.

4.5.4.3.4 Método de las relaciones de Dornenburg

Este método establece que, con base a las relaciones de los gases combustibles CH_4/H_2 , C_2H_2/CH_4 , C_2H_6/C_2H_2 y C_2H_2/C_2H_4 , se puede diagnosticar con alguna certeza los tres tipos de fallas incipientes: degradación térmica, arco eléctrico y las descargas parciales (corona). Existen dos formas de aplicar este método, tanto gráficamente como tabularmente.

1) Aplicación tabular del método de Dornenburg

Consiste en determinar el tipo de falla que está ocurriendo en el transformador, en base a los valores directos de las relaciones de los gases.

TIPO DE FALLA	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$
<i>Descomposición Térmica (puntos calientes)</i>	>1.0	<0.75	>0.4	<0.3
<i>Descargas Eléctricas (excepto corona)</i>	>0.1 <1.0	>0.75	<0.4	>0.3
<i>Efecto Corona</i>	<0.1	<i>No es significativo</i>	>0.4	<0.3

Tabla 4.9 – Diagnóstico de fallas en base a la aplicación tabular de las relaciones de Dornenburg

Es necesario enfatizar que solo las relaciones de los gases no pueden ser utilizadas como un único criterio para evaluar la condición del transformador, puesto que ellas no contienen la información en cuanto la severidad de la falla. Se requiere tener en cuenta otras consideraciones como el total de gases combustibles, la velocidad de generación de gases y otros.

2) Aplicación gráfica del método de Dornenburg

Consiste en relacionar en un gráfico logarítmico CH_4/H_2 vs $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$; donde la intersección de ambos valores en el gráfico indica el tipo de falla que está ocurriendo en el transformador.

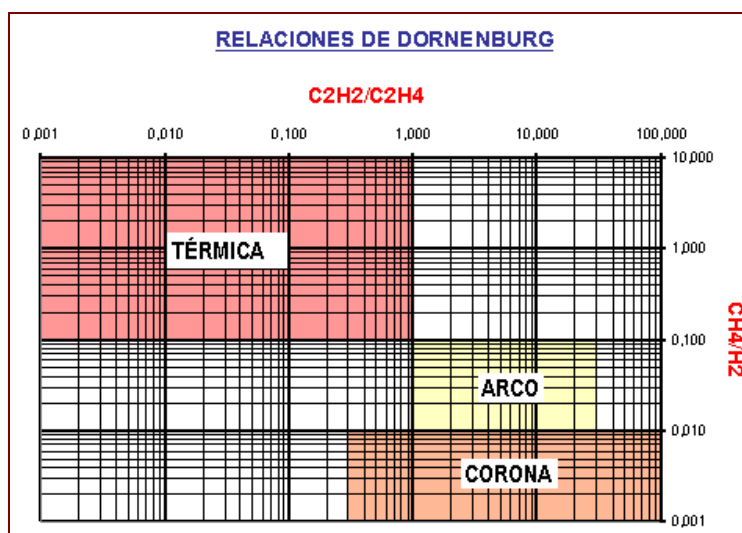


Figura 4.49 – Gráfico de diagnóstico de fallas en transformadores según las relaciones de Dornenburg

4.5.4.3.5 Método del triángulo de Duval

Este método fue desarrollado por Michael Duval de Hydro Québec, a partir de una base de datos de más de 10000 transformadores. En la actualidad se está utilizando mucho y ha probado ser un método muy preciso.

Consiste en relacionar los tres gases, metano (CH_4), etileno (C_2H_4) y acetileno (C_2H_2); los cuales deben sumar 100% y sus cantidades se trazan en un gráfico de ejes triangular, como muestra la siguiente figura:

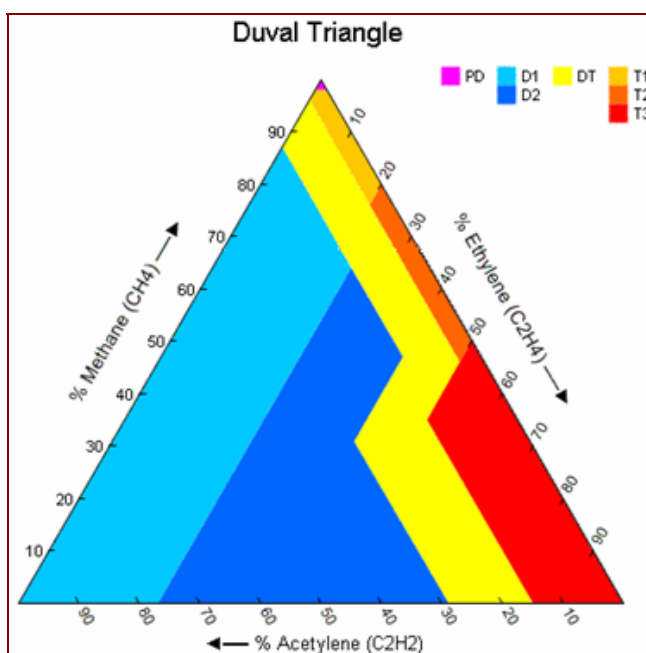


Figura 4.50 – Triángulo de Duval, para el diagnóstico de los resultados de ADGD

Dentro del área total del triángulo existen sub-áreas que representan el tipo de diagnóstico clave que se interpreta de la siguiente manera:

CLAVE	DIAGNÓSTICO
<i>PD</i>	<i>Descargas Parciales</i>
<i>D1</i>	<i>Descargas de alta energía</i>
<i>D2</i>	<i>Descargas de baja energía</i>
<i>T1</i>	<i>Fallas térmicas < 300°C</i>
<i>T2</i>	<i>Fallas térmicas 300°C < T < 700°C</i>
<i>T3</i>	<i>Fallas Térmicas > 700°C</i>

Tabla 4.10 – Diagnóstico de fallas según el área clave de referencia del triángulo de Duval

Las coordenadas y límites de las zonas de falla tanto de descargas como térmicas, se indican en el triángulo. La zona DT corresponde a la zona donde se superponen ambas fallas.

Las coordenadas del triángulo correspondientes a los resultados de ADGD (Análisis de Gases Disueltos), en ppm, pueden calcularse según las siguientes ecuaciones:

$$\%C_2H_2 = \frac{100x}{(x + y + z)} \quad (4.44)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{100y}{(x + y + z)} \quad (4.45)$$

$$\%CH_4 = \frac{100z}{(x + y + z)} \quad (4.46)$$

Donde: $x=C_2H_2$, $y=C_2H_4$, $z=CH_4$

El área donde se cruzan las líneas representa el diagnóstico

4.5.5 ENSAYOS APLICADOS PARA EL CONTROL DEL ACEITE DIELECTRICO DEL CAMBIADOR DE TOMAS BAJO CARGA (LTC) DE UN TRANSFORMADOR

Debido a la continua contaminación a la que se ve expuesto el aceite aislante en servicio dentro del cilindro que abarca la llave conmutadora del cambiador de tomas bajo carga de un transformador de potencia, se crea la necesidad de efectuar ensayos que permitan realizar un seguimiento de sus condiciones desde la primera puesta en servicio del equipo. De esta forma, al ser el aceite aislante aquí utilizado, de similares características al que se emplea en la inmersión de la cuba del transformador, este podrá ser sometido a los mismos ensayos básicos recomendados por la ya mencionada norma ASTM-D3487, dándose su aplicación en las siguientes situaciones:

1) Con el aceite aislante reacondicionado e inmerso dentro del cilindro de la llave conmutadora, posterior a 48 horas de reposo, previo a la energización.

Para lo cual, la IEEE mediante la publicación Std.C57.106-2002 (table 11), recomienda los principales ensayos a ejecutarse y sus respectivos valores límites de aceptación expuestos en la *tabla anexa 4.Q1*.

- 2) *Posterior a la energización del transformador, anualmente como inspección rutinaria.* Para lo cual, la IEEE mediante la publicación Std.C57.106-2002 (table 12), recomienda los principales ensayos a ejecutarse y sus respectivos valores límites de aceptación expuestos en la *tabla anexa 4.R1.*

La metodología referente a cada uno de los ensayos recomendados por la IEEE para este caso, ya se explico detalladamente en los literales 4.5.2 y 4.5.3 de este capítulo. No así, los criterios aplicados en la evaluación de los resultados obtenidos, varían y se ajustan a las tablas anexas aquí referenciadas.

En base a la experiencia y a criterios expuestos por varios fabricantes, se puede recomendar el reemplazo del aceite aislante aquí utilizado, siempre que:

- 1) *La rigidez dieléctrica del aceite fuera menor que 20kV y la acidez mayor que 0.3mgKOH/g.*

NOTA: *Estos ensayos deben ser realizados cada año o cada 10000 operaciones del cambiador de tomas bajo carga.*

- 2) *Se haya completado el número de conmutaciones recomendado por el fabricante o cada cinco a seis años.*

4.5.6 PROCEDIMIENTO PARA LA TOMA DE MUESTRAS EN CAMPO DEL ACEITE AISLANTE A SER SOMETIDO A ENSAYOS

4.5.6.1 Procedimiento para la toma de muestra del aceite aislante a ser sometido a ensayos físico-químico en laboratorio

El procedimiento que se expone a continuación, es una adaptación de la norma ASTM D-923, aplicada en la toma de muestras del aceite aislante de un transformador, para posteriormente ser analizadas bajo ensayos físico-químicos de laboratorio:

- 1) Tomar en cuenta las siguientes precauciones generales:
 - a) Antes de extraer la muestra, se debe verificar que el transformador tenga presión positiva. Esto, para el caso de transformadores sellados.

NOTA: No se debe intentar extraer una muestra de una unidad con presión negativa, ya que esto podría ocasionar el ingreso de una burbuja de aire a través de la válvula durante el muestreo, lo cual implicaría la ocurrencia de alguna descarga en ella.

- b) Si la muestra va a ser tomada a una temperatura mayor que la ambiente, se debe minimizar la posibilidad de que estas absorban humedad del aire. No es recomendable tomar muestras bajo condiciones de lluvia o de alta humedad.

- c) A menos que se especifique lo contrario, las muestras de aceite se toman de la válvula de muestreo ubicada en la parte inferior del transformador.

NOTA: Para el caso en que se requiera tomar dicha muestra del cilindro de la llave conmutadora, se tiene que primero analizar el respectivo diagrama de flujo de interconexión con el equipo purificador de aceite, para luego determinar las maniobras a realizarse y seleccionar la válvula adecuada que sirva para el muestreo.

- 2) Colocar un contenedor (balde) debajo de la válvula de muestreo y retirar el tapón de seguridad.
- 3) Limpiar dentro de la válvula y la rosca con un trozo de tela que no desprenda hilos, luego dejar drenar por lo menos $\frac{1}{2}$ litro de aceite en el balde para concluir la limpieza de la válvula.
- 4) Instalar el dispositivo de muestreo (adaptadores con reducciones, terminando en un acople con su respectiva manguera).
- 5) Llenar varias veces el frasco para toma de muestras, con el objetivo de enjuagar y permitir que este adquiera la temperatura del aceite. Se recomienda descartar el aceite de los enjuagues.

NOTA: Tomar una cantidad suficiente de aceite para cubrir los requerimientos de los ensayos que se van a realizar. Normalmente un frasco de ½ litro.

- 6) Permitir que el aceite resbale por las paredes del frasco o que se llene desde el fondo (evitar la aireación o formación de burbujas), dejar que el aceite rebose el frasco y que fluya por encima unos cuantos segundos. Tapar el frasco inmediatamente.
- 7) Identificar claramente la muestra con un rótulo que contenga todos los datos del transformador. Una muestra de dicho rótulo se presenta en la *figura anexa 4.16.A*.

4.5.6.2 Procedimiento para la toma de muestra del aceite aislante a ser sometido a ensayos cromatográficos (análisis de gases disueltos) en laboratorio

El procedimiento que expongo a continuación, es una adaptación de la norma ASTM D-923, aplicada en la toma de muestras del aceite aislante de un transformador, para posteriormente ser analizadas bajo ensayo de análisis cromatográfico en laboratorio.

- 1) Tomar en cuenta las siguientes precauciones generales:
 - a) Debe ser hecha cuidadosamente la selección de los puntos en los cuales las muestras deben ser tomadas. Se recomienda tomar en un punto representativo del total del aceite del transformador y donde no existan cambios en la composición, tales como donde se ubican las bombas de recirculación para enfriamiento.
 - b) La muestra debe ser retirada con el equipo en la condición normal de funcionamiento (esto es importante para verificarse la tasa de producción del gas).
 - c) Después de tomada la muestra, la jeringa no debe contener aire, sin embargo, si aparece una burbuja después de transcurridos algunos minutos de haberse tomado la muestra, esta no se puede eliminar (es posible que el aceite estuviera saturado de gases) y debe analizarse dentro de la muestra.
 - d) Una parte del oxígeno disuelto presente en la muestra de aceite puede ser consumido por oxidación. Esta reacción puede ser retardada manteniéndose la muestra protegida de la luz, envolviendo por ejemplo, la jeringa en una hoja de papel de aluminio. La muestra no sólo debe

quedar protegida de la luz solar, sino que también de la luz de la lámpara fluorescente que emite radiación ultravioleta.

- e) Antes de extraer la muestra se debe verificar que el transformador tenga presión positiva, para el caso de transformadores sellados.
- 2) Colocar un contenedor (balde) debajo de la válvula principal de muestreo (inferior) y retirar el tapón de seguridad.
 - 3) Limpiar dentro de la válvula y la rosca con un trozo de tela que no desprenda hilos, luego dejar drenar por lo menos $\frac{1}{2}$ litro de aceite en el balde para concluir la limpieza de la válvula.
 - 4) Instalar el dispositivo de muestreo (adaptadores con reducciones, terminando en un acople con su respectiva manguera).
 - 5) Abrir la válvula de muestreo del transformador y permitir que el aceite fluya por el puerto de salida de la jeringa. Es decir, la válvula de tres vías debe ser ajustada para permitir que 1 a 2 litros de aceite puedan ser eliminados. Observar la figura.

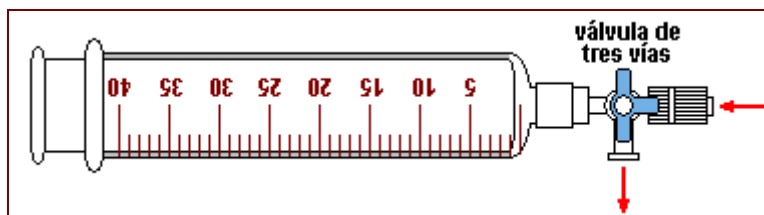


Figura 4.51 – Disposición de la válvula de tres vías para la evacuación del aceite

- 6) Girar la válvula de tres vías permitiendo la entrada (lenta) de aproximadamente 5-10 ml de aceite en la jeringa. El émbolo no debe ser forzado y sólo se debe permitir que sea desplazado por la presión del aceite. Observar la figura.

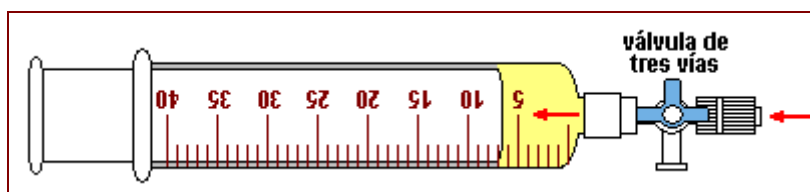


Figura 4.52 – Disposición de la válvula de tres vías para el llenado de aceite de enjuague de la jeringa

- 7) Cerrar inmediatamente la válvula de tres vías con la punta indicadora hacia la jeringa, retirar la jeringa de la manguera y permitir que el fluido de aceite continúe dentro de un contenedor (balde).
- 8) Poner la jeringa en posición vertical y abrir la válvula de tres vías (tener cuidado con el émbolo de la jeringa, ya que puede resbalar y quebrarse), eliminar todas las burbujas que existan dentro de la jeringa empujando lentamente el émbolo. Dejar aproximadamente 2ml de aceite en la jeringa,

para evitar que en la próxima toma entre aire. Cerrar la válvula con el indicador apuntando a la jeringa. Observar la figura.

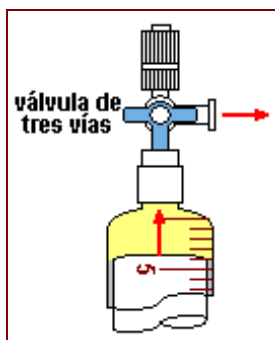


Figura 4.53 – Disposición de la válvula de tres vías para el vaciado del aceite de enjuague de la jeringa.

- 9) Repetir los pasos del 6) al 8) por lo menos dos veces para permitir un correcto enjuague de la jeringa.

- 10) Con la jeringa libre de burbujas y el colchón de 2ml de aceite, volver a conectar con la manguera. Para evitar la entrada de aire en la jeringa, deje fluir por unos segundos el aceite por el puerto lateral de la válvula de tres vías (referencia figura 4.51).

- 11) Abrir la válvula con el indicador apuntando al puerto lateral de la válvula de tres vías, permitir que el aceite entre en la jeringa. En este proceso el émbolo no debe ser forzado hacia ningún lado (atrás o adelante), ya que esto puede ocasionar la formación de burbujas (El llenado de la jeringa debe hacerse por la misma presión que ejerce el aceite sobre ella).

- 12) Cerrar la válvula de tres vías con el indicador apuntando hacia la jeringa.
Revisar que la jeringa este libre de burbujas, si existen, descarte la muestra y repita el proceso.

- 13) Cerrar la válvula de muestreo del transformador. La jeringa debe ser desconectada.

- 14) Identificar claramente la muestra con un rótulo o etiqueta que contenga todos los datos del transformador. Una muestra de dicho rótulo se presenta en la *figura anexa 4.16.B*.

- NOTA: Ubicar dicho rótulo de tal manera que permita leer el volumen de aceite en la jeringa.*

- 15) Finalmente, la jeringa es colocada en un envase de cartón especial para su envío hacia el laboratorio.

4.5.6.3 Procedimiento aplicado para el ensayo de rigidez dieléctrica del aceite.

- 1) Realizar la limpieza del conjunto célula-electrodos, tomando en cuenta lo siguiente:

- a) Limpiar internamente utilizando papel de seda seco libre de hilachos o gamuza seca. No tocar los electrodos y las paredes internas de la célula con los dedos o con la parte del papel de limpieza que haya estado en contacto con las manos.
 - b) Lavar la célula internamente con queroseno seco u otro solvente hidrocarburo adecuado y seco (especificación D-484). El solvente para limpieza no debe ser fácilmente evaporable (de bajo punto de ebullición), pues esto causará la disminución de la temperatura de la célula creando condensación de agua en sus paredes y electrodos.
- 2) Realizar el ajuste de los electrodos según el método por aplicarse para el ensayo. Por tanto:
- a) Para el método ASTM D-877 (electrodos tipo disco o cilíndricos): La distancia entre electrodos debe ser de 2.5m
 - b) Para el método ASTM D-1816 (electrodos tipo semiesféricos): La distancia entre electrodos debe ser de 2mm, cuando fuera disponible una fuente de tensión de faja adecuada, o 1mm cuando la tensión máxima del transformador de ensayo fuera de cerca de 50kV

- 3) Verificar que la temperatura y la humedad relativa del ambiente, sean las adecuadas para efectuar el ensayo. Esto es, una temperatura no menor a 20°C y una humedad relativa no mayor al 75%.
- 4) Se realizan los mismos pasos del 1) al 6) del literal 4.5.5.1.

NOTA: Es conveniente que el volumen de la muestra sea de 2 litros para ensayo de recepción y 1 litro para ensayos de rutina

- 5) El frasco con la muestra es lentamente invertido y suavemente agitado por diversas veces antes de llenar la célula de muestreo. Esto permite que las partículas que puedan existir en el líquido, queden en suspensión y se obtenga una muestra representativa.
- 6) Inmediatamente después de la agitación, lavar la célula con una pequeña cantidad del líquido a analizar.
- 7) Llenar cuidadosamente la célula de muestreo, evitando el aprisionamiento de aire. Considerar que la superficie del líquido debe quedar en lo mínimo, 20mm encima de la parte superior de los electrodos.

- 8) Efectuar el primer ensayo operando el instrumento según lo recomendado por su fabricante. No obstante, se debe considerar la metodología expuesta en el literal 4.5.3.1.1 de este capítulo, para la ejecución del respectivo ensayo según sea la norma.
- 9) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo en un formulario pre-establecido (ver ejemplo en capítulo V).

4.5.6.4 Procedimiento aplicado para el ensayo de factor de potencia del aceite

- 1) Realizar la limpieza de la célula de muestreo. Es recomendado el uso de los solventes triclorotrifluoroetano, éter de petróleo o pentano.
- 2) Verificar que la temperatura y la humedad relativa del ambiente, sean las adecuadas para efectuar el ensayo. Esto es, una temperatura no menor a 20°C y una humedad relativa no mayor al 75%.
- 3) Se realizan los mismos pasos del 1) al 6) del literal 4.5.5.1.

***NOTA:** Se recomienda llenar la célula hasta que el nivel de aceite se encuentre a 2cm aproximadamente del borde superior de la misma.*

- 4) Mantener la célula de muestreo tapada y ubicada sobre una superficie nivelada. Aguardar algunos minutos hasta que se dé la salida total de las burbujas de aire y haya la sedimentación de las partículas que estén en suspensión en el aceite.
- 5) Efectuar el primer ensayo operando el instrumento según lo recomendado por su fabricante. No obstante, se debe considerar la metodología expuesta en el literal 4.5.3.2.1 de este capítulo.
- 6) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo en un formulario pre-establecido (ver ejemplo en capítulo V).

4.6 ENSAYOS DIELECTRICOS APLICADOS PARA EL CONTROL DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO EN LOS TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN

4.6.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Manteniendo la misma filosofía del transformador de potencia, para el caso de los transformadores de tensión y de corriente, los ensayos dieléctricos aplicados ayudan a comprobar el estado de su aislamiento entre espiras, entre arrollamientos primario y secundario, entre arrollamientos secundarios y entre cada arrollamiento con respecto a la masa sólidamente aterrizada.

No así, en el caso de los transformadores de tensión tipo capacitivos, los ensayos dieléctricos van principalmente dirigidos a comprobar el estado del aislamiento involucrado en cada sección capacitiva que comprende las bobinas del capacitor. Adicionalmente, se analiza también el estado del aislamiento del transformador intermedio del cual se derivan los arrollamientos secundarios.

4.6.2 ENSAYOS DIELECTRICOS APLICADOS EN CAMPO

4.6.2.1 Ensayo para determinar el Factor de Potencia y/o Factor de Disipación del aislamiento

Este ensayo permite detectar la presencia de humedad, carbonización y otras formas de contaminación presente en el interior de los transformadores de instrumentación, manteniendo el mismo esquema de aislamiento aceite-papel que se da en los transformadores de potencia.

Adicionalmente a la verificación del estado del aislamiento, este ensayo permite determinar las características funcionales del equipo, mediante la medición de la capacitancia entre arrollamientos y/o entre cada sección capacitiva.

La porcelana que conforma el 80% del cuerpo de los transformadores de instrumentación, es otro elemento que juega un papel importante en su normal funcionamiento, por lo tanto, utilizando el mismo instrumento de ensayo, se puede

evaluar su estado mediante la medida de pérdidas en watts que se da sobre y/o a través de su cuerpo, esto a partir del uso de collares, cuya técnica de aplicación se expone con mayor detalle más adelante en el literal 4.10 de este capítulo. Este ensayo sería un importante complemento en el análisis total de las condiciones del aislamiento de estos equipos.

4.6.2.1.1 Voltaje aplicado para el ensayo

Transformadores de tensión inmersos en líquido aislante y que operan con voltaje de línea a tierra

En este tipo de transformadores de instrumentación para todas las clases de aislamiento, el voltaje a ser empleado en el ensayo está limitado al valor nominal del terminal neutral, esto debido a que uno de los principales requerimientos para la ejecución de este ensayo, es el cortocircuitar ambos extremos del arrollamiento primario con el fin de uniformizar el potencial a lo largo del mismo. Por lo cual, se recomienda la aplicación de un voltaje de 5kV o menor.

La excepción se da en los casos que se requiera evaluar el aislamiento progresivo del arrollamiento primario o del bushing, referenciado al terminal de alta tensión H1 (ensayos No.2 y No.6), dado que aquí no se requiere algún

cortocircuito en tal arrollamiento, se puede aplicar tranquilamente un voltaje de 10kV.

Transformadores de tensión inmersos en líquido aislante y que operan con voltaje de línea a línea

En este tipo de transformadores de instrumentación con clase de aislamiento mayor a 15kV, el ensayo es ejecutado a un voltaje de 10kV. Mientras que en unidades con clase de aislamiento menor a 15kV, se selecciona el voltaje a ser aplicado en el ensayo que sea igual o preferiblemente menor al indicado en la placa de identificación del equipo.

Transformadores de corriente inmersos en líquido aislante

En este tipo de transformadores de instrumentación con clase de aislamiento igual o mayor a 15kV, el voltaje aplicado para el ensayo es de 10kV. Siendo útil en ciertas ocasiones, aplicar voltajes graduales que parten de un valor mínimo y pueden llegar hasta máximo 12kV; esto con el fin de investigar resultados anormales.

Para unidades con clase de aislamiento menor a 15kV, es conveniente seleccionar un voltaje para el ensayo, igual o menor al indicado en la placa de identificación del equipo.

Transformadores de tensión capacitivos inmersos en líquido aislante

En este tipo de transformadores de instrumentación para todas las clases de aislamiento, todos los ensayos son ejecutados a 10kV excepto cuando se energice desde los terminales de potencial (POT) o carrier (CAR). El terminal POT es usualmente diseñado para resistir un voltaje de ensayo de 5kV, mientras que el terminal CAR no debe ser energizado con un voltaje mayor a 2kV; esto, al menos no especifique lo contrario el respectivo fabricante del equipo.

4.6.2.1.2 Ensayos aplicados

En *los transformadores de tensión*, los ensayos aplicados para la determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento, dependen básicamente de su configuración constructiva, siendo diferentes para uno que opera con voltaje primario de línea a línea, que para uno que opera con voltaje primario de línea a tierra. En el caso de este último, adicionalmente existe otra diferencia en los ensayos aplicados, y esta se debe a si su arrollamiento primario se encontrara aterrizado internamente o externamente mediante la disposición de un bushing neutral.

En las Subestaciones Eléctricas del Sistema Nacional de Transmisión, por lo general se encuentran instalados transformadores de tensión que operan con voltaje primario de línea a tierra y con disposición de un bushing neutral para

*aterrizamiento externo de dicho arrollamiento. Por lo tanto, la descripción de los ensayos aplicados, expuestos en el **apéndice 4.C1**, se ve limitada a este tipo de equipo.*

En los *transformadores de corriente* su configuración constructiva no varía y los ensayos tienen una sola aplicación. La única variante que se presenta, corresponde al número de arrollamientos secundarios disponibles, lo cual es irrelevante en la metodología del ensayo. De esta forma, los ensayos aplicados en este tipo de transformador de instrumentación, se exponen en el **apéndice 4.C2**.

En los *transformadores de tensión capacitivos*, los ensayos aplicados para la medida del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento en conjunto con su capacitancia, dependen de la configuración constructiva del equipo, cuya diferencia se da en el tener o no acceso al terminal de potencial POT.

En las Subestaciones Eléctricas del Sistema Nacional de Transmisión, por lo general se encuentran instalados transformadores de tensión capacitivos que no disponen de una toma externa del terminal de potencial POT, ya que este internamente se conecta a un transformador auxiliar cuyos arrollamientos secundarios se utilizan para conexión de equipos de medición y protección. Por

*lo tanto, la descripción de los ensayos aplicados, expuestos en el **apéndice 4.C3**, se ve limitada a este tipo de equipo.*

Cabe recalcar que, el ensayo de factor de potencia y/o factor de disipación de una muestra de aceite aislante contenido en la cuba de todo tipo de transformador de instrumentación, es posible pero no aconsejable, ya que la cantidad dispuesta para la inmersión es muy reducida, siendo perjudicial su disminución.

4.6.2.1.3 Criterio para la corrección de las lecturas en base a la temperatura

Todas las mediciones realizadas son corregidas a la temperatura estándar de 20°C, usando los multiplicadores listados en la *tabla anexa 4.D1*.

Al igual que en los transformadores de potencia, para poder determinar el factor de corrección de los resultados de este ensayo, también se requiere la temperatura del aceite en su parte superior. Pero al conocer que los transformadores de instrumentación, por lo general NO disponen de sensores de temperatura en ningún lado, se hace necesario aplicar el método de aproximación recomendado en el literal 4.4.2.1.3.

4.6.2.1.4 Criterios para la evaluación de los resultados

Un criterio útil para evaluar los resultados obtenidos para todo tipo de transformador de instrumentación, es que estos sean comparados con los registros de ensayos anteriores y con resultados de ensayos en otras unidades similares del sistema.

No así, en base a la experiencia, se puede establecer el siguiente criterio: *“En un transformador de tensión o de corriente para todo nivel de voltaje, debe considerarse como SATISFACTORIO, un factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento no mayor de 3%.*

Para el caso de los transformadores de tensión, la Doble Engineering Company recomienda establecer un criterio de evaluación a través del análisis comparativo de los resultados obtenidos en el *ensayo total* (método de ensayo No.1), con los resultados obtenidos en los *ensayos de aislamiento progresivo* referenciado a ambos extremos del arrollamiento primario (métodos de ensayo No.2 y No.3). Por ejemplo, si en el ensayo total se obtiene un factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento de valor muy elevado, luego los ensayos de aislamiento progresivo ayudaran a diferenciar si la condición causante es de carácter general o localizada en uno de los extremos del arrollamiento primario (especialmente en los bushing's).

En el caso de los transformadores de tensión capacitivos, los datos de capacitancia y de factor de potencia del aislamiento de las respectivas secciones capacitivas, vienen indicados en la placa informativa del equipo. Por tanto, los resultados de ensayos obtenidos en campo, especialmente durante la recepción del equipo, deben ser comparados con tales valores de placa para establecer un pre-diagnóstico adecuado.

La Doble Engineering Company aclara que los resultados obtenidos en el ensayo, dependen de los materiales aislantes usados en la construcción del equipo, por tanto establece los siguientes criterios de referencia:

- ✓ Si las columnas de secciones capacitivas, se encuentran inmersas en aceite aislante con sus bobinas aisladas en papel, se espera un factor de potencia y/o factor de disipación del orden de 0.25%. Un valor mayor a 0.5%, indica que el equipo debe ser removido de servicio; esto, siempre y cuando el fabricante no indique lo contrario.

- ✓ Si las columnas de secciones capacitivas, se encuentran inmersas en fluido sintético aislante con sus bobinas aisladas en papel, se espera un factor de potencia y/o factor de disipación del orden de 0.1%. Un valor mayor a 0.2%, indica que el equipo debe ser removido de servicio; esto, siempre y cuando el fabricante no indique lo contrario.

Un incremento significativo en la capacitancia medida, indica la existencia de láminas capacitivas cortocircuitadas y por ende pérdida del aislamiento involucrado.

Un alto factor de potencia resultado del ensayo, será indicativo de que existe un deterioro en el transformador, ya sea en el aceite, bushing's o arrollamientos.

4.6.2.2 Ensayo para la medición de la Resistencia de Aislamiento

Este ensayo al igual que el de determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento, permite detectar la presencia de humedad, carbonización y otras formas de contaminación presente en el interior de los transformadores de instrumentación.

4.6.2.2.1 Voltaje aplicado para el ensayo

El voltaje aplicado para este ensayo depende de la clase de aislamiento del transformador. No obstante, se recomienda que al arrollamiento primario se le aplique el máximo voltaje del instrumento de ensayo, que por lo general es 5000 o 10000 voltios DC; y a los arrollamientos secundarios, el más cercano a su capacidad nominal, que por lo general es de 500 voltios DC

4.6.2.2 Ensayos aplicados

Los ensayos aplicados para la medida de la resistencia de aislamiento de los transformadores de instrumentación, dependen básicamente de su tipo y configuración constructiva, sobre lo cual ya se hizo referencia en el literal 4.6.2.1.2 para el ensayo de determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento. Por lo tanto, los diferentes ensayos aquí aplicados, se detallan en los *apéndices 4.D1, 4.D2 y 4.D3*.

4.6.2.3 Criterios para la evaluación de los resultados

En este tipo de equipo es difícil establecer criterios precisos de aceptación, que ni los propios fabricantes ofrecen. Por lo cual, se recomienda elaborar una propia estadísticas en base a resultados preliminares, comenzando desde los obtenidos en la recepción del equipo en fábrica y en campo.

En base a la experiencia de ensayos efectuados en varios mantenimientos y puestas en servicio dentro del Sistema Nacional de Transmisión, se podría decir que, para transformadores de instrumentación de voltajes nominales entre 69kV y 230kV, pueden considerarse ACEPTABLES valores de resistencia de aislamiento mayores a 1000 Megaohms.

Adicionalmente, se recomienda analizar la tendencia de los resultados de resistencia de aislamiento con el tiempo de aplicación de la tensión DC de ensayo (normalmente 10 min.) y evaluar los respectivos índices de absorción (IA) y polarización (IP) obtenidos.

4.6.3 ENSAYOS DIELECTRICOS ESPECIALES APLICADOS EN FÁBRICA

4.6.3.1 Consideración general

Los transformadores de instrumentación al igual que los de potencia, son sometidos a ensayos dieléctricos especiales en fábrica, tales como: ensayos de tensión inducida, tensión aplicada al aislamiento, tensión de impulso eléctrico y descargas parciales.

No obstante, en el caso de los transformadores de instrumentación, deberá tomarse especial cuidado, identificando al grupo de conexión al que pertenecen, ya que de esto depende la máxima tensión empleada tanto en el ensayo de tensión aplicada como el de tensión inducida. Por tanto, de acuerdo con la norma ABNT, se estipula lo siguiente:

- 1) *Grupo de Conexión I (conexión fase-fase):* Transformador de instrumentación con aislamiento pleno, a ser conectado entre fases en un sistema aterrizado y/o aislado. Las tensiones de ensayo aplicadas son:

- Ensayo de Tensión Aplicada → Con la tensión de ensayo a Frecuencia Industrial recomendada en la columna (3) de la tabla anexa 4.C1.
- Ensayo de Tensión Inducida → Con el doble de la tensión nominal del sistema.

2) *Grupo de Conexión II (conexión fase-tierra)*: Transformador de instrumentación a ser conectado entre fase y tierra, en un sistema aterrizado.

Las tensiones de ensayo aplicadas son:

- Ensayo de Tensión Aplicada y Tensión Inducida → Con la tensión de ensayo a Frecuencia Industrial recomendada en la columna (3) de la tabla anexa 4.C1

3) *Grupo de Conexión III (conexión fase-tierra)*: Transformador de instrumentación a ser conectado entre fase y tierra, en un sistema aislado. Las tensiones de ensayo aplicadas son:

- Ensayo de Tensión Aplicada y Tensión Inducida → Con la tensión de ensayo a Frecuencia Industrial recomendada en la columna (3) de la tabla anexa 4.C1.

4.6.3.2 Ensayo de Tensión Aplicada

Este ensayo es aplicado tanto en transformadores de tensión como de corriente, y permite la verificación del aislamiento de los arrollamientos entre sí y entre cada uno con respecto a la masa del equipo sólidamente aterrizada.

La metodología y los criterios de evaluación aplicados son similares a los expuestos en los ítems 4.4.3.2.1 y 4.4.3.2.2 respectivamente, para un transformador de potencia.

4.6.3.3 Ensayo de Tensión Inducida

Este ensayo es aplicado tanto en transformadores de tensión como de corriente, y permite la verificación del aislamiento entre espiras y entre las capas de sus arrollamientos.

La metodología aplicada es similar a la expuesta en el ítem 4.4.3.3.1 para un transformador de potencia. Cabe recalcar, que la duración del ensayo en este tipo de equipos, será tal que el número de ciclos aplicados NO sea mayor a 7200, correspondiendo para las frecuencias de ensayo normalmente aplicadas de 120, 180, 240 o 400 Hz, una duración de 60, 40, 30 y 18 segundos, respectivamente (Ver fórmula 4.39).

4.6.3.4 Ensayo con Tensión de Impulso

Este ensayo es aplicado tanto en transformadores de tensión como de corriente, y permite verificar la rigidez dieléctrica a lo largo de los arrollamientos, entre espiras, capas y bobinas.

La metodología y los criterios de evaluación aplicados son similares a los expuestos en los ítems 4.4.3.4.1 y 4.4.3.4.2 respectivamente, para un transformador de potencia.

4.4.5 PRINCIPALES RECOMENDACIONES A SEGUIR PARA LA APLICACIÓN DE LOS ENSAYOS DIELECTRICOS EN CAMPO

Para analizar en campo el estado del aislamiento en conjunto de un transformador de instrumentación, se efectúan dos tipos de ensayos: el ensayo para la medición de la resistencia de aislamiento y el ensayo para la determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del mismo. De esta forma, las principales recomendaciones a seguir para la aplicación de tales ensayos, se exponen a continuación:

- 1) Se recomiendan los mismos tres primeros ítems del literal 4.4.4. sobre recomendaciones para la aplicación de los ensayos en campo de un transformador de potencia.

2) Preparar el transformador para el ensayo, tomando en cuenta lo siguiente:

- a) Aislar el transformador de toda fuente de alimentación, dado el caso de que este se encontrara ya en servicio. Para esto, se recomienda realizar la apertura de los respectivos interruptores y seccionadores adyacentes que operativamente permitan ponerlo fuera de servicio. Considerar adicionalmente el bloqueo funcional de tales equipos como medida de precaución.

- b) Desconectar todos los conductores externos (aéreos) en los terminales del bushing del transformador y la conexión a tierra del terminal neutral (sea este el caso de un transformador de tensión). Realizar a la vez, la limpieza de dichos terminales, para permitir un buen contacto con los conectores de los cables de interconexión al instrumento de ensayo.

***NOTA:** Poner particular atención a los conductores por desconectarse y asegurarse de que estos hayan sido apropiadamente aislados de cualquier fuente de voltaje. Probar los voltajes extraños o inducidos y aplicar las tierras locales de seguridad.*

- c) Limpiar minuciosamente la superficie de la porcelana del bushing y realizar a la vez una inspección visual de la misma, para detectar alguna anomalía que posiblemente influya en el ensayo.

- d) Desconectar los cables de control y protección que se conectan a los terminales de los arrollamientos secundarios del transformador.
- e) Para el caso de los transformadores de tensión y de corriente, como el objetivo principal de estos ensayos, es la determinación de las condiciones de su aislamiento entre arrollamientos y entre los mismos con respecto a la masa del equipo, es conveniente uniformizar el potencial en todo el arrollamiento primario, por tanto, se requiere que este sea cortocircuitado. En cuanto que a los arrollamientos secundarios se debe tomar en cuenta lo siguiente:
- En el caso de un transformador de corriente, cada uno de sus arrollamientos secundarios deben ser cortocircuitados en ambos extremos y aterrizados. Dependiendo del método de ensayo, en algunos casos sólo se requiere que sean cortocircuitados y no aterrizados.
 - En el caso de un transformador de tensión, cada uno de sus arrollamientos secundarios deben ser aterrizados en solo uno de sus extremos. Dependiendo del método de ensayo, en algunos casos se requiere que estos sean cortocircuitados.

- f) Aterrizar los arrollamientos por un periodo de 10 minutos, con el objetivo de eliminar cualquier carga residual del aislamiento que pudiera afectar la medición. De igual forma, para el caso de los transformadores de tensión capacitivos, se recomienda aterrizar los terminales de cada una de las secciones capacitivas dispuestas en diferentes columnas aislantes de porcelana (una encima de otra).
- 3) Ubicar los instrumentos de ensayo sobre una superficie plana y firme, a una distancia del transformador tal que, permita el buen uso de los cables de interconexión.
- 4) Definir previamente el ensayo a ser aplicado, analizarlo gráficamente y luego realizar las respectivas conexiones:
- Para la determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento, hacer referencia a los tipos de ensayos expuestos en los *apéndices 4.C1, 4.C2 y 4.C3*.
 - Para la medición de la resistencia del aislamiento, hacer referencia a los tipos de ensayos expuestos en los *apéndices 4.D1, 4.D2 y 4.D3*.
- 5) Efectuar los ensayos operando el instrumento según lo recomendado por su fabricante. No obstante, se debe considerar lo siguiente:

- Para el ensayo de determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento:
 - a) Aterrizar correctamente el instrumento de ensayo, de ser posible a los mismos puntos de conexión de la cuba del transformador a la red principal de tierra de la instalación.
 - b) Seleccionar el voltaje de ensayo a ser aplicado por el instrumento, según la referencia indicada en el literal 4.6.2.1.1.
 - c) Operar adecuadamente el o los interruptores de seguridad del instrumento de ensayo, según lo recomiende el fabricante.
 - d) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con los ensayos a ser aplicados, cuyo modelo depende del tipo de transformador de instrumentación en análisis.

- Para el ensayo de medida de resistencia de aislamiento:
 - a) Definir el método de análisis a aplicarse, según lo expuesto en el literal 4.3.2.1.4 de este capítulo.
 - b) Seleccionar el voltaje de ensayo a ser aplicado por el instrumento, según la referencia indicada en el literal 4.6.2.2.1 de este capítulo.
 - c) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con los ensayos a ser aplicados, cuyo

modelo depende del tipo de transformador de instrumentación en análisis.

- 6) Después de finalizar el primer ensayo, se debe descargar la capacitancia del espécimen por un periodo aproximado de cuatro veces el tiempo que se aplicó el voltaje en el ensayo previo. Esto, con el objetivo de eliminar cualquier carga residual que pueda afectar la próxima medición.

NOTA: NO desconectar los cables de interconexión por lo menos antes de 30 a 60 segundos después del ensayo, para permitir la descarga normal de la capacitancia.

4.7 ENSAYOS DIELECTRICOS APLICADOS PARA EL CONTROL DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO EN LOS SECCIONADORES DE POTENCIA

4.7.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Los ensayos dieléctricos aquí aplicados permiten verificar el estado del aislamiento de las columnas de porcelana, sea este: individualmente, entre polos o entre cada polo con respecto a la bancada del seccionador sólidamente aterrizada.

4.7.2 ENSAYOS DIELECTRICOS APLICADOS EN CAMPO

4.7.2.1 Ensayo para la medición de la resistencia de aislamiento

Este ensayo es útil para detectar la contaminación de la porcelana de cada columna aislante soporte de las cuchillas del seccionador. Contaminación que puede deberse a las reacciones producidas por los contaminantes orgánicos e inorgánicos que se asientan en su superficie, lo cual ayuda al paso de corrientes superficiales de fuga que van deteriorando la capa vitrificante y posteriormente causando problemas en la masa de porcelana.

4.7.2.1.1 Voltaje aplicado para el ensayo

Para efectuar el ensayo de resistencia de aislamiento en los seccionadores de potencia, se recomienda aplicar al terminal de la columna aislante soporte, el máximo voltaje del instrumento de ensayo, el cual normalmente es de 5000 o 10000 voltios DC.

4.7.2.1.2 Ensayos aplicados

De manera general, los ensayos aplicados varían de acuerdo al tipo de seccionador, sea este de un solo corte o de doble corte, lo cual influye en el número de columnas aislantes disponibles por polo. En sí, la variante del

número de ensayos aplicados se da en la cantidad de columnas aislantes individuales por ensayar, más no por el tipo de ensayo a aplicar.

*En las subestaciones del Sistema Nacional de Transmisión existen ambos modelos de seccionadores. No obstante, para cuestiones de explicación, en el **apéndice 4.E1** se hace solo referencia a los métodos de ensayos aplicados al seccionador de un solo corte.*

4.7.2.1.3 Criterios para la evaluación de los resultados

Es recomendable para la evaluación de los resultados, realizar la comparación en base al historial de ensayos anteriores registrados desde la puesta en servicio del equipo. Pero, para los casos en que se carezca de tales registros, se considera como práctica general, efectuar comparaciones entre unidades similares y entre polos (columnas aislantes) del mismo seccionador.

En base a la experiencia de ensayos efectuados en varios mantenimientos y puestas en servicio dentro del Sistema Nacional de Transmisión, se podría decir que, para seccionadores de voltajes nominales entre 69kV y 230kV, pueden considerarse ACEPTABLES valores de resistencia de aislamiento mayores a 50000 Megaohms.

4.7.3 ENSAYOS DIELECTRICOS ESPECIALES APLICADOS EN FÁBRICA

4.7.3.1 Consideración general

Los ensayos dieléctricos especiales aplicados en fábrica, permiten determinar el estado del “aislamiento de seccionamiento”, lo cual está relacionado con la determinación del voltaje crítico de contorno (critical flashover) y el voltaje de resistencia dieléctrica (withstands).

El *voltaje crítico de contorno* es definido como el voltaje de cresta para el cual existe un 50% de probabilidad de ocurrencia de efluvios de contorno.

El *voltaje de resistencia dieléctrica* se lo define como el voltaje el cual podría ser repetidamente aplicado a un espécimen bajo ensayo sin causar efluvios de contorno.

4.7.3.2 Ensayo para determinar el voltaje crítico de contorno y el voltaje de ruptura dieléctrica

El seccionador se dispondrá montado completamente y en posición de funcionamiento con su cuchilla o brazo móvil en posición de apertura normal. En cada polo, se conectará uno de sus bornes a potencial de tierra y sobre el otro se aplicará una serie de 20 ondas de impulsos de maniobra tipo $1/50\mu\text{seg}$, en ambas

polaridades (positiva y negativa) y todas de mismo valor de cresta. Posteriormente, es escogido un segundo valor de cresta (superior al anterior) y se aplica nuevamente una serie de 20 impulsos de maniobra. Este proceso deberá seguirse hasta que cuatro ensayos realizados obtengan como resultado de probabilidad de presencia de efluvios de contorno entre el orden del 15% y 85%.

A partir de los resultados de los ensayos aplicados, se elabora un gráfico probabilístico “voltaje de cresta aplicado vs probabilidad de presencia de efluvios de contorno”, aplicando como herramienta clave la desviación estándar de los datos dispersos. Ver la siguiente figura:

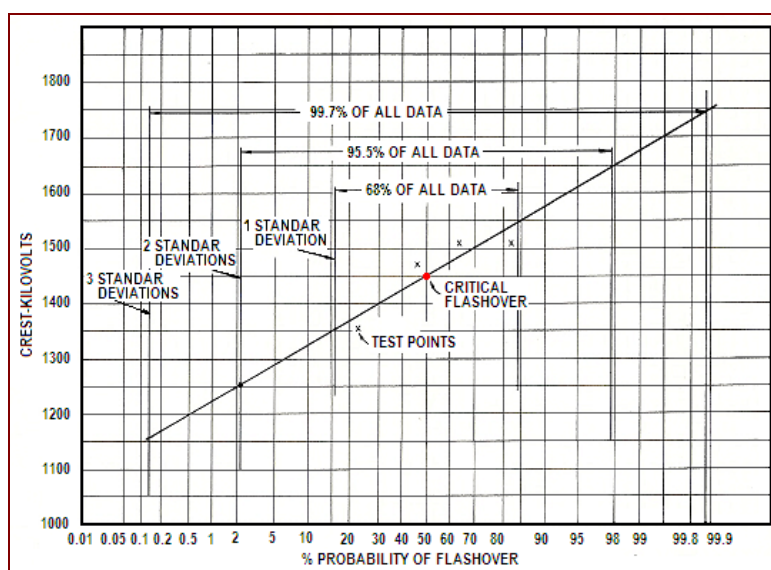


Figura 4.54 – Voltaje de cresta en kV vs % de probabilidad de presencia de efluvios

Como se puede observar en el gráfico anterior, los resultados crean una línea recta. Esta línea permite mediante interpolación con el eje X, determinar la magnitud del voltaje correspondiente al 50% de probabilidad de presencia de efluvios.

A pesar que la definición de voltaje de resistencia dieléctrica es claro, su determinación bajo el análisis gráfico de este ensayo es complicada, ya que para la curva obtenida no existe un voltaje para el cual repetidas aplicaciones puedan ser efectuadas al objeto bajo ensayo, sin obtener alguna probabilidad de presencia de efluvios de contorneo.

No así, para facilitar su determinación, se redefine a este como el voltaje en cual se da una probabilidad mínima (mayor a cero) de presencia de dichos efluvios. Por tanto, este parámetro se lo relaciona con el voltaje cresta que corresponde a la probabilidad mínima de presencia de efluvios de la segunda desviación estándar aplicada (haciendo referencia al gráfico anteriormente mostrado, este valor corresponde al mínimo de 2,3%).

Cabe recalcar que este método de ensayo en fábrica, se lo aplica simulando condiciones de ambiente tanto seco como húmedo. Por tanto, para el caso de simulación de ambiente húmedo, sobre la columna aislante del seccionador, se realiza aspersión de agua de resistencia 9,000-11,000 ohm/pie³ suministrados

desde una fuente a una temperatura de 10°C de la temperatura ambiente en la vecindad del aislador bajo ensayo y directamente a un ángulo de 45°. El volumen de agua debe ser equivalente a la precipitación de 0.12 pulg/minuto. En estas condiciones la columna aislante debe resistir el voltaje especificado por un minuto.

Como resultado de cuestionamiento ACEPTABLE, la columna aislante no debe presentar daños posterior a la ejecución de este ensayo.

4.7.4 PRINCIPALES RECOMENDACIONES A SEGUIR PARA LA APLICACIÓN DE LOS ENSAYOS DIELECTRICOS EN CAMPO

Para analizar en campo el estado del aislamiento en conjunto de un seccionador de potencia, se aplica únicamente el ensayo de resistencia de aislamiento. Por lo tanto, las principales recomendaciones a seguir con el objetivo de realizar este ensayo, se exponen a continuación:

- 1) Se deben emplear los mismos tres primeros ítems del literal 4.4.4. sobre recomendaciones para la aplicación de los ensayos en campo de un transformador de potencia.
- 2) Preparar el seccionador para el ensayo, tomando en cuenta lo siguiente:

- a) Liberar el seccionador de toda fuente de alimentación, dado el caso que este se encuentre en servicio dentro de un sistema. Para esto, se recomienda realizar la apertura de los respectivos interruptores y seccionadores adyacentes que operativamente permitan ponerlo fuera de servicio (considerar adicionalmente el bloqueo funcional de tales equipos adyacentes).
- b) Desconectar todos los conductores externos (aéreos) en los terminales de los aisladores soporte de cada uno de los tres polos. A la vez realizar una limpieza de los terminales.

***NOTA:** Poner particular atención a los conductores por desconectarse y asegurarse de que estos hayan sido apropiadamente aislados de cualquier fuente de voltaje. Probar los voltajes extraños o inducidos y aplicar las tierras locales de seguridad.*

- c) Limpiar perfectamente la superficie de la porcelana de los aisladores soporte y realizar una inspección visual del mismo para detectar alguna anomalía que posiblemente influya en el ensayo.
- d) Asegurarse que el seccionador se encuentre operativo localmente para poder realizar maniobras de cierre y apertura, según lo requiera el método de ensayo a aplicarse.

- 3) Ubicar el instrumento de ensayo sobre una superficie plana y firme, a una distancia del seccionador tal que, permita el buen uso de los cables de interconexión.
- 4) Definir previamente el método de ensayo a ser aplicado, analizarlo gráficamente y luego realizar las respectivas conexiones. Para este caso de aplicación únicamente del ensayo para la medida de la resistencia de aislamiento, hacer referencia a los métodos expuestos en el apéndice 4.E
- 5) Efectuar los ensayos operando el instrumento según lo recomendado por su fabricante. No obstante, para este caso de aplicación únicamente del ensayo para medición de la resistencia de aislamiento, se debe considerar lo siguiente:
 - a) Definir el método de análisis a aplicarse, según lo expuesto en el literal 4.3.2.1.4 de este capítulo.
 - b) Seleccionar el voltaje de ensayo a ser aplicado por el instrumento, según la referencia indicada en el literal 4.7.2.1.1 de este capítulo.
 - c) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con los ensayos a ser aplicados, cuyo modelo a escoger depende del tipo de seccionador (de doble o un solo corte).

4.8 ENSAYOS DIELECTRICOS APLICADOS PARA EL CONTROL DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO EN LOS INTERRUPTORES DE POTENCIA

4.8.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Los ensayos dieléctricos permiten comprobar si el aislamiento del interruptor, sea este internamente entre contactos y/o entre estos con respecto a la masa del equipo sólidamente aterrizada, se encuentra dentro de los límites especificados para su normal funcionamiento, cumpliendo además con el rol de buen extintor del arco presente durante su operación.

4.8.2 ENSAYOS DIELECTRICOS APLICADOS EN CAMPO

4.8.2.1 Ensayo para la determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento en interruptores inmersos en gran volumen de aceite (tipo GVO)

Este ensayo permite detectar la presencia de humedad, carbonización y otras formas de contaminación presente en el sistema de aislamiento del interruptor de potencia. Considerando principalmente, la continua descomposición a la que se encuentra sometido el aceite aislante de este equipo, debido al arco formado en la superficie de sus contactos durante la interrupción de corrientes de falla y de carga normal.

4.8.2.1.1 Voltaje aplicado para el ensayo

Interruptores tipo inmerso en gran volumen de aceite aislante, con clase de aislamiento mayor o igual a 15kV, son ensayados con una tensión de 10kV. Mientras que estos equipos con clase de aislamiento menor a 15kV, pueden ser ensayados con un voltaje menor o igual al registrado en la placa. No obstante, la Doble Engineering Company, recomienda los siguientes voltajes para la aplicación de este ensayo:

<i>Clase de tensión del interruptor</i>	<i>Voltaje aplicado para el ensayo (kV)</i>
<i>Mayor o igual a 15KV</i>	<i>10</i>
<i>7.2 y 7.5 KV</i>	<i>5</i>
<i>Menor o igual a 5KV</i>	<i>2</i>

Tabla 4.11 – Voltajes de ensayo de FP recomendados por la Doble Engineering Company

4.8.2.1.2 Ensayos aplicados

Existen tres tipos de ensayos aplicados por cada polo, donde, dos se realizan con el interruptor en posición “abierto” (uno por bushing) y uno en posición “cerrado”. Los primeros, con el fin de analizar el aislamiento en referencia de cada terminal por separado, y el último realizando un análisis total del aislamiento en referencia de ambos terminales en conjunto. Tales métodos, se detallan en el *apéndice 4.F1*.

El objetivo de esta metodología aplicada, es el establecer parámetros de comparación entre los resultados de pérdidas obtenidos en ambos procedimientos, con la finalidad de plantear criterios que permitan evaluar las condiciones del equipo, en cuestión de su sistema de aislamiento.

Hay que considerar, que si el encapsulamiento es trifásico, los terminales de los polos que no están bajo ensayo, deben permanecer flotantes.

Al efectuar el ensayo, conectando el cable de alta tensión del instrumento al terminal del bushing, se establece un campo eléctrico entre el conductor central y las partes aterrizadas del interruptor. Las pérdidas en cualquier parte aislante involucrada dentro de dicho campo, dependen del gradiente de potencial en la distancia que se encuentren.

Sabiendo por teoría básica, que el gradiente de potencial es dependiente de la forma y la medida de los electrodos y de su distancia de separación, se puede concluir que, éste será mucho mayor cerca del conductor central del bushing (electrodo a potencial 10kV) que cerca del tanque del interruptor (electrodo a potencial 0).

Como este tipo de interruptores por lo general dispone de bushing's capacitivos, su tap de derivación al permanecer aterrizado en servicio y encontrarse más

cerca del conductor central que el tanque del interruptor, permite que el gradiente de potencial en el aislamiento de dicho bushing sea más alto que en el aceite. Esto conlleva a que desde el punto de vista de aislamiento, los bushing's sean considerados como los más vulnerables, recomendándose así la aplicación del ensayo de determinación del factor de potencia y/o factor de disipación de su aislamiento interno por separado.

Mayor detalle sobre la metodología aplicada para el caso del ensayo de estos bushing's, se presenta en el literal 4.10 de este capítulo.

De igual forma, al encontrarse inmersos en el aceite mineral del interruptor, varios elementos aislantes auxiliares, tales como: la varilla de operación con su ensamblaje guía, la cámara de interrupción y revestimiento interno del tanque; estos también se encuentran a un gradiente de potencial menor que el aislamiento del bushing.

Como parte de la metodología de aplicación de este ensayo, es recomendable construir diagramas esquemáticos del circuito dieléctrico del interruptor en sus dos posiciones. Esto nos ayudará en el entendimiento de lo que se está realizando con el ensayo y por consiguiente a interpretar los resultados obtenidos. Es así, que en las *figuras anexas 4.17.A, B* se muestran los principales diagramas considerados en este ensayo

4.8.2.1.3 Criterio para la corrección de las lecturas en base a la temperatura

La temperatura afectará las lecturas de pérdidas (en Watts) obtenidas en el ensayo. Es de conocimiento general que, el Índice de Pérdidas en el Tanque (Tank Loss Index - TLI) es mayor a altas temperaturas, por tanto, este hecho debe ser considerado cuando se analicen los resultados de ensayos. No obstante, por motivo de encontrarse involucradas muchas variables, no ha sido dividido todavía un buen método cuantitativo para corregir las pérdidas obtenidas por efecto de la temperatura. Por lo tanto, no existen factores de corrección establecidos.

4.8.2.1.4 Criterios para la evaluación de los resultados

Normalmente, es recomendable para la evaluación de los resultados, realizar la comparación en base al historial de ensayos anteriores registrados desde la puesta en servicio del equipo. Pero, para los casos en que se carezca de tales registros, se considera como práctica general efectuar comparaciones entre los valores de ensayos con el interruptor abierto y cerrado, para analizar las condiciones de aislamiento.

El ensayo con el interruptor abierto incluye únicamente el aislamiento del bushing del terminal analizado. Mientras que con el interruptor cerrado, se

incluye en el análisis el aislamiento de ambos bushing's. El campo eléctrico en estos aislamientos, es el mismo para ambos casos.

Por tanto, las pérdidas en watts obtenidas con el ensayo de factor de potencia, para el interruptor cerrado, debe ser igual a la suma de las pérdidas en watts obtenidas ambos terminales con el interruptor abierto.

Si esto no se da y existe una diferencia, se concluye que tal resultado se debe a pérdidas en los aislamientos auxiliares, los cuales no son sometidos a las mismas sollicitaciones en ambos ensayos. Por tanto, la magnitud de esta diferencia puede ser usada como un criterio de la condición del aislamiento auxiliar, y es referido como el “Índice de Perdidas en el Tanque” (Tank Loss Index-TLI).

$$(TLI) = (Watts interruptor cerrado) - (Suma de Watts interruptor abierto)$$

Esta formula algebraica puede asumir valores tanto positivos como negativos. Su resultado no es corregido por temperatura y los valores obtenidos en los tres polos de un mismo interruptor, deben ser comparados. Existen criterios que ayudan en la interpretación de los resultados obtenidos con este índice, los cuales se detallan en la *tabla anexa 4.SI*. Tales criterios deben ser tomados como información general, ya que ciertos tipos de interruptores pueden tener

índices normales a pesar de que estos difieren del rango dado en esta tabla. No obstante, es imperativo comparar los valores de TLI entre tanques de un interruptor dado y con resultados obtenidos de unidades similares.

Siempre que los interruptores tengan índices ligeramente mayores al rango normal esperado, la condición debe ser monitoreada efectuando ensayos sobre una base más frecuente con el objetivo de mantener más amplios desarrollos.

Cuando los índices se encuentran más allá de lo normal, se requiere hacer una investigación efectuando ensayos por separado en los elementos internos de los interruptores.

Cuando el factor de potencia es mayor de 2% en cualquiera de los bushing's de un polo, este deberá ser investigado y en caso de ser posible, retirado para investigación más minuciosa.

4.8.2.2 Ensayo para la medición de la resistencia de aislamiento en interruptores inmersos en gran volumen de aceite (tipo GVO)

Este ensayo, al igual que el de determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento, permite detectar la presencia de humedad, carbonización y otras formas de contaminación presente en el sistema de aislamiento en conjunto del interruptor de potencia.

4.8.2.2.1 Voltajes aplicados para el ensayo

El ensayo para la medida de la resistencia de aislamiento en este tipo de interruptor de potencia, debe ser efectuado aplicando el máximo voltaje del instrumento de ensayo, el cual normalmente es 5000 o 10000 voltios DC.

4.8.2.2.2 Ensayos aplicados

Existen cuatro tipos de ensayos aplicados para cada polo, de los cuales tres se realizan con el interruptor en posición “abierto” y uno en posición “cerrado”. Tales ensayos se detallan en el *apéndice 4.G1*.

4.8.2.2.3 Criterios para la evaluación de resultados

Si uno de los resultados obtenidos en los cuatro tipos de ensayos aplicados, se encuentra por debajo de los 10000 Megaohms a una temperatura de 20°C, se deberá investigar las condiciones del aceite dieléctrico del tanque, para determinar si este se debe a su contaminación excesiva ya sea por humedad o partículas sólidas.

De esta forma, si después de corregir las condiciones aislantes del aceite mediante un proceso de reacondicionamiento, siguen habiendo valores menores a 10000 Megaohms, se deberá retirar dicho aceite y efectuar una inspección interna del interruptor para detectar y corregir las causas que originan las altas

pérdidas en el aislamiento. En el caso de que los valores de aislamiento del ensayo No.1, sean menores de 50000 Megaohms a 20°C, convendrá efectuar ensayos más frecuentes.

4.8.2.3 Ensayos aplicados para el control del aceite dieléctrico como parte del sistema de aislamiento de un interruptor inmerso en gran volumen de aceite (tipo GVO)

El aceite de un interruptor de potencia, al igual que el utilizado para la inmersión de un transformador, debe ser sometido a los mismos ensayos básicos recomendados por la norma ASTM-D3487, esto con el objetivo de verificar que sus propiedades cumplan con dicha norma, de tal forma que se garantice su normal funcionamiento. En este caso también se distinguen tres situaciones diferentes en las que se recomienda analizar una muestra de aceite aislante, estas son:

- 1) ***Durante su recepción en campo.*** Para lo cual, la IEEE mediante la publicación Std.C57.106-2002 (table 8), recomienda los principales ensayos a ejecutarse y sus respectivos valores límites de aceptación expuestos en las *tabla anexa 4.T1.*

- 2) ***Reacondicionado e Inmerso en un interruptor nuevo, posterior a 48 horas de reposo, previo a la energización.*** Para lo cual, la IEEE mediante la publicación Std.C57.106-2002 (table 9), recomienda los principales ensayos a

ejecutarse y sus respectivos valores límites de aceptación expuestos en la *tabla anexa 4.U1*.

3) Posterior a la energización del interruptor, anualmente como inspección rutinaria. Para lo cual, la IEEE mediante la publicación Std.C57.106-2002 (table 10), recomienda los principales ensayos a ejecutarse y sus respectivos valores límites de aceptación expuestos en la *tabla anexa 4.V1*.

Cabe resaltar que la metodología referente a cada uno de los ensayos recomendados por la IEEE para este caso, ya se explico detalladamente en los literales 4.5.2 y 4.5.3 de este capítulo. No así, los criterios aplicados en la evaluación de los resultados obtenidos, varían y se ajustan a las tablas anexas aquí referenciadas.

El ensayo de rigidez dieléctrica es el de mayor recomendación para un seguimiento rutinario (en campo) del estado del aceite desde su puesta en servicio. La Mitsubishi Electric Corporation, uno de los mayores fabricantes de este tipo de equipos de alta tensión, establece que:

Cuando la resistencia dieléctrica del aceite, cae a un valor igual a 20 kV (aplicando el método según norma ASTM D.877), este debe ser mirado con sospecha, y no debe permitirse que disminuya a menos de 16.5 kV.

4.8.2.4 Ensayo para la determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento en interruptores inmersos en gas SF₆ (tipo tanque muerto)

4.8.2.4.1 Voltajes aplicados para el ensayo

Este tipo de interruptores son generalmente fabricados para clase de aislamiento superior a los 15kV, por lo tanto, todos los ensayos de factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento, son ejecutados con una tensión de 10kV.

4.8.2.4.2 Ensayos aplicados

Existen tres tipos de ensayo aplicados para el análisis del aislamiento de cada polo, y todos se realizan con el interruptor en posición “abierto”. Tales ensayos se detallan en el *apéndice 4.F2*.

En el caso de un interruptor de este tipo, pero con doble cámara de interrupción, el ensayo debe ser aplicado con el equipo en posición “cerrado”, debido a que éste cuenta con una columna aislante soporte intermedia (que hace de unión de las dos cámaras de interrupción existentes), la cual debe ser incluida en el análisis. El ensayo No. 4 del apéndice 4.F2, hace referencia sobre esto.

Hay que considerar, que si el encapsulamiento es trifásico, los terminales de los polos que no están bajo ensayo, deben permanecer flotantes.

Este tipo de interruptores, al disponer de bushing's de porcelana tipo huecos, llenados internamente con el gas SF₆ del propio tanque, se recomienda realizar en ellos ensayos complementarios de collar caliente que permitan detectar contaminación a lo largo de su superficie interna y externa, así como también algún resquebrajamiento u otro problema de consideración.

Los ensayos pueden ser de collar simple o de múltiples collares. Por ser de gran longitud estos bushing's, se recomienda realizar un mínimo de tres ensayos de collar simple, tanto en la parte superior, como en la mitad y la parte inferior del bushing, o en su lugar, un ensayo de collares múltiples ubicados en las tres partes a la vez. En el caso de este último, no se permite determinar la falla localizada que produce algún resultado anormal.

Mayor detalle sobre la metodología aplicada para el caso del ensayo de estos bushing's, se presenta en el literal 4.10 de este capítulo.

4.8.2.4.3 Criterio para la corrección de las lecturas en base a la temperatura

La experiencia de ensayos en este tipo de equipos, ha permitido determinar que no es necesario aplicar factores de corrección a los resultados

obtenidos, ya que muy poco o nada, estos se ven influenciados por la variación de la temperatura.

4.8.2.4.4 Criterios para la evaluación de resultados

Los ensayos con el interruptor tanto en posición “abierto” como “cerrado”, son establecidos en base a la corriente de carga, los watts de pérdidas y factor de potencia. Si la corriente de carga es relativamente pequeña, entonces debe darse más énfasis a los watts de pérdidas que al factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento. Los datos deben ser comparados entre polos del mismo interruptor, con resultados de ensayos anteriores y con resultados registrados para interruptores similares en el sistema.

En algunos casos, estos interruptores son equipados con capacitores de línea a tierra, en el lado de la línea y/o de la carga. Cuando esto sucede, se recomienda analizar tanto su factor de potencia como capacitancia.

Valores altos de pérdidas y factor de potencia del aislamiento para los métodos de ensayos aplicados, pueden ser el resultado de excesiva humedad o productos del arco formado en el SF₆, los cuales se han condensado o depositado en los elementos de aislamiento interno. La sospecha de humedad puede ser confirmada por las mediciones de punto de rocío en el gas (ver capítulo VI).

Si se ejecutaron ensayos de collar caliente en los bushing's del interruptor, los resultados de pérdidas obtenidos, deben ser comparados entre bushing's similares o con resultados de ensayos anteriores. No obstante, se recomienda que: *Bajo condiciones atmosféricas favorables, las pérdidas para un ensayo de collar caliente simple, debe ser igual o menor a 0.010 watts.*

4.8.2.5 Ensayo para la medición de la resistencia de aislamiento en interruptores inmersos en gas SF₆ (tipo tanque muerto)

4.8.2.5.1 Voltajes aplicados para el ensayo

El ensayo para la medida de la resistencia de aislamiento en este tipo de interruptor de potencia, debe ser efectuado aplicando el máximo voltaje del instrumento de ensayo, que normalmente es 5000 o 10000 voltios DC.

4.8.2.5.2 Ensayos aplicados

Existen tres tipos de ensayo aplicados para cada polo y todos se realizan con el interruptor en posición "abierto". Tales ensayos se detallan en el *apéndice 4.G2.*

4.8.2.5.3 Criterios para la evaluación de resultados

Para poder evaluar los resultados obtenidos, se recomienda realizar un análisis comparativo con registros de ensayos anteriores. No obstante, para los casos en que se carezca de tales registros, se considera como práctica general, efectuar comparaciones de los resultados obtenidos entre polos del mismo interruptor.

En base a la experiencia de ensayos efectuados en varios mantenimientos y puestas en servicio dentro del Sistema Nacional de Transmisión, se podría decir que, para interruptores de este tipo con voltajes nominales entre 69kV y 230kV, pueden considerarse ACEPTABLES valores de resistencia de aislamiento mayores a 10000 Megaohms.

4.8.2.6 Ensayo para la determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento en interruptores inmersos en gas SF₆ (tipo tanque vivo)

4.8.2.6.1 Voltajes aplicados para el ensayo

Este tipo de interruptores son generalmente fabricados para clase de aislamiento superior a los 15kV, por lo tanto, todos los ensayos de factor de

potencia y/o factor de disipación del aislamiento, son ejecutados con una tensión de 10kV.

4.8.2.6.2 Ensayos aplicados

Existen dos tipos de ensayos aplicados para cada polo y ambos se efectúan con el interruptor en posición “abierto”. Tales ensayos se detallan en el *apéndice 4.F3*.

4.8.2.6.3 Criterio para la corrección de las lecturas en base a la temperatura

La experiencia de ensayos en este tipo de equipos, ha permitido determinar que no es necesario aplicar factores de corrección a los resultados obtenidos, ya que muy poco o nada, estos se ven influenciados por la variación de la temperatura.

4.8.2.6.4 Criterios para la evaluación de resultados

Los resultados registrados en los ensayos, corresponden solo a la corriente de carga y pérdidas en watts. En vista de la baja corriente de carga, el factor de potencia y/o factor de disipación no es calculado.

No existen valores de referencia definidos, por lo tanto, un criterio para diagnosticar las condiciones del aislamiento de estos equipos, se basa en la

comparación de las lecturas obtenidas entre los polos del interruptor, con los resultados de ensayos anteriores y con resultados de unidades similares instaladas en el mismo sistema.

Resultados de pérdidas altas en el ensayo No.1, pueden deberse a excesiva contaminación por humedad o partículas sólidas producto del arco generado en el SF₆, las cuales se han condensado y/o depositado en los elementos internos de la cámara de interrupción. No obstante, bajo condiciones ideales, las pérdidas esperadas deben ser del orden de los 0.010 watts.

4.8.2.7 Ensayo para la medición de la resistencia de aislamiento en interruptores inmersos en gas SF₆ (tipo tanque vivo)

4.8.2.7.1 Voltajes aplicados para el ensayo

El ensayo para la medida de la resistencia de aislamiento en este tipo de interruptor de potencia, debe ser efectuado aplicando el máximo voltaje del instrumento de ensayo, que normalmente es 5000 o 10000 voltios DC.

4.8.2.7.2 Ensayos aplicados

Existen dos tipos de ensayos aplicados para cada polo y ambos se efectúan con el interruptor en posición “abierto”. Dichos métodos se detallan en el *apéndice 4.G3*.

4.8.2.7.3 Criterios para la evaluación de resultados

Para poder evaluar los resultados obtenidos, se recomienda realizar un análisis comparativo con registros de ensayos anteriores. No obstante, para los casos en que se carezca de tales registros, se considera como práctica general, efectuar comparaciones de los resultados obtenidos entre polos del mismo interruptor

En este tipo de interruptores las lecturas de resistencia de aislamiento que se obtienen, por lo general son muy altas y constantes, sin tener absorción ni polarización, por estar el aislamiento constituido en mayor parte por porcelana. Una lectura baja es indicación de una falla significativa en los aislamientos.

En base a la experiencia de ensayos efectuados en varios mantenimientos y puestas en servicio dentro del Sistema Nacional de Transmisión, se podría decir que, para interruptores de este tipo con voltajes nominales entre 69kV y 230kV, pueden considerarse ACEPTABLES valores de resistencia de aislamiento mayores a 10000 Megaohms.

4.8.3 ENSAYOS DIELECTRICOS ESPECIALES APLICADOS EN FÁBRICA

4.8.3.1 Generalidades

Los ensayos dieléctricos aplicados en interruptores de potencia, para su control en fábrica, se dividen en dos categorías: de impulso y de tensión aplicada. Para la ejecución de ambos, se deberá analizar el siguiente gráfico que representa esquemáticamente a un interruptor con sus contactos y su base:

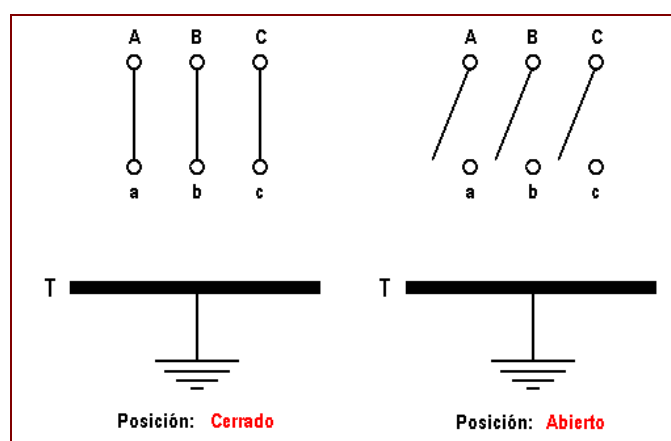


Figura 4.55 – Principal esquema de conexiones para un interruptor tripolar

Con base al esquema anterior, la norma IEC 56-4 establece la siguiente tabla de referencia, donde se resume como deberán realizarse las conexiones para la aplicación de estos ensayos en interruptores con tensión nominal inferior a 300kV:

<i>Ensayo No.</i>	<i>Posición</i>	<i>Puntos de aplicación de tensión</i>	<i>Puntos de conexión a tierra</i>
1	Cerrado	A a	B C b c T
2	Cerrado	B b	A C a c T
3	Cerrado	C c	A B a b T
4	Abierto	A	B C a b c T (A)
5	Abierto	B	A C a b c T (A)
6	Abierto	C	A B a b c T (A)
7	Abierto	a	A B C b c T (A)
8	Abierto	b	A B C a c T (A)
9	Abierto	c	A B C a b T (A)

(A) Para los ensayos de impulso de maniobra, es necesario aislar convenientemente la base T y los terminales del interruptor, con excepción del terminal opuesto al energizado

Tabla 4.12 – Datos de la tabla I de la norma IEC 56-4

4.8.3.2 Ensayos de impulso

4.8.3.2.1 Metodología del ensayo

Los ensayos de impulso atmosférico son ejecutados solamente en ambiente seco y la onda padrón usada corresponde a la plena de impulso (1,2/50).

Con el interruptor en posición “cerrado”, son aplicados 15 impulsos a la tensión nominal soportable para cada condición de ensayo indicada en la tabla correspondiente. Estos impulsos serán tanto negativos como positivos. Con los contactos abiertos, el ensayo es aplicado adoptando los mismos criterios que en el caso de los contactos cerrados.

Algunos usuarios exigen adicionalmente, el ensayo de impulso con onda cortada, aunque la norma IEC 56-4 no prevea este tipo de ensayo para interruptores. Esta forma de onda simula algunas situaciones reales en la línea, como por ejemplo, el caso de impulso de tensión atmosférica suprimido por un pararrayo.

4.8.3.2.2 Criterios para la evaluación de los resultados

Para ser aprobado, el interruptor no debe presentar más de dos descargas disruptivas entre fase a tierra o entre fases en fragmentos de aislamiento auto-regenerables (tales como el aceite y el gas SF₆), y ninguna descarga en fragmentos de aislamiento no auto-regenerables (aislamientos sólidos como la porcelana).

4.8.3.3 Ensayos de tensión aplicada

4.8.3.3.1 Metodología del ensayo

Este ensayo tiene por objetivo comprobar el desempeño del aislamiento del interruptor al ser sometido a determinados niveles de tensión de valor constante y con frecuencia industrial, durante un minuto. La norma prevé este ensayo en ambiente seco y sobre lluvia. Los niveles de tensión especificados se encuentran en la norma IEC 56-2.

4.8.3.3.2 Criterios para la evaluación de los resultados

Para ser aprobado, el interruptor no deberá presentar ninguna descarga disruptiva. En el caso del ensayo sobre lluvia, es permitida una descarga en el fragmento de aislamiento auto-regenerable. Cuando esto sucediera, deberá ser repetido el ensayo, siendo que en esta repetición no deberá ocurrir ninguna descarga.

4.8.4 PRINCIPALES RECOMENDACIONES A SEGUIR PARA LA APLICACIÓN DE LOS ENSAYOS DIELECTRICOS EN CAMPO

Para analizar en campo el estado del aislamiento en conjunto de un interruptor de potencia, se efectúan dos tipos de ensayos: el ensayo para la medición de la resistencia de aislamiento y el ensayo para la determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del mismo. De esta forma, las principales recomendaciones a seguir para la aplicación de tales ensayos, se exponen a continuación:

- 1) Se recomiendan los mismos tres primeros ítems del literal 4.4.4. sobre recomendaciones para la aplicación de los ensayos en campo de un transformador de potencia.

- 2) Preparar el interruptor para el ensayo, tomando en cuenta lo siguiente:

- a) Aislar el interruptor de toda fuente de alimentación, dado el caso de que este se encontrara ya en servicio. Por lo general, en los sistemas de transmisión, este equipo cuenta con seccionadores adyacentes, por lo tanto, se recomienda su apertura (luego de que el interruptor haya sido abierto) y como medida de precaución su respectivo bloqueo operacional.

- b) Desconectar todos los conductores externos (aéreos) en los terminales de sus bushing's, en cada uno de los tres polos. Realizar a la vez, la limpieza de dichos terminales para permitir un buen contacto con los conectores de los cables de interconexión al instrumento de ensayo.

***NOTA:** Poner particular atención a los conductores por desconectarse y asegurarse de que estos hayan sido apropiadamente aislados de cualquier fuente de voltaje. Probar los voltajes extraños o inducidos y aplicar las tierras locales de seguridad.*

- c) Limpiar minuciosamente la superficie de la porcelana de los bushing's y realizar a la vez una inspección visual de la misma, para detectar alguna anomalía que posiblemente influya en el ensayo.

- d) Asegurarse que el interruptor se encuentre operativo localmente para poder realizar maniobras de cierre y apertura, según lo requiera el método de ensayo a aplicarse.

- e) En el caso de interruptores de potencia inmersos en gran volumen de aceite (tipo GVO) e inmersos en gas SF₆ tipo tanque muerto, estos normalmente disponen de transformadores de corriente toroidales instalados en sus bushing's de entrada y salida. Por tanto, se recomienda que los terminales de sus arrollamientos secundarios disponibles en los gabinetes de control local, sean cortocircuitados.
 - f) Aterrizar los terminales de los bushing's por un periodo de 10 minutos, con el objetivo de eliminar cualquier carga residual del aislamiento que pudiera afectar la medición.
- 3) Ubicar los instrumentos de ensayo sobre una superficie plana y firme, a una distancia del interruptor tal que, permita el buen uso de los cables de interconexión.
- 4) Definir previamente los ensayos a ser aplicados, analizarlo gráficamente y luego realizar las respectivas conexiones:
- Para el ensayo de determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento, hacer referencia a los tipos de ensayos expuestos en los *apéndices 4.F1, 4.F2 y 4.F3*.

- Para el ensayo de medición de la resistencia de aislamiento, hacer referencia a los tipos de ensayos expuestos en los *apéndices 4.G1, 4.G2 y 4.G3*.

5) Efectuar los ensayos operando el instrumento según lo recomendado por su fabricante. No obstante, se debe considerar lo siguiente:

- Para el ensayo de determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento:
 - a) Aterrizar correctamente el instrumento de ensayo, de ser posible a los mismos puntos de conexión de la masa del interruptor a la red principal de tierra de la instalación.
 - b) Seleccionar el voltaje de ensayo a ser aplicado por el instrumento, según la referencia indicada en los literales: 4.8.2.1.1 para el caso del interruptor inmerso en gran volumen de aceite, 4.8.2.4.1 para el caso del interruptor inmerso en gas SF₆ tipo tanque muerto y 4.8.2.6.1, para el caso del interruptor inmerso en gas SF₆ tipo tanque vivo.
 - c) Operar adecuadamente el o los interruptores de seguridad del instrumento de ensayo, según lo recomiende el fabricante.
 - d) En el caso de interruptores inmersos en gas SF₆, si a pesar de haber efectuado una estricta limpieza de la superficie de la porcelana de los

bushing's o soportes aislantes de cada polo, se obtiene un valor alto en la lectura de pérdidas en watts del instrumento de ensayo, se recomienda el uso de collares referenciados a la guarda de dicho instrumento.

- e) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con los ensayos a ser aplicados, cuyo modelo a escoger depende del tipo de interruptor en análisis.

➤ Para el ensayo de medida de la resistencia de aislamiento:

- a) Definir el método de análisis a aplicarse, según lo expuesto en el literal 4.3.2.1.4 de este capítulo.
- b) Seleccionar el voltaje de ensayo a ser aplicado por el instrumento, según la referencia indicada en los literales: 4.8.2.2.1 para el caso del interruptor inmerso en gran volumen de aceite, 4.8.2.5.1 para el caso del interruptor inmerso en gas SF6 tipo tanque muerto y 4.8.2.7.1, para el caso del interruptor inmerso en gas SF6 tipo tanque vivo.
- c) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con los ensayos a ser aplicados, cuyo modelo a escoger depende del tipo de interruptor en análisis.

- 6) Después de finalizar el primer ensayo, se debe descargar la capacitancia del espécimen por un periodo aproximado de cuatro veces el tiempo que se aplicó

el voltaje en el ensayo previo. Esto, con el objetivo de eliminar cualquier carga residual que pueda afectar la próxima medición.

NOTA: NO desconectar los cables de interconexión por lo menos antes de 30 a 60 segundos después del ensayo, para permitir la descarga normal de la capacitancia.

4.9 ENSAYOS DIELECTRICOS APLICADOS PARA EL CONTROL DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO EN LOS EQUIPOS ENCAPSULADOS

4.9.1 CONSIDERACIONES GENERALES

Los ensayos dieléctricos aquí aplicados, permiten verificar el estado del aislamiento involucrado entre el circuito principal del equipo (compuesto de las barras conductoras) y la masa de su encapsulamiento sólidamente aterrizada.

4.9.2 ENSAYOS DIELECTRICOS APLICADOS EN CAMPO

4.9.2.1 Ensayo para medición de la resistencia de aislamiento

Este ensayo es de gran importancia, especialmente para detectar algún camino preferencial de cortocircuito franco, dado sobre la superficie interna de los bushing's o aisladores soporte de barras del equipo encapsulado.

La metodología de este ensayo se basa en el análisis del aislamiento entre barras y entre cada una con respecto a tierra, y su aplicación varia dependiendo de la magnitud constructiva del equipo encapsulado y de los intereses del ingeniero ejecutor del ensayo. Siendo posible, que dicho ensayo se aplique tanto a una, como a varias secciones de interés, e inclusive la totalidad del equipo. De esta forma, en el *apéndice 4.HI* se detalla la metodología de ensayo aplicada a una bahía específica de una subestación encapsulada.

Debido a que estos equipos son construidos especialmente para altos voltajes de operación, se recomienda aplicar sin ningún riesgo el máximo voltaje del instrumento de ensayo, que normalmente es 5000 o 10000 voltios DC.

La Mitsubishi Electric Corporation, recomienda como criterio de aceptabilidad de este ensayo, que los valores obtenidos de medida de la resistencia de aislamiento, deben ser mayores a 2000 Megaohms.

4.9.3 ENSAYOS DIELECTICOS ESPECIALES APLICADOS EN FÁBRICA

4.9.3.1 Ensayo a tensión de impulso

Los equipos encapsulados al igual que los demás equipos de potencia son sometidos a este ensayo especial y deberán por norma soportar sin cualquier daño durante un cierto intervalo de tiempo, un valor de sobretensión compatible con su

clase de aislamiento. El ensayo de impulso aplicado, trata fundamentalmente la verificación del nivel de aislamiento del equipo.

Según la metodología de ensayo empleada por la industria Italiana Nuova Magrini Galileo, se recomienda aplicar una onda plana con las características conocidas de T_2 del orden de $50\mu s$ y T_1 del orden de $1,2\mu s$.

La secuencia de aplicación debe ser de quince impulsos consecutivos de polaridad positiva y negativa, entre las partes vivas y tierra. El ensayo es ejecutado en cada bahía del equipo encapsulado.

El impulso generado se aplica entre cada fase (conductor principal) y tierra, considerando que las otras dos fases que no se involucran en el ensayo, deben estar conectadas a potencial de tierra. Normalmente el impulso aplicado se da desde los bushing's de salida y puede existir otro punto de aplicación según lo disponga el fabricante del equipo, acorde con su diseño.

Los resultados se consideran ACEPTABLES cuando las ondas registradas para los 30 impulsos aplicados, son similares y NO revelan alguna diferencia. Además, se debe observar durante el ensayo la aparición de descargas y/o algún otro fenómeno visible que sean indicio de algún problema presente.

En las *figuras anexas 4.18.A, B* se muestra un ejemplo de las ondas registradas en el osciloscopio, durante un ensayo real de impulso aplicado a la bahía de un equipo encapsulado.

4.9.3.2 Ensayo de descargas parciales

Este ensayo tiene como finalidad detectar la aparición de pequeñas descargas dentro del equipo encapsulado. El nivel de descargas parciales es medido en dos etapas, la primera durante la aplicación constante del voltaje nominal (V_n) al equipo encapsulado por un periodo de 10 segundos, y la segunda cuando inmediatamente se disminuye el voltaje aplicado a una magnitud de $1.1V_n/\sqrt{3}$.

El circuito de ensayo aplicado, es como se muestra a continuación:

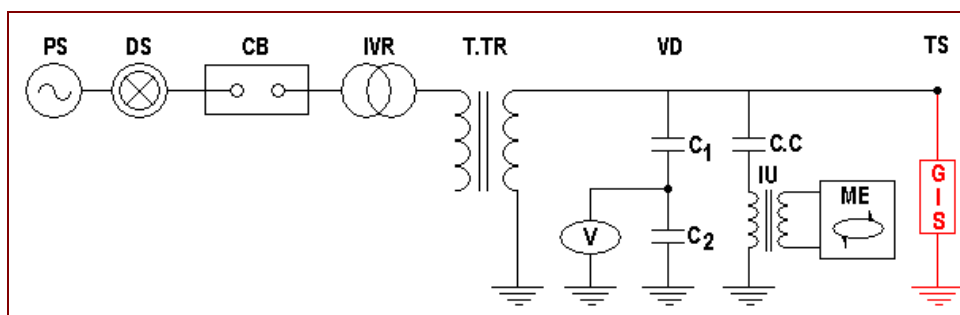


Figura 4.56 – Esquema de ensayo para determinar la presencia de descargas parciales

donde:

PS: Fuente de alimentación

DS: Switch

CB: Interruptor

IVR: Regulador de voltaje inducido

T.TR: Transformador de ensayo

VD: Divisor de voltaje

C.C.: Capacitor de acoplamiento

TS: Espécimen bajo ensayo

ME: Equipo de medición

Hay que recalcar que las descargas parciales pueden originarse por la presencia de partículas extrañas, ya sea que estas se encuentren dispersas dentro de alguno de sus compartimentos y/o adheridas a la superficie de de los aisladores soportes de barra conductora o a la superficie interna de los bushing's de porcelana huecos. De esta forma, una situación de descarga parcial dentro del equipo encapsulado, bajo las causas anteriormente expuestas, puede presentarse de la siguiente manera:

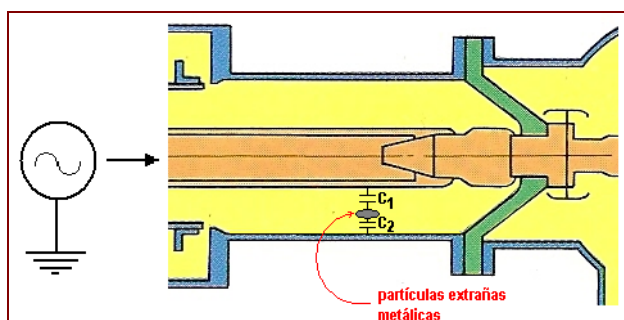


Figura 4.57 – Origen de descarga parcial por presencia de partículas extrañas

Por tanto, al encontrarse energizado el conductor central del equipo, se creará una diferencia de potencial con respecto a la partícula (involucrando una capacitancia C1) y otra entre esta última con respecto a la masa del equipo a potencial de tierra (involucrando una capacitancia C2). Si una de las dos capacitancias no resiste la diferencia de potencial presente, se origina una descarga producto de su cortocircuito, fenómeno que se conoce como *descarga parcial*.

Los resultados del ensayo se consideran favorables cuando el nivel de descarga parcial se encuentra menor a 10pC.

4.9.3.3 Ensayo de resonancia AC en serie con frecuencia variable

Este ensayo permite verificar el nivel de aislamiento requerido del equipo encapsulado. El mismo que por ser principalmente de características capacitivas, permite su acople a un circuito de resonancia en serie mediante el cual se obtiene un alto voltaje de ensayo.

El circuito de ensayo de resonancia en serie es implementado como se muestra a continuación:

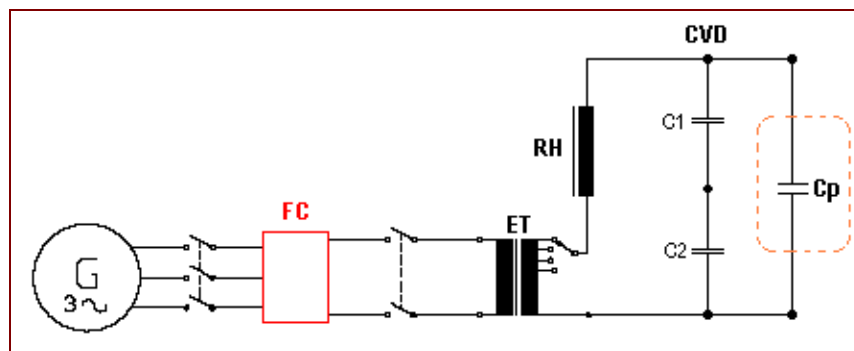


Figura 4.58 – Circuito de ensayo con resonancia en serie

donde:

G: Generador de alimentación principal

FC: Convertidor de Frecuencia

ET: Transformador excitador

RH: Reactor de alto voltaje

CVD: Divisor de voltaje capacitivo

Cp: Capacitancia del aislamiento bajo ensayo

En este circuito, el convertidor de frecuencia juega un papel de mucha importancia, ya que es mediante este que se logra obtener el alto voltaje de ensayo sin necesidad de aumentar las dimensiones de los demás instrumentos empleados. Esto se refiere a que en principio, para lograr la afinación del circuito resonante debido al cambio de capacitancia de ensayo (**Cp**), era necesario variar la inductancia de **RH**, lo cual a su vez involucraba que dicho reactor y transformador excitador **ET** sean de mayor capacidad y por consiguiente de grandes dimensiones y peso, características las cuales aumentan acorde con la magnitud del alto voltaje

de ensayo requerido. Por tanto, este esquema de ensayo de resonancia en serie con frecuencia variable es de fácil implementación tanto en fábrica como en campo, este último imprescindible en la recepción del montaje del equipo.

El circuito de ensayo mostrado, se encuentra disponible para generación de altos voltajes de un rango de hasta 800kV, una corriente de hasta 200 Amperios y frecuencia variable entre 30Hz. a 200Hz.

El convertidor **FC** aplica un ancho de pulso modulado para ajustar la frecuencia y el voltaje de salida del circuito resonante. La señal de salida del convertidor de frecuencia es como muestra la siguiente figura:

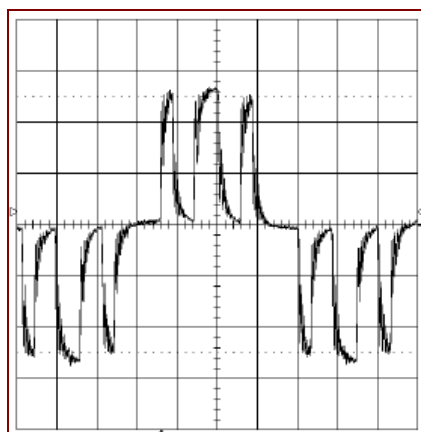


Figura 4.59 – Señal de salida del convertidor de frecuencia

Esta señal al salir del convertidor permite excitar el circuito resonante, para posteriormente volver a crear una onda de voltaje sinusoidal con un número de armónicos menor al 1% (de acuerdo con la IEC-60 deben ser menores al 5%).

Otra de las características principales de este ensayo es que, durante su ejecución, se puede incluir la medición de descargas parciales. Normalmente el circuito de ensayo convencional (sin convertidor de frecuencia), opera a niveles de ruido de fondo de descargas parciales menor que 2pC. En caso de contar este circuito con convertidor de frecuencia dichos niveles aumentan a un valor mucho mayor, por tanto, se requiere el uso de filtros (F) a la entrada del transformador excitador que logre la atenuación de armónicos a más de 100db.

4.9.3.3.1 Metodología del ensayo

En el caso de equipos con encapsulamiento trifásico, el voltaje de este ensayo debe ser aplicado entre cada fase y tierra, considerando que las otras dos fases deben ser igualmente puestas a potencial de tierra del encapsulamiento. Si se tratara de un equipo con encapsulamiento monofásico se debe aplicar el voltaje de ensayo independientemente entre cada fase con respecto a tierra, sin necesidad de aterrizar las fases restantes. De esta forma, en el *apéndice 4.11* se detalla la metodología de ensayo aplicada a una bahía de una subestación encapsulada.

La aplicación del voltaje de ensayo se debe dar de acuerdo con la siguiente secuencia:

- 1) Incremento gradual del voltaje de ensayo hasta un valor correspondiente a 1.2 el voltaje nominal fase-tierra del equipo. Alcanzado dicho valor, se recomienda mantenerlo por 15 minutos.
- 2) Incremento gradual del voltaje de ensayo hasta un valor correspondiente al voltaje nominal fase-fase del equipo. Alcanzado dicho valor, se recomienda mantenerlo por 3 minutos.
- 3) Incremento gradual del voltaje de ensayo hasta un valor correspondiente al 80% del voltaje de breve duración (es decir 80% del valor dado en la columna #2 de las *tablas anexas 4.W1 y 4.X1* establecidas por la norma IEC 62271-203). Alcanzado dicho valor, se recomienda mantenerlo por 1 minuto.
- 4) Reducción inmediata del voltaje de ensayo a cero.

El gráfico *Voltaje de ensayo (V) vs Tiempo (t)* resultante de esta secuencia, debería ser como se muestra en la siguiente figura:

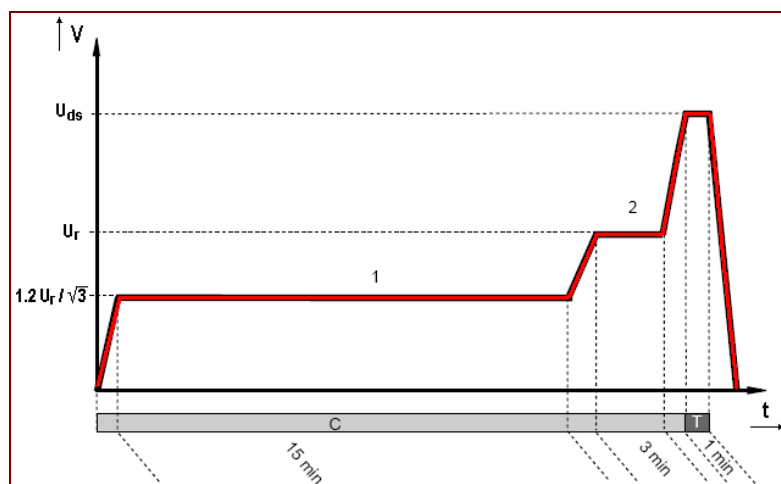


Figura 4.60 – Diagrama de voltaje de ensayo vs tiempo

donde:

V: Voltaje

t: tiempo

U_r: Voltaje nominal fase-fase del equipo bajo ensayo

U_{ds}: Máximo voltaje de ensayo correspondiente al 80% de la tensión alterna de breve duración (según IEC 517)

T: Ensayo principal

4.9.3.3.2 Criterio para la evaluación de los resultados

El ensayo se dará como APROBADO, cuando las tres fases de la respectiva sección bajo ensayo del equipo encapsulado, hayan mantenido la máxima tensión U_{ds} aplicada durante un minuto, sin que se haya producido algún fallo.

4.9.4 PRINCIPALES RECOMENDACIONES A SEGUIR PARA LA APLICACIÓN DE LOS ENSAYOS DIELECTRICOS EN CAMPO

Para analizar en campo el estado del aislamiento en conjunto de un equipo encapsulado en gas SF₆, se efectúan dos tipos de ensayos, que por lo general se aplican en el periodo de recepción, siendo estos: el ensayo para la medición de la resistencia de aislamiento y el ensayo de alta tensión de resonancia AC en serie con frecuencia variable. De esta forma, las principales recomendaciones a seguir para la aplicación de tales ensayos, se exponen a continuación:

- 1) Confirmar que todos los compartimentos del equipo encapsulado se encuentren con contenido de gas a presión normal de funcionamiento.
- 2) Comprobar la calidad del gas contenido en cada compartimento o grupo, tomando en cuenta los siguientes criterios: El gas SF₆ debe presentar un contenido mayor o igual que el 95% y una temperatura de punto de rocío menor de -5°C
- 3) Se recomiendan los mismos tres primeros ítems del literal 4.4.4. sobre recomendaciones para la aplicación de los ensayos en campo de un transformador de potencia
- 4) Preparar el equipo encapsulado para el ensayo:

- a) Seleccionar la sección del equipo encapsulado a ser sometida bajo ensayos, de forma tal que la energía en caso de una descarga eléctrica, sea lo más baja posible. Realizar las maniobras necesarias de cierre y/o apertura de los seccionadores e interruptores que permitan seleccionar únicamente tal sección.

NOTA: Dentro de la sección en análisis, los seccionadores de línea involucrados deben ser “cerrados”, y los seccionadores de puesta a tierra involucrados deben ser abiertos.

- b) Asegurarse que sus componentes seccionador e interruptor se encuentre operativos localmente para poder realizar maniobras de cierre y apertura, según lo requiera el método de ensayo a aplicarse.
- c) Limpiar perfectamente la superficie de la porcelana de los bushing's involucrados y realizar una inspección visual del mismo para detectar alguna anomalía que posiblemente influya en el ensayo.
- d) Si existieran transformadores de corriente toroidales dentro de la sección bajo ensayo, se recomienda que los terminales de sus arrollamientos secundarios disponibles en los gabinetes de control local, sean cortocircuitados.

- e) Especialmente para el ensayo de alta tensión, si existieran transformadores de tensión involucrados dentro de la sección en análisis, se recomienda que estos sean aislados si la frecuencia de resonancia fuera menor a 80Hz.
- 5) Definir previamente los tipos de ensayos a ser aplicados, analizarlos gráficamente y luego realizar las respectivas conexiones:
- Para el ensayo de medición de la resistencia de aislamiento, hacer referencia a los tipos de ensayos expuestos en el *apéndice 4.HI*
 - Para el ensayo de alta tensión de resonancia AC en serie con frecuencia variable, hacer referencia a los tipos de ensayos expuestos en el *apéndice 4.II*.
- 6) Efectuar los ensayos operando el instrumento según lo recomendado por su fabricante. No obstante, se debe considerar lo siguiente:
- Para el ensayo de alta tensión de resonancia AC en serie con frecuencia variable:
 - a) El circuito de ensayo puede ser acoplado directamente en uno de los extremos de las barras principales del equipo encapsulado, mediante acoples especialmente diseñados por el mismo fabricante del equipo.

También existe la posibilidad de que dicho circuito se acople directamente a los bushing's de salida del equipo encapsulado mediante cables conectados a sus respectivos terminales.

- b) La aplicación del alto voltaje de ensayo deberá cumplir con lo expuesto anteriormente en el literal 4.9.3.3.1
- c) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con las secciones del equipo encapsulado a ser analizadas.

➤ Para el ensayo de medida de resistencia de aislamiento:

- a) Definir el método de análisis a aplicarse, según lo expuesto en el literal 4.3.2.1.4 de este capítulo.
- b) Seleccionar el voltaje de ensayo a ser aplicado por el instrumento, según la referencia indicada el literal 4.9.2.1.

Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con las secciones del equipo encapsulado a ser analizadas.

- 7) Después de finalizar el primer ensayo, se debe descargar la capacitancia del espécimen por un periodo aproximado de cuatro veces el tiempo que se aplicó el voltaje en el ensayo previo. Esto, con el objetivo de eliminar cualquier carga residual que pueda afectar la próxima medición.

***NOTA:** NO desconectar los cables de interconexión por lo menos antes de 30 a 60 segundos después del ensayo, para permitir la descarga normal de la capacitancia.*

4.10 ENSAYOS DIELECTRICOS APLICADOS PARA EL CONTROL DEL SISTEMA DE AISLAMIENTO DE LOS BUSHING'S COMO ELEMENTO PRINCIPAL DE LOS EQUIPOS DE ALTA TENSION

4.10.1 GENERALIDADES

Los ensayos dieléctricos aquí aplicados, permiten la detección de defectos, contaminación y/o deterioración presente en el aislamiento tanto de bushing's capacitivos como no capacitivos.

4.10.2 ENSAYOS DIELECTRICOS APLICADOS EN CAMPO

4.10.2.1 Ensayos para determinar el factor de potencia y pérdidas en el aislamiento

4.10.2.1.1 Ensayos de Collar

Este ensayo es aplicable tanto en bushing's capacitivos como no capacitivos. Con mayor aplicación en estos últimos, por ser este el único método que permite evaluar las condiciones de su aislamiento.

El ensayo de collar ha sido diseñado especialmente para detectar defectos en las cámaras de bushing's llenos de masa aislante, en bushing's de porcelana sólida tipo seco y en bushing's llenos con aceite o gas SF₆. Adicionalmente, este permite detectar niveles bajos de aceite o masa aislante, siendo esta técnica útil para determinar si el indicador de nivel se encuentra en perfectas condiciones.

Es un hecho que una de las principales características de falla en los bushing's, especialmente los de masa aislante, se deba a fugas en su parte superior, las mismas que a su vez permiten la entrada de humedad al interior de la cámara, afectando su aislamiento íntegro. Por tales razones, el ensayo de collar permite detectar la humedad y la deterioración en sus tempranas etapas, antes que estas hayan progresado lo suficientemente para ser detectados por los ensayos totales del sistema de aislamiento del equipo involucrado.

Los ensayos son realizados utilizando uno o múltiples collares conductores dispuestos en distintos puntos (parte inferior, media y superior) alrededor de la superficie externa de la porcelana, a través de los cuales se aplica una tensión de ensayo de 10kV con la ayuda del equipo para la determinación del factor de potencia del aislamiento. Aplicando los modos de ensayo GSTground (como estándar) y UST (bajo algunas condiciones y aplicaciones), se determinan las pérdidas en el aislamiento del bushing.

El material del collar puede ser caucho conductor o metálico (trenzado o en lámina) y su forma se muestra en la siguiente figura:

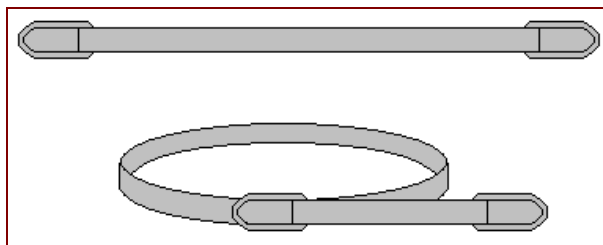


Figura 4.61 – Collares de caucho conductor

Existen dos tipos de ensayos con collar:

- ✓ *Collar caliente*, cuando se energiza el collar aterrizando el conductor central.
- ✓ *Collar frío*, cuando se energiza el conductor central y el collar se conecta a tierra.

1) Ensayo de collar caliente simple (un solo collar)

Aplicando el modo de ensayo GSTground

Este ensayo es realizado como se muestra en la figura, con la aplicación de un voltaje de 10 kV al collar, a través del terminal de alto voltaje del instrumento de ensayo.

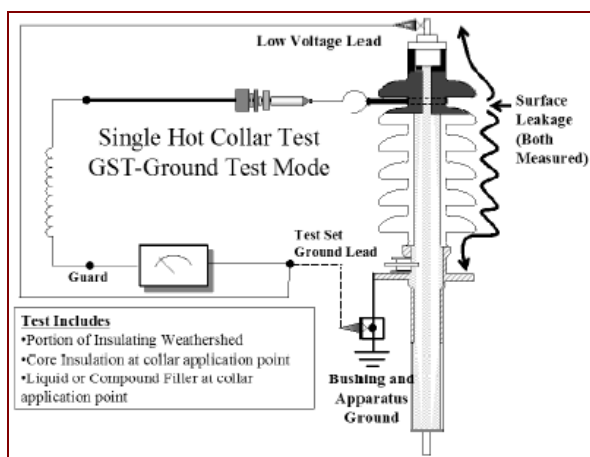


Figura 4.62 – Ensayo de collar caliente simple, en modo de ensayo GSTground

En la medición se incluyen todas las corrientes superficiales de fuga, tanto entre el collar energizado y el conductor central como entre el collar energizado y el flange aterrizado. Se debe tomar en cuenta la influencia de la humedad atmosférica y la condición de toda la superficie del bushing bajo ensayo.

Aplicando el modo de ensayo UST

Este ensayo es realizado como se muestra en la figura, con la aplicación de un voltaje de 10 kV al collar, a través del terminal de alto voltaje del instrumento de ensayo.

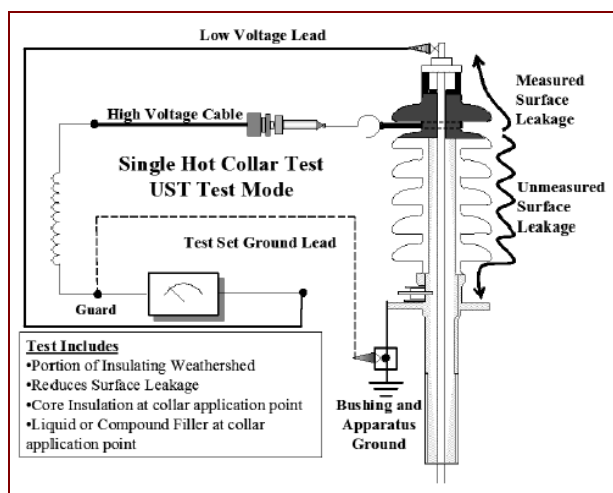


Figura 4.63 – Ensayo de collar caliente simple, en modo de ensayo UST

A diferencia del anterior método, en esta medición sólo se toma en cuenta las corrientes superficiales de fuga que circulan entre el collar energizado y el conductor central del bushing. Es decir las corrientes que circulan únicamente sobre la superficie de la primera falda.

2) Ensayo de collar caliente múltiple (varios collares)

Este ensayo es un complemento del ensayo de collar simple y se lo aplica de similar manera (modos GSTground y UST), pero esta vez utilizando dos o más collares (normalmente 3) ubicados en diferentes puntos a lo largo del bushing. Los collares son conectados y energizados juntos.

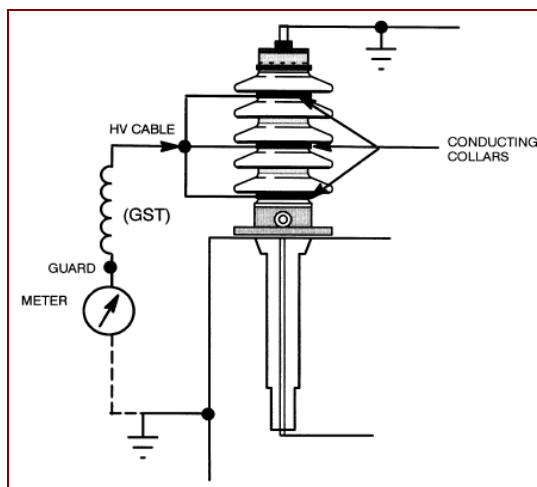


Figura 4.64 – Ensayo de collar caliente múltiple en modo de ensayo GSTground

3) Ensayo de collar frío

El conductor central del bushing debe ser energizado a 10kV, a través del terminal de alto voltaje del instrumento de ensayo.

Ambos modos de ensayo son aplicables, el GSTground y el UST. En la aplicación del primero, el collar prácticamente es aterrizado y las pérdidas medidas se basan en las corrientes de fuga que circulan a través y sobre el todo el aislamiento involucrado entre el conductor central del bushing y tierra. Mientras que, en la aplicación del ensayo en el segundo modo, las pérdidas analizadas comprenden sólo el aislamiento localizado entre el conductor central y el collar.

Esta técnica de ensayo es poco aplicable, ya que el solo hecho de energizar el conductor central para el ensayo, involucra energizar también otras partes a él conectado. Situación que no se da con el ensayo de collar caliente.

4.10.2.1.2 Criterios para la evaluación de los resultados de ensayos con collar simple

En bushing's tipo no capacitivos, llenos de compound

- El ensayo es usualmente ejecutado con el collar localizado alrededor de la primera falda superior del bushing. Las pérdidas registradas deben ser menor que 0.10 Watts. Si la corriente o pérdidas son considerablemente más altas que lo normal, se debe efectuar un segundo ensayo ubicando el collar una falda más abajo. Este procedimiento puede continuar cuantas veces fuera necesario para determinar que tanto la falla ha progresado.
- Cuando las pérdidas se encuentren entre 0.11 y 0.30 watts, el bushing debe ser sometido a investigación. Por lo tanto, se recomienda remover el terminal y realizar una inspección interna para determinar si existe humedad contenida en la parte superior de la cámara de compound.

- Cuando las pérdidas bajo la primera falda superior se encuentren entre 0.31 y 0.50 watts, y las pérdidas con el collar localizado bajo la segunda falda caen a un valor normal, de igual manera se recomienda una inspección interna. Si se comprueba el ingreso de humedad, en el compound de la cámara, se recomienda su reemplazo.
- Si las pérdidas con el collar bajo la primera falda superior están sobre 0.30 watts y se obtienen también altas pérdidas en ensayos efectuados bajos las siguientes faldas sucesivamente, esto es evidencia de que la falla es distribuida a través del compound contenido en la cámara. En tales casos el bushing debe ser sometido a reacondicionamiento o descartado.
- Cuando las pérdidas se encuentran sobre el valor de 0.50 Watts con el collar bajo la primera falda superior, y normal o cercanamente normal con el collar desde bajo la segunda falda hasta la primera falda inferior, es posible que exista algún defecto en la porcelana. Por tanto, se recomienda reemplazar la unidad.

En bushing's tipo no capacitivos, sólidos de porcelana

En este tipo de bushing's se recomienda realizar una comparación de resultados con unidades similares. Por tanto, un bushing que muestre pérdidas apreciablemente más altas que las otras unidades, este debe ser sometido a investigaciones

4.10.2.1.3 Ensayos a través del tap de derivación

Este ensayo es aplicable solo en bushing's tipo capacitivos, ya que en estos únicamente se dispone de tap de derivación para ensayo de factor de potencia y/o factor de disipación, mediante el cual se puede analizar el aislamiento principal "C1" y el aislamiento del Tap "C2". Ambos ensayos se realizan sin necesidad de que el bushing sea separado del equipo en el cual se encuentra instalado.

1) Ensayo del aislamiento principal "C1" (Conductor central – Tap de derivación)

Este ensayo es realizado como se muestra en la figura, con la aplicación de un voltaje de 10kV al conductor central, a través del terminal de alto voltaje del instrumento de ensayo. El modo de ensayo utilizado es el UST.

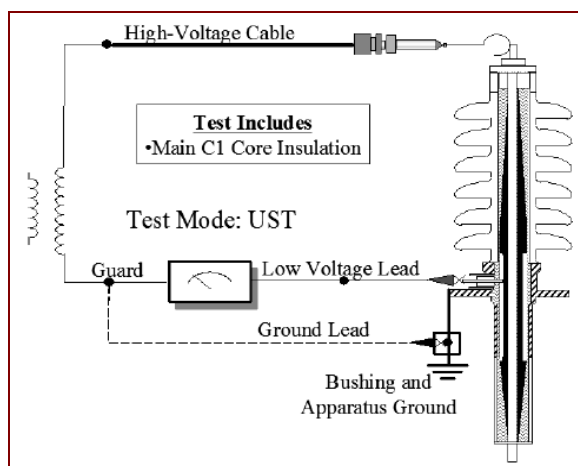


Figura 4.65 – Ensayo UST de bushing capacitivo

2) Ensayo de aislamiento del tap (tap a flange, C2)

Este ensayo es realizado como se muestra en la figura, con la aplicación de un voltaje de entre 500 a 2000 voltios al Tap de ensayo (dependiendo del voltaje nominal especificado por el fabricante), a través del terminal de alto voltaje del instrumento de ensayo. El modo de ensayo utilizado es el GSTguard.

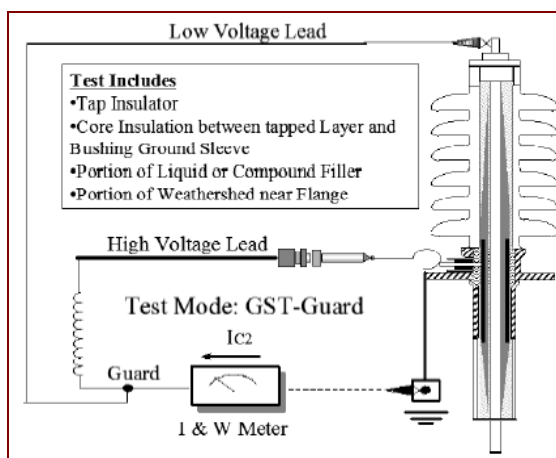


Figura 4.66 – Ensayo GST-guard de bushing capacitivo

4.10.2.1.4 Criterios para la evaluación de los resultados de ensayos a través del tap del bushing

El factor de potencia y la capacitancia registrados en los ensayos de C1 y C2, son comparados con los datos de placa, con resultados de ensayos anteriores (incluyendo los de fábrica) y/o con resultados de ensayos en unidades similares. No obstante, se puede considerar que el factor de potencia para un bushing capacitivo, generalmente se debe encontrar en el orden del 0.5% después de ser corregido a una temperatura de 20°C. De igual forma, La capacitancia medida en el ensayo, debe estar entre 5% y 10% de diferencia con respecto al valor de placa.

Un incremento del factor de potencia indica contaminación o deterioración del aislamiento. Mientras que, un incremento en la capacitancia indica la posibilidad de cortocircuito entre láminas capacitivas. Un decrecimiento de la capacitancia determinado en el ensayo, indica la posibilidad de desprendimiento o mala conexión del tap de ensayo.

4.10.2.1.5 Criterios para la corrección de las lecturas en base a la temperatura

La determinación de la temperatura del bushing en el momento de ejecutar el ensayo debe considerar el hecho de si el equipo ha estado o no operando inmediatamente antes de su ejecución.

Si se va a efectuar el ensayo de factor de potencia y/o factor de disipación, en bushing's instalados en equipos que han estado desenergizados por largo tiempo, o en bushing's almacenados libremente, se puede adoptar la temperatura ambiente como temperatura del bushing.

Al tratarse de equipos que han estado en servicio inmediatamente antes del ensayo, se debe considerar que al existir una parte del bushing del equipo en servicio al aire libre y otra parte (parte inferior) dentro del tanque inmerso en aceite aislante, sus temperaturas serán diferentes. Por tanto, la temperatura del bushing a ser tomada corresponderá a la media entre la temperatura del aceite de la parte superior de la cuba y la del ambiente en el instante del ensayo.

Cabe recordar que el factor de potencia varía con la temperatura. Cuanto más elevada es la temperatura del bushing, mayor es su factor de potencia. Los valores del factor de potencia solo serán comparables, si la temperatura del bushing fuera la misma en cada ensayo. Como es muy difícil satisfacer esta

condición, se toma una temperatura base de 20°C, convirtiéndose a ella los valores obtenidos en temperaturas diferentes.

Para convertir el valor del factor de potencia de un bushing obtenido a determinada temperatura, para la temperatura básica (20°C), se multiplica el factor de conversión encontrado en *la tabla anexa 4.D3* por el factor de potencia obtenido en la medición.

4.10.2.2 Ensayo para la medida de la Resistencia de Aislamiento en bushing's

El ensayo de resistencia de aislamiento se realiza tanto en bushing's tipo capacitivos como no capacitivos, aplicando una tensión de 5000 Vdc según los esquemas básicos mostrados a continuación:

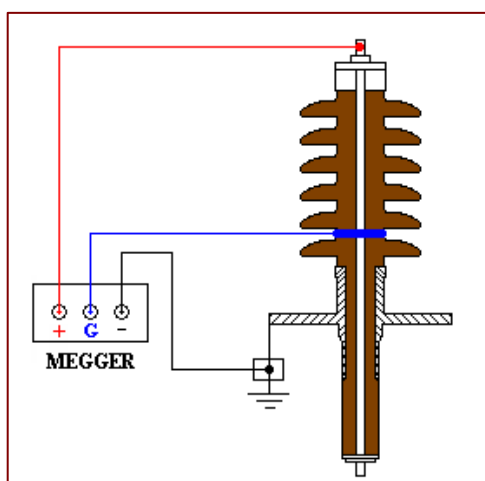


Figura 4.67a

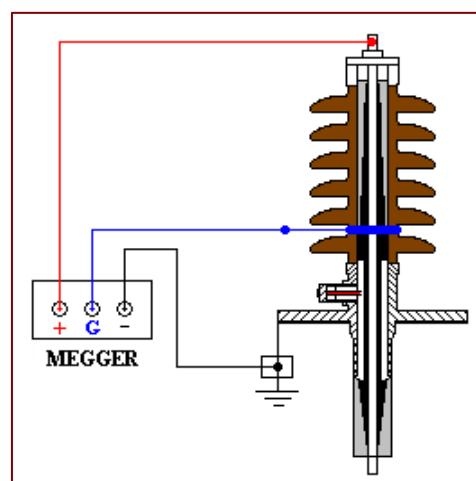


Figura 4.67b

Figura 4.67a y 4.67b – Métodos de ensayos de Resistencia de Aislamiento en bushing's tipo No Capacitivo (a) y Capacitivo (b)

Como se puede apreciar en ambas figuras, el método empleado utiliza un collar semiconductor para conexión al terminal de Guarda del instrumento, esto con el fin de eliminar los efectos de fuga superficial en el ensayo.

Se considera el valor de $5000M\Omega$ como valor mínimo de aceptabilidad de los resultados de este ensayo.

4.10.3 PRINCIPALES RECOMENDACIONES A SEGUIR PARA LA APLICACIÓN DE LOS ENSAYOS DIELECTRICOS EN CAMPO

Aquí hay que resaltar dos situaciones importantes que se pueden dar en el momento de analizar el aislamiento correspondiente a los bushing's instalados en los equipos eléctricos de alta tensión; tales situaciones hacen referencia a la posibilidad de efectuar los respectivos ensayos con o sin necesidad de desacoplar los bushing's del equipo en el cual se encuentran instalados.

Los bushing's del tipo capacitivos, al disponer de una toma de derivación externa para conexión de los instrumentos de ensayo, hacen posible el análisis en campo del estado de su aislamiento interno sin necesidad de ser desacoplados del equipo de alta tensión en el cual se encuentran instalados. De esta forma, son aplicados los ensayos tanto para la medida de la resistencia de aislamiento como para la determinación del factor de potencia y/o factor de disipación con medida de pérdidas y capacitancia del mismo.

Es común que este tipo de bushing's se encuentren instalados en los transformadores e interruptores de potencia inmersos en gran volumen de aceite mineral aislante. Por tanto, a continuación se hacen referencia las principales recomendaciones a seguir para la aplicación de estos ensayos en tales bushing's:

- 1) En el caso de que los bushing's se encuentren instalados en un transformador de potencia, se recomienda aplicar previamente los ítems del 1 al 5 expuestos en el literal 4.4.4. Mientras que, en el caso de que los bushing's se encuentren instalados en un interruptor de potencia, se recomienda aplicar previamente los ítems del 1 al 3 expuestos en el literal 4.8.4.
- 2) Definir previamente el método de ensayo a ser aplicado, analizarlo gráficamente y luego realizar las respectivas conexiones:
 - Para el ensayo de determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento (con medida de pérdidas y capacitancia), hacer referencia a los métodos expuestos en el literal 4.10.2.1.2.
 - Para el ensayo de medida de resistencia de aislamiento, hacer referencia al método expuesto en el literal 4.10.2.2
- 3) Efectuar los ensayos operando el instrumento según lo recomendado por su fabricante. No obstante, se debe considerar lo siguiente:

- Para el ensayo de determinación del factor de potencia y/o factor de disipación del aislamiento:
- a) Aterrizar correctamente el instrumento de ensayo, de ser posible a los mismos puntos de conexión de la masa del equipo a la red principal de tierra de la instalación.
 - b) Se debe retirar el tapón de aterrizamiento de la toma o derivación capacitiva, para en su lugar colocar un adaptador especial que permita realizar la conexión con el respectivo instrumento de ensayo.
 - c) Seleccionar el voltaje de ensayo a ser aplicado por el instrumento, según la referencia indicada en el literal 4.4.2.1.1 para el caso de un bushing instalado en un transformador de potencia y 4.8.2.1.1 para el caso de un bushing instalado en un interruptor de potencia. Adicionalmente, cabe recalcar la importancia del voltaje de ensayo aplicado a la toma de derivación, siendo que este debe cumplir con lo expuesto en el ítem 2 del literal 4.10.2.1.3
 - d) Operar adecuadamente el o los interruptores de seguridad del instrumento de ensayo, según lo recomiende el fabricante.
 - e) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con el equipo en el cual se encuentren instalados.

- Para el ensayo de medida de la resistencia de aislamiento:
 - a) Definir el método de análisis a aplicarse, según lo expuesto en el literal 4.3.2.1.4 de este capítulo.
 - b) Seleccionar el voltaje de ensayo a ser aplicado por el instrumento, según la referencia indicada en el literal 4.4.2.2.1 para el caso de un bushing instalado en un transformador de potencia y 4.8.2.2.1 para el caso de un bushing instalado en un interruptor de potencia.
 - c) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con el equipo en el cual se encuentren instalados.

- 4) Después de finalizar el primer ensayo, se debe descargar la capacitancia del espécimen por un periodo aproximado de cuatro veces el tiempo que se aplicó el voltaje en el ensayo previo. Esto, con el objetivo de eliminar cualquier carga residual que pueda afectar la próxima medición.

NOTA: *NO desconectar los cables de interconexión por lo menos antes de 30 a 60 segundos después del ensayo, para permitir la descarga normal de la capacitancia.*

La característica constructiva de *los bushing's tipo No capacitivos*, no ayuda en el desenvolvimiento de los ensayos para la verificación interna de sus condiciones operativas, mientras estos se encuentren instalados en un equipo de alta tensión. Siendo así, los únicos ensayos que han mostrado eficiencia relativa en el control del aislamiento de estos bushing's en campo, los aplicados para la medida de la resistencia de aislamiento y determinación de las pérdidas en el mismo.

Es común que este tipo de bushing's se encuentren instalados en los transformadores de potencia inmersos en aceite mineral aislante (en los terminales de los arrollamientos de menor tensión), en los interruptores de potencia y equipos encapsulados a gas SF₆. Por tanto, a continuación se hacen referencia las principales recomendaciones a seguir para la aplicación de estos ensayos en tales bushing's:

- 1) En el caso de que los bushing's se encuentren instalados en un transformador de potencia, se recomienda aplicar previamente los ítems del 1 al 5 expuestos en el literal 4.4.4. Mientras que, en el caso de que los bushing's se encuentren instalados en un interruptor de potencia, se recomienda aplicar previamente los ítems del 1 al 3 expuestos en el literal 4.8.4.
- 2) Definir previamente el método de ensayo a ser aplicado, analizarlo gráficamente y luego realizar las respectivas conexiones

- Para el ensayo de medida de pérdidas en el aislamiento, hacer referencia a los métodos expuestos en el literal 4.10.2.1.1 (ensayos de collar)
- Para el ensayo de medida de resistencia de aislamiento, hacer referencia al método expuesto en el literal 4.10.2.2

NOTA: Cabe resaltar que, al no existir toma de derivación en estos bushing's, ambos ensayos exigen con mayor razón el uso de collares, los cuales deben ser correctamente empleados

3) Efectuar los ensayos operando el instrumento según lo recomendado por su fabricante. No obstante, se debe considerar lo siguiente:

- Para el ensayo de medida de pérdidas en el aislamiento:
 - a) Hacer referencia a los mismos literales a), b) y c) expuestos en la aplicación del ensayo de factor de potencia y/o factor de disipación en bushing's capacitivos.
 - b) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con el equipo en el cual se encuentren instalados.
- Para el ensayo de medida de la resistencia de aislamiento:

- a) Definir el método de análisis a aplicarse, según lo expuesto en el literal 4.3.2.1.4 de este capítulo.
 - b) Seleccionar el voltaje de ensayo a ser aplicado por el instrumento, según la referencia indicada en el literal 4.4.2.2.1 para el caso de un bushing instalado en un transformador de potencia y 4.8.2.2.1 para el caso de un bushing instalado en un interruptor de potencia.
 - c) Registrar las lecturas obtenidas por el instrumento de ensayo, en un formulario establecido acorde con el equipo en el cual se encuentren instalados.
- 4) Al igual que en el caso anterior, después de finalizar el primer ensayo, se recomienda descargar la capacitancia del espécimen por un periodo aproximado de cuatro veces el tiempo que se aplicó el voltaje en el ensayo previo. Esto, con el objetivo de eliminar cualquier carga residual que pueda afectar la próxima medición.