

**FORMULACIÓN DE UN MODELO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO PARA  
MOTORES ELÉCTRICOS, TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 500 KVA  
EN ADELANTE Y GENERADORES ELÉCTRICOS CON POTENCIAS  
SUPERIORES A 1MW.**

**LARISSA AVELLA RODRIGUEZ  
PABLO ANDRÉS BOLÍVAR OCHOA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2015**

**FORMULACIÓN DE UN MODELO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO PARA  
MOTORES ELÉCTRICOS, TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 500 KVA  
EN ADELANTE Y GENERADORES ELÉCTRICOS CON POTENCIAS  
SUPERIORES A 1MW.**

**LARISSA AVELLA RODRIGUEZ  
PABLO ANDRÉS BOLÍVAR OCHOA**

Monografía de Especialización para optar al título de  
Especialista en Gerencia de Mantenimiento

Director  
CARLOS ANDRÉS ARREDONDO OROZCO  
PhD. Física

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2015**

## CONTENIDO

INTRODUCCIÓN .....	13
1. CONTEXTUALIZACIÓN .....	14
1.1 EQUIPOS ELÉCTRICOS.....	14
1.1.1 MOTOR ELÉCTRICO.....	14
1.1.2 GENERADOR ELÉCTRICO.....	14
1.1.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	15
1.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	16
1.3 FALTA DE ESTANDARIZACIÓN DE PRUEBAS ELÉCTRICAS .....	17
1.4 ENTORNO GLOBAL.....	17
1.5 PARADIGMAS USADOS.....	17
1.6 INVERSIÓN EN CONOCIMIENTO.....	18
2. MARCO CONCEPTUAL .....	19
2.1 PRUEBAS ELÉCTRICAS FUERA DE LÍNEA (OFF - LINE).....	19
2.1.1 Balance Óhmico.....	19
2.1.2 Resistencia de Aislamiento.....	21
2.1.3 Índice de Polarización .....	26
2.1.4 Alto Potencial (HIPOT) .....	29
2.1.5 Impulso (SURGE).....	32
2.1.6 Relación de Transformación (TTR) .....	36
2.1.7 Factor de Potencia .....	40
2.2 ANÁLISIS DE ACEITES .....	42
2.2.1 Pruebas ADFQ .....	42
2.2.2 Cromatografía.....	56
2.2.3 Análisis de Compuestos Furánicos .....	66
2.2.4 Grado de Polimerización .....	68
2.3 TERMOGRAFÍA .....	69
3. TIPOS DE FALLA EN EQUIPO ELÉCTRICO .....	75
3.1 FALLAS EN MOTORES Y GENERADORES ELÉCTRICOS .....	75
3.2 FALLAS EN TRANSFORMADORES.....	78
4. PROGRAMA DE PRUEBAS ELÉCTRICAS PREDICTIVAS PARA EQUIPO ELÉCTRICO .....	86

4.1	PROGRAMA PRUEBAS ELÉCTRICAS PREDICTIVAS PARA MOTORES Y GENERADORES.....	86
4.2	PROGRAMA PRUEBAS ELÉCTRICAS PREDICTIVAS PARA TRANSFORMADORES .....	87
5.	EQUIPOS PARA PRUEBAS.....	89
6.	COSTOS.....	97
6.1	COSTO EQUIPOS.....	97
6.2	COSTO MANO DE OBRA .....	97
6.3	PRUEBAS A REALIZAR SEGÚN TAMAÑO DE EMPRESA .....	97
6.4	MEDIANA EMPRESA.....	98
6.5	EMPRESA GRANDE.....	99
6.6	FACTORES DECISIÓN.....	100
7.	CONCLUSIONES .....	101
8.	RECOMENDACIONES .....	103
	BIBLIOGRAFÍA.....	104

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Motor Eléctrico .....	14
<b>Figura 2.</b> Generador Eléctrico .....	15
<b>Figura 3.</b> Transformador .....	15
<b>Figura 4.</b> Vida Útil del aislamiento según clase y temperatura .....	23
<b>Figura 5.</b> Valores de prueba de resistencia de aislamiento para aparatos y sistemas eléctricos .....	24
<b>Figura 6.</b> . Valores mínimos de resistencia de aislamiento a 40 °C .....	24
<b>Figura 7.</b> Resistencia de aislamiento para transformadores secos e inmersos en aceite .....	25
<b>Figura 8.</b> Comportamiento de los dipolos eléctricos del barniz cuando una corriente DC fluye a través de ellos. ....	26
<b>Figura 9.</b> Comportamiento de la resistencia de aislamiento durante prueba de índice de polarización .....	27
<b>Figura 10.</b> Tabla para evaluación del estado del índice de polarización dependiendo de la clase de aislamiento .....	28
<b>Figura 11.</b> Aumento de nivel de tensión en un bobinado.....	30
<b>Figura 12.</b> Circuito Tanque.....	32
<b>Figura 13.</b> Ley de Paschen .....	33
<b>Figura 14.</b> Gráfico de ondas de surge de bobinado con problemas .....	35
<b>Figura 15.</b> Fallas Típicas.....	36
<b>Figura 16.</b> Relación de transformación para diferentes tipos de transformadores .....	38
<b>Figura 17.</b> Capacitancia al Interior de un Transformador.....	41
<b>Figura 18</b> Curva de saturación del agua en el aceite .....	45
<b>Figura 19</b> Muestras de aceite con diferente color .....	52
<b>Figura 20</b> Gráfico de las relaciones de Dörnenberg de indicadores sintomáticos de falla .....	62
<b>Figura 21</b> Sobrecalentamiento del aceite .....	63
<b>Figura 22</b> Efecto corona.....	64
<b>Figura 23</b> Arco interno.....	64
<b>Figura 24</b> Papel sobrecalentado .....	65
<b>Figura 25</b> Tabla 130.2C de la NFPA 70E. Norma de seguridad eléctrica en espacios de trabajo .....	70
<b>Figura 26</b> Tabla 100.18 ANSI/NETA MTS-2007 .....	71
<b>Figura 27</b> Termografía lado de alta transformador de potencia. ....	73
<b>Figura 28</b> Termografía de bornera. ....	73
<b>Figura 29</b> Termografía a motor. ....	74
<b>Figura 30</b> Termografía Transformador de potencia.....	74
<b>Figura 31</b> Termografía Transformador de Potencia.....	74
<b>Figura 32</b> Termografía Generador .....	74

## LISTADO DE TABLAS

<b>Tabla 1</b>	Guía de evaluación del índice de polarización .....	28
<b>Tabla 2</b>	Evaluación del índice de polarización .....	29
<b>Tabla 3</b>	Tabla de Prueba .....	41
<b>Tabla 4</b>	Tensión de ruptura dieléctrica método ASTM D 877 con electrodos planos .....	43
<b>Tabla 5</b>	Tensión de ruptura dieléctrica ASTM D 1816 separación de 1 mm.....	43
<b>Tabla 6</b>	Tensión de ruptura dieléctrica ASTM D 1816 separación de 2 mm.....	44
<b>Tabla 7</b>	Prueba ASTM D 1533.....	46
<b>Tabla 8</b>	Humedad porcentual por valores de peso seco .....	46
<b>Tabla 9</b>	Prueba ASTM D 974 Valores de número de neutralización .....	48
<b>Tabla 10</b>	Valores de tensión superficial (TIF) .....	50
<b>Tabla 11</b>	Color ASTM.....	52
<b>Tabla 12</b>	Valores de aceptación Densidad Relativa.....	53
<b>Tabla 13</b>	Contenido de inhibidor de oxidación .....	54
<b>Tabla 14</b>	Valores del factor de potencia del líquido .....	56
<b>Tabla 15</b>	Gases generados típicamente por fallas en el transformador* .....	57
<b>Tabla 16</b>	Criterios de la ANSI/IEEE C57.104-1978.....	58
<b>Tabla 17</b>	Hidro-Quebec Para transformadores de potencia. Volumen de aceite de referencia = 10000 galones .....	59
<b>Tabla 18</b>	Hidro-Quebec Para transformadores de medida. Volumen de aceite de referencia = 200 galones .....	59
<b>Tabla 19</b>	MORGAN SCHAFFER: Niveles de seguridad recomendados en concentración de gases disueltos .....	60
<b>Tabla 20</b>	Método de las relaciones de Dörnenberg .....	62
<b>Tabla 21</b>	Diagnóstico sugerido por la Relación de Gases-Método de Rogers .....	62
<b>Tabla 22</b>	Patrón interpretación de resultados .....	67
<b>Tabla 23</b>	Patrón interpretación de resultados .....	69
<b>Tabla 24</b>	Falla Motores y Generadores Eléctricos .....	75
<b>Tabla 25</b>	Falla en Transformadores.....	78
<b>Tabla 26</b>	Falla en Transformadores.....	84
<b>Tabla 27</b>	Programa Pruebas Predictivas Eléctricas para Motores y Generadores .....	86
<b>Tabla 28</b>	Programa Pruebas Eléctricas Predictivas Transformadores .....	87
<b>Tabla 29</b>	EQUIPO PRUEBAS.....	89
<b>Tabla 30</b>	Costo Equipos para Pruebas .....	97
<b>Tabla 31</b>	Pruebas para Empresa Pequeña.....	98
<b>Tabla 32</b>	Costo Pruebas para Empresa Pequeña.....	98
<b>Tabla 33</b>	Pruebas para Empresa Mediana .....	98
<b>Tabla 34</b>	Costo Pruebas para Empresa Pequeña.....	99
<b>Tabla 35</b>	Pruebas para Empresa Grande .....	99

## LISTADO DE ECUACIONES

<b>Ecuación 1</b>	Cálculo de desbalance entre bobinas para máquinas eléctricas trifásicas ...	20
<b>Ecuación 2</b>	Corrección de temperatura a 40 y 25 °C .....	22
<b>Ecuación 3</b>	Corrección de temperatura a 40 y 25 °C .....	27
<b>Ecuación 4</b>	Tensión de prueba para mantenimiento .....	30
<b>Ecuación 5.</b>	Frecuencia de oscilación del voltaje de surge .....	32
<b>Ecuación 6.</b>	Ecuación del EAR .....	34
<b>Ecuación 7.</b>	Para transformadores con volúmenes diferentes a 10000 y 200 gals.....	59
<b>Ecuación 8.</b>	Máxima concentración de gases combustibles .....	61
<b>Ecuación 9.</b>	Máxima concentración de gases combustibles .....	61

## RESUMEN

**TÍTULO:** FORMULACIÓN DE UN MODELO DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO PARA MOTORES ELÉCTRICOS, TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE 500 KVA EN ADELANTE Y GENERADORES ELÉCTRICOS CON POTENCIAS SUPERIORES A 1MW<sup>1</sup>.

**AUTOR (ES):** LARISSA AVELLA RODRIGUEZ, PABLO ANDRÉS BOLÍVAR OCHOA\*\* .

**PALABRAS CLAVES:** AISLAMIENTO, MOTOR, GENERADOR, TRANSFORMADOR, ACEITE DIELECTRICO, CONFIABILIDAD, CROMATOGRAFÍA, FURANOS.

**DESCRIPCIÓN O CONTENIDO:** Esta monografía recomienda uso de estándares en los ensayos de aceptación para máquinas eléctricas estáticas y rotativas, en mantenimiento preventivo y predictivo. Describe un grupo de ensayos eléctricos estándar a realizar para los diferentes maquinas eléctricas, con su correspondiente Norma y niveles de aceptación. Da una guía de fallas típicas, su manera de detección con los ensayos aquí descritos, recomendaciones de frecuencias de mantenimiento y de implementación.

Actualmente en la industria nacional el diagnóstico de máquinas eléctricas no está estandarizado y en algunos sectores de la industria no tiene la relevancia que se le debería dar, debido al costo de los activos y el impacto sobre los procesos de generación, transmisión, distribución de energía y producción.

Para resaltar la relevancia de este tipo de diagnóstico en la industria, se mostrarán los beneficios directos sobre el ciclo de vida de los activos, los cuales disminuyen los costos de mantenimiento y el reemplazo prematuro de estos; basados en estándares internacionales ampliamente difundidos y tecnología apropiada para cada tipo de ensayo.

El trabajo incluye descripciones específicas de las características técnicas del tipo de equipos de prueba que se deben usar; con el fin de proporcionar al lector una información clara; en caso que desee realizar la adquisición de este tipo de herramientas tecnológicas.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado

\*\* FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECAÑICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA.  
DIRECTOR: CARLOS ANDRÉS ARREDONDO OROZCO PhD. Física

## SUMMARY

**TITLE:** DEVELOPMENT OF A MODEL PREDICTIVE MAINTENANCE FOR ELECTRIC MOTORS, TRANSFORMERS POWER 500 KVA AND UP AND OVER ELECTRIC POWER GENERATORS WITH A 1MW \*

**AUTHOR (S):** LARISSA AVELLA RODRIGUEZ PABLO ANDRES OCHOA BOLIVAR \*\*

**KEYWORDS:** ISOLATION, ENGINE, GENERATOR, TRANSFORMER, DIELECTRIC OIL, RELIABILITY, GASES CHROMATOGRAPHY, FURANS.

**DESCRIPTION OR CONTENTS:** This paper recommends use of standards in acceptance tests for static and rotating electrical machines, preventive and predictive maintenance. Describes a group of standard electrical tests to be performed for different electrical machines, with their corresponding standard and acceptance levels. It gives a guide to typical faults, the way the screening assays described herein, frequency of maintenance recommendations and implementation.

Currently in the domestic industry diagnosis of electric machines it is not standardized and in some sectors of the industry has no relevance should be given, because of the cost of assets and the impact on the processes of generation, transmission, power distribution and production.

To highlight the importance of this type of diagnosis in the industry, the direct benefits of the life cycle of assets, which decrease maintenance costs and premature replacement of these are displayed; based on widespread international standards and appropriate technology for each type of test.

The work includes specific descriptions of the technical characteristics of the type of test equipment to be used; in order to provide the reader with clear information; if you want to make the acquisition of this type of technological tools.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS. ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA.  
DIRECTOR: CARLOS ANDRÉS ARREDONDO OROZCO PhD. Física

## INTRODUCCIÓN

Este trabajo monográfico recomienda un conjunto de pruebas y ensayos eléctricos predictivos para equipo eléctrico; con el fin de poderlo implementar en cualquier tipo de industria, recomendando el tipo de pruebas, frecuencias, normas a emplear y las clases de diagnóstico a realizar según el tipo de equipo bajo estudio.

Se busca que este trabajo, sea una herramienta de alto contenido técnico; pero de fácil implementación, y que se convierta en un documento de consulta sencilla y de referencia para personal de mantenimiento y estudiantes de ingeniería.

Se pretende establecer los parámetros de diagnóstico según las normas de aplicación y dejar los diagnósticos solo a la experticia del personal de mantenimiento; porque en muchos casos los diagnósticos se basan en conocimientos prácticos y no en proposiciones científicas<sup>2</sup>, que pueden hacer que se dejen de ver fallas con las pruebas que se les está realizando a los equipos bajo estudio.

En el desarrollo de este trabajo, el lector podrá encontrar la contextualización del tema desarrollado, la explicación de cada una de las pruebas eléctricas recomendadas, causas y modos de falla, y frecuencias de ejecución de los diferentes ensayos eléctricos aquí mencionados.

Además de lo anterior este documento, cuenta con una amplia referencia a Normas, estudios, prácticas recomendadas y conceptos técnicos, que otorgan claridad y respaldo al programa de pruebas y diagnóstico.

Por último, se hace una pequeña referencia al tipo de equipos que se pueden usar para la ejecución de estas pruebas.

---

<sup>2</sup> [http://es.m.wikipedia.org/wiki/Rule\\_of\\_thumb](http://es.m.wikipedia.org/wiki/Rule_of_thumb)

# 1. CONTEXTUALIZACIÓN

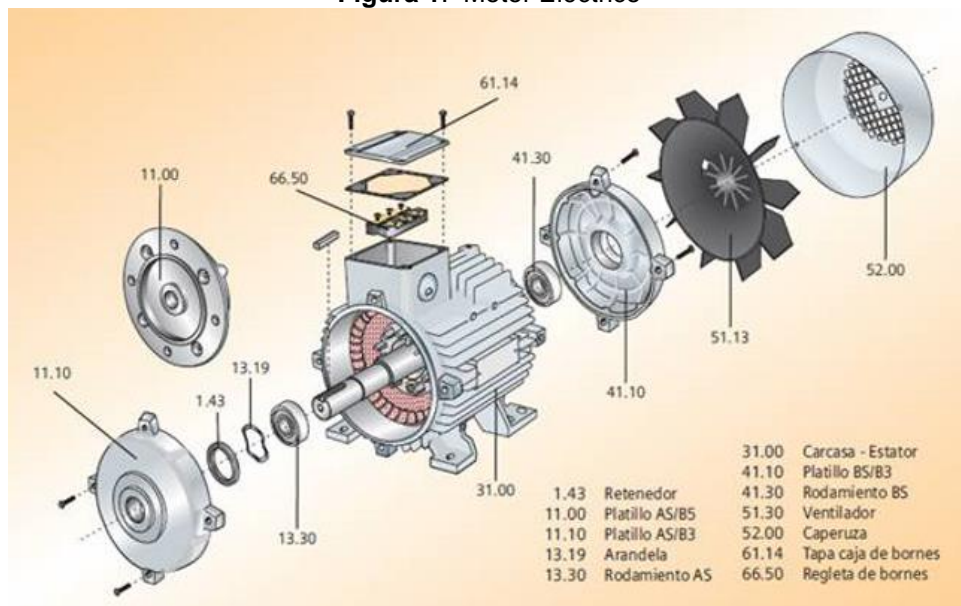
## 1.1 EQUIPOS ELÉCTRICOS

Los equipos eléctricos que se contemplan en este estudio son máquinas eléctricas estáticas y rotativas; es decir generadores eléctricos, motores eléctricos y transformadores de potencia. A continuación se da una breve explicación acompañada de una imagen general de las partes que constituyen los equipos mencionados.

### 1.1.1 MOTOR ELÉCTRICO.

- El motor eléctrico es un dispositivo simple, convierte energía eléctrica en energía mecánica.
- De acuerdo al estándar ANSI C50 lo define como una “maquina eléctrica rotatoria”
- La norma NEMA MG1 establece los estándares para la manufactura de los motores y generadores.

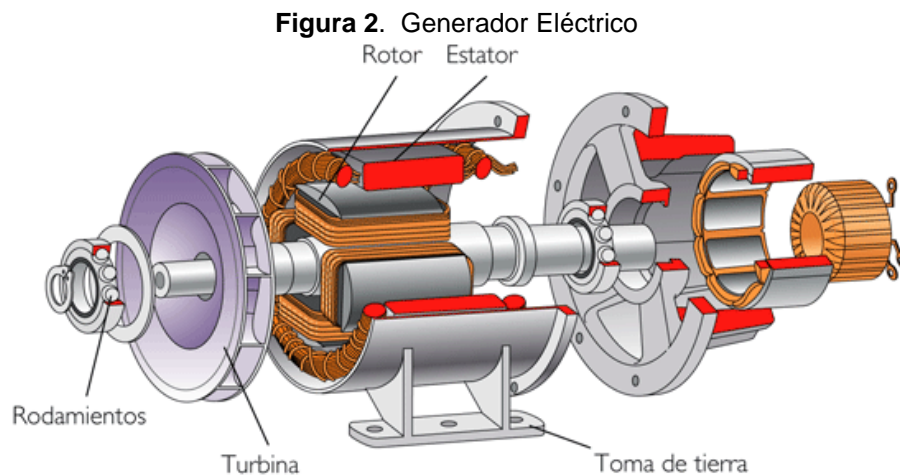
Figura 1. Motor Eléctrico



Fuente: <http://motoreselectricoscecytej.blogspot.com/>

### 1.1.2 GENERADOR ELÉCTRICO.

Un generador eléctrico es un dispositivo que convierte energía mecánica en energía eléctrica. Manteniendo una diferencia de potencial entre dos puntos denominados polos. Por la ley de Faraday, al hacer girar una espira dentro de un campo magnético, se produce una variación del flujo de dicho campo a través de la espira y por tanto se genera una corriente eléctrica.



Fuente: [http://www.ventageneradoreselectricos.es/blog/12\\_Tipos-de-alternadores-Generador-Elctrico.html](http://www.ventageneradoreselectricos.es/blog/12_Tipos-de-alternadores-Generador-Elctrico.html)

### 1.1.3 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.<sup>3</sup>

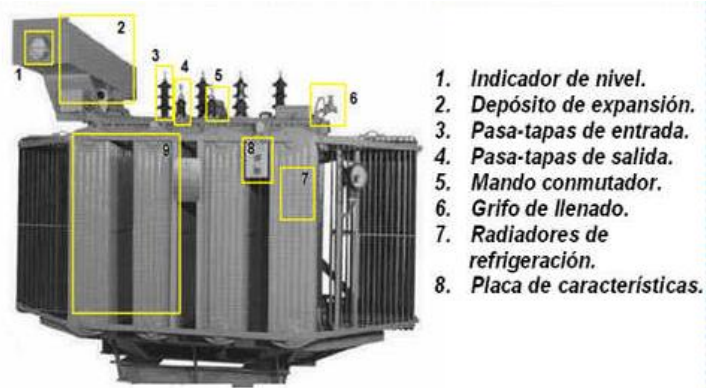
El transformador es un dispositivo electromagnético que permite aumentar o disminuir la tensión y la intensidad de manera que su producto sea constante. La potencia de la entrada será igual a la de la salida, sin contemplar las pérdidas.

#### Componentes de un transformador

- Devanado. Hilo de cobre enrollado sobre un núcleo cerrado de hierro. Existen dos devanados, el primario y el secundario.
- Devanado primario. Corresponde a la entrada del transformador.
- Devanado secundario. Corresponde a la salida transformada de la corriente.
- Núcleo. Es por donde circula el flujo magnético creado por el devanado primario. Está hecho de hierro dulce o hierro de silicio.

**Figura 3.** Transformador

<sup>3</sup> <http://motoreselectricoscecytej.blogspot.com/>



Fuente: <http://motoreselectricoscecytej.blogspot.com/>

El transformador es una máquina eléctrica que permite disminuir o aumentar el nivel de tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la frecuencia y la potencia. Posee dos bobinados, uno primario y uno secundario que se arrollan sobre un núcleo magnético común, formado por chapas magnéticas apiladas, por el bobinado primario se conecta la tensión de entrada, y por el secundario obtenemos la tensión de salida.

## 1.2 MANTENIMIENTO PREDICTIVO

El mantenimiento predictivo eléctrico se ha venido trabajando en diferentes sectores de la industria nacional con distintas metodologías en la forma de su implementación, usando diferentes estándares e inclusive sin la utilización de estos y sin llevar los históricos de los ensayos realizados; lo que dificulta el seguimiento, el análisis y diagnóstico de los equipos. Estas condiciones conllevan a la realización de equivocados o incompletos de las máquinas eléctricas y por ende la pérdida de la credibilidad en la aplicación del mantenimiento predictivo en la disciplina eléctrica.

La percepción del alto costo de implementación del mantenimiento predictivo en los equipos eléctricos, no ha permitido que se desarrolle de una forma integral y estandarizada en la industria nacional. La intención de esta monografía es proponer un estándar y metodología para la implementación de planes de mantenimiento predictivo para motores eléctricos, transformadores de potencia de 500 kVA en adelante y generadores eléctricos con potencias superiores a 1MW.

### 1.3 FALTA DE ESTANDARIZACIÓN DE PRUEBAS ELÉCTRICAS

En las diferentes industrias se tiene implementados planes de mantenimiento preventivo y predictivo para equipos eléctricos (motores, generadores y transformadores); pero no se tiene estandarizados los criterios de aceptación para los distintos tipos de pruebas que se les debe realizar a estos equipos, así como el uso de la herramienta adecuada para su medición, la forma de realización de las pruebas y se tienen paradigmas negativos de algunos tipos de pruebas y ensayos que no se deben realizar a los equipos por ser “destruictivos”.

Todo lo anterior conlleva que entre las diferentes empresas se tengan distintos criterios de aceptación, realización de pruebas y diferentes correctivos a realizar transformándose en costos para la empresa y la no disponibilidad de equipos. En otros casos la liberalidad de conceptos lleva a que los equipos lleguen a un punto de falla en los cuales no sea posible recuperarlos y se requiera su reemplazo elevando los costos.

### 1.4 ENTORNO GLOBAL

El mantenimiento preventivo y predictivo para equipos eléctricos está altamente normalizado y tiene muy buen nivel de investigación de institutos, asociaciones y comunidades científicas como IEEE, ANSI, IEC, Double Engineering, NEMA, etc. dedicadas a la investigación, desarrollo y al estudio de normas para la ejecución de diagnósticos que lleven a emitir análisis correctos.

En Colombia la industria petrolera es donde se ha implementado mejor las normas técnicas para la ejecución de los planes de mantenimiento, pero el resto de industrias no tiene tan bien implementado la adopción de normas para sus planes de mantenimiento, bien sea porque no tienen el músculo financiero para adquirir equipos de prueba, por falta de interés en capacitar a su personal o porque no está en el plan estratégico de la empresa el tener un mantenimiento de clase mundial.

### 1.5 PARADIGMAS USADOS

- En muchas empresas equipos son usados para realizar el diagnóstico de maquinaria eléctrica no idóneos, por ejemplo la prueba de resistencia de devanados o de balance óhmico, son realizados con el uso de multímetros que si bien son una herramienta de apoyo que sirve para determinar si el bobinado está abierto o en corto, no es el instrumento adecuado para realizar este diagnóstico. El equipo adecuado es un medidor de resistencia de baja

impedancia que pueda saturarse para que dé un valor efectivo entre la resistencia de devanados y que el equipo de mantenimiento pueda calcular el desbalance entre bobinas.

- En ocasiones se peca por exceso o por defecto; en el caso de las pruebas de resistencia de aislamiento, algunos valores son tomados como referencia para que un determinado equipo o sistema pueda continuar en operación (1 MΩ de resistencia de aislamiento), en otras empresas este mismo valor induce a la ejecución de un mantenimiento correctivo de tipo reactivo.
- Para muchos del área de mantenimiento se ha considerado que algunos ensayos eléctricos son destructivos, esto debido a que se ha creado en la industria una “tradición oral”; debido a que hay ensayos exigentes que demanda de conocimiento y condiciones para poder ser ejecutados con toda seguridad para los equipos y las personas, prueba de esto son los ensayos de alto potencial (HIPOT) e impulso (SURGE).

Todo lo anterior es realizado con buena intención y con el fin de garantizar que el parque industrial este con la máxima disponibilidad cuando lo requiera el usuario, en las condiciones exigidas<sup>4</sup>.

## 1.6 INVERSIÓN EN CONOCIMIENTO

Toda empresa busca tener un mantenimiento efectivo con los niveles de calidad, cantidad, tiempos solicitados, en el momento oportuno y al costo óptimo<sup>5</sup>. Por lo que es necesario que las empresas asignen dentro de su presupuesto el monto adecuado con el fin de que el plan de mantenimiento les permita ser productivas, competitivas y que les pueda generar mayores ingresos.

Lo principal que se requiere es un personal capacitado, con los instrumentos de medición adecuados, los espacios idóneos para la realización de las pruebas de los equipos, la zona para el almacenamiento de los equipos, el plan de mantenimiento y calibración de estos instrumentos de medida y considerar el cambio de las piezas de desgaste como puntas de conexión, bornes, etc.

---

<sup>4</sup> MORA GUTIERREZ, Alberto. MANTENIMIENTO Planeación, Ejecución y Control. México: Alfaomega, 2009. 39 p.

<sup>5</sup> MORA GUTIERREZ, Alberto. MANTENIMIENTO Planeación, Ejecución y Control. México: Alfaomega, 2009. 39 p.

## 2. MARCO CONCEPTUAL

### 2.1 PRUEBAS ELÉCTRICAS FUERA DE LÍNEA (OFF - LINE).

Hay una gran cantidad de pruebas fuera de línea que se puedan realizar a la maquinaria eléctrica. En esta monografía se describen las que se consideran necesarias y que otorgan información amplia y suficiente del estado del equipo bajo estudio, dando así un valor agregado a la gestión de mantenimiento, con estas pruebas se considera que se puede realizar la programación efectiva de mantenimientos preventivos, correctivos programados o la continuación en operación de un determinado equipo.

#### 2.1.1 Balance Óhmico.

##### **Características Generales**

- También conocido como prueba de resistencia de devanados.
- Primera prueba del tipo DC. Se le conoce como prueba de corriente directa (DC); gracias a que los equipos de medida inyectan una corriente de este tipo al motor, generador o transformador que se está analizando.
- La más conocida de las pruebas eléctricas.
- Aplica a motores, generadores, transformadores, bobinas, etc.
- El equipo utilizado debe ser del tipo DLRO<sup>6</sup>.
- La Norma que la contempla es la IEEE 118 (existen otras). Esta Norma da las pautas para la medición general de resistencia eléctrica a un dispositivo, contemplando las necesidades de compensación de la medición por número de hilos y también la afectación de la medida por factores como temperatura y humedad. Este estándar no da valores de aceptación de balance óhmico en máquinas eléctricas.
- Primera prueba que debe ejecutarse; debido que es la menos exigente para el equipo bajo prueba.
- Usualmente se ejecuta con un multímetro (gran posibilidad de error).
- Prueba de fácil interpretación.

---

<sup>6</sup> HORNIG, Mike et. al. GUÍA para el mantenimiento del Transformador. EU: Transformer Maintenance Institute, 2005. 253-254 p.

## Principio de Funcionamiento

La prueba consiste en la aplicación de una corriente DC de valor conocido y medir la caída de tensión a través de los devanados; el valor de resistencia se obtiene usando la ley de Ohm.

El valor de la prueba de resistencia puede ser afectada por la variación de la conductividad del cobre con la temperatura; por lo tanto este valor debe ser corregido a 25°C (IEEE 118-1978)<sup>7</sup>.

## Valores de Aceptación

Los valores de aceptación se dividen entre máquinas rotativas (motores y generadores) y máquinas estáticas (transformadores).

En un equipo rotativo en buen estado, las tres lecturas entre las fases deberán ser casi idénticas; su desbalance resistivo debe ser menor al 5% entre fases.

En un transformador el desbalance entre fases se acepta hasta el 5% (concepto discutido).

**Ecuación 1** Cálculo de desbalance entre bobinas para máquinas eléctricas trifásicas<sup>8</sup>

$$\% \text{ Desbalance} = \frac{[(ValorMayor - ValorMenor) \times (100)]}{ValorMayor}$$

Fuente: <https://iguerrero.wordpress.com/2009/05/08/anteproyectos-de-instal-electricas-3/>

## Causas de Falla

- Fase con problemas.
- Degradación aislamiento.
- Conexión floja.
- Sobrecalentamiento.
- Accesorios de sujeción en al estado.

---

<sup>7</sup> INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS. IEEE 118-78. EU: 1978. p. 4-5

<sup>8</sup> GUERRERO, I. El espacio del Ing. I. Guerrero [online]. Mayo, 2009 [citado 27 Jun.,. 2015] Disponible en internet: <https://iguerrero.wordpress.com/2009/05/08/anteproyectos-de-instal-electricas-3/>

## Modos de Falla

- Fuertes cortos con el núcleo del motor.
- Fuertes cortos entre bobinas que están dentro de la misma fase o entre fases.
- Bobinas reparadas con calibres de conductores inapropiados.
- Conexiones sueltas o corroídas.
- Solturas entre el devanado y el borne de la caja de conexión.

En general las conexiones de alta resistencia producen:

- Generación de armónicas.
- Desbalances de voltaje.
- Desbalances de corriente.
- Terminales corroídos.
- Cables sueltos.
- Hilos abiertos.
- Diferentes tamaños de conductores.

### 2.1.2 Resistencia de Aislamiento

#### Características Principales

- “Distancia eléctrica” entre un punto de referencia (usualmente tierra) y otro punto arbitrario.
- Entre mayor sea esa “distancia eléctrica” en mejor condición está el equipo.
- Para que se dé una **falla a tierra**, deben ocurrir 2 cosas. **Primero**, debe crearse un camino de conducción a través del aislamiento. Conforme el aislamiento envejece, se fisura y posibilita que se acumule material conductor. **Segundo**, la superficie exterior del aislamiento se contamina de material conductor y conduce suficiente corriente a la carcasa o núcleo del motor que está conectado a tierra.
- Los sistemas de aislamiento actuales son notablemente superiores a los de hace algunos años y son capaces de soportar mayor temperatura sin sacrificar su vida útil.
- Las clases de aislamiento más usados son:
  - Clase B: Máxima temperatura 130 °C.
  - Clase F: Máxima temperatura 155 °C.
  - Clase H: Máxima temperatura 180 °C.

- La confiabilidad de un motor depende de la integridad de su sistema aislante.
- Al medir la temperatura de la carcasa de un motor, se asume que la temperatura de su aislamiento está 20 °C más alto que la carcasa.

**Ecuación 2** Corrección de temperatura a 40 y 25 °C

$$R_{25\text{-Celsius}} = R_{\text{temp}} * 0.5^{(T-25)/10}$$

$$R_{40\text{-Celsius}} = R_{\text{temp}} * 0.5^{(T-40)/10}$$

Fuente: IEEE 43 Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of rotating Machinery

## Principio de Funcionamiento

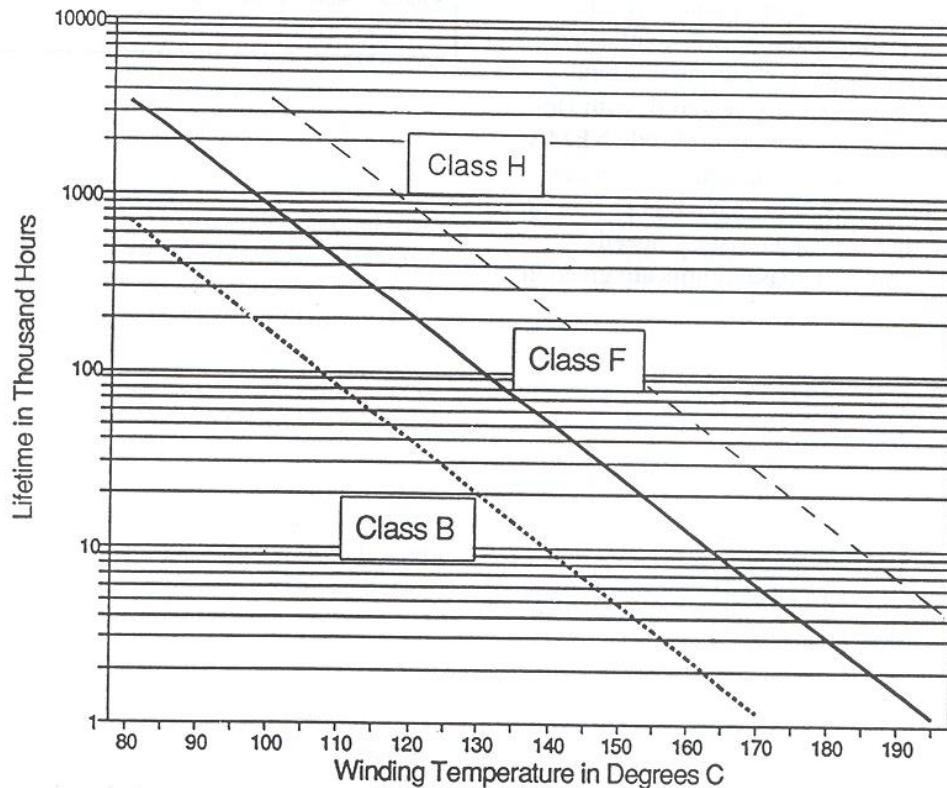
La resistencia de aislamiento (IR), es calculada usando la Ley de Ohm. El voltaje aplicado es dividido por la corriente de fuga medida. Esta corriente de fuga es aquella que fluye del devanado, a través del aislamiento a tierra hacia el acero del núcleo del motor + corriente de fuga superficial (muy pequeña). La corriente de fuga superficial fluye a través de la humedad o los contaminantes en la superficie del aislamiento.

## Ejecución de la Prueba

- Esta prueba se realiza aplicando al motor una tensión igual o un poco superior a la de operación del motor (IEEE 43 / ANSI/NETA - MTS).
- El propósito de esta prueba es medir la resistencia de aislamiento del motor con respecto a masa.
- La resistencia de aislamiento es función de muchas variables: las propiedades físicas del material aislante, temperatura, humedad, contaminantes, etc.

## Efectos de la Temperatura

**Figura 4.** Vida Útil del aislamiento según clase y temperatura



Fuente: IEEE 117 Standard Test Procedure for Evaluation of Systems of Insulating Materials for Random-Wound AC Electric Machinery

## **Valores de Aceptación**

Los valores de aceptación dependen de muchos criterios medio ambientales como humedad, temperatura y condensación. Existen muchos estándares que nos puede ayudar a determinar el estado de un equipo; para motores y generadores dos de las Normas más conocidas en el área de mantenimiento la IEEE 43 Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery y la ANSI/NETA-MTS Standard for maintenance testing specifications for electrical power distribution equipment and systems.

**Figura 5.** Valores de prueba de resistencia de aislamiento para aparatos y sistemas eléctricos

**Insulation Resistance Test Values  
Electrical Apparatus and Systems**

Nominal Rating of Equipment (Volts)	Minimum Test Voltage (DC)	Recommended Minimum Insulation Resistance (Megohms)
250	500	25
600	1,000	100
1,000	1,000	100
2,500	1,000	500
5,000	2,500	1,000
8,000	2,500	2,000
15,000	2,500	5,000
25,000	5,000	20,000
34,500 and above	15,000	100,000

In the absence of consensus standards dealing with insulation-resistance tests, the NETA Standards Review Council suggests the above representative values.

See Table 100.14 for temperature correction factors.

Test results are dependent on the temperature of the insulating material and the humidity of the surrounding environment at the time of the test.

Insulation-resistance test data may be used to establish a trending pattern. Deviations from the baseline information permit evaluation of the insulation.

Fuente: ANSI/NETA MTS-2007 Tabla 100.1 p.230

**Figura 6.** . Valores mínimos de resistencia de aislamiento a 40 °C  
Table 3—Recommended minimum insulation resistance values at 40 °C (all values in MΩ)

Minimum insulation resistance	Test specimen
$IR_{1\min} = kV + 1$	For most windings made before about 1970, all field windings, and others not described below
$IR_{1\min} = 100$	For most dc armature and ac windings built after about 1970 (form-wound coils)
$IR_{1\min} = 5$	For most machines with random-wound stator coils and form-wound coils rated below 1 kV

**NOTES**

1— $IR_{1\min}$  is the recommended minimum insulation resistance, in megohms, at 40 °C of the entire machine winding

2— $kV$  is the rated machine terminal to terminal voltage, in rms kV

Fuente: IEEE 43 Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of rotating Machinery, Tabla 3, p. 23

Para el caso de transformadores se deben tener en cuenta; si los transformadores son secos o inmersos en aceite aislante. Es de amplio uso para este tipo de equipos la Tabla 100.5 de la ANSI/NETA MTS-2007. Ver Figura 7.

**Figura 7.** Resistencia de aislamiento para transformadores secos e inmersos en aceite

**TABLE 100.5**

**Transformer Insulation Resistance  
Maintenance Testing**

Transformer Coil Rating Type (Volts)	Minimum DC Test Voltage	Recommended Minimum Insulation Resistance (Megohms)	
		Liquid Filled	Dry
0 – 600	1000	100	500
601 – 5000	2500	1000	5000
Greater than 5000	5000	5000	25000

In the absence of consensus standards, the NETA Standards Review Council suggests the above representative values.

See Table 100.14 for temperature correction factors.

NOTE: Since insulation resistance depends on insulation rating (kV) and winding capacity (kVA), values obtained should be compared to manufacturer's published data.

Fuente: ANSI/NETA MTS-2007 Tabla 100.5 p.236

## Causas de Problemas

Una falla en el aislamiento puede involucrar alguna de las siguientes causas:

1. **Circuito de Potencia:** Las conexiones de alta resistencia, producen un voltaje de línea desbalanceado.
2. **Armónicos:** Son producidos por corrientes de secuencia negativa que sobrecalientan el devanado.
3. **Ambiental:** Contaminación en el motor.

## Modos de Falla

- Cristalización del esmalte
- Humedad
- Envejecimiento del barniz dieléctrico
- Pérdida del espesor de la capa aislante
- Envejecimiento del esmalte
- En el caso de los transformadores, aceite con pérdidas físico-químicas
- Para el caso de motores y generadores de mediano y gran tamaño, pérdida de la integridad del “espaguetti” que cubre los cables de conexión a bornes

- Para el caso de transformadores pérdida de cualidades dieléctricas y físicas para el papel que cubre las ranuras del núcleo

### 2.1.3 Índice de Polarización

#### Características Principales

- IP/AD. IP: Prueba que dura 10 minutos y se calcula haciendo la relación de la resistencia de aislamiento obtenida a 10 minutos, con la resistencia de aislamiento obtenida a 1 minuto. AD: Es la prueba de menor ejecución que se obtiene haciendo la relación existente entre la resistencia de aislamiento obtenida a 3 minutos y la resistencia de 1 minuto.
- Dependiendo del tamaño del motor se puede hacer uno u otra prueba. (IP/AD), La prueba AD es generalmente usada para motores menores o iguales 200 hp. b
- Ambos ensayos buscan detectar lo mismo.
- Es una prueba cualitativa y cuantitativa. Tan importante es el valor obtenido y calcular la relación, como graficar y analizar el perfil obtenido durante la ejecución de la prueba.

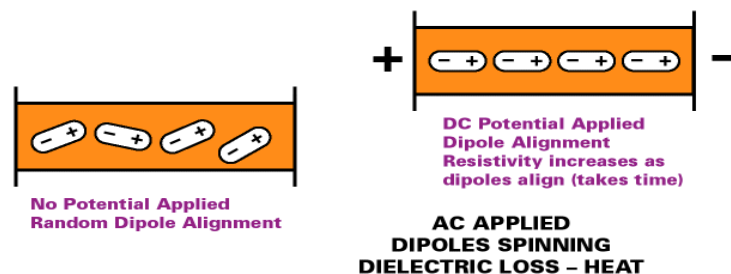
#### Principio de Funcionamiento

Al fluir una corriente DC a través del devanado, los dipolos eléctricos del barniz se empiezan a polarizar, dificultando cada vez más el paso de la corriente desde el punto donde se potencializa hasta el punto de referencia.

Como las moléculas se polarizan; una corriente de polarización; también llamada corriente de absorción, aparece y se adiciona a la corriente de fuga.

Esta corriente de polarización se decrementa hasta cero; cuando el aislamiento está totalmente polarizado.

**Figura 8.** Comportamiento de los dipolos eléctricos del barniz cuando una corriente DC fluye a través de ellos.



Fuente: Manual de operación y diagnóstico del equipo AWA 4, fabricado por la empresa Baker Instruments (empresa del grupo SKF)

**Figura 9.** Comportamiento de la resistencia de aislamiento durante prueba de índice de polarización

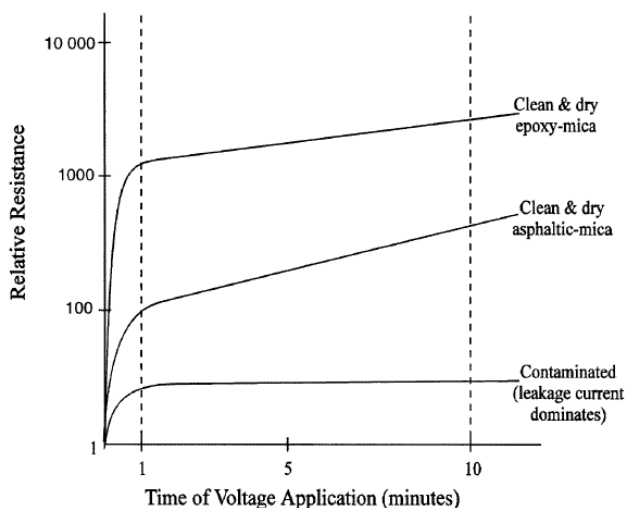


Figure 4—Typical insulation resistance measurements for three different machines

Fuente: IEEE 43 Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery. p.14

En la Figura 9 se observa, que para los bobinados que son de mica asfáltica o de mica epóxica, al pasar el tiempo de la prueba de índice de polarización; se alinean sus dipolos dieléctricos y por tanto el valor de resistencia de aislamiento aumenta. Cuando el esmalte se encuentra contaminado el valor de resistencia no aumenta con el tiempo.

### Ejecución de la Prueba

Típicamente se realiza esta prueba a 500, 1000, 2500 o 5000 V, dependiendo de la tensión de operación del motor.

**Ecuación 3** Corrección de temperatura a 40 y 25 °C

$$IP = \frac{IR_{1Min}}{IR_{10 Min}}$$

Fuente: IEEE 43 Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery. P. 24.

## Valores de Aceptación

En términos generales se considera que el barniz de un motor o generador está en buenas condiciones si cumple con la Tabla 2 de la IEEE 43 – 2000, ver Figura 10.

**Figura 10.** Tabla para evaluación del estado del índice de polarización dependiendo de la clase de aislamiento

**Table 2—Recommended minimum values of polarization index for all machine components<sup>a</sup> insulation classes per IEC 60085-01: 1984**

Thermal class rating	Minimum <i>PI</i> .
Class A	1.5
Class B	2.0
Class F	2.0
Class H	2.0

<sup>a</sup>The P.I. test is not applicable to noninsulated field windings (see 12.2.1).

IEEE 43 Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery p. 22

De la tabla anterior se puede observar que el valor del índice de polarización depende del tipo de barniz.

En el caso de los transformadores de potencia los valores de índice de polarización no son tan altos como los de motores y generadores, la siguiente tabla muestra los valores típicos para transformadores.

**Tabla 1** Guía de evaluación del índice de polarización

Condición	Índice de Polarización
Peligroso	Menos a 1.0
Pobre	1.0 -1.1
Cuestionable	1.1 – 1.25
Aceptable	1.25 – 2.0

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 250

La Tabla 1 muestra los índices de polarización con la correspondiente condición según el Transformer Maintenance Institute que proporciona un diagnóstico acertado para la evaluación del índice de polarización. Otro criterio más exigente para la evaluación del estado del barniz es que se muestra a continuación.

**Tabla 2** Evaluación del índice de polarización

Condición del aislamiento	Relación 10/1 Min
Riesgosa	Menor que 1
Pobre	Menor que 1.5
Cuestionable	De 1.5 a 2.0
Dudosa	De 2.0 a 3.0
Buena	De 3.0 a 4.0
Excelente	Por encima de 4.0

Fuente: Diagnóstico y Mantenimiento de Transformadores en Campo. P. 63

La Tabla 2 muestra un criterio más riguroso en lo técnico y muestra criterios de diagnósticos y parámetros de evaluación más amplios.

Al realizar la prueba la temperatura del bobinado debe estar por debajo de 40 °C, pero por encima de la temperatura ambiente. Esto reduce la posibilidad de condensación, disminuyendo la corriente superficial de fuga. La corriente superficial de fuga es usualmente una consecuencia de humedad en la caja de conexiones.

### **Causas de Problemas**

- Condensación
- Humedad
- Envejecimiento
- Cristalización
- Pérdida de capa aislante

### **Modos de Falla**

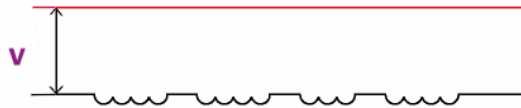
- Pérdida de la característica física del barniz y por tanto pierde su rigidez dieléctrica; poniendo en riesgo la integridad del equipo dada la posibilidad que con el tiempo se pierda totalmente la capacidad aislante del esmalte.

#### 2.1.4 Alto Potencial (HIPOT)

### **Características Principales**

Esta prueba aplica a motores y generadores, no es común usarla en generadores. El propósito de esta prueba es elevar el potencial con respecto de masa.

Figura 11. Aumento de nivel de tensión en un bobinado



Fuente: Propia

## Principios de Funcionamiento

- Consiste en la aplicación de un voltaje DC a los devanados de la máquina; usualmente a más de dos veces el voltaje de operación de esta.
- El propósito de esta prueba es examinar que el aislamiento del sistema con respecto a masa, tiene la capacidad de soportar esta tensión, sin presentar una alta corriente de fuga.
- Al igual que las pruebas de resistencia de aislamiento y la de índice de polarización, se aplica un voltaje DC a los devanados de la máquina.

## Ejecución de la Prueba

Se debe poner uno de los terminales del equipo a una de las fases de la máquina eléctrica a probar y el otro terminal a su correspondiente puesta a tierra del equipo bajo ensayo. Una vez realizado esto, se aplica el siguiente nivel de tensión para mantenimiento.

### Ecuación 4 Tensión de prueba para mantenimiento

$$Tensión\ de\ Prueba = (2 \times Tensión_{Nominal} + 1000\ V) \times 0,65 \dots 0,75$$

Fuente: IEEE 95 Recommended Practice for Insulation Testing of AC Electric Machinery (2300 V and Above) With High Direct Voltage. p. 22

La anterior ecuación significa que la tensión de prueba de alto potencial, para una rutina de mantenimiento para motores y generadores debe ser realizada a dos veces la tensión nominal más 1000 Volts, y dependiendo del nivel de confiabilidad que se desee este valor debe ser multiplicado entre el 65 al 75 % según criterio.

## Ejemplo 1

Prueba de alto potencial para un motor de 480 Volts ac

$$\text{Tensión de Prueba} = (2 \times 480 \text{ V} + 1000 \text{ V}) \times 0,65$$

$$\text{Tensión de Prueba} = 1274 \text{ V}$$

Como la mayoría de medidores de aislamiento son de tipo digital, las tensiones de salida que tienen programadas típicamente son las siguientes: 250 V, 500 V, 1000 V, 2500 V, 5000 V, 7500 V y 10000 V.

Se debe tener la precaución ajustar la salida de voltaje de prueba a modo de ajuste de voltaje manual, con el fin de llegar a un valor de tensión tan cercano en lo posible al calculado.

Aplicar el potencial de prueba durante **1 minuto**.

La clave de la prueba es observar que la corriente de fuga se incrementa más rápidamente que el incremento de la tensión aplicada al devanado.

Las altas corrientes de fuga son una muestra del debilitamiento o daño del aislamiento con respecto a masa.

### **Valores de Aceptación**

A diferencia de las pruebas anteriormente mencionadas esta prueba es de carácter cualitativo y no cuantitativo. Se considera, que si el bobinado es capaz de soportar la tensión durante el tiempo de ejecución de la prueba, el bobinado se diagnostica en buen estado.

A continuación se listan algunas características, que indican que el bobinado no pasará la prueba de alto potencial:

- Rápido aumento de la corriente de fuga.
- Indicación de alta corriente de fuga en el medidor de aislamiento o en el equipo de prueba de alto potencial.
- Al ejecutar la prueba la tensión decae abruptamente.

### **Causas de Problemas**

- Debilidad del aislamiento entre cuñas y ranuras.
- Debilidad o envejecimiento del papel de las ranuras.
- Problemas en conductores de la caja de conexiones.

### **Modos de Falla**

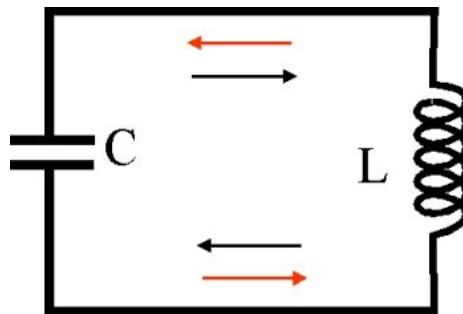
- Falla del aislamiento.

### 2.1.5 Impulso (SURGE)

#### Características Principales

La prueba está fundamentada en un circuito inductivo-capacitivo en paralelo (circuito LC), conocido también como un circuito tanque. Donde la inductancia (L) está formada por las bobinas del motor y la capacitancia (C) es formada por capacitores internos del medidor.

Figura 12. Circuito Tanque



Fuente: <http://www.natureduca.com/blog/una-practica-emisora-de-bolsillo-1%C2%AA-parte/>

**Ecuación 5.** Frecuencia de oscilación del voltaje de surge

$$F = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

L= Inductancia  
C= Capacitancia

Fuente: IEEE 522 para ensayo del aislamiento entre espiras en bobinas estáticas conformadas de máquinas rotativas de corriente alterna. p. 16

#### Principios de Funcionamiento

El circuito equivalente entre el generador de impulso de alta frecuencia y la máquina eléctrica a probar es conocido como un circuito tanque, donde la inductancia es la propia del devanado de la máquina bajo prueba y la capacitancia es constante y es puesta por los condensadores internos del generador de

impulso (los condensadores de este tipo de equipos son cerámicos y por tanto su capacitancia es constante en el tiempo).

Dicho circuito tanque se representa en la pantalla del generador de impulso. Dado que el equipo inyecta impulsos de alta frecuencia por dos fases simultáneamente, con el fin de comparar las formas de onda, las cuales deben ser superpuestas (el observador debe ver como si fuera una sola forma de onda); cualquier cambio en la inductancia de alguna de las fases inyectadas hará desplazar hacia la derecha la forma de onda, causando una discrepancia en las formas de onda y es en ese momento que se pueden identificar los diferentes modos de falla asociados a este ensayo.

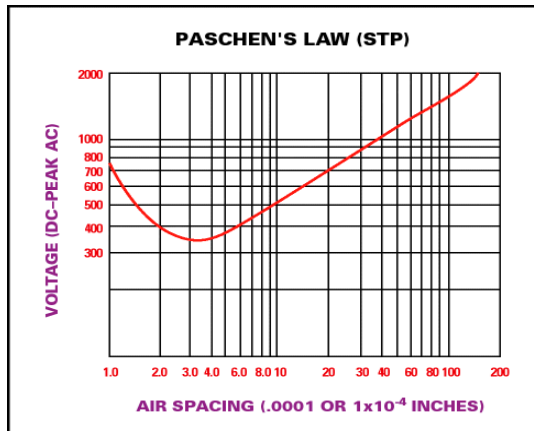
### **Ejecución de la Prueba**

Idealmente se debe ejecutar este ensayo en taller con el motor o generador desarmado y con el rotor desacoplado del estator, esto con el fin de evitar efecto rotórico (es un efecto capacitivo que causa el rotor sobre el estator haciendo que las formas de onda se desplacen mostrando una falla inexistente). Se conecta la tierra del generador de impulso a masa y se conectan las tres puntas del generador a cada una de las fases de alimentación del estator del generador o motor a probar, se ejecuta la prueba y se observa en la pantalla del equipo la forma de onda obtenida. Si el equipo es análogo se debe tomar fotografía del resultado y si es un equipo digital este genera el reporte.

Con el fin de que se pueda ejecutar la prueba de manera rigurosa, se debe tener en cuenta, que los niveles de tensión de prueba deben superar la ley de PASCHEN; esto es que la tensión mínima de prueba debe ser de 350 V.

La ley de PASCHEN establece que para la aparición de arco eléctrico es necesario 350 V pico y un espaciamiento de  $3 * 10^{-4}$  pulgadas, entre elementos bajo prueba. Ver Figura 13.

**Figura 13.** Ley de Paschen



Fuente: Curso Baker Instruments Co. Pruebas Off-Line

El nivel de voltaje a aplicar para pruebas de mantenimiento e inspección es del 75% del voltaje nominal del motor o generador bajo estudio<sup>9</sup>.

### Valores de Aceptación

El ensayo de impulso es una prueba cualitativa, su forma de aceptación es si las formas de onda de vista entre las fases 1-2, 2-3 y 3-1; estén superpuestas, cuando sucede lo anterior se considera que el bobinado está bien y no tiene defectos vuelta a vuelta.

Un criterio muy matemático es el uso del EAR (error área ratio) que evalúa las formas de onda obtenidas durante la prueba de surge de la siguiente manera:

**Ecuación 6.** Ecuación del EAR

$$EAR_{1-2} = \frac{\sum_{i=1}^{Npts} Abs(F_i^{(1)} - F_i^{(2)})}{\sum_{j=1}^{Npts} Abs(F_j^{(1)})}$$

Fuente: Curso Baker Instruments Co. Pruebas Off-Line

La ecuación anterior muestra que los valores significativos de la onda uno, menos los valores significativos de la onda dos; deberían dar cero en el caso ideal; sin embargo si esta diferencia o es cero, la prueba indica que hay debilitamiento del aislamiento vuelta a vuelta.

<sup>9</sup> IEEE Guide for Testing Turn Insulation of Form-Wound Stator Coils for Alternating-Current Electric Machines. IEEE 522. EU: 2004. 7 p.

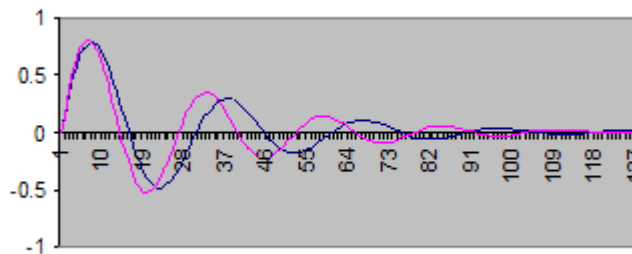
De lo anterior se hace hincapié en lo siguiente:

- EAR es muy sensible a pequeñas diferencias entre las dos formas de onda. 2 formas de onda idénticas para el ojo humano pueden tener aprox. 4% EAR.
- EAR > 10% normalmente indica un problema del aislamiento entre espiras.

Es importante mencionar que el rotor puede generar un efecto capacitivo, conocido como efecto rotórico, que desplaza una de las ondas hacia la derecha. Esto se puede mitigar, moviendo el rotor suavemente con las manos durante la ejecución de la prueba.

Para efectos prácticos, si se asegura que no hay efecto rotórico; simplemente con no coincidencia de ondas se puede asegurar, que el bobinado tiene algún problema entre espiras.

**Figura 14.** Gráfico de ondas de surge de bobinado con problemas



Fuente: Curso Baker Instruments Co. Pruebas Off-Line

En la Figura 14 se aprecia el gráfico de la prueba de surge a un devanado con problemas; debido al desplazamiento de la onda azul hacia la derecha y el rizo que se observa en el segundo periodo; posiblemente por efecto corona en pequeñas bobinas.

**Nota:** Para motores o generadores que han sido reparados o se han adquirido nuevos, es recomendable hacer la prueba de impulso (surge), a un nivel de tensión que supere fácilmente la ley de Paschen. Usualmente se usa 2 veces la tensión nominal más 1000 V y el resultado se puede multiplicar por un valor entre 1.2 a 1.7; dependiendo del nivel de confiabilidad que se desee para la máquina bajo prueba.

### Causas de Problemas

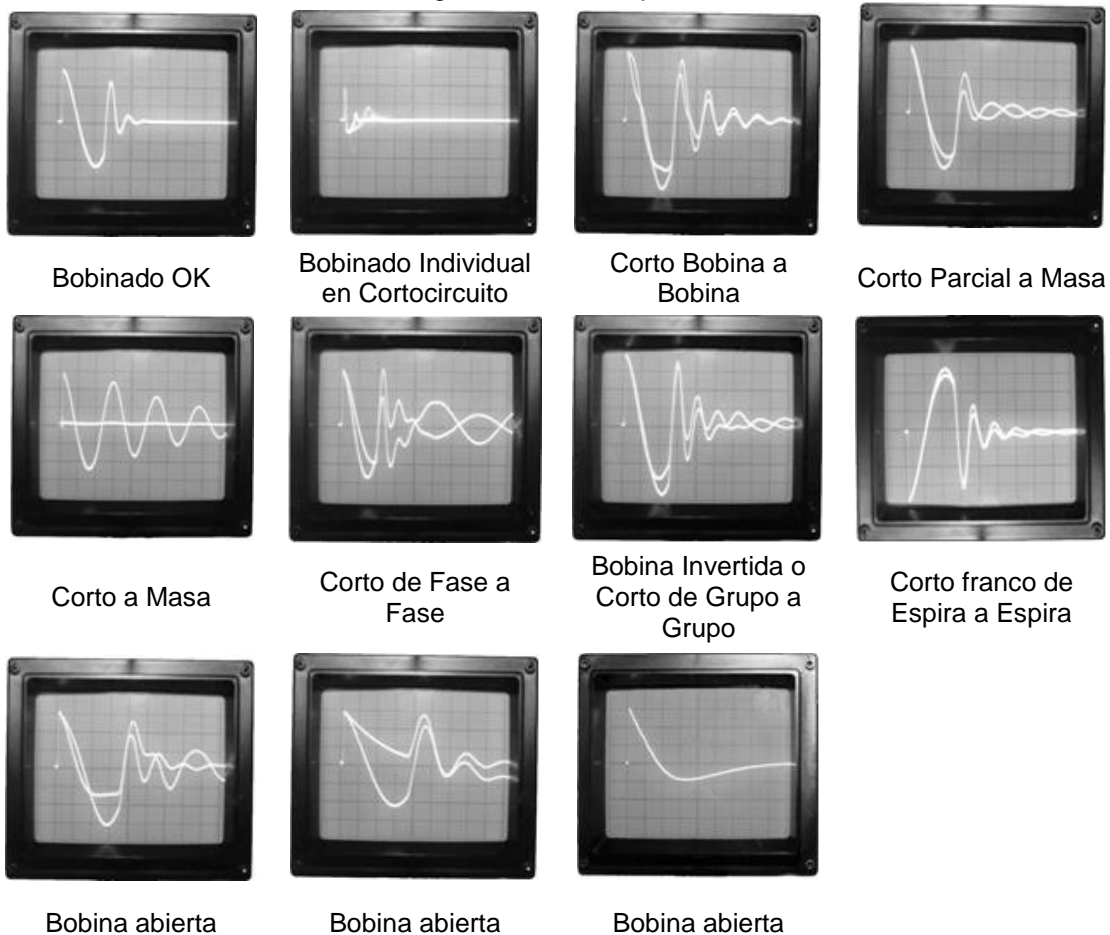
Debilidad entre espiras (aislamiento vuelta a vuelta).

### Modos de Falla

Algunas de las fallas típicas se muestran en la Figura 15. Estas formas de onda son propias para estatores trifásicos, conectados en "Y". Estos gráficos son referencia para asociar un patrón de onda característico con un tipo de falla.

Nota: Variaciones de estas formas de onda son de esperar. No considere estas formas de onda como absolutas. Recuerde que debido a la variedad de bobinados de motores y conexiones que existen, cada bobinado de motor tendrá su propio patrón característico.

Figura 15. Fallas Típicas



Fuente: Curso Baker Instruments Co. Guia de Fallas Tipicas.

### 2.1.6 Relación de Transformación (TTR)

## **Características Principales**

Esta prueba aplica a transformadores y mide la relación de transformación entre dos devanados, con el fin de comprobar la existencia de cortos entre espiras, daños en el conmutador, posiciones incorrectas del conmutador y permite comprobar el grupo de conexión del transformador<sup>10</sup>.

## **Principios de Funcionamiento**

La tensión nominal o la relación de transformación que existe en placa se determina por el número de vueltas del devanado primario y secundario, por lo tanto la relación de espiras o vueltas entre el primario y el secundario es igual a la relación entre las tensiones primaria y secundaria.

La relación de espiras no dice cuántas vueltas de cobre tiene el lado primario o lado secundario de un transformador, simplemente dice la relación.

## **Ejecución de la Prueba**

Esta prueba puede ejecutarse de dos maneras. Un método es aplicar la tensión conocida por uno de los lados del transformador y medir la tensión inducida en otro devanado. En transformadores trifásicos conectados en estrella se puede aplicar la prueba aplicando una tensión monofásica, se recomienda una tensión de por lo menos del 10% de la tensión nominal cuando se utilice este método. Desafortunadamente el uso de este método no es práctico.

El segundo método que es el más conocido, se realiza con un equipo de prueba de relación de transformación; conocido como Turn Test Ratio (TTR). Este equipo tiene un generador interno para suministrar el potencial de prueba a un transformador de referencia en el propio instrumento y al devanado de bajo tensión del transformador bajo prueba, (estos equipos inyectan muy bajas tensiones) lo que lo hace un método de prueba seguro y práctico.

A continuación en la Figura 16 se muestra el cálculo de la relación de transformación, para diferentes grupos de conexión de transformadores trifásicos:

Nomenclatura:

---

<sup>10</sup> GALLO, Ernesto. DIAGNÓSTICO y mantenimiento de Transformadores en Campo. Bogotá: ACIEM, 2005. 65 p.

A.T: Alta Tensión.  
 B.T: Baja Tensión.  
 D: triángulo A.T.  
 Y: estrella A.T.  
 d: triángulo B.T.  
 y: estrella B.T.  
 #: 30° de desfasaje de UL A.T. respecto de UL B.T.

Figura 16. Relación de transformación para diferentes tipos de transformadores

INDICE DE DESFAJAJE	SÍMBOLO DE ADOPLAMIENTO	DIAGRAMA FASORIAL		ESQUEMA DE CONEXIONES		RELACION DE TRANSFORMACION
		ALTA TENSION	BAJA TENSION			
0 (0°)	Dd0					$\frac{N_1}{N_2}$
	Yy0					$\frac{N_1}{N_2}$
	Dz0					$\frac{2}{3} \frac{N_1}{N_2}$
5 (150°)	Dy5					$\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$
	Yd5					$\sqrt{3} \frac{N_1}{N_2}$
	Yz5					$\frac{2}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$

6 (180°)	Dd6			$\frac{N_1}{N_2}$
	Yy6			$\frac{N_1}{N_2}$
	Dz6			$\frac{2 N_1}{3 N_2}$
11 (330°) (-30°)	Dy11			$\frac{1}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$
	Yd11			$\sqrt{3} \frac{N_1}{N_2}$
	Yz11			$\frac{2}{\sqrt{3}} \frac{N_1}{N_2}$

Fuente: UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SUR - DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELECTRICA Y DE COMPUTADORAS - AREA 4 – CONVERSIÓN ELECTROMECÁNICA DE LA ENERGÍA (Cod.2551), N.de C. – Teoría: Transformadores trifásicos - Grupo - Ing.José Hugo Argañaraz, Prof.Adjunto

### Valores de Aceptación

La relación de transformación medida se debe comparar con la relación de transformación nominal y este valor no debe ser superior al  $\pm 0.5\%$ <sup>11</sup>.

### Causas de Problemas

- Malas conexiones internas.
- Ajustes incorrectos de los tomas.
- Errores en el conteo de espiras.
- Terminales identificados incorrectamente.

### Modos de Falla

- Espiras cortocircuitadas.
- Fallas en los cambiadores de tomas.
- Malos contactos en las uñas de contacto del cambiador de toma.

<sup>11</sup> IEEE Standard for Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. IEEE C57.12.00. EU: 2007. 67 p.

## 2.1.7 Factor de Potencia

### **Características Principales**

El factor de potencia es un indicador de la calidad del aislamiento. Cualquier devanado de un transformador se encuentra separado de los otros devanados y de las partes puestas a tierras mediante aislamiento sólido. El aislamiento de la celulosa del transformador forma una red de capacitancias entre el devanado primario y tierra, el devanado primario y el devanado secundario, y el devanado secundario y tierra.

Este ensayo es muy sensible a la presencia de agua y productos de oxidación generados por el aceite que se deposita en los espacios reticulares del aislamiento sólido a base de celulosa facilitando caminos a las corrientes de fuga, aumentando la disipación de potencia; por lo cual se genera calor y pérdidas dieléctricas. Lo anterior es completamente compatible con los resultados buenos o malos que se hayan obtenido en las pruebas ADFQ (Análisis dieléctrico físico-químico) al aceite del transformador. En otras palabras, si en estas pruebas se ha encontrado que el papel aislante tiene un alto contenido de agua y/o que el índice de calidad es bajo, lo coherente es que se tenga un valor de potencia alto.

Esta prueba también es aplicable a generadores eléctricos.

### **Principios de Funcionamiento**

Si el sistema de aislamiento fuese perfecto (condición teórica) la corriente de fuga a masa sería 0 por tanto; el factor de potencia calculado también sería 0. Mientras mayor sea el camino para la corriente fuga, mayores serán las pérdidas para el sistema de aislamiento.

Esto se debe a la potencia de pérdidas del tipo  $I^2R$ , tal como se calcula mediante la ley de Ohm, si toda la potencia de entrada se perdiese el factor de potencia sería 100%.

### **Ejecución de la Prueba**

Al conectar el equipo al transformador se deben realizar 4 ensayos para determinar las pérdidas del factor de potencia en el transformador, dichos ensayos son los siguientes:

Energizando el lado de alta y poner a tierra el bobinado de baja, este ensayo se conoce como  $C_H + C_{HL}$ , el segundo ensayo es energizar el lado de alta y poner con la protección de guarda el lado de baja, este ensayo se conoce como  $C_H$ , el tercer ensayo es energizando el lado de baja y poniendo a tierra el lado de alta  $C_L + C_H$  y el cuarto ensayo se hace energizando el lado de baja y poniendo el lado de alta

con la protección de guarda, este ensayo se conoce como  $C_L$ , se realizan otros cálculos que son la prueba 1 menos la prueba 2, que da como resultado  $C_{HL}$  y el ensayo 3 menos el ensayo 4 da como resultado el  $C_{LH}$ .

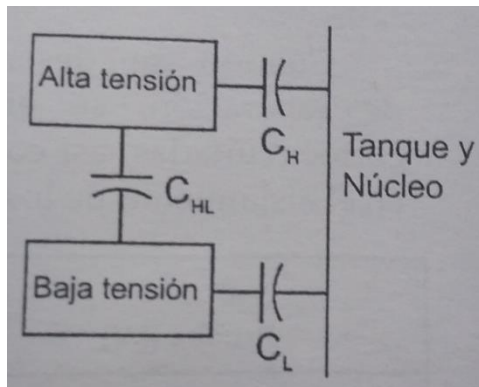
**Tabla 3** Tabla de Prueba

Prueba	Energizado	Puesto a tierra	Protección (guarda)	Medir
1	H	L	-	$C_H + C_{HL}$
2	H	-	L	$C_H$
3	L	H	-	$C_L + C_H$
4	L	-	H	$C_L$
5	Prueba 1 – Prueba 2			$C_{HL}$
6	Prueba 3 – Prueba 4			$C_{LH}$

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 232

La Figura 17 muestra las capacitancias al interior de un transformador y da una idea más clara de lo expuesto en la Tabla 3.

**Figura 17.** Capacitancia al Interior de un Transformador



Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 232

### Valores de Aceptación

- Los transformadores nuevos tienen factores de potencia de 0.5% o menos
- Transformadores inmersos en aceite modernos que han estado en servicio se acepta el valor de factor de potencia hasta 1%.

### Causas de Problemas

- Agua en el aceite
- Degradación del aislamiento sólido del transformador.

### **Modos de Falla**

Alto factor de potencia porque hay alta corriente de fuga a masa y bajo aislamiento.

## **2.2 ANÁLISIS DE ACEITES**

### **2.2.1 Pruebas ADFQ**

Son conocidas como las pruebas de análisis dieléctrico fisicoquímico, y son ensayos útiles que sirven como “supervisores” del estado del aceite en transformadores que están en operación. Este juego de 8 pruebas no deben ser tomadas por sí solas. Es necesario tener en cuenta el paquete de las 8 pruebas.

- Rigidez dieléctrica.
- Número de neutralización.
- Tensión Interfacial.
- Color.
- Contenido de agua.
- Gravedad específica.
- Contenido de inhibidor.
- Factor de potencia.

#### Rigidez Dieléctrica

### **Características Principales**

Es útil como primer indicio de presencia de contaminantes como agua, impurezas, fibras de celulosa o partículas conductoras que estén presentes en el aceite. El objetivo principal de esta prueba es la de determinar la capacidad del aceite para soportar esfuerzos eléctricos.

### **Principios de Funcionamiento**

Aparición de arco eléctrico entre dos electrodos sean planos o semiesféricos, cuando el medio aislante entre ellos es aceite dieléctrico.

## Ejecución de la Prueba

Existen dos formas de realizar la prueba, la primera es el método normalizado ASTM D 877 y el ASTM D 1816

- ASTM D 877: Mediante una celda que tiene dos electrodos planos separados 0.1 pulgadas; ambos electrodos se someten a un potencial eléctrico progresivo estable hasta que se produzca una descarga de un electrodo a otro a través del aceite que se está analizando. La tensión en los electrodos se aumenta 3000 Voltios cada segundo hasta que ocurre la descarga. Los valores típicos para transformadores que están en servicio varían entre 30 a 60 kV.
- ASTM D 1816: Utiliza electrodos de disco semiesféricos, según las normas alemanas VDE (Verband Deutscher Elektrotechniker). El método se ejecuta en una de las dos separaciones establecidas, 1 mm (0.04 pulgadas) y/o 2 mm (0.08 pulgadas) este método es más sensible a la humedad y a los compuestos polares.

El incremento de tensión en este método es menor a 500 V/s y la celda cuenta con un agitador motorizado el cual se encarga de revolver el aceite con el fin de que este fluya entre los dos electrodos, arrastrando así las partículas suspendidas hasta el espacio de separación entre estos, de esta manera la utilización de este método es más contundente.

## Valores de Aceptación

**Tabla 4** Tensión de ruptura dieléctrica método ASTM D 877 con electrodos planos

	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
Kilovoltios (kV)	≥ 30 kV	< 30 kV ≥ 25 kV	< 25 kV

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 134

**Tabla 5** Tensión de ruptura dieléctrica ASTM D 1816 separación de 1 mm

Clase de tensión del equipo	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
≤ 69 kV	≥ 23 kV	< 23 kV ≥ 18 kV	< 18 kV
> 69 kV < 230 kV	≥ 28 kV	< 28 kV ≥ 23 kV	< 23 kV
≥ 230 kV	≥ 30 kV	< 30 kV ≥ 25 kV	< 25 kV

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 135

**Tabla 6** Tensión de ruptura dieléctrica ASTM D 1816 separación de 2 mm

Clase de tensión del equipo	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
≤ 69 kV	≥ 40 kV	< 40 kV ≥ 35 kV	< 35 kV
> 69 kV < 230 kV	≥ 47 kV	< 47 kV ≥ 42 kV	< 42 kV
≥ 230 kV	≥ 50 kV	< 50 kV ≥ 45 kV	< 45 kV

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 135

## Causas de Problemas

Sustancias contaminantes en el aceite dieléctrico como:

- Agua.
- Impurezas.
- Fibras de celulosa.
- Partículas conductoras.

## Modos de Falla

Perdida de la integridad de las empaquetaduras de los radiadores, empaquetaduras de los bujes de alta y baja, filtros de sílica saturados y todo aquello que viole la hermeticidad del transformador.

### Contenido de Agua

## Características Principales

Este ensayo trata de identificar la cantidad de humedad inmersa en el aceite; dado que la humedad es una de las principales preocupaciones en el aislamiento sólido y líquido, dado que envejece el sistema de aislamiento del equipo lo que conlleva a una reducción de la vida útil del equipo.

## Principios de Funcionamiento

Esta prueba se puede realizar con diferentes métodos, pero el más usado por su precisión y practicidad es el método de titulación colurométrica de Karl Fischer,

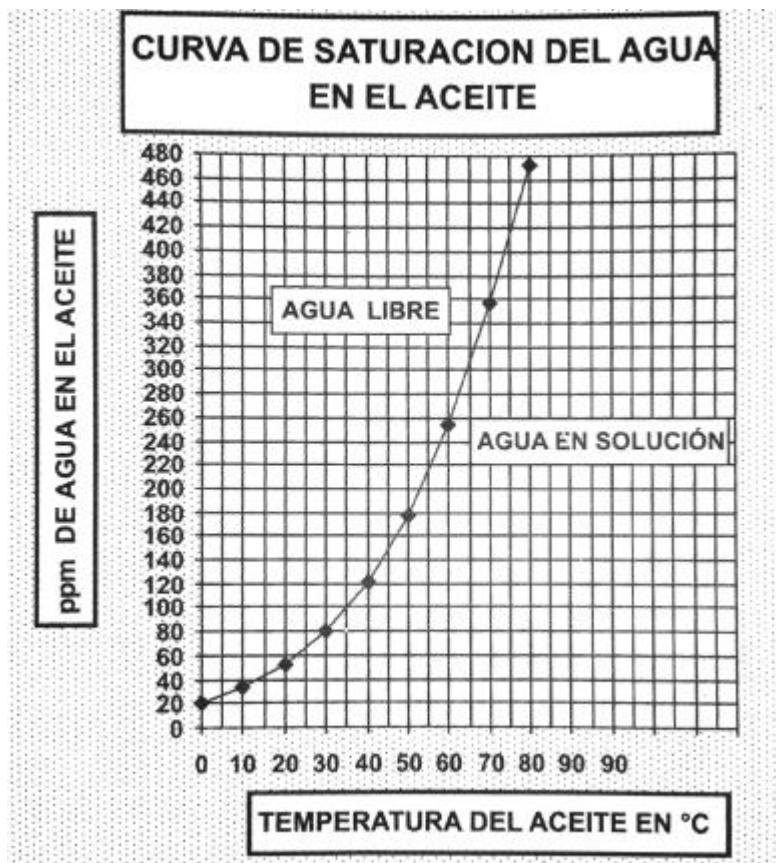
método automático que da información directa de partes por millón de contenido de agua en el aceite.

### **Ejecución de la Prueba**

La generación de Yodo en el reactivo Karl Fischer, es un indicador directo de agua en la muestra de aceite, terminándose la reacción en el momento que se consume la totalidad del agua presente. El equipo mide la carga electrostática en coulombs generada por la reacción y traduce dicho valor a partes por millón (ppm) de agua dando así al aparato la información del peso de la muestra en miligramos, efectuando dicho peso en una balanza analítica de buena precisión.

### **Valores de Aceptación**

Figura 18 Curva de saturación del agua en el aceite



Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 41

**Tabla 7** Prueba ASTM D 1533

	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
Partes por millón (ppm)	< 30 ppm	30 – 34.9 ppm	≥ 35

Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 37

Otro método para la evaluación de la humedad por peso seco es el que sugiere la norma IEEE C57.106-202, que hace distinción de los equipos según la clase de tensión primaria y da rangos de criticidad de la letra A a la letra E, donde la letra A significa que el proceso de envejecimiento acelerado no ha comenzado aún, para el rango D significa que aquí se tiene una cantidad de humedad el cual es práctico eliminarla sin costos exagerados.

**Tabla 8** Humedad porcentual por valores de peso seco

Clase de tensión	A	B	C	D	E
≤ 69 kV	0% a	1.26% a	2.01% a	2,51% a	4.01% y

	1,25%	2 %	2.50%	4%	más
> 69 kV	0% a	0.86% a	1.36% a	1.71% a	2.66% y
< 230 kV	0.85%	1.35%	1.70%	2.65%	mas
≥ 230 kV	0% a	0.56% a	0.86% a	1.06% a	1.71 % 7
	0.55%	0.85%	1.05%	1.70%	mas

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 119

## Causas de Problemas

Agua presente en forma libre: Baja sensiblemente la rigidez dieléctrica y transfiere humedad a la celulosa, esta condición se da por falta de hermeticidad en el transformador o condensación sucesiva por debajo de la curva de saturación<sup>12</sup>.

Agua presente en suspensión: También conocida como oclusa (por debajo de la curva de saturación), puede o no afectar la rigidez, pero acelera la formación de compuestos polares que va a intervenir en la oxidación del aceite. Cuando está cerca a la curva de saturación tiene una apariencia lechosa, también puede suceder que este alejada de la curva de saturación y hace que el aceite tenga una apariencia cristalina. Cuando hay presencia de celulosa y contaminantes polares, incluidos los productos de oxidación, el agua tiende a pegarse a estos contaminantes y es absorbida por ellos, lo que hace que el aceite se oxide<sup>13</sup>.

## Modos de Falla

Falta de hermeticidad en el transformador.

### Número de Neutralización (Norma ASTM D 974)

## Características Principales

El número de neutralización se utiliza para evaluar las condiciones del aceite del transformador, utilizando hidróxido de potasio para calcular la acidez de los compuestos que hay en el interior del aceite. Un bajo contenido de acidez en un aceite aislante es necesario para minimizar la conducción eléctrica y la corrosión del metal y para maximizar la vida del sistema de aislación. Es por excelencia la prueba de envejecimiento del aceite aislante

## Principios de Funcionamiento

<sup>12</sup> GALLO, Ernesto. DIAGNÓSTICO y mantenimiento de Transformadores en Campo. Bogotá: ACIEM, 2005. 41 p.

<sup>13</sup> GALLO, Ernesto. DIAGNÓSTICO y mantenimiento de Transformadores en Campo. Bogotá: ACIEM, 2005. 41 p.

Esta prueba mide el incremento de la acidez orgánica durante la oxidación de los aceites y tiene correlación con la tensión interfacial ya que los compuestos ácidos son polares.

### Ejecución de la Prueba

La prueba ASTM D 974, es la prueba de laboratorio más utilizada, en particular, se determina mediante el cambio de color de un indicador ácido/base colocado en el recipiente de reacción. El indicador que se utiliza generalmente es de apariencia incolora cuando no hay exceso de material alcalino (base) en el recipiente de la reacción. En presencia de exceso de hidróxido de potasio (KOH) cambia a rosado. El dispositivo de titulación sigue añadiendo pequeñas cantidades de KOH hasta que la mezcla de aceite y el indicador toman una coloración rosada. Luego, una operación simple entre la cantidad de KOH utilizado como reactivo y el peso de la muestra da como resultado el número de acidez.<sup>14</sup>

### Valores de Aceptación

**Tabla 9** Prueba ASTM D 974 Valores de número de neutralización

	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
Mg KOH/g en la muestra	$\leq 0.05$	$> 0.05$ $\leq 0.10$	$> 0.10$

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 123

### Causa de Problemas

Presencia de productos ácidos, que surgen por las reacciones químicas que se generan al ingresar humedad al aceite del transformador. El comportamiento del número de neutralización depende en gran parte del contenido de inhibidores, naturales (compuestos aromáticos) y/o sintéticos (DBP o DBPC), y por lo tanto es explicable que tenga un comportamiento muy plano en los primeros años de trabajo dentro del aceite del transformador.

El contenido de aromáticos y más expresamente el de inhibidores sintéticos está limitado, esta condición explica que cuando se extinguen estos compuestos en razón que son los primeros que se degradan, se acelera el proceso de oxidación de las bases fundamentales del aceite (bases isoparafínica y nafténica), tomando dicha aceleración una característica exponencial, generando en corto tiempo

<sup>14</sup> HORNIG, Mike et. al. GUÍA para el mantenimiento del Transformador. EU: Transformer Maintenance Institute, 2005. 123 p.

ácidos grasos pesados y lodos que, como se explicó, constituyen un factor altamente negativo para el papel aislante.<sup>15</sup>

### **Modos de Falla**

- Degradación de las características de físico-químicas del aceite.
- Reacciones químicas que pueden afectar el papel.

### Tensión Interfacial (TIF)

### **Características Principales**

Los materiales que no se mezclan ponen una superficie o interfaz cuando se ponen en contacto. Dentro de un transformador esto sucede cuando se mezcla el aceite y el agua, una barrera real que obliga a ejercer cierta fuerza para mover un objeto de una fase a otra. La resistencia que ejerce la barrera entre el aire y el agua se conoce como tensión superficial, mientras que la barrera entre el aceite y del agua se conoce como tensión interfacial. Un aceite limpio, nuevo y bien refinado presenta una TIF relativamente elevada. A medida que el aceite envejece y se oxida, los compuestos polares que se forman por la oxidación debilitan la interfaz y reducen la tensión interfacial.

Es una prueba sensible a la aparición de los primeros compuestos hidrofílicos o contaminantes polares solubles, productos del proceso de oxidación que se está desarrollando incipientemente en el aceite y con mayor razón a los compuestos ácidos pesados que se generan en las etapas avanzadas de la degradación. Dichos compuestos hidrofílicos y ácidos tiene afinidad con el agua y el aceite, y por tanto su presencia hace bajar su tensión interfacial desde sus reacciones iniciales.

### **Principios de Funcionamiento**

Es la fuerza necesaria para separar un anillo de platino iridio de un fluido. En otras palabras es la fuerza que se aplica hacia arriba para separar este anillo de la interface aceite-agua, mediante el uso de una balanza de tensión llamada tensiómetro.

---

<sup>15</sup> GALLO, Ernesto. DIAGNÓSTICO y mantenimiento de Transformadores en Campo. Bogotá: ACIEM, 2005. 46 p.

## Ejecución de la Prueba

Método del anillo según ASTM D 971<sup>16</sup>: El procedimiento básico de este método supone medir la cantidad de fuerza que se requiere para mover un anillo de platino de dimensiones conocidas de la fase agua a la fase aceite. Se necesita un tensiómetro de precisión para medir exactamente la cantidad de fuerza y convertirla en la medida de tensión equivalente basada en las dimensiones del anillo. El anillo del tensiómetro se inserta en el vaso precipitado, debajo de la interfaz en la fase de agua, la plataforma se baja lentamente, lo cual hace que el anillo se mueva de la fase agua a la fase aceite. El lento movimiento del anillo distorsiona la interfaz, lo que básicamente hace que el agua se extienda hacia el aceite. Finalmente, la extensión en la interfaz exceda la resistencia de la barrera y se rompe la interfaz. El valor que aparece en la escala del tensiómetro, en el momento de la ruptura es la lectura directa de la tensión interfacial.

Método de la gota de agua según ASTM D 2285<sup>17</sup>: El método equivalente de la gota de agua empuja agua destilada de una jeringa de precisión a través de una aguja insertada en la muestra del aceite. El tamaño de la gota de agua que permanezca suspendida, sin separarse del agua y caer al fondo del recipiente, está directamente relacionado con los valores de tensión interfacial (TIF) del aceite.

## Valores de Aceptación

**Tabla 10** Valores de tensión superficial (TIF)

	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
mN/m (dina/cm)	≥ 32	< 32 ≥ 28	< 28

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 127

## Causas de Problemas

- Aparición de productos polares, productos ácidos por degradación química del aceite.
- Oxidación del aceite que hace que los compuestos polares que se forman por la oxidación debiliten la interfaz y por ende reduzcan la tensión interfacial

<sup>16</sup> HORNIG, Mike et. al. GUÍA para el mantenimiento del Transformador. EU: Transformer Maintenance Institute, 2005. 127 p.

<sup>17</sup> HORNIG, Mike et. al. GUÍA para el mantenimiento del Transformador. EU: Transformer Maintenance Institute, 2005. 129 p.

## **Modos de Falla**

Una baja tensión interfacial es resultado de una pérdida de calidad química del aceite, con la aparición de compuestos polares por oxidación por pérdida de hermeticidad en el interior del transformador.

### Color<sup>18</sup>

## **Características Principales**

Es una prueba cualitativa de apreciación visual, la cual incluye una estimación del color del aceite según la ASTM. Las normas que contemplan la prueba de color son la ASTM D 1500 y ASTM D 1524, el ASTM D 1500 se refiere a la determinación de los derivados del petróleo.

El método ASTM D 1524 se utiliza en campo, el cual incluye la estimación del color con las mismas tablas que se usan en la ASTM D 1500.

## **Principios de Funcionamiento**

Es una medida de luz transmitida. Se halla por comparación con patrones de color de ASTM, en un conjunto con los demás análisis indica cómo se desarrolla la oxidación del aceite dependiendo del color del aceite. Para que un aceite sea aceptable debe tener una apariencia clara y brillante libre de cualquier contaminación.

## **Ejecución de la Prueba**

Una muestra de aceite se somete a una apreciación visual para comprobar la opacidad, turbidez, partículas en suspensión, sedimentos visibles o lodos, carbón, agua libre o cualquier otra cosa que invalide como un aceite claro y homogéneo. Ambos métodos ASTM D 1500 y ASTM D 1524 suponen la comparación de una muestra de aceite con los vidrios normalizados y se selecciona el más cercano del 0.5 (el más claro) al 8 (el más oscuro).

---

<sup>18</sup> HORNIG, Mike et. al. GUÍA para el mantenimiento del Transformador. EU: Transformer Maintenance Institute, 2005. 130-132 p.

Figura 19 Muestras de aceite con diferente color



Fuente: <http://retroil.es.tl/transformer-diagnosis.htm>

## Valores de Aceptación

Tabla 11 Color ASTM

	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
Unidades adimensionales	$\leq 3.5$	-	$> 3.5$

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 131

## Causas Problemas

En sí misma la prueba de color no significa que un aceite de color oscuro este malo o que sí está claro se encuentre en buen estado, lo que se debe hacer es analizar las causa de los cambios de color de una aceite.

## Modos de Falla

El mal color del aceite raras veces afecta el desempeño del aceite en servicio. En general se analizan las causas en aceites con coloración muy oscura, al igual que si ocurren marcados cambios de coloración entre un periodo de muestreo de rutina y el siguiente.

## Gravedad Específica

### **Características Principales**

Es la relación existente entre la masa de un volumen dado de aceite y la masa de agua para ese mismo volumen. Es un examen rápido para detectar la presencia de contaminantes y para conocer el origen del aceite que se está evaluando (nafténico o parafínico). Esta prueba también es conocida como densidad relativa.

### **Principios de Funcionamiento**

Determinación de la gravedad específica en una muestra de aceite. Su utilidad radica en que sirve como criterio de identificación de la naturaleza de un aceite aislante. La densidad relativa no cambia cuando el aceite está en servicio puesto que el envejecimiento y la oxidación le afectan muy poco.

### **Ejecución de la Prueba**

Método normalizado ASTM D 1298<sup>19</sup>: Generalmente se hace referencia a la densidad relativa como “gravedad específica” (aunque no muy exacto). La densidad relativa es una propiedad física del aceite aislante y simplemente es la relación de la masa del mismo volumen de agua a igual temperatura. Se coloca aceite en un cilindro y se hace flotar en él un dispositivo llamado “higrómetro”, dado que es un dispositivo de cierto peso se hunde parcialmente en el aceite a probar. La superficie del “higrómetro” en una de las divisiones marcadas en su escala. Esa división marcada indica directamente la densidad relativa.

### **Valores de Aceptación**

**Tabla 12** Valores de aceptación Densidad Relativa

	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
Unidades adimensionales	0.84 a 0.91	< 0.84	> 0.91

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 130

### **Causas de Problemas**

---

<sup>19</sup> HORNIG, Mike et. al. GUÍA para el mantenimiento del Transformador. EU: Transformer Maintenance Institute, 2005. 129 p.

Presencia de contaminantes en el aceite, que aumentan el valor de la densidad específica del aceite, inclusive valores por encima de 0.91 puede ser que indique la presencia de policlorofluorocarbonados o bifenilospoliclorinados (PCB)

### **Modos de Falla**

La presencia de valores cercanos a 1 se requiere mayor análisis para determinar causas y se requiere la realización de otras pruebas complementarias.

### Contenido de Inhibidor

#### **Características Principales**

Prueba de suma importancia para conocer el contenido de inhibidores de oxidación en el aceite de transformadores de potencia. Por consiguiente el agotamiento del inhibidor es la primera indicación de que el transformador necesita mantenimiento.

#### **Principios de Funcionamiento**

Evaluación del contenido de los inhibidores en el aceite, el óxido consume el inhibidor, por lo que controlar el contenido de este para alargar la vida del aceite.

#### **Ejecución de la Prueba**

Existen dos métodos de prueba normalizados para detectar los inhibidores de oxidación que son diterciario-butil para-cresol  $C_{15}H_{24}O$  (DBPC) y el diterciario-butil fenol  $C_{14}H_{22}O$  (DBP).

ASTM D 2668: Utiliza un espectrómetro infrarrojo para determinar el contenido de inhibidor

ASTM D 4768: Utiliza cromatografía de gases

Ambos métodos llevan a resultados equivalentes, el contenido de inhibidor de oxidación se presenta como un porcentaje del peso del inhibidor en el aceite.

#### **Valores de Aceptación**

El nivel óptimo para el inhibidor de oxidación es de 0.3%

**Tabla 13** Contenido de inhibidor de oxidación

	Acceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inacceptable (IN)
--	-----------------	-------------------	-------------------

Unidades adimensionales	$\geq 0.2\%$	$\geq 0.1\%$ $< 0.2\%$	$< 0.1\%$
----------------------------	--------------	---------------------------	-----------

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 121

## Causas de Problemas

A mayor grado de acidificación del aceite, mayores serán los costos de un buen mantenimiento.

## Modos de Falla

La estabilidad a la oxidación del aceite depende gran parte del contenido del contenido de inhibidor.

El inhibidor tiene un ligero efecto negativo sobre el factor de potencia y la rigidez dieléctrica, lo que constituye una de las razones de la ASTM para limitar su máximo porcentaje por masa al 0.3%<sup>20</sup>.

### Factor de potencia

## Características Principales

Prueba confiable que indica contaminación en el aceite

## Principios de Funcionamiento

Es la potencia en Vatios disipada por el aceite dividida por la potencia total en voltamperios aplicada. Un aceite nuevo, limpio y seco presenta un valor bastante pequeño de factor de potencia. Para determinar un posible problema se observa con mayor atención los valores obtenidos a 100°C que los obtenidos a 25°C.

## Ejecución de la Prueba

La prueba de comprobación se realiza por lo general a dos temperaturas 25°C y 100°C. Los valores de factor de potencia son de muy poca magnitud y en ocasiones se muestra como porcentaje.

Se coloca el aceite en una celda de prueba la cual está formada por un cilindro interno y otro externo, con una pequeña separación entre ellos la cual se llena de aceite. Al energizar los dos cilindros con corriente alterna, la delgada película de

<sup>20</sup> GALLO, Ernesto. DIAGNÓSTICO y mantenimiento de Transformadores en Campo. Bogotá: ACIEM, 2005. 51 p.

aceite se ve sometida a la corriente alterna, lo cual origina las perdidas dieléctricas que pueden ser medidas por un instrumento y que se presenta bien como el factor de potencia del aceite o el factor de disipación de este.

### Valores de Aceptación

**Tabla 14** Valores del factor de potencia del líquido

	Aceptable (AC)	Cuestionable (CU)	Inaceptable (IN)
25°C	< 0.1%	≥ 0.1 % ≤ 0.3 %	> 0.3 %
100°C	< 3 %	≥ 3 % ≤ 4 %	> 4%

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 121

### Causas de Problemas

- La contaminación del aceite por causa de humedad o por muchos otros contaminantes aumentará el factor de potencia.
- El envejecimiento y la oxidación del aceite también elevaran el factor de potencia.

### Modos de Falla

- Activación de las protecciones a tierra.
- Descargas parciales al interior del transformador (efecto corona).

### 2.2.2 Cromatografía

#### Características Principales

Este análisis también se conoce como análisis de gases disueltos en el aceite. Esta técnica se basa en las fallas incipientes o avanzadas que se manifiestan en los transformadores y los gases que se presentan en dicha falla.

A medida que el transformador se ve sometido a esfuerzos eléctricos y térmicos se van generando gases combustibles en el transformador. Los materiales aislantes como el aceite y la celulosa, se descomponen como consecuencia de tales esfuerzos y producen gases.

Este método es muy importante porque ofrece evidencias tempranas de fallas que pueden detectarse con el análisis de gases disueltos y es un método cuantitativo y cualitativo.

Basados en lo anterior, los principales objetivos de esta técnica son<sup>21</sup>:

1. Monitorear los transformadores en servicio y obtener un aviso anticipado de una falla.
2. Supervisar una unidad en operación que se presume tiene una falla incipiente hasta lograr poder sacarla de servicio para su reparación o reemplazo.
3. Indicar la naturaleza y localización de la falla.
4. Asegurarse que un transformador recientemente adquirido no presente ningún tipo de falla durante el tiempo de garantía que da el fabricante.

Cuando el aislamiento de un transformador (aceite y papel tipo kraft) es sometido a condiciones anormales, tanto eléctricas como térmicas, el aceite se descompone liberando pequeñas cantidades de gases de bajo peso molecular, como el metano, etano, etileno, acetileno e hidrógeno. En el caso del papel se descompone liberando monóxido y dióxido de carbono, por lo anterior los gases a analizar dentro del estudio de cromatografía de gases son los siguientes:

**Tabla 15** Gases generados típicamente por fallas en el transformador\*

Nombre	Símbolo
Hidrógeno**	$H_2$
Oxígeno	$O_2$
Nitrógeno	$N_2$
Metano **	$CH_4$
Monóxido de carbono **	$CO$
Etano **	$C_2H_6$
Dióxido de carbono	$CO_2$
Etileno **	$C_2H_4$
Acetileno **	$C_2H_2$
* Aun cuando son detectables e identificables la presencia de propano ( $C_3H_8$ ), propileno ( $C_3H_6$ ) y butano ( $C_4H_{10}$ ) no se toman en cuenta en las metodologías de diagnóstico. ** Denota gas combustible	

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 149

## Principios de Funcionamiento

Es una prueba que se realiza en laboratorio donde se toma una muestra de aceite y se introduce en un cromatógrafo, con el fin de identificar el contenido en partes por millón de gases combustibles disueltos en el aceite.

<sup>21</sup> GALLO, Ernesto. DIAGNÓSTICO y mantenimiento de Transformadores en Campo. Bogotá: ACIEM, 2005. 68-69 p.

## Ejecución de la Prueba

Es necesario tomar la muestra de aceite mediante el uso de una jeringa hipodérmica de vidrio y siempre se debe tomar la muestra cuando el transformador tenga presión positiva. Es importante que la muestra sea tomada en un día cuyo ambiente sea seco, soleado y con temperatura mayor a 25 °C; la muestra dentro de la jeringa no debe tener burbujas de aire para que no se contamine. Se debe cerrar la válvula de admisión de la jeringa y ser llevada al laboratorio para ser analizada en el cromatógrafo de gases, donde se separan los componentes gaseosos y se detecta cada una de las sustancias individualmente, de esta manera el cromatógrafo proporciona la información en medio impreso o digital de la muestra analizada.

## Valores de Aceptación

Para considerar niveles aceptables de la cromatografía, se tienen múltiples criterios. A continuación se mostraran algunos de estos, en este trabajo se recomienda la utilización del criterio de Morgan Schaffer, porque contempla los años de operación del transformador.

**Tabla 16** Criterios de la ANSI/IEEE C57.104-1978

	<b>Transformadores de Generación</b>	<b>Transformadores de transmisión</b>	<b>DORNENBURG Y SRITTMATTER 12</b>	<b>U. S. BUREAU OF RECLAMATION 12</b>
$H_2$	240	100	200	500
$CH_4$	160	120	50	125
$C_2H_2$	11	35	5	15
$C_2H_4$	190	30	80	175
$C_2H_6$	115	65	35	75
$CO$	580	350	500	750
$CO_2$	-	-	6000	11000

Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 71

**Tabla 17** Hidro-Quebec Para transformadores de potencia. Volumen de aceite de referencia = 10000 galones

EDAD (AÑOS)					
	0-3	3-6	6-12	12-15	Más de 15
$H_2$	110	150	250	500	500
$CH_4$	40	100	100	100	150
$C_2H_2$	50	75	75	100	100
$C_2H_6$	50	125	150	150	150
$C_2H_4$	30	60	150	150	150
$CO$	1000	1000	1000	1000	1500
$CO_2$	5000	10000	10000	10000	12000

Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 72

**Tabla 18** Hidro-Quebec Para transformadores de medida. Volumen de aceite de referencia = 200 galones

EDAD (AÑOS)					
	0-3	3-6	6-12	12-15	Más de 15
$H_2$	125	250	250	250	250
$CH_4$	10	10	20	20	20
$C_2H_2$	10	10	10	10	15
$C_2H_6$	10	10	10	15	15
$C_2H_4$	25	25	25	25	50
$CO$	400	500	700	700	700
$CO_2$	2500	3000	3000	3000	3000

Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 72

Nota: Para transformadores cuyo volumen de aceite difiere notablemente de los considerados en la Tabla 17 y 18, el dato de ppm debe ser corregido de acuerdo a la siguiente ecuación.

**Ecuación 7.** Para transformadores con volúmenes diferentes a 10000 y 200 gal

$$\text{Valor corregido (ppm)} = \text{Valor medido (ppm)} \times \frac{\text{Volumen real}}{\text{Volumen standard}}$$

Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 73

**Tabla 19** MORGAN SCHAFFER: Niveles de seguridad recomendados en concentración de gases disueltos

<b>Gas</b>	<b>Concentración Disuelta (ppm)</b>
$H_2$	Menos de 20n más 50
$CH_4$	Menos de 20n más 50
$C_2H_2$	Menos de 20n más 50
$C_2H_6$	Menos de 20n más 50
$C_2H_4$	Menos de 5n más 10
$CO$	Menos de 25n más 500
$CO_2$	Menos de 100n más 1500

Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 73

El criterio de Morgan Schaffer se utiliza de la siguiente manera, n es el número de años de servicio del transformador y el total de gases combustible se hace realizando la multiplicación el número que acompaña la n sumándole la cantidad que se muestra en la Tabla 19.

### Ejemplo 2

Para un transformador de 8 años de operación la cantidad de gases combustibles sería la siguiente:

$$n = 8$$

<b>Gas</b>	<b>Concentración Disuelta (ppm)</b>	<b>Total individual</b>
$H_2$	Menos de 20n más 50	< 210 ppm
$CH_4$	Menos de 20n más 50	< 210 ppm
$C_2H_2$	Menos de 20n más 50	< 210 ppm
$C_2H_6$	Menos de 20n más 50	< 210 ppm
$C_2H_4$	Menos de 5n más 10	< 50 ppm
$CO$	Menos de 25n más 500	< 700 ppm
$CO_2$	Menos de 100n más 1500	< 2300 ppm

La evaluación de cada uno de los gases combustibles debe ser menor al valor mostrado en la columna total individual. La evaluación total de los gases combustibles se hace excluyendo el dióxido de carbono ( $CO_2$ ) y aplicando la siguiente ecuación:

**Ecuación 8.** Máxima concentración de gases combustibles

$$\sum \text{Gases combustibles} = \sum \text{Total individual (Excepto } CO_2)$$

Fuente: Propia

**Ecuación 9.** Máxima concentración de gases combustibles

$$\text{Total de gases combustibles(TGC)} = < \text{ de } 110n + 710$$

Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 73

Para el caso anterior donde el transformador lleva 8 años de operación el TGC debe ser igual a:

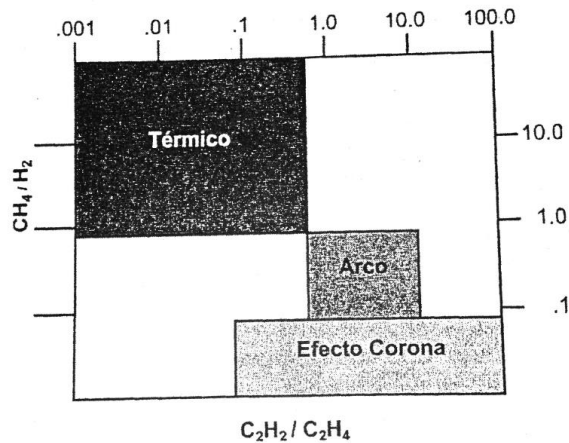
$$\begin{aligned} \sum \text{Gases combustibles} &= 210 + 210 + 210 + 210 + 50 + 700 \\ &= 1590 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Total de gases combustibles(TGC)} &= < \text{ de } 110 (8) + 710 \\ &= 1590 \end{aligned}$$

Para el ejemplo anterior el transformador estaría sobre el límite, ya que la  $\sum$  de Gases combustibles dio igual que el TGC; esto significa que los eventos térmicos y eléctricos del transformador han sucedido de manera normal para los años de operación de este. En el caso que la  $\sum$  de Gases combustibles sea mayor que el TGC, se debe realizar un análisis de los gases que dan un valor alto en la cromatografía, de este tema se profundizará en el Capítulo 3 de esta monografía (Tipos de Falla en Equipo Eléctrico)

Al graficar los valores de las relaciones existentes entre metano e hidrógeno ( $CH_4/H_2$ ) vs acetileno y etileno ( $C_2H_2/ C_2H_4$ ) se puede identificar el tipo de falla.

**Figura 20** Gráfico de las relaciones de Dörnenberg de indicadores sintomáticos de falla



Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 176

**Tabla 20** Método de las relaciones de Dörnenberg

TIPO DE FALLA	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$
Descomposición térmica (puntos calientes)	>0.1	< 0.75	> 0.4	> 0.3
Descargas eléctricas (Excepto Corona)	> 0.1 y < 0.1	> 0.75	> 0.4	> 0.3
Corona	> 0.1	No significativo	> 0.4	< 0.3

Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 79

**Tabla 21** Diagnóstico sugerido por la Relación de Gases-Método de Rogers

$\frac{R2 C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{R1 CH_4}{H_2}$	$\frac{R5 C_2H_4}{C_2H_6}$	Diagnóstico sugerido de Falla
< 0.1	> 0.1 y < 0.1	< 0.1	Normal
< 0.1	< 0.1	< 0.1	Descarga parcial (corona) – arco de baja densidad de energía
> 0.1 y < 0.3	> 0.1 y < 0.1	> 0.3	Arco – descargas de alta energía
< 0.1	> 0.1 y < 0.1	> 0.1 y < 0.3	Sobrecalentamiento térmico a baja temperatura
< 0.1	> 0.1	> 0.1 y < 0.3	Térmica de alta temperatura – menos 700 °C
< 0.1	> 0.1	> 0.3	Térmica de alta temperatura – menos 700 °C

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 176

Otros método para el análisis de gases combustibles inmersos en el aceite dieléctrico de los transformadores, son el Triángulo de Duval y las consideraciones

sobre el nitrógeno y el oxígeno, tal como lo explica la norma IEEE C57.104, en el caso del Triángulo de Duval se deben cumplir las siguientes dos condiciones:

- El nivel de gases combustibles sea significativo, basado en cualquiera de los criterios conocidos.
- La velocidad de generación de gases este por encima de los valores de normalidad.

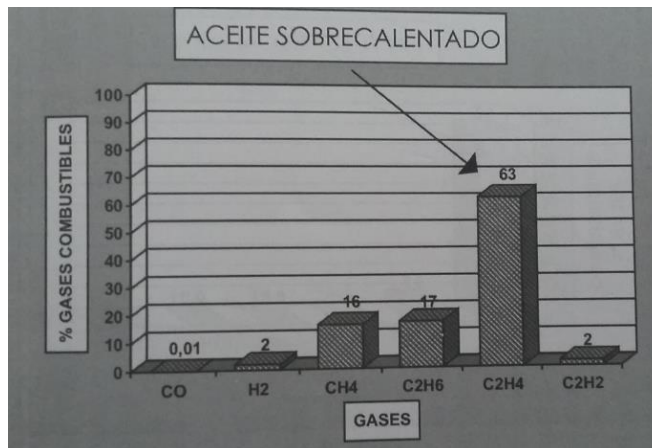
En el caso del método de la IEEE C57.104 es importante resaltar que ni el oxígeno ni el nitrógeno son indicadores de fallas internas del transformador; sin embargo, un incremento del nivel de oxígeno puede ser indicativo de la presencia de gases combustibles. En cuanto al nitrógeno los cambios en este pueden darse debido a cambios de temperatura por efectos térmicos que sufre el aceite; el nitrógeno acompañado de otros gases puede determinar condiciones en el generador y es justamente a esto lo que le apunta la IEEE C57.104.

### **Causas de Problemas**

- Debilitamiento de las características dieléctricas del aislante sólido y el aislante líquido.
- Estrés térmico del transformador.
- Estrés eléctrico del transformador.
- Descargas atmosféricas.
- Pobres programas de mantenimiento.
- No realizar las pruebas de protecciones del transformador o protecciones mal calibradas.
- No ejecución de pruebas de diagnóstico del aceite.

### **Modos de Falla**

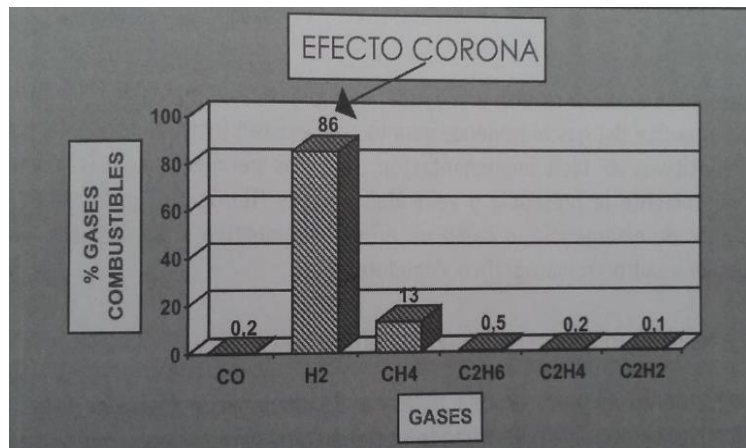
**Figura 21** Sobrecalentamiento del aceite



Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 75

El gas característico es el etileno, tal como se muestra en la Figura 21.

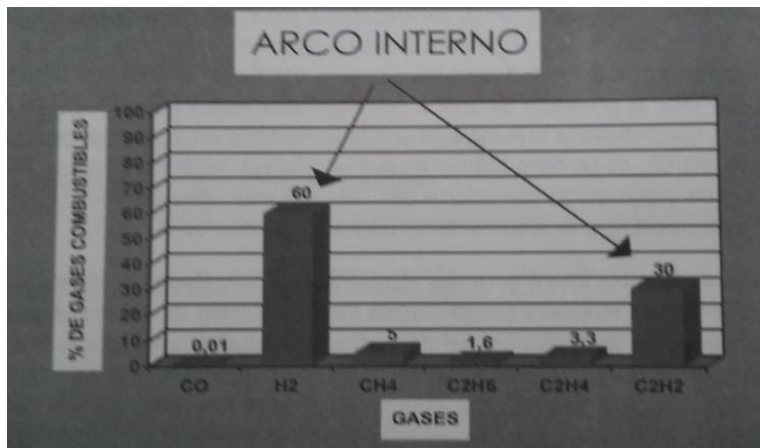
**Figura 22** Efecto corona



Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 77

Tiene como gases característicos la aparición de hidrógeno ( $H_2$ ) y metano ( $CH_4$ ), cuando la descarga de energía es pequeña, además de lo anterior se acompaña con pequeñas cantidades de etano ( $C_2H_6$ ) y etileno ( $C_2H_4$ ).

**Figura 23** Arco interno

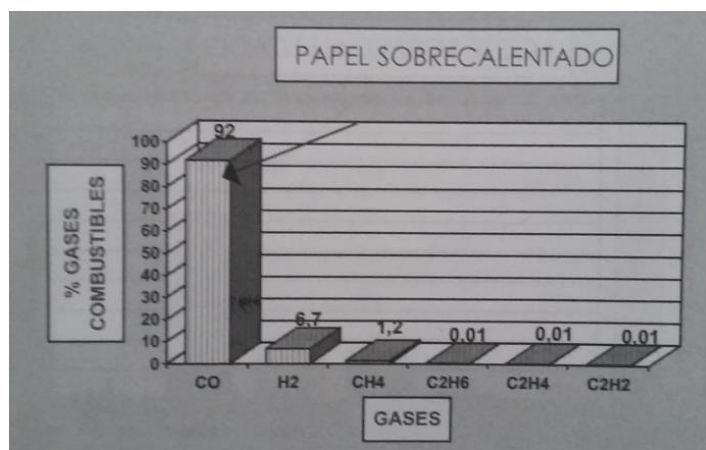


Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 75

Cuando se presenta este tipo de falla se genera una cantidad importante de Hidrógeno (H<sub>2</sub>) y acetileno (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), con cantidades menores de metano (CH<sub>4</sub>) y etileno (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>). En caso que se haya comprometido la celulosa también se encontrarán trazas de monóxido y dióxido de carbono.

Pequeñas cantidades de acetileno se deben considerar con seriedad, debido a que este gas se produce exclusivamente cuando hay un arco interno y este tipo de falla se tiende a desarrollar con mayor severidad rápidamente.

**Figura 24** Papel sobrecalentado



Fuente: Diagnóstico y mantenimiento de transformadores en campo. p. 75

Cuando se tiene este modo de falla el gas característico es el monóxido de carbono.

### 2.2.3 Análisis de Compuestos Furánicos<sup>22</sup>

#### **Características Principales**

Es un método de análisis, es una poderosa herramienta para la detección del deterioro térmico, hidrolítico y oxidativo del aislamiento sólido (papel Kraft) del transformador.

El aislamiento sólido del transformador está formado por papel, el cual está compuesto por fibras de celulosa. Esta última es un polímero formado por moléculas de glucosa, cuando el papel esta nuevo la cadena de glucosa tiene una longitud de 1000 a 1200 moléculas, cuando el papel se instala para fabricar un nuevo transformador el papel debe sufrir un tratamiento de secado, que sufre un cambio en la longitud de sus moléculas de glucosa; se reduce entre 800 a 1000 moléculas.

La longitud promedio de la cadena de celulosa se denomina grado de polimerización (GP). A medida que el papel envejece se produce una descomposición natural y gradual de las cadenas de polímeros, es decir que al reducirse el tamaño de las cadenas de polímeros el papel disminuye la rigidez mecánica.

Por recomendaciones de la IEEE el fin de la vida confiable en términos del grado de polimerización del transformador es cuando el GP llegue a 200 moléculas, esto porque el papel se debilita tanto que cualquier esfuerzo producirá que el papel se rasgue y por ende es el fin de la vida útil del equipo.

#### **Principios de Funcionamiento**

Cuando la cadena de celulosa se rompe y forma dos cadenas más cortas, se separan una o más moléculas de glucosa y también se forma agua. Monóxido y dióxido de carbono. La molécula de glucosa cambia químicamente durante este proceso y forma un compuesto que tiene un anillo de furano, los cuales son parcialmente solubles en aceite. Estos compuestos se forman en el papel pero emigran parcialmente al aceite donde es posible detectarlos durante el análisis químico.

#### **Ejecución de la Prueba**

Consiste en analizar los siguientes compuestos Furánicos en pruebas de laboratorio:

---

<sup>22</sup> HORNIG, Mike et. al. GUÍA para el mantenimiento del Transformador. EU: Transformer Maintenance Institute, 2005. 138-142 p.

- 2-furaldehído: También denominado furfural o furfuraldehído, es el compuesto que se encuentra siempre con mayor frecuencia.
- 2-furil alcohol: También se denomina furfural alcohol o furfurool.
- 2-acetil furano: Es el menos común de los compuestos furánicos, se encuentran principalmente en transformadores averiados que han sufrido descargas eléctricas por rayos.
- 5-metil-2-furaldehido
- 5-hidroxietilo-2-furaldehido

## Valores de Aceptación

**Tabla 22** Patrón interpretación de resultados

Partes por billón (ppb)	Descripción
0 a 20	Inicial, representa básicamente un transformador nuevo
21 a 100	Aceptable, representa un ritmo de envejecimiento normal
101 a 250	Cuestionable, representa la probabilidad de un ritmo acelerado de envejecimiento
251 y mayores	Inaceptable, representa un ritmo muy acelerado de envejecimiento
Por encima de 1000*	Daño grave, prestar atención inmediata por daño irreversible al aislamiento sólido, se puede considerar el inicio de la "zona de peligro"
* No se recomienda la recuperación o cualquier otro procedimiento de mantenimiento del aceite para transformadores en los que el total de contenido de furanos sobrepasa las 1000 ppb aproximadamente. ** Se recomienda reemplazar el transformador cuando el total de furanos excede 2500 ppb	

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 141

## Causas de Problemas

- 2-furaldehído: Se forma por sobrecalentamiento general de la celulosa o puede presentarse como una condición de falla del pasado.
- 2-furil alcohol: Se forma en presencia de gran contenido de humedad y es la prueba de descomposición activa del papel.
- 2-acetil furano: La formación de este compuesto puede ser el resultado de elevados esfuerzos eléctricos.
- 5-metil-2-furaldehido: Se forma como resultado de sobrecalentamiento intenso y localizado de la celulosa, es la prueba de que la falla se dio por un punto caliente.
- 5-hidroxietilo-2-furaldehido: Se forma por descomposición del papel por presencia de grandes cantidades de oxígeno.

### **Modos de Falla**

- Rompimiento del aislamiento sólido (papel tipo kraft).
- Un total de contenido furánicos de 100 ppb corresponde a una descomposición de papel casi equivalente a una pérdida de vida útil de 10%, debido a la disminución de la rigidez del papel.
- Un total de contenido furánicos de 250 ppb corresponde a una pérdida de vida útil de casi 25%.

#### **2.2.4 Grado de Polimerización**

Se puede obtener mediante la aplicación directa de una prueba a una pequeña muestra al papel, la muestra se disuelve en una solución especial y luego se mide su viscosidad al hacer pasar el papel disuelto por un pequeño orificio. Esta prueba no es práctica y no es recomendable para transformadores q aún están en servicio debido a que se debe hacer una parada del equipo, abrirlo, drenar el aceite y sacar la muestra.

Sin embargo el grado de polimerización también se puede calcular a partir del nivel de furanos, existen dos tipos distintos de transformadores unos que cuentan con papel mejorado térmicamente y otros que no cuentan con papel mejorado térmicamente. Los compuestos furánicos son más propensos a la descomposición en presencia de los aditivos utilizados para mejorar térmicamente el papel.

El contenido furánico sirve para predecir de forma acertada el grado de polimerización específicamente haciendo cálculo del 2-furaldehído como lo muestra la siguiente Tabla 23:

**Tabla 23** Patrón interpretación de resultados

<b>Papel no mejorado térmicamente 2FAL (ppb)</b>	<b>Papel mejorado térmicamente Total de furanos (ppb)</b>	<b>Grado de polimerización (GP) calculado</b>	<b>Porcentaje de vida promedio ya usada (%)</b>
58	51	800	0
130	100	700	10
292	195	600	21
654	381	500	34
1464	745	400	50
1720	852	380	54
2021	974	360	58
2374	1113	340	62
2789	1273	320	66
3277	1455	300	71
3851	1664	280	76
4524	1902	260	81
5315	2175	240	87
6245	2487	222	93
7337	2843	200	100

Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 144

## 2.3 TERMOGRAFÍA

## Características Principales

La termografía es la manera más segura, fiable y rápida de detectar cualquier tipo de fallo del objeto o sistema a través de su temperatura superficial, a distancia y sin ningún contacto. Es principalmente usada en el mantenimiento de equipos eléctricos<sup>23</sup>, pero tiene múltiples aplicaciones a nivel industrial y militar.

## Principios de Funcionamiento

Las cámaras infrarrojas utilizan detectores que miden la radiación emitida por un objeto y a través de procesamiento electrónico generan una imagen que representa y visualiza el patrón térmico de la superficie que es objeto de estudio; permitiendo medir el calor producido por los objetos y determinar la temperatura de la superficie a distancia, en tiempo real y sin contacto, evitando así interrumpir el proceso de producción y localizando con exactitud y antelación los problemas potenciales mediante el incremento de la temperatura de los componentes.<sup>24</sup>

## Ejecución de la Prueba

Con ayuda de la cámara termográfica se toma un registro del equipo en estudio, con los elementos de protección personal adecuados según el tipo de tensión del equipo a inspeccionar (Tabla 130.2C de la NFPA 70E. Norma de seguridad eléctrica en espacios de trabajo). Ver Figura 25. Tabla para las fronteras de aproximación a partes energizadas vivas para la protección contra choque eléctrico.

**Figura 25** Tabla 130.2C de la NFPA 70E. Norma de seguridad eléctrica en espacios de trabajo

---

<sup>23</sup> TERMOGRAFICS. Enero, 2011 [citado 25 de Jul, 2015]. Disponible en internet: <http://www.latermografia.com/2011/la-termografia-en-el-mantenimiento-electrico>

<sup>24</sup> TERMOGRAFICS. Enero, 2011 [citado 25 de Jul, 2015]. Disponible en internet: <http://www.latermografia.com/2011/la-termografia-en-el-mantenimiento-electrico>

**Table 130.2(C) Approach Boundaries to Live Parts for Shock Protection. (All dimensions are distance from live part to employee.)**

(1) Nominal System Voltage Range, Phase to Phase	(2) Limited Approach Boundary <sup>1</sup>		(4) Restricted Approach Boundary <sup>1</sup> ; Includes Inadvertent Movement Adder	(5) Prohibited Zone
	(3) Exposed Movable Conductor	(3) Exposed Fixed Circuit Part		
Less than 50	Not specified	Not specified	Not specified	Not specified
50 to 300	3.05 m (10 ft 0 in.)	1.07 m (3 ft 6 in.)	Avoid contact	Avoid
301 to 750	3.05 m (10 ft 0 in.)	1.07 m (3 ft 6 in.)	304.8 mm (1 ft 0 in.)	25.4 mm
751 to 15 kV	3.05 m (10 ft 0 in.)	1.53 m (5 ft 0 in.)	660.4 mm (2 ft 2 in.)	177.8 mm
15.1 kV to 36 kV	3.05 m (10 ft 0 in.)	1.83 m (6 ft 0 in.)	787.4 mm (2 ft 7 in.)	254 mm
36.1 kV to 46 kV	3.05 m (10 ft 0 in.)	2.44 m (8 ft 0 in.)	838.2 mm (2 ft 9 in.)	431.8 mm
46.1 kV to 72.5 kV	3.05 m (10 ft 0 in.)	2.44 m (8 ft 0 in.)	965.2 mm (3 ft 2 in.)	635 mm
72.6 kV to 121 kV	3.25 m (10 ft 8 in.)	2.44 m (8 ft 0 in.)	991 mm (3 ft 3 in.)	812.8 mm
138 kV to 145 kV	3.36 m (11 ft 0 in.)	3.05 m (10 ft 0 in.)	1.093 m (3 ft 7 in.)	939.8 mm
161 kV to 169 kV	3.56 m (11 ft 8 in.)	3.56 m (11 ft 8 in.)	1.22 m (4 ft 0 in.)	1.07 m
230 kV to 242 kV	3.97 m (13 ft 0 in.)	3.97 m (13 ft 0 in.)	1.6 m (5 ft 3 in.)	1.45 m
345 kV to 362 kV	4.68 m (15 ft 4 in.)	4.68 m (15 ft 4 in.)	2.59 m (8 ft 6 in.)	2.44 m
500 kV to 550 kV	5.8 m (19 ft 0 in.)	5.8 m (19 ft 0 in.)	3.43 m (11 ft 3 in.)	3.28 m
765 kV to 800 kV	7.24 m (23 ft 9 in.)	7.24 m (23 ft 9 in.)	4.55 m (14 ft 11 in.)	4.4 m

Note: For Flash Protection Boundary, see 130.3(A).

<sup>1</sup>See definition in Article 100 and text in 130.2(D)(2) and Annex C for elaboration.

Fuente: NFPA 70E Standard for Electrical Safety in the Workplace 2004 Edition p. 43

La prueba se realiza con el equipo en operación y a distancia sin necesidad de realizar actividades intrusivas, una vez se toma el termograma se revisan las imágenes tomadas y se analiza la existencia de puntos calientes.

### Valores de aceptación

Como la Tabla 100.18 ANSI/NETA MTS-2007 lo indica las especificaciones de temperatura varían dependiendo del tipo de equipo, y aun en equipos de la misma clase, los rangos de temperatura se alteran. En ausencia de estándares de consenso para la variación de temperatura los valores de la Figura 26 dan una guía razonable.

**Figura 26** Tabla 100.18 ANSI/NETA MTS-2007

**TABLE 100.18**

**Thermographic Survey  
Suggested Actions Based on Temperature Rise**

Temperature difference ( $\Delta T$ ) based on comparisons between similar components under similar loading.	Temperature difference ( $\Delta T$ ) based upon comparisons between component and ambient air temperatures.	Recommended Action
1° C - 3° C	1° C - 10° C	Possible deficiency; warrants investigation
4° C - 15° C	11° C - 20° C	Indicates probable deficiency; repair as time permits
.....	21° C - 40° C	Monitor until corrective measures can be accomplished
>15° C	>40° C	Major discrepancy; repair immediately

Temperature specifications vary depending on the exact type of equipment. Even in the same class of equipment (i.e., cables) there are various temperature ratings. Heating is generally related to the square of the current; therefore, the load current will have a major impact on  $\Delta T$ . In the absence of consensus standards for  $\Delta T$ , the values in this table will provide reasonable guidelines.

An alternative method of evaluation is the standards-based temperature rating system as discussed in Section 8.9.2, Conducting an IR Thermographic Inspection, *Electrical Power Systems Maintenance and Testing* by Paul Gill, PE, 1998.

It is a necessary and valid requirement that the person performing the electrical inspection be thoroughly trained and experienced concerning the apparatus and systems being evaluated as well as knowledgeable of thermographic methodology.

Fuente: STANDARD FOR MAINTENANCE TESTING SPECIFICATIONS for Electrical Power Distribution Equipment and Systems. p. 233

**Causas de Problemas**

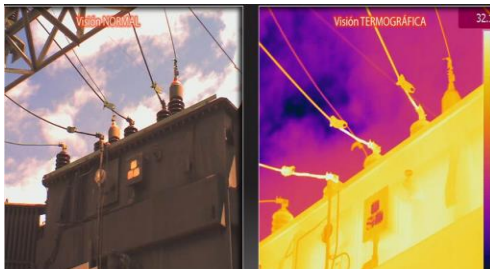
- Malos contactos (conexiones corroídas, sueltas y todos aquellos puntos de alta impedancia que hagan que la temperatura se incremente).
- Sobrecargas
- Desequilibrios armónicos.
- Componentes con temperaturas de trabajo demasiado altas.
- Rodamientos en mal estado.
- Transformadores con bajo nivel de aceite.
- Radiadores obstruidos en transformadores de potencia.
- Fases sobrecargadas.
- Excentricidad dinámica.
- Otros diferentes tipos de anomalías que hagan que la temperatura se incremente.

## Modos de Falla

- En el caso de conexiones corroídas, sueltas, sulfatadas se puede perder el contacto ocasionado que las otras fases se sobrecarguen y tener daños en el interior del devanado.
- En el caso de conexiones corroídas, sueltas, sulfatadas se puede presentar que se suelde el contacto.
- En el caso de excentricidad dinámica, puede ocasionar daños al rotor, dado que se arrastra con el estator.
- Destrucción de rodamientos que pueden bloquear al equipo.
- Transformadores de potencia bajos de nivel de aceite, pueden tener mayor temperatura acelerando el proceso de oxidación del aceite y sobrecalentando el papel, minimizando la vida útil del aislamiento sólido (papel tipo Kraft).
- Los radiadores obstruidos pueden ocasionar elevación de la temperatura, porque se está bloqueando la libre convección de aceite dentro del transformador.

**Figura 27** Termografía lado de alta transformador de potencia.

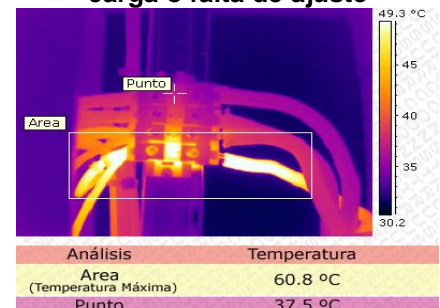
### Puntos calientes en fases A y B



Fuente:  
<http://www.tecnologiainfrarroja.com/mantenimiento-predictivo-para-la-industria-electromecanica-deteccion-de-fallos-mediante-termografia-infrarroja>

**Figura 28** Termografía de bornera.

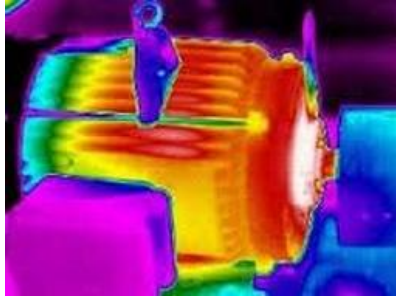
### Punto caliente en la fase L3, por posible sobre carga o falta de ajuste



Fuente:  
<http://www.construsur.net/index.php/nota/fundamentos-de-mantenimiento-predictivo-a-traves-de-termografia-infrarroja.html>

**Figura 29** Termografía a motor.

**Alta temperatura rodamiento lado acople**



Fuente: <http://www.improter.com/6.html>

**Figura 30** Termografía Transformador de potencia.

**Posible bajo nivel de aceite, sobrecarga del equipo, falla etapa ONAF (oil natural air forced)-ventilación forzada**



Fuente: <http://www.electricamatamoros.com/GaleriaTermografias.aspx>

**Figura 31** Termografía Transformador de Potencia.

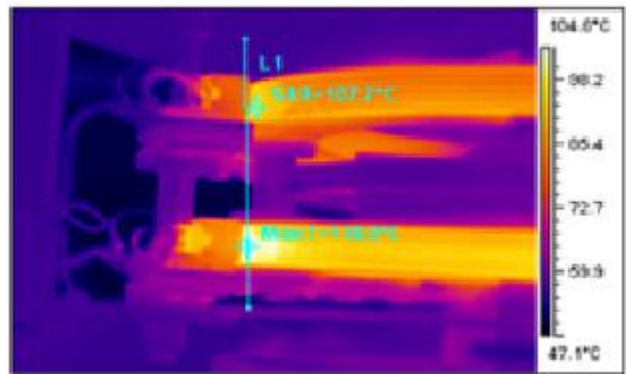
**Punto caliente en buje de alta**



Fuente: <http://www.tecnotrol.com/web/servicios/servicio-de-diagnostico-termografico>

**Figura 32** Termografía Generador

**Punto caliente anillos rosantes Excitatriz**

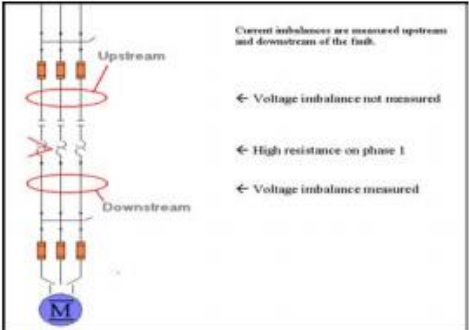
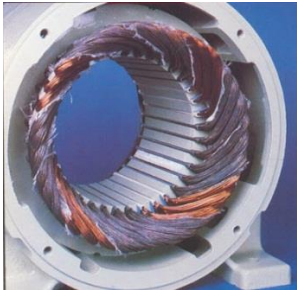



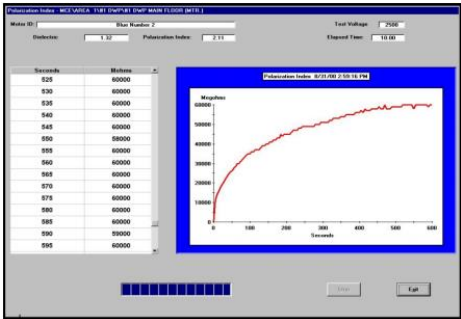
Fuente: Reportes


### 3. TIPOS DE FALLA EN EQUIPO ELÉCTRICO

#### 3.1 FALLAS EN MOTORES Y GENERADORES ELÉCTRICOS

Tabla 24 Falla Motores y Generadores Eléctricos

Prueba	Diagnóstico	Consecuencia/Acciones correctivas	Imágenes
<p>Balance Óhmico</p>	<p>Puntos de alta resistencia en caja de conexiones.</p> <p>Conexiones sueltas, corroídas, sulfatadas o con bajo torque.</p>	<p>Soltura de conexiones, sobrecargando las otras dos fases, que pueden ocasionar que se queme el bobinado.</p> <p>Le genera al motor o generador desbalance de tensiones, ocasionando desbalance de corrientes en la alimentación del motor o generador.</p> <p>El desequilibrio en voltaje y corriente, reduce significativamente la potencia de operación.</p> <p>Se generan corrientes de secuencia negativa, que a su vez hace que caiga la potencia causando recalentamiento en los componentes adyacentes, rotor y estator.</p> <p>Afectación del aislamiento.</p> <p>Las acciones correctivas son: Realizar limpieza de conexiones, verificación de torques, cambio de accesorios de sujeción y corrección de conexionados.</p>	 <p>Fuente: <a href="http://www.pdma.com/pdfs/Articles/Análisis_de_Zonas_de_Falla.pdf">http://www.pdma.com/pdfs/Articles/Análisis de Zonas de Falla.pdf</a></p>  <p>Fuente: <a href="http://electricasalesianos.es.tl/Motores.htm">http://electricasalesianos.es.tl/Motores.htm</a></p>


Prueba	Diagnóstico	Consecuencia	Imágenes
Resistencia de aislamiento	Resistencia de aislamiento por debajo de los niveles de aceptación de la IEEE 43 del 2000 Tabla 3 (Figura 3) o de la ANSI/NETA-MTS Tabla 100.1 (Figura 2).	<p>Perdida del nivel de aislamiento, por degradación del esmalte o por humedad, suministrando caminos para la fuga de corriente a tierra.</p> <p>Es la falla más común debido a que el aislamiento es fuertemente afectado por la humedad del ambiente.</p> <p>La acción correctiva es aumentar el nivel de resistencia del aislamiento con secado del estator y/o rebarnizado del bobinado con esmalte dieléctrico.</p>	 <p>Fuente: <a href="http://electricasalesianos.es.tl/Motores.htm">http://electricasalesianos.es.tl/Motores.htm</a></p>
Índice de polarización	<p>Humedad, cristalización, contaminación del devanado o envejecimiento del esmalte aislante.</p> <p>La curva obtenida en el gráfico del índice de polarización debe ser una curva suave continua y creciente durante los 10 minutos de ejecución de la prueba y los valores deben ser los recomendados por la IEEE 43 Tabla 2 (Figura 7).</p>	<p>Pérdida de aislamiento ocasionando falla a tierra.</p> <p>Aislamiento seco o quebradizo, puede ser causado por la edad del aislamiento o la operación del motor o generador a una temperatura más alta de la de diseño.</p> <p>La acción correctiva es descontaminación del esmalte con desengrasante, penetrante, desalojador de humedad, aplicación de barniz dieléctrico (en el caso que se requiera aumentar el nivel de resistencia de aislamiento) y secado del estator.</p>	 <p>Fuente: <a href="http://www.pdma.com/pdfs/Articles/Analisis_de_Zonas_de_Falla.pdf">http://www.pdma.com/pdfs/Articles/Analisis_de_Zonas_de_Falla.pdf</a></p>


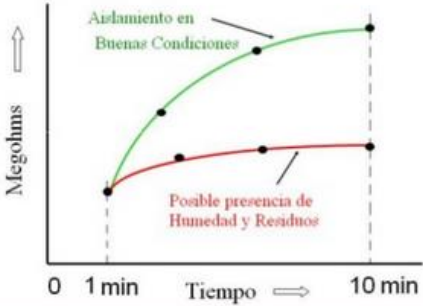
Prueba	Diagnóstico	Consecuencia	Imágenes
Alta Potencial (HIPOT)	<p>Pobre nivel de aislamiento.</p> <p>Mala calidad del aislamiento entre cuñas y ranuras.</p> <p>Incapacidad del equipo de soportar sobretensiones.</p> <p>Vida útil corta del nivel de aislamiento.</p>	<p>Equipo poco confiable. Puede sufrir fallas repentinas.</p> <p>Falla del sistema de aislamiento, causando indisponibilidad del equipo.</p> <p>En muchos de los casos cuando el equipo no soporta una alta tensión es necesario realizar las mismas medidas correctivas tomadas en el índice de polarización. En casos que el motor se encuentre con un mayor daño se requiere el cambio de papel del núcleo lo que implica un rebobinado del equipo.</p>	 <p>Fuente: <a href="http://www.gismac.cl/sitio/pruebas-hipot.html">http://www.gismac.cl/sitio/pruebas-hipot.html</a></p>
Prueba de Impulso (Surge)	<p>En su estado inicial hay disparo de protecciones, por debilidad del aislamiento cobre a cobre.</p> <p>En estado más avanzado el corto entre espiras se hace franco, generando desbalance inductivo alto en el bobinado.</p> <p>Corto entre espiras franco, comprometiendo el aislamiento a tierra.</p>	<p>Disparo de protecciones, efecto corona entre vueltas.</p> <p>Integridad del bobinado comprometida, se requiere que el motor o generador sean rebobinados.</p> <p>Arco entre vueltas por ionización del espacio entre vueltas.</p> <p>Cuando se detecta que solamente hay efecto corona en pequeñas bobinas, esta condición se puede recuperar haciendo limpieza del estator y adicionando capa delgada de esmalte para recuperar nivel de aislamiento vuelta a vuelta.</p>	 <p>Fuente: <a href="https://www.ideasparapymes.com/red-proveedores/embobinados-vaca.shtml">https://www.ideasparapymes.com/red-proveedores/embobinados-vaca.shtml</a></p>



Fuente: Propia


### 3.2 FALLAS EN TRANSFORMADORES

**Tabla 25** Falla en Transformadores


Prueba	Diagnóstico	Consecuencia/Acciones Correctivas	Imágenes
<p>Balance Óhmico</p>	<p>Espiras cortocircuitadas</p> <p>Juntas débiles</p> <p>Falsos contactos</p>	<p>Soltura de conexiones, sobrecargando las otras dos fases, que pueden ocasionar que se queme el bobinado.</p> <p>Desbalance de tensiones, ocasionando desbalance de corrientes en la alimentación.</p> <p>El desequilibrio en voltaje y corriente, reduce significativamente la potencia de operación.</p> <p>Se generan corrientes de secuencia negativa, que a su vez hace que caiga la potencia.</p> <p>Disminución de la vida útil del transformador.</p> <p>Disparo de protecciones por desbalance de tensiones y/o corrientes.</p> <p>Las acciones correctivas son: Realizar limpieza de conexiones, verificar torques, cambio de accesorios de sujeción y corrección de conexionados tanto en el lado de baja como en el lado de alto.</p>	 <p>Fuente: <a href="http://www.transformadores.cl/servicio-de-pruebas-de-puesta-en-servicio-a-subestacion/">http://www.transformadores.cl/servicio-de-pruebas-de-puesta-en-servicio-a-subestacion/</a></p>

Prueba	Diagnóstico	Consecuencia/Acciones Correctivas	Imágenes
Resistencia de aislamiento	<p>Presencia de contaminación dañina o degradación del aislamiento.</p> <p>Resistencia de aislamiento por debajo de los niveles de aceptación de la de la ANSI/NETA-MTS Tabla 100.1 (Figura 4).</p>	<p>Perdida del nivel de aislamiento, por degradación del aislamiento sólido o aislamiento líquido o de ambas, suministrando caminos para la fuga de corriente a tierra.</p> <p>Es la falla más común debido a que el aislamiento es fuertemente afectado por la humedad del ambiente, en el caso de los transformadores de potencia muchos de ellos son diseñados con deshumectador (filtro sílica gel), que facilita el intercambio de humedad del ambiente y del transformador.</p> <p>Las acciones correctivas son hacer tratamiento al aceite con filtrado, termovaciación, etc., y demás técnicas que se requieran dependiendo del estado del aislamiento del transformador.</p>	 <p>Fuente: <a href="https://www.youtube.com/watch?v=RnfiHs1AH_0">https://www.youtube.com/watch?v=RnfiHs1AH_0</a></p>
Índice de Polarización	<p>Humedad, cristalización, contaminación del devanado o envejecimiento del esmalte aislante.</p> <p>La curva obtenida del índice de polarización debe ser una curva suave continua y creciente durante los 10 minutos de ejecución de la prueba y los valores deben ser los recomendados en la Tabla 1 de este trabajo.</p>	<p>Pérdida de aislamiento ocasionando falla a tierra.</p> <p>Aislamiento sólido en mal estado, puede ser causado por productos polares o productos ácidos en el aceite que degradan las propiedades en el esmalte y el aislamiento seco (papel).</p> <p>Tomar medidas similares a las relacionadas en Resistencia de aislamiento.</p>	 <p>Fuente: <a href="http://es.slideshare.net/ckikefiee/megger-1-pruebas electricas-trafos">http://es.slideshare.net/ckikefiee/megger-1-pruebas electricas-trafos</a></p>


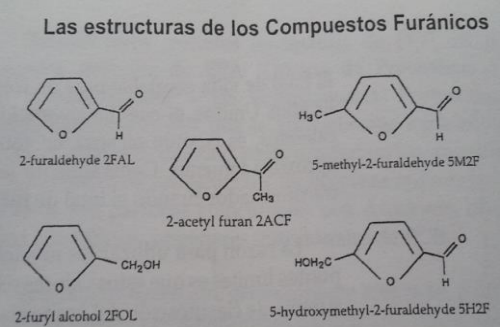
Prueba	Diagnóstico	Consecuencia	Imágenes
Relación de Transformación	<p>Espiras cortocircuitadas</p> <p>Ajustes incorrectos de las tomas.</p> <p>Errores en el conteo de espiras.</p> <p>Terminales identificados incorrectamente.</p> <p>Fallas en los intercambiadores de tomas.</p>	<p>Salida del transformador por accionamiento del relé bucholtz, debido a la generación de gases combustibles por descargas de alta energía al interior de un transformador.</p> <p>Indisponibilidad del equipo.</p> <p>En caso de que el daño sea por mal contacto en las uñas del cambia tomas es necesario desencubar el transformador y ejecutar mantenimiento al intercambiador de tomas.</p> <p>Si es un corto entre espiras el transformador debe ser rebobinado.</p>	 <p>Fuente: <a href="http://kotkoff.com/?page_id=242">http://kotkoff.com/?page_id=242</a></p>
Factor de Potencia	<p>Humedad en el aislamiento.</p> <p>Carbonización en el aislamiento.</p> <p>Aisladores pasatapas en mal estado.</p> <p>Contaminación de aceites por materiales disueltos o partículas conductivas.</p> <p>Núcleos aislados o inadecuadamente puestos a tierra.</p>	<p>Accionamiento de las protecciones a tierra del transformador, generando indisponibilidad del equipo.</p> <p>Con un factor superior a 1% no es confiable la operación del transformador.</p> <p>Se deben mejorar las condiciones del aislamiento líquido (aceite), para descontaminarlo, mejorando el también el aislamiento sólido.</p>	 <p>Fuente: <a href="http://www.directindustry.es/prod/omicron-electronics/product-13971-171360.html">http://www.directindustry.es/prod/omicron-electronics/product-13971-171360.html</a></p>

ANÁLISIS DE ACEITES			
Prueba	Diagnóstico	Consecuencia/Acciones correctivas	Imágenes
Pruebas ADFQ <sup>25</sup> (Rigidez dieléctrica, Contenido de agua, Número de neutralización, Tensión interfacial, Color, Gravedad específica, Contenido de inhibidor, Factor de potencia).	<p>Cuando el índice de calidad (IC=Tensión Interfacial / Número de Neutralización)</p> <p>IC ligeramente mayor a 1500</p> <p>IC está ligeramente menor a 1500.</p> <p>IC por debajo de 1500 y el contenido de agua está por encima de 35 ppm.</p> <p>IC por debajo de 1000, significa que hay</p>	<p>Toma de una nueva muestra de aceite en 6 meses o menos dependiendo del valor del IC.</p> <p>Ejecución de mantenimientos programados para los transformadores que tenga a las condiciones físico-químicas en su aceite.</p> <p>IC ligeramente mayor a 1500 se debe tomar otra muestra de aceite en 6 meses.</p> <p>Si el IC está ligeramente menor a 1500 se debe hacer termovacío y adición de inhibidor con el fin de detener la degradación del aceite.</p> <p>Si el IC está por debajo de 1500 y el contenido de agua está por encima de 35 ppm, se debe hacer secado de la parte activa.</p> <p>Cuando el IC por debajo de 318, se debe hacer lavado y secado con cambio total del aceite.</p>	 <p>Fuente: <a href="http://es.jcmiras.net/jcm2/pid-43/">http://es.jcmiras.net/jcm2/pid-43/</a></p>

<sup>25</sup> GALLO, Ernesto. DIAGNÓSTICO y mantenimiento de Transformadores en Campo. Bogotá: ACIEM, 2005. 53-54 p.

Prueba	Diagnóstico	Consecuencia/Acciones	Imágenes
<p>Pruebas ADFQ<sup>26</sup> (Rigidez dieléctrica, Contenido de agua, Número de neutralización, Tensión interfacial, Color, Gravedad específica, Contenido de inhibidor, Factor de potencia.</p>	<p>IC por debajo de 1000 con un alto contenido de agua.</p>	<p>Si IC está por debajo de 1000, significa que hay presencia de productos ácidos, lodos en suspensión o depositados, que impregnan el papel y atacan la vida útil del transformador.</p> <p>Se requiere hacer limpieza del papel con regeneración de aislamientos.</p> <p>Hacer limpieza de papel de productos ácidos, regeneración de aislamiento y secado de la parte activa.</p> <p>Cuando el IC está por debajo de 100, se debe realizar limpieza de la parte activa, limpieza de productos ácidos y al menos 20 recirculaciones con tratamiento de filtro prensado y termo vacío.</p> <p>Si adicional se tiene un alto contenido de agua se debe hacer una desludificación total y un secado de la parte activa.</p>	 <p>Fuente: <a href="https://www.youtube.com/watch?v=ZFFAah780GY">https://www.youtube.com/watch?v=ZFFAah780GY</a></p>


<sup>26</sup> GALLO, Ernesto. DIAGNÓSTICO y mantenimiento de Transformadores en Campo. Bogotá: ACIEM, 2005. 53-54 p.

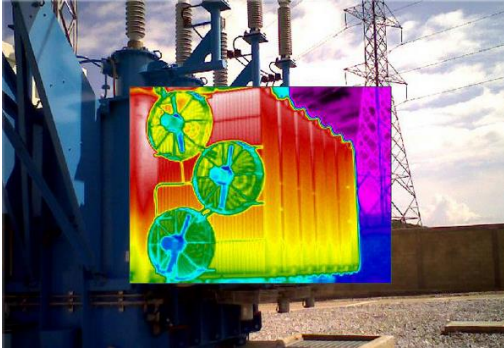
Prueba	Diagnóstico	Consecuencia/Acciones	Imágenes
Cromatografía	<p>Sobrecalentamiento del aceite.</p> <p>Sobrecalentamiento del papel</p> <p>Arco interno.</p> <p>Efecto corona.</p>	<p>Disparo de la protección por alta temperatura del aceite o alta temperatura de devanados. Generando indisponibilidad del equipo hasta que se mejore esta condición.</p> <p>Accionamiento de las protecciones de presión súbita y/o relé bucholtz.</p> <p>Necesidad de desgasificación del transformador, para realizar mantenimiento preventivo de tipo intrusivo.</p>	 <p>Fuente: <a href="http://www.sectorelectricidad.com/3879/peru-mantenimiento-preventivo-para-transformadores/">http://www.sectorelectricidad.com/3879/peru-mantenimiento-preventivo-para-transformadores/</a></p>
Análisis de Compuestos Furánicos	<p>Contenido de compuestos furánicos por encima de los niveles de aceptación Tabla 22 y Tabla 23</p>	<p>Reducción de la vida útil del transformador dada la degradación de la celulosa.</p> <p>Algunas de las acciones a realizar para corregir esta situación son las siguientes<sup>27</sup>:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Reinhibir (solo cuando los resultados son aceptables (AC), con excepción del inhibidor)</li> <li>• Agregar tierra Fuller, para recuperar la celulosa.</li> <li>• Secado (deshidratación): Con métodos de vacío, recirculación con aceite caliente, secado parcial al vacío, deshidratadores pasivos en línea (InsulDryer).</li> <li>• Revisión de fugas/reparación</li> </ul>	 <p>Las estructuras de los Compuestos Furánicos</p> <p>Fuente: Guía para el mantenimiento del transformador. p. 141</p>

Fuente: Propia

<sup>27</sup> HORNIG, Mike et. al. GUÍA para el mantenimiento del Transformador. EU: Transformer Maintenance Institute, 2005. 148 p.

**Tabla 26** Falla en Transformadores

<b>MOTORES, GENERADORES Y TRANSFORMADORES</b>			
<b>Prueba</b>	<b>Diagnóstico</b>	<b>Consecuencia/Acciones</b>	<b>Imágenes</b>
Termografía	<p>Malos contactos (conexiones corroídas, sueltas y todos aquellos puntos de alta impedancia que hagan que la temperatura se incremente)</p> <p>Sobrecargas, desequilibrios armónicos.</p> <p>Componentes con temperaturas de trabajo demasiado altas.</p>	<p>Se originan mantenimientos correctivos programados o emergencia según la criticidad como se muestra en la ANSI/NETA-MTS Tabla 100.18 ver (Figura 14).}</p> <p>Para motores y generadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cambio de rodamientos.</li> <li>• Lubricación de cojinetes.</li> <li>• Cambio de ventiladores.</li> <li>• Corrección de puntos calientes en las cajas de conexiones (conexiones sueltas o corroídas).</li> <li>• Corregir alineación del eje lado carga.</li> <li>• Evaluación del porcentaje de carga de operación del motor o generador.</li> <li>• La mayoría de estas condiciones generan indisponibilidad de los equipos mientras las actividades correctivas son realizadas.</li> </ul>	 <p>Fuente:  <a href="http://citt.udb.edu.sv/joomla/index.php?view=article&amp;id=56:metrologia-y-enseno-de-materiales&amp;tmpl=component&amp;print=1&amp;page=">http://citt.udb.edu.sv/joomla/index.php?view=article&amp;id=56:metrologia-y-enseno-de-materiales&amp;tmpl=component&amp;print=1&amp;page=</a></p>

Prueba	Diagnóstico	Consecuencia/Acciones	Imágenes
Termografía	<p>Falta de lubricación/desgaste de cojinetes y rodamientos.</p> <p>Fricción por desgaste/mala alineación ejes.</p> <p>Transformadores con bajo nivel de aceite.</p> <p>Radiadores obstruidos en transformadores de potencia.</p> <p>Fases sobrecargadas.</p> <p>Excentricidad dinámica.</p> <p>Otros diferentes tipos de anomalías que hagan que la temperatura se incremente.</p> <p>Ventilación deficiente por reducción del flujo de aire</p>	<p>Transformadores de potencia:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Corrección de puntos calientes en los bujes de alta y de baja tensión</li> <li>• Verificar nivel del aceite.</li> <li>• Verificar que los ventiladores de la lubricación forzada estén operativos.</li> <li>• Verificar posibles sobrecargas (deslastre de carga).</li> <li>• Verificar obstrucción de radiadores.</li> <li>• La mayoría de estas condiciones generan indisponibilidad del transformador mientras las actividades correctivas son realizadas.</li> </ul>	 <p>Fuente: <a href="http://electric-herald.blogspot.com/2014_10_01_archive.html">http://electric-herald.blogspot.com/2014_10_01_archive.html</a></p>

Fuente: Propia

## 4. PROGRAMA DE PRUEBAS ELÉCTRICAS PREDICTIVAS PARA EQUIPO ELÉCTRICO

### 4.1 PROGRAMA PRUEBAS ELÉCTRICAS PREDICTIVAS PARA MOTORES Y GENERADORES

**Tabla 27** Programa Pruebas Predictivas Eléctricas para Motores y Generadores

PRUEBA	FRECUENCIA	NORMA	OBSERVACIONES
Balance Óhmico	Anual	Buenas prácticas de ingeniería como se nombró en el numeral 2.2.1 de este trabajo monográfico.	Es común realizar la prueba con frecuencia anual, sin embargo se puede ejecutar en condiciones como: Cada vez que se activen las protecciones del motor o cuando se realicen acciones correctivas fuera de frecuencia regular.
Resistencia de aislamiento	Anual	IEEE 43 IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery.	Si bien desde el punto de vista predictivo la frecuencia es anual, esta prueba se debe ejecutar cada vez que se activen las protecciones del motor y también se debe efectuar cada vez que el bobinado sea destapado con el fin de hacer cambio de rodamientos o cualquier intervención al rotor o estator.
Índice de Polarización	Anual	IEEE 43 IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery.	Aplican las mismas observaciones de la prueba de Resistencia de aislamiento.
Alto potencial	Anual	IEEE 95 IEEE Recommended Practice for Insulation Testing of AC Electric Machinery (2300 V and Above) With High Direct Voltage.	Esta es una prueba exigente, donde se superan los valores de tensión de trabajo del equipo bajo prueba, por tal motivo es importante realizar este ensayo solo si las tres anteriores se han ejecutado y han pasado de manera exitosa.
Impulso (Surge)	Anual	IEEE 522 IEEE Guide for Testing Turn Insulation of Form-Wound Stator Coils for Alternating-Current Electric Machines.	Prueba exigente, que debe ser ejecutada por personal calificado para evitar diagnósticos errados o exposición del motor bajo prueba a tiempo y niveles de tensión erróneos que le puedan generar daños.
Termografía	Semestral	ANSI/NETA-MTS Tabla 100.18	Es de gran utilidad esta técnica para la detección de fallas de tipo eléctrico y de tipo mecánico de los componentes de los equipos eléctricos.

Fuente: Propia

## 4.2 PROGRAMA PRUEBAS ELÉCTRICAS PREDICTIVAS PARA TRANSFORMADORES

**Tabla 28** Programa Pruebas Eléctricas Predictivas Transformadores



PRUEBA	FRECUENCIA	NORMA	OBSERVACIONES
Balance Óhmico	Anual	Cálculo de desbalance como se nombró en el numeral 2.2.1 de este trabajo monográfico.	Es normal que el desbalance óhmico en los transformadores tenga un valor de aceptación (desbalance $\geq 10\%$ ). Si bien la rutina es anual, esta prueba es recomendable realizarla cuando el transformador sufre activación de protecciones por cualquier motivo.
Resistencia de aislamiento	Anual	ANSI/NETA-MTS Tabla 100.5	La resistencia de aislamiento tiene que ver con el estado de rigidez dieléctrica del aceite, el contenido de humedad y otros factores. Un bajo nivel de resistencia de aislamiento, durante la ejecución de las pruebas, puede ser un indicativo de necesidad de mantenimiento intrusivo programado para el transformador (filtroprensado, termovació, adición de inhibidor, etc.); sin embargo, se debe confirmar el diagnóstico mediante las pruebas ADFQ
Índice de Polarización	Anual	Los valores recomendados son los de la Tabla 1 de este trabajo monográfico, estos valores son los recomendados por el Transformer Maintenance Institute.	Esta prueba también se ve afectada por el contenido de humedad en el aceite dieléctrico.
Relación de Transformación	Anual	IEEE C57.12.00 IEEE Standard for Standard General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers.	Lo ideal es realizar la prueba en todas las posiciones del cambiador de posiciones. Si un transformador lleva mucho tiempo en una sola posición y estas pruebas se está realizando como rutina de mantenimiento no es recomendable cambiar de posición el cambiador de posiciones.
Factor de Potencia	Anual	Los valores recomendados son los de la Tabla 3 de este trabajo monográfico, estos valores son los recomendados por el Transformer Maintenance Institute.	Es importante realizar la prueba a los pasadores pasa etapas y al aislamiento líquido del transformador, con el objetivo de mejorar la sensibilidad de las pruebas mediante la disminución de la cantidad de aislamiento en la medición. Esto es especialmente importante en transformadores de gran tamaño.



PRUEBA	FRECUENCIA	NORMA	OBSERVACIONES
<b>Pruebas ADFQ</b> (Rigidez dieléctrica, Contenido de agua, Número de neutralización, Tensión interfacial, Color, Gravedad específica, Contenido de inhibidor, Factor de potencia).	Anual	Rigidez Dieléctrica: ASTM D-877	Contenido conductores-Impurezas.
		Número de Neutralización: ASTM D-974	Ácidos presentes y lodos.
		Tensión Interfacial: ASTM D-971	Compuestos hidrofílicos o contenido polares y ácidos. El IC (relación entre tensión Interfacial y número de neutralización) indica si las pruebas ADFQ deben ser realizadas antes de la rutina anual.
		Color: ASTM D-1500	Un marcado cambio en un año indica anomalía.
		Contenido de agua: ASTM D-1533	Indica contenido total de agua en el aceite.
		Gravedad específica: ASTM D-1298	Reporta un rápido chequeo para determinar el origen del aceite
		Contenido de inhibidor: ASTM D-4768	Nivel de defensas contra productos de oxidación.
		Factor de potencia: ASTM D-924	Indica, agua, contenido de ácidos o contenidos extraños.
		Toma de muestras: ASTM D-923	Se recomienda usar recipientes estériles adecuados y no traslucidos. Realizar las pruebas lo antes posible y evitar tomar la muestra en días lluviosos y húmedos.
Cromatografía	Anual	Los valores recomendados son los de la Tabla 19 MORGAN SCHAFFER: Niveles de seguridad recomendados en concentración de gases disueltos	El éxito de los resultados está en la calidad de la toma de la muestra de aceite, no debe contener burbujas de aire. Se recomienda realizar una prueba de cromatografía antes de la rutina propuesta cuando suceden las siguientes condiciones: activación del relé Bucholtz o de las protecciones de sobrepresión o presión súbita.
Furanos	Quinquenal	Los valores recomendados son los de la Tabla 22 de este trabajo monográfico, estos valores son los recomendados por el Transformer Maintenance Institute.	Un buen mantenimiento del transformador, (filtro prensado, termovació, adición de inhibidor, adición de tierras Fuller, etc.), aseguran una no generación de compuestos Furánicos y por ende el buen estado de la celulosa.
Termografía	Semestral	ANSI/NETA-MTS Tabla 100.18	Es útil porque ayuda a detectar bajo nivel de aceite, ventiladores que no están funcionando, radiadores obstruidos entre muchos otros problemas, con bastante anticipación y facilidad se pueden evitar daños mayores de los equipos.

Fuente: Propia



## 5. EQUIPOS PARA PRUEBAS


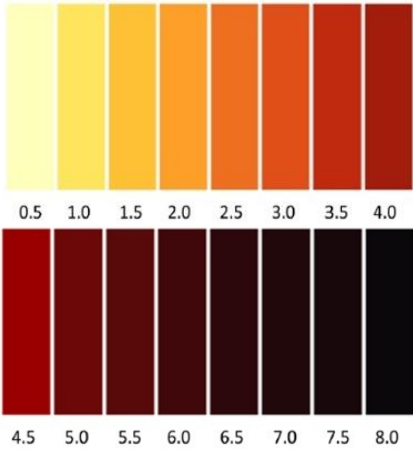
Tabla 29 EQUIPO PRUEBAS				
NOMBRE	DESCRIPCIÓN	PRUEBA	CARACTERÍSTICAS	IMAGEN
DLRO	Ohmímetro digital para bajas resistencia	Balance Óhmico, para motores, generadores y transformadores	<p>Idealmente se requiere un equipo con:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Precisiones de aproximadamente de <math>\pm 0.25\%</math>.</li> <li>• Resolución de hasta <math>0,1 \mu\Omega</math>.</li> <li>• Equipo digital.</li> </ul>	 <p>Fuente:  <a href="http://www.megger.com/las/products/ProductDetails.php?ID=445&amp;Description=">http://www.megger.com/las/products/ProductDetails.php?ID=445&amp;Description=</a> </p>
Medidor de aislamiento	Instrumento para la medida del aislamiento eléctrico.	Resistencia de aislamiento Índice de Polarización Prueba de HIPOT.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Capacidad de salida de tensión ideal de 10 kV; sin embargo, los equipos con salida hasta 5 kV son una poderosa herramienta.</li> <li>• Categoría de seguridad eléctrica CAT III 1000 V y CAT IV 600 V</li> <li>• Selección de tensiones de salida desde los 125 V DC en escalones de 50 V hasta su máxima salida de tensión.</li> </ul>	 <p>Fuente:  <a href="http://www.fluke.com/fluke/coes/instrumentos-de-medida-electricos/medidores-de-aislamiento/fluke-1550c.htm?pid=69212">http://www.fluke.com/fluke/coes/instrumentos-de-medida-electricos/medidores-de-aislamiento/fluke-1550c.htm?pid=69212</a> </p>




NOMBRE	DESCRIPCIÓN	PRUEBA	CARACTERÍSTICAS	IMAGEN
Medidor de aislamiento		<p><i>Nota:</i> Aplica la prueba de HIPOT para aquellos equipos cuya tensión de prueba de alto potencial sea capaz de proporcionarla el equipo de medida.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Cálculo automático del Radio de Absorción Dieléctrico y del Índice de polarización sin configuraciones adicionales</li> <li>• Pantalla LCD digital/analógica.</li> <li>• Medición de capacitancia y de corriente de fuga.</li> <li>• Función de rampa para las pruebas de ruptura del aislamiento.</li> <li>• Medida de resistencia de hasta 2 TΩ.</li> </ul>	 <p>Fuente: <a href="http://www.megger.com/es/products/ProductDetails.php?ID=1028">http://www.megger.com/es/products/ProductDetails.php?ID=1028</a></p>
TESTER HIPOT	Equipo para realizar pruebas de aislamiento y de alto potencial, con tensiones por encima de 5 kV	Resistencia de aislamiento. Índice de polarización. Prueba de HIPOT.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensión de salida mayor a 5 kV.</li> <li>• Potencia independiente al equipo de control.</li> <li>• Visualizador del nivel de tensión aplicada y visualizador de corriente de fuga.</li> <li>• Protección de disparo por alta corriente de fuga.</li> </ul>	 <p>Fuente: <a href="http://enerted.cl/">http://enerted.cl/</a></p>

















NOMBRE	DESCRIPCIÓN	PRUEBA	CARACTERÍSTICAS	IMAGEN
Generador de Impulso	Aislamiento por impulsos de tensión	Prueba de SURGE	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Funciones de prueba mínimo de 4 a 12 kV.</li> <li>• Pantalla con buena resolución para la visualización de las formas de onda.</li> <li>• Protección de falla a tierra.</li> <li>• Ejecución de pruebas simultáneamente por dos fases o con una fase con ejecución de la segunda prueba guardando la forma de onda.</li> <li>• Capacidad de tensión de salida mínima de 2000 V.</li> <li>• Equipo análogo, digital o computarizado. Capacidad de salida del equipo medida en Joules.</li> </ul>	 <p>Fuente:  <a href="http://www.directindustry.es/prod/rm-pruftechnik-gmbh/product-19820-425688.html">http://www.directindustry.es/prod/rm-pruftechnik-gmbh/product-19820-425688.html</a></p>
TTR	Los medidores de razón de transformación dan la lectura de la relación de vueltas (espiras) para transformadores.	Relación de transformación	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Idealmente digital.</li> <li>• Equipo que tenga la capacidad de medir dos fases simultáneas mínimo, pero idealmente las tres fases.</li> <li>• Con la capacidad de determinar el error entre la medición realizada y la relación de transformación nominal automáticamente.</li> <li>• Detección automática del tipo de conexión del transformador.</li> </ul>	 <p>Fuente:  <a href="http://www.imegarcia.com.mx/ttr/ttr.htm">http://www.imegarcia.com.mx/ttr/ttr.htm</a></p>

NOMBRE	DESCRIPCIÓN	PRUEBA	CARACTERÍSTICAS	IMAGEN
Equipo de factor de potencia	Para medir la cantidad de potencia que se disipa en el aislamiento	Factor de potencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Frecuencia de prueba de 100 Hz.</li> <li>• Tensión de prueba no superior a 28 V.</li> <li>• Lectura directa de capacitancia y factor de disipación.</li> <li>• Corrección de temperatura interna.</li> <li>• Corrector de dependencia de voltaje.</li> </ul>	 <p>Fuente:  <a href="http://www.directindustry.es/prod/megger-limited/product-98595-1377123.html">http://www.directindustry.es/prod/megger-limited/product-98595-1377123.html</a></p>
Medidor de rigidez dieléctrica en el aceite.	Equipo para medir la rigidez dieléctrica del aceite según las normas ASTM D 877 y ASTM D 1816.	Tensión de ruptura dieléctrica Factor de potencia	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensión de salida de 0 a 60 kV mínimo.</li> <li>• Incremento de voltaje en paso de 1 kV por segundo.</li> <li>• Temperatura de operación desde -10°C hasta 40 °C.</li> <li>• Electrodo planos y electrodo esféricos.</li> <li>• Equipo digital</li> </ul>	 <p>Fuente:  <a href="http://www.ineva.mx/subestaciones/medidor-de-rigidez-dielectrica-del-aceite.html">http://www.ineva.mx/subestaciones/medidor-de-rigidez-dielectrica-del-aceite.html</a></p>

NOMBRE	DESCRIPCIÓN	PRUEBA	CARACTERÍSTICAS	IMAGEN
Equipo de Prueba de Karl Fischer	Mediante análisis químico, basado en la oxidación de dióxido de azufre con yodo en una solución de hidróxido metílico.	Contenido de humedad	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Digital</li> <li>• Rango de medida desde 0.1 mg hasta 100% de agua.</li> <li>• Resolución de 1/40000 de volumen de jeringa.</li> </ul>	 <p>Fuente:  <a href="http://mx.mt.com/mx/es/home/supportive_content/application_editorials/Moisture_determination_by_Karl_Fischer_1.html">http://mx.mt.com/mx/es/home/supportive_content/application_editorials/Moisture_determination_by_Karl_Fischer_1.html</a></p>
Equipo de prueba de número de neutralización	La prueba detecta la cantidad ácido formado durante la oxidación del aceite.	Número de neutralización	Kit de laboratorio compuesto por: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Cilindro graduado de 50 ml.</li> <li>• Probeta y vaso de precipitado</li> <li>• Soluciones de titulación</li> </ul>	 <p>Fuente:  <a href="http://www.tradelca.com/index.php/servicios/mantenimiento-4">http://www.tradelca.com/index.php/servicios/mantenimiento-4</a></p>

NOMBRE	DESCRIPCIÓN	PRUEBA	CARACTERÍSTICAS	IMAGEN
Equipo de Tensión interfacial	<p>Da información acerca de los primeros compuestos de oxidación del aceite como alcoholes, aldehídos y cetonas.</p> <p>Es una medida de la fuerzas de atracción entre las moléculas de dos fluidos</p>	Tensión Interfacial.	Hay dos formas uno es utilizando el tensiómetro y el anillo platino iridio, el cual es usado en laboratorio y el método de gota de agua que se usa en campo.	 <p>Fuente: <a href="http://www.gardco.com/pages/surface_tension/dunouy.cfm">http://www.gardco.com/pages/surface_tension/dunouy.cfm</a></p>
Patrón de color	Se halla por comparación con patrones de color de ASTM D 1500, en un conjunto con los demás análisis indica cómo se desarrolla la oxidación del aceite	Color	Escala de color estándar ASTM de 0.5 a 8 de más claro a más oscuro	 <p>Fuente: <a href="http://blog.daum.net/_blog/ BlogTypeView.do?blogid=0gCaF&amp;articulo=15&amp;bloghome_menu=recenttext">http://blog.daum.net/_blog/ BlogTypeView.do?blogid=0gCaF&amp;articulo=15&amp;bloghome_menu=recenttext</a></p>

NOMBRE	DESCRIPCIÓN	PRUEBA	CARACTERÍSTICAS	IMAGEN
Higrómetro	Es la relación entre la masa de un volumen de aceite y la masa de ese volumen de agua, su utilidad radica en que sirve como criterio de identificación de la naturaleza de un aceite aislante.	Gravedad específica	<p>Temperatura del aire: Rango de medición: 0 °C a +50 °C (32 °F a 120 °F) Resolución: 0,1 °C Precisión: ±1 °C (±1,8 °F)</p> <p>Humedad relativa: Rango de medición: 10% a 90% Resolución: 1% Precisión: máx. ± 5%</p>	 <p>Fuente: <a href="http://www.directindustry.es/prod/trotec-gmbh-co-kg/product-36729-1317953.html">http://www.directindustry.es/prod/trotec-gmbh-co-kg/product-36729-1317953.html</a></p>
Espectrómetro infrarrojo.	Detecta los inhibidores 2, 6 ditertiario butil para cresol y 2,6 ditertiario butil para fenol	Contenido de inhibidor o inhibidor de oxidación.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sistema fotométrico de haz simple</li> <li>• Fuente laser de 632.8 nanómetros.</li> <li>• Accesorios para medida de reflectancia.</li> <li>• Accesorios para medida de reflectancia por ángulo rasante.</li> </ul>	 <p>Fuente: <a href="https://www.upc.edu/crne/infraestructura-1/ft-ir-1/espectroscopia-de-infrarojos?set_language=es">https://www.upc.edu/crne/infraestructura-1/ft-ir-1/espectroscopia-de-infrarojos?set_language=es</a></p>
Cromatógrafo de gases	Saca el espectro con la cantidad y en unidades relativas de los gases inmersos en una muestra de aceite. Es un análisis cualitativo y cuantitativo.	Cromatografía	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Con control de flujo.</li> <li>• Interfaz con computador para que se entregue con el análisis cuantitativo.</li> <li>• Alta sensibilidad.</li> <li>• Alta capacidad de generación de vacío.</li> </ul>	 <p>Fuente: <a href="http://www.empesa.net/GC.htm">http://www.empesa.net/GC.htm</a></p>

NOMBRE	DESCRIPCIÓN	PRUEBA	CARACTERÍSTICAS	IMAGEN																		
Análisis de compuestos furánicos	Métodos de laboratorio para la determinación de furanos en una muestra de aceite. Sirve para determinar el grado de envejecimiento del papel Kraft.	Análisis de compuestos furánicos	Se realiza en pruebas de laboratorio.	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="1394 354 1520 370">Name and Abbreviation</th> <th data-bbox="1520 354 1675 370">Structure</th> <th data-bbox="1675 354 1824 370">Synonyms</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="1394 402 1520 435">2-FURALDEHYDE 2FAL</td> <td data-bbox="1520 402 1675 467"></td> <td data-bbox="1675 402 1824 451">2 - FURFURALDEHYDE 2 - FURFURAL FURFURAL FURALDEHYDE</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1394 492 1520 524">2-ACETYLFURAN 2-ACF</td> <td data-bbox="1520 492 1675 557"></td> <td data-bbox="1675 492 1824 508">2-FURYL METHYL KETONE</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1394 581 1520 613">5-METHYL-2-FURALDEHYDE 5MZF</td> <td data-bbox="1520 581 1675 646"></td> <td data-bbox="1675 581 1824 630">5-METHYL-2-FURFURALDEHYDE 5-METHYL-2-FURFURAL 5MEF</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1394 670 1520 703">2 FURFUROL 2FOL</td> <td data-bbox="1520 670 1675 735"></td> <td data-bbox="1675 670 1824 686">FURFURYL ALCOHOL</td> </tr> <tr> <td data-bbox="1394 760 1520 792">5 HYDROXYMETHYL 2 FURALDEHYDE 5H2F</td> <td data-bbox="1520 760 1675 824"></td> <td data-bbox="1675 760 1824 808">5 HYDROXYMETHYL 2 FURFURALDEHYDE 5HMF</td> </tr> </tbody> </table> <p data-bbox="1394 833 1824 922">Fuente: <a href="http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16837/TFG_Isabel_Margallo_Gasco.pdf?sequence=1">http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/16837/TFG_Isabel_Margallo_Gasco.pdf?sequence=1</a></p>	Name and Abbreviation	Structure	Synonyms	2-FURALDEHYDE 2FAL		2 - FURFURALDEHYDE 2 - FURFURAL FURFURAL FURALDEHYDE	2-ACETYLFURAN 2-ACF		2-FURYL METHYL KETONE	5-METHYL-2-FURALDEHYDE 5MZF		5-METHYL-2-FURFURALDEHYDE 5-METHYL-2-FURFURAL 5MEF	2 FURFUROL 2FOL		FURFURYL ALCOHOL	5 HYDROXYMETHYL 2 FURALDEHYDE 5H2F		5 HYDROXYMETHYL 2 FURFURALDEHYDE 5HMF
Name and Abbreviation	Structure	Synonyms																				
2-FURALDEHYDE 2FAL		2 - FURFURALDEHYDE 2 - FURFURAL FURFURAL FURALDEHYDE																				
2-ACETYLFURAN 2-ACF		2-FURYL METHYL KETONE																				
5-METHYL-2-FURALDEHYDE 5MZF		5-METHYL-2-FURFURALDEHYDE 5-METHYL-2-FURFURAL 5MEF																				
2 FURFUROL 2FOL		FURFURYL ALCOHOL																				
5 HYDROXYMETHYL 2 FURALDEHYDE 5H2F		5 HYDROXYMETHYL 2 FURFURALDEHYDE 5HMF																				
Cámara Termográfica	Detectores que miden la radiación emitida por un objeto y a través de procesamiento electrónico generan una imagen que representa y visualiza el patrón térmico de la superficie que es objeto de estudio	Termografía.	<ul data-bbox="1010 987 1373 1304" style="list-style-type: none"> <li>• Sensibilidad Térmica de 0.05°C @ 30°C</li> <li>• Lámpara de alto brillo</li> <li>• Software para análisis y reportes incluidos</li> <li>• Temperatura diferencial Delta T</li> <li>• Resolución IR de 640x480</li> <li>• Cámara visual de 5 megapíxeles</li> </ul>	 <p data-bbox="1394 1239 1824 1312">Fuente: <a href="http://www.inelec.com.co/index.php/productos/camaras-termograficas">http://www.inelec.com.co/index.php/productos/camaras-termograficas</a></p>																		

Fuente: Propia

## 6. COSTOS

### 6.1 COSTO EQUIPOS

La estimación de estos costos se logró cotizando con compañías que venden este tipo de equipos. Cabe mencionar que el costo de los equipos puede variar de acuerdo a los diferentes fabricantes o marcas: por esta razón se dan precios estimados.

**Tabla 30** Costo Equipos para Pruebas

<b>Equipo</b>	<b>Precio (U.S)</b>
DLRO	\$ 4.200,00
Medidor de Resistencia de Aislamiento	\$ 5.100,00
Generador de Impulso	\$ 18.000,00
Equipo de Alto potencial	\$ 11.500,00
Equipo TTR	\$ 15.000,00
Multimedidor CPC 100	\$ 50.000,00
Medidor de Factor de Potencia del Aislamiento.	\$ 20.000,00

Fuente: Propia

### 6.2 COSTO MANO DE OBRA

La Hora Hombre cuesta un promedio de \$ 85000 (US\$ 28.33), costo del técnico que realizaría las pruebas

### 6.3 PRUEBAS A REALIZAR SEGÚN TAMAÑO DE EMPRESA

- Pequeña empresa

Se contextualiza, bajo el concepto de realizar las pruebas justas y necesarias que permiten diagnosticar con claridad que una máquina eléctrica no está a tierra y puede entrar en operación. Aquí se tiene un mínimo de pruebas y por ende un diagnóstico de corto alcance.

**Tabla 31** Pruebas para Empresa Pequeña

<b>Pruebas</b>	<b>Equipos a Medir</b>
Resistencia de Aislamiento	Motores, transformadores y generadores
Índice de Polarización	Motores, transformadores y generadores

Fuente: Propia

El tiempo de ejecución de la prueba, con los correspondientes aislamientos eléctricos, desconexiones y ejecución de la prueba es de aproximadamente una hora. Por lo que su costo sería el siguiente:

**Tabla 32** Costo Pruebas para Empresa Pequeña

<b>Descripción</b>	<b>Costo H/H (U.S.\$)</b>
Hora-Hombre ejecución de pruebas eléctricas de resistencia de aislamiento e índice de polarización	\$28.33

Fuente: Propia

#### 6.4 MEDIANA EMPRESA

Por la carga industrial, una mediana empresa es posible que tenga su propio transformador de potencia; por esta razón requiere equipos como el DLRO. Si la estrategia de mantenimiento y optimización de costos, está dirigida a hacer el mínimo diagnóstico y el menor costo; entonces requeriría sólo el medidor de aislamiento (caso idéntico al anterior). Si en cambio se requiere un mayor nivel de confiabilidad se necesitaría el DLRO y el medidor de aislamiento.

**Tabla 33** Pruebas para Empresa Mediana

<b>Pruebas</b>	<b>Equipos a Medir</b>
Balance Óhmico	Motores, transformadores y generadores
Resistencia de Aislamiento	Motores, transformadores y generadores
Índice de Polarización	Motores, transformadores y generadores

Fuente: Propia

De manera externa se contrataría las pruebas al aceite del o de los transformadores; de manera anual así:

**Tabla 34** Costo Pruebas para Empresa Pequeña

Pruebas	Equipos a Medir	Valor Unitario (U.S)
ADFQ	Transformadores inmersos en aceite.	\$67
Cromatografía	Transformadores inmersos en aceite.	\$50

Fuente: Propia

Las pruebas planteadas en este trabajo son aplicables a cualquier tipo de industria, y su aplicación depende de sus necesidades, tamaño y capacidad. Una alternativa puede ser el alquiler de equipos para realizar las pruebas o contratar el servicio.

## 6.5 EMPRESA GRANDE

Aquí los procesos industriales son más complejos, se tienen equipos de mayor tamaño, capacidad y coste, y en muchas ocasiones, estas empresas tienen compromisos de carácter nacional (papeleras, cementeras, acerías, sector petroquímico, electrificadoras, etc.); por lo tanto se necesita que la estrategia de mantenimiento esté dirigida a mantener disponibilidad y confiabilidad de los equipo, sistemas y procesos.

Estas empresas por la carga industrial que tienen, poseen todo el conjunto de máquinas eléctricas; tanto estáticas como rotativas. Por esta razón se requiere tener un diagnóstico más amplio y con conceptos más especializados.

**Tabla 35** Pruebas para Empresa Grande

Pruebas	Equipos a Medir
Balance Óhmico	Motores, transformadores y generadores
Resistencia de Aislamiento	Motores, transformadores y generadores
Índice de Polarización	Motores, transformadores y generadores
Alto potencial	Motores y generadores
Impulso (Surge)	Motores y generadores
Relación de transformación (TTR)	Transformadores
Hipot	Motores y generadores
Factor de potencia	Generadores y transformadores
Pruebas ADFQ	Transformadores
Cromatografía	Transformadores
Análisis de furanos	Transformadores
Termografía	Motores, transformadores y generadores

Fuente: Propia

## 6.6 FACTORES DECISIÓN

Factores a tener en cuenta para tomar la decisión según el tipo y tamaño de la empresa:

- Presupuesto: ¿Cuánto es el costo de comprar, alquilar los equipos o contratar servicio?
- Probabilidad de ocurrencia de falla: ¿Cuáles son los modos de falla más probables?
- Tiempo: ¿Cuánto es el tiempo que se requiere para la realización de las pruebas?
- Experiencia: ¿Se requiere personal capacitado y calificado para la realización de las pruebas?
- ROI: ¿Qué tipo de retorno de la inversión se va en términos de tiempo, conocimientos y dinero para las inversiones?

Para las empresas pequeñas que son diagnósticos rápidos es importante que cuenten con el equipo básico y con personal propio, para hacer este tipo de verificaciones y asegurar disponibilidad. En el caso de empresa mediana depende de la cantidad de equipos y su capacidad económica, en términos generales es recomendable que se subcontrate el servicio para realizar estas pruebas, puesto que una empresa especializada posee los equipos necesarios para un diagnóstico más completo y debido a la frecuencia espaciada de realización de estos ensayos eléctricos. Para la empresa grande que tenga gran cantidad de equipos, donde muchas veces estas pruebas se realizan por oportunidad, se recomienda realizar algunas pruebas dentro de la empresa y contratar el servicio para las más especializadas; esto apunta a obtener el mayor costo-beneficio de la realización de estas pruebas.

## 7. CONCLUSIONES

- Durante el desarrollo del presente trabajo, se logró plantear un conjunto de pruebas para máquinas eléctricas estáticas y rotativas que ofrecen información amplia y suficiente del estado de los motores, generadores y transformadores.
- Las normas, prácticas recomendadas y criterios de aceptación mostrados en este documento, otorgan al personal de mantenimiento una guía de fácil aplicación para el desarrollo de las diferentes pruebas eléctricas.
- Se describen los diferentes ensayos eléctricos de manera profunda, con un concepto amplio de modos y causa de falla, ofreciendo una guía técnica para el diagnóstico de problemas en equipamiento eléctrico.
- Tener un programa de mantenimiento que abarque las pruebas planteadas asegura una detección temprana de las fallas, que aumenta la vida útil del equipo y al mismo tiempo esto se traduce en una mejor planeación de los mantenimientos correctivos, dados los hallazgos obtenidos con este grupo de pruebas.
- Uno de los beneficios de realizar estas pruebas, es la optimización de los costos de mantenimiento correctivo dado que los fallos se pueden identificar en etapas tempranas, donde los costos de reparación son de menor cuantía.
- Para la implementación de estas pruebas dentro de la estrategia de mantenimiento, es necesaria la inversión en capacitación del personal, equipos o contratación del servicio mediante una empresa especializada, evaluando el costo-beneficio de esto.
- El mantenimiento predictivo es una mejora constante en la gestión de la organización. Cuyo objetivo principal es el de mejorar el nivel de confiabilidad y disponibilidad de los equipos al costo óptimo.

- La criticidad del equipo es un factor determinante para establecer la frecuencia para realizar los diferentes ensayos eléctricos.
- El mantenimiento predictivo necesita trabajar en sinergia con las áreas de confiabilidad, mantenimiento preventivo y ejecución; con el objeto de poder tener información que permita a la organización trabajar conjuntamente y de manera efectiva.
- Un plan de mantenimiento de pruebas eléctricas bien implementado y ejecutado, encaminará la organización al cumplimiento del mejoramiento continuo donde las fallas imprevistas de los diferentes equipos y sistemas se reducen a medida que este tipo de mantenimiento se fortalece en el tiempo.
- El mantenimiento predictivo, es el tipo de mantenimiento que ha sido desde hace unos años una de las técnicas más utilizadas por todos los beneficios que otorga dentro de las organizaciones. Dada la mejora sustancial que le da a los indicadores de gestión.

## 8. RECOMENDACIONES

- Si se desea implementar un plan de mantenimiento predictivo en una organización, se debe registrar la información con el fin de tener datos históricos que permitan mostrar el comportamiento (tendencia) y realizar un mejor análisis del estado del equipo.
- Los ensayos y la termografía no son las únicas pruebas predictivas que le aplican al equipamiento eléctrico, también se deben tener en cuenta el análisis de vibraciones, ultrasonido y otros ensayos que no fueron objeto de análisis en este trabajo pero que proporcionan información importante para determinar el estado de los equipos.
- El personal que se desempeñe en la toma de datos y en el análisis de la información, debe ser capacitado para el adecuado uso de los equipos de prueba y medida, y en el diagnóstico predictivo de las máquinas bajo estudio.
- Las frecuencias de ejecución de los diferentes ensayos eléctricos, depende del estado de los equipos analizados; por lo que es necesario realizar un análisis para determinar la condición inicial y a partir de esto realizar un estudio de criticidad que permita establecer las frecuencias más adecuadas.
- Se requiere un plan de desarrollo del personal continuo; debido a los permanentes avances en equipo, técnicas e investigación en el campo del mantenimiento predictivo, por tanto debe ser una de las prioridades para la organización.

## BIBLIOGRAFÍA

- ANSI/NETA – MTS 2007 Standard for Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Distribution Equipment and Systems. USA: ANSI, 2007. 270 p.
- GALLO MARTINEZ, Ernesto. Diagnóstico y Mantenimiento de Transformadores en Campo. 1ra Ed. Colombia: ACIEM, 2005. 163 p.
- HORNING, Mike; KELLY, Joe; MYERS, Scott; STEBBINS Randy. Guía para el Mantenimiento del Transformador. 3ra Ed. USA: TMI, 2005. 494 p.
- IEEE 286: IEEE Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation. USA: ANSI, 2000. 35 p.
- IEEE 43: IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery. USA: ANSI, 2000. 27 p.
- IEEE 522: IEEE Guide for Testing Turn Insulation of Form-Wound Stator Coils for Alternating-Current Electric Machines. USA: ANSI, 1992. 26 p.
- IEEE 95: IEEE Recommended Practice for Insulation Testing of AC Electric Machinery (2300 V and Above) With High Direct Voltage. USA: ANSI, 2002. 57 p.
- IEEE C57.12.00: IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. USA: ANSI, 2006. 71 p.
- MORA GUTIERRÉZ, Alberto. Mantenimiento estratégico para empresas de industriales o de servicios. Medellín: AMG. 2005.
- Seminario Teórico-Práctico pruebas eléctricas para transformadores de potencia. <http://es.slideshare.net/ckikefieee/megger-1-pruebaselectricas-trafos>.