

SISTEMA DE PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

**ANA MARÍA HERNÁNDEZ LÍPEZ
NELSON CRISTÓBAL MARTÍNEZ LAMUS**

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA

2008

SISTEMA DE PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

**ANA MARÍA HERNÁNDEZ LÍPEZ
NELSON CRISTÓBAL MARTÍNEZ LAMUS**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Electricista

Director
HERMANN RAÚL VARGAS TORRES
Doctor Ingeniero Electricista

ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES
UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
BUCARAMANGA

2008

A Dios por todo lo que soy

A mis padres por estar siempre allí

A mi familia y amigos

Ana María Hernández López

A mis padres

Rocío Lamus Rueda.

Nelson Martínez Ortiz.

a mis hermanos y sobrinos

Nelson Cristóbal Martínez Lamus

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A nuestras familias. Sin su apoyo y comprensión no se hubiese alcanzado este logro.

Al Dr. Hermann Raúl Vargas, director del proyecto por su dirección y asesoría las cuales hicieron posible la realización de este trabajo de grado.

A los profesores de la Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones, así como a todas las personas que de alguna manera ayudaron a que este sueño se hiciera posible.

RESUMEN

TÍTULO:

SISTEMA DE PRUEBAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

AUTORES:

ANA MARÍA HERNÁNDEZ LÍPEZ

NELSON CRISTÓBAL MARTÍNEZ LAMUS

PALABRAS CLAVE:

Transformadores de potencia, aislamiento en aceite, pruebas, gases, diagnóstico de fallas.

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo de grado consiste en el desarrollo de una metodología para facilitar y guiar la detección de fallas que se puedan presentar en los transformadores de potencia. El sistema consiste en un sistema de información referente a una serie de pruebas mediante las cuales es posible diagnosticar fallas en el equipo antes de que sucedan, de modo que se disponga del tiempo suficiente para realizar una inspección planeada del transformador y aplicarle los correctivos necesarios con el fin de evitar la falla, o llegado el caso, estar preparados para reemplazarlo.

La información referente a las pruebas eléctricas, físico-químicas y de cromatografía de gases disueltos en aceite en transformadores de potencia contenida en el proyecto, abarca los aspectos relevantes que se deben conocer para que las pruebas sean realizadas y analizadas adecuadamente, de manera que se puedan emplear con éxito para el diagnóstico de fallas.

El sistema está desarrollado en un software implementado en MATLAB que mediante el análisis conjunto de la información de las pruebas y de los resultados obtenidos en ellas, emite un posible diagnóstico de la condición del transformador que se está analizando.

ABSTRACT

TITLE:

SYSTEM OF TESTS IN POWER TRANSFORMERS*

AUTHORS:

ANA MARIA HERNÁNDEZ LÍPEZ

NELSON CRISTÓBAL MARTÍNEZ LAMUS**

KEY WORDS:

Power transformers, isolation in oil, testing, gas, Troubleshooting.

DESCRIPTION:

The following graduate project encompasses the development of a methodology to guide and facilitate the detection of problems that power transformers might present. The system consists of an information system pertaining to a series of tests, through which it is possible to diagnose equipment failures prior to their occurrence, in such a way to have enough time to plan an inspection of the transformer and perform the necessary corrective repairs that avoid such failures or, given the case, replace the transformer.

The database refers to electrical, physical, chemical and oil-dissolved gas chromatography tests applied to the transformers, that cover all the relevant aspects that must be known so that the tests are performed and analyzed correctly, in order to be successfully used to diagnose the failures.

On the other hand, the system also includes a software developed in MATLAB language that, through joint analysis of the tests information and results, generates a possible diagnostic for the analyzed transformer's condition.

*Degree Project

**School of Electrical Engineering. Hermann Raúl Vargas Torres.

Índice general

1. Introducción	17
1.1. Objetivos	18
1.1.1. Objetivo general	18
1.1.2. Objetivos específicos	18
1.2. Antecedentes	18
1.3. Estructura del documento.	19
1.4. Planteamiento del problema.	19
2. Pruebas eléctricas	21
2.1. Introducción	21
2.2. Medición de relación de transformación	22
2.2.1. Generalidades	22
2.2.2. Equipo y método de medición	22
2.2.3. Interpretación de resultados	25
2.3. Medición de resistencia de devanados	25
2.3.1. Generalidades	25
2.3.2. Interpretación de resultados	25
2.3.3. Factor de corrección	26
2.3.4. Equipo y método de medición	26
2.4. Medición del factor de potencia del aislamiento sólido	28
2.4.1. Generalidades	28
2.4.2. Interpretación de resultados	29
2.4.3. Factor de corrección	30
2.4.4. Equipos de medición	31
2.4.5. Conexiones para la prueba	31

2.5.	Medición de la resistencia de aislamiento	32
2.5.1.	General	32
2.5.2.	Factores de corrección	33
2.5.3.	Equipo de medición	33
2.5.4.	Procedimiento para medición	35
2.5.5.	Métodos para medición	38
2.6.	Medición de la corriente de excitación	41
2.6.1.	Medición	41
2.6.2.	Interpretación de resultados	42
3.	Pruebas fisico-químicas del aceite	43
3.1.	Contenido de humedad	44
3.2.	Factor de potencia	48
3.3.	Tensión interfacial	49
3.4.	Número de neutralización	51
3.5.	Inhibidor de oxidación	53
3.6.	Tensión de ruptura dieléctrica	54
3.7.	Color	56
4.	Análisis de gases disueltos en aceites aislantes eléctricos por medio de cromatografía de gases	57
4.1.	Generalidades	57
4.2.	Cromatografía de gases	58
4.2.1.	Muestreo	58
4.3.	Cromatografía de gases en comparación con otros métodos	60
4.3.1.	Relé colector de gases (Relé Buchholz)	60
4.3.2.	Detección de gases de falla	60
4.3.3.	Análisis de gases disueltos	61
4.4.	Origen de los gases combustibles y tipos de fallas probables.	61
4.4.1.	Fallas térmicas	61
4.4.2.	Fallas eléctricas- Descargas de baja intensidad	62
4.4.3.	Fallas eléctricas- Descargas de alta intensidad	62
4.5.	Procedimiento sugerido para la detección y análisis de gases combustibles	63
4.6.	Tasas comparativas de evolución y velocidad de generación de los gases	64

4.7. Evaluación de la condición del transformador usando concentraciones individuales y totales de gases combustibles	64
4.8. Diferentes métodos de interpretación de datos de la cromatografía de gases disueltos en aceite	66
4.8.1. Gases claves en el transformador empleando concentraciones individuales y totales de gases combustibles.	66
4.8.2. Métodos de análisis de relaciones de gases	67
4.8.2.1. Método de las relaciones de Dornenberg	67
4.8.2.2. Método de las relaciones de gases de Rogers	68
4.8.2.3. Método del triángulo de Duval	69
4.9. Estimación del deterioro del papel.	72
4.9.1. Valores de gases acumulados totales de CO y CO ₂ y relación CO ₂ /CO	72
4.9.2. Análisis de furanos	73
5. Implementación de la herramienta software	75
5.1. Introducción	75
5.2. Descripción general de la metodología empleada	75
5.3. Metodología para el diagnóstico y evaluación de la condición de los transformadores	76
5.4. Ejemplo tipo	79
6. Conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros	91
6.1. PARA TRABAJOS FUTUROS SE RECOMIENDA :	92
A. Manual del usuario	95
A.1. Introducción	95
A.2. Requerimientos	95
A.3. Instalación	95
A.4. Ejecución de la instalación	96
A.5. Estructura del programa	96
A.5.1. Contenidos y ventanas para ingreso de datos	96
A.5.2. Formulación de los diagnósticos individuales y globales	101
A.5.3. Resultados mostrados	102
A.5.4. Registros históricos	104

Índice de figuras

2.1. Equipo para medir la relación de transformación (TTR).	23
2.2. Terminales señalizadas para los devanados de alta tensión en un TTR trifásico	23
2.3. Terminales para conexión de los grupos de puntas en el TTR	24
2.4. Óhmetro digital de baja resistencia	27
2.5. Diagrama vectorial para el cálculo del factor de potencia	28
2.6. Representación del sistema de aislamiento de un transformador	32
2.7. Medidor de la resistencia de aislamiento.	34
2.8. Corrientes que fluyen por un aislamiento cuando se aplica tensión de.	36
2.9. Terminales megóhmetro	36
2.10. Conexiones para medir la resistencia de aislamiento devanado de alta tensión	37
2.11. Conexiones para medir la resistencia de aislamiento devanado de baja tensión	37
2.12. Conexiones para medir la resistencia de aislamiento entre devanados	37
2.13. Curvas típicas de condición de aislamiento	39
2.14. Conexiones para la medición de la corriente de excitación	42
3.1. Titulado coulométrico Karl Fischer	44
3.2. Factores de correlación para obtener el %M/DW	47
3.3. Tensiómetro de precisión	50
3.4. Equipo de laboratorio para medir el número de neutralización	52
3.5. Medidor de tensión de ruptura dieléctrica con electrodos tipo disco	55
3.6. Detalle electrodos tipo disco	55
4.1. Gráfica de Dornenburg	68
4.2. Triangulo de Duval	72
5.1. Datos de placa del transformador para el caso tipo	81

5.2. Resultados medidos en la prueba de relación de transformación	81
5.3. Resultados medidos en la prueba de resistencia de devanados	82
5.4. Resultados de pruebas de factor de potencia del aislamiento sólido	82
5.5. Resultados de pruebas de resistencia de aislamiento	83
5.6. Resultados de pruebas físico-químicas	83
5.7. Resultados de cromatografía de gases	84
5.8. Análisis individual de la prueba de relación de transformación	85
5.9. Análisis individual prueba de Resistencia de devanados	86
5.10. Resultados de cromatografía según TDCG	87
5.11. Resultados obtenidos según el método de Triángulo de Duval	88
5.12. Resultados obtenidos según el método de Triángulo de Duval (Gráfico)	88
5.13. Resultados obtenidos según el método de Gases claves	89
5.14. Diagnóstico Global para el ejemplo tipo	90
A.1. Interfaz base de datos de los transformadores	97
A.2. Interfaz para seleccionar las sesiones de pruebas	98
A.3. Tipos de pruebas que presenta la herramienta	98
A.4. Interfaz de las pruebas eléctricas e ingreso de datos	99
A.5. Formulario para ingresar al programa los resultados de la prueba de relación de transformación	100
A.6. Interfaz para ingreso de datos de las pruebas físico-químicas	100
A.7. Interfaz para ingreso de datos de la cromatografía de gases	101
A.8. Análisis de los resultados de la prueba de Relación de transformación	102
A.9. Resultados de la prueba de Relación de transformación	103
A.10. Resultado de la prueba de resistencia de aislamiento	103
A.11. Diagnóstico de fallas mediante el triángulo de Duval	104

Índice de cuadros

2.1. Factores de corrección por temperatura para medición del factor de potencia	31
2.2. Conexiones para realizar la prueba del factor de potencia	32
2.3. Factores de corrección por temperatura para la resistencia de aislamiento	34
3.1. Guía general para interpretación de valores de saturación porcentual	46
3.2. Límites máximos recomendados de % Saturación del aceite	46
3.3. Guía general para la interpretación del porcentaje de humedad por peso seco	47
3.4. Valores máximos sugeridos para el porcentaje de humedad por peso seco	48
3.5. Valores mínimos de tensión interfacial	51
3.6. Valores máximos de número de neutralización	53
4.1. Acciones basadas en GCDT	65
4.2. Concentraciones de gases disueltos (ppm).	66
4.3. Límites de las relaciones de Dornenburg	68
4.4. Relaciones de Rogers	69
4.5. Límites y tasas de generación por límites mensuales	70
4.6. Niveles de furanos	74
5.1. Grupos de <i>problemas-pruebas</i> para el diagnóstico global del transformador.	76
5.2. Combinaciones y diagnósticos para el primer grupo de <i>problemas-pruebas</i>	77
5.3. Tabla resumen de condiciones y límites de aceptación para las pruebas eléctricas	79
5.4. Tabla resumen de condiciones y límites de aceptación para las pruebas físico-químicas	80
5.5. Pruebas eléctricas y físico-químicas que se van a analizar en el ejemplo tipo	80
5.6. Combinación resultante en el grupo de <i>problemas-pruebas</i> número 1.	85
5.7. Combinación resultante en el grupo de <i>problemas-pruebas</i> número 2.	85
5.8. Combinación resultante en el grupo de <i>problemas-pruebas</i> número 3.	85

Capítulo 1

Introducción

El presente trabajo de grado es parte de un conjunto de investigaciones y aplicaciones realizadas por el Grupo de Investigación de Sistemas de Energía Eléctrica (GISEL) en el área de mantenimiento y sistemas eléctricos de potencia.

La creciente demanda energética en el mundo entero y el ritmo productivo en constante aumento de las industrias hacen que se requiera sistemas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica cada vez más confiables y eficientes. Los transformadores de potencia son elementos indispensables en todos estos procesos de la energía. Además son uno de los equipos más costosos en una instalación eléctrica, gran parte de algunos procesos industriales depende directamente de la correcta operación de los transformadores. De todo esto se deduce que cualquier falla que ocurra en el transformador afectará negativamente al sistema del que éste hace parte, reduciendo su confiabilidad, eficiencia y correcto funcionamiento.

Si bien una falla de un transformador puede generar pérdidas económicas cuantiosas por procesos discontinuos debidos a interrupciones no deseadas, o por la reparación misma del dispositivo, este no es el único efecto que ocasionaría. Una falla en un transformador o su funcionamiento en mal estado origina riesgos eléctricos para el personal que realiza labores en él o que se encuentra cerca de él. Todos estos factores han impulsado la investigación de técnicas que permiten conocer las anomalías o problemas que pudiesen llegar a ocasionar fallas en los transformadores, de modo que se puedan corregir antes de que ocurran o que hagan del área cercana al transformador un área insegura de trabajo.

Mediante este proyecto de grado se busca desarrollar un sistema a través del cual se conozca o se determine, con base en la información y en los resultados obtenidos en una serie de pruebas diagnósticas eléctricas, físico-químicas y de cromatografía de gases disueltos en aceite, la posible condición de los transformadores de potencia. El sistema consiste en un compendio de la información necesaria para el análisis de estas pruebas y de una herramienta software de diagnóstico desarrollada en Matlab para el presente proyecto. La herramienta cuenta con una interfaz de usuario para la visualización de valores, gráficas, realizar interpretaciones, estimaciones y resultados que permiten determinar la posible condición del transformador.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Desarrollar una metodología para manejar la información obtenida en un sistema de pruebas eléctricas, físico-químicas y de cromatografía en transformadores de potencia.

1.1.2. Objetivos específicos

- Elaborar una metodología para la aplicación y evaluación de los diferentes tipos de pruebas en transformadores de potencia.
- Orientar los criterios para la realización de cada una de las pruebas en transformadores según sea el caso.
- Desarrollar una herramienta software que permita diagnosticar la condición eléctrica de transformadores de potencia, con base en los resultados obtenidos en pruebas de diagnóstico eléctricas, físico-químicas y de cromatografía de gases disueltos en aceite.

1.2. Antecedentes

En 1957, en un simposio de ASTM sobre aceite como aislante eléctrico se presentó un conjunto de pruebas como las pruebas recomendadas para el aceite de los equipos eléctricos en servicio. Desde 1957 hasta el presente, se han desarrollado una serie de investigaciones al respecto que han revelado aspectos importantes sobre estas pruebas y sobre otras más, lo que ha logrado que hoy en día el conocimiento al respecto sea bastante amplio. Por otro lado, la investigación en pruebas eléctricas para transformadores ha avanzado notablemente, lo que cual está dado a conocer en la normatividad y documentación al respecto está en constante actualización. Además, las compañías que diseñan y comercializan los equipos de prueba y las fabricantes de transformadores también contribuyen con sus investigaciones propias.

La presencia de gases combustibles disueltos en aceite del transformador se conoce desde la I Guerra Mundial. El trabajo realizado en laboratorios en esa época detalla una característica de los hidrocarburos muy poco apreciada: que al paso de una descarga disruptiva, en la superficie del aceite o por debajo de él se forman unos gases radicalmente distintos a los de los vapores del aceite.

La constatación del problema de los gases en transformadores energizados se realizó y luego fue documentada, en febrero de 1919 en la publicación *The Electric Journal*. En respuesta a la constatación del problema de formación de los gases a causa de la ocurrencia de fallas, los ingenieros de potencia desarrollaron métodos de recolección de los gases generados en el transformador con la esperanza de poder diagnosticar la fuente del problema. El ejemplo clásico de tal dispositivo fue el relé Buchholz,

presentado en 1919, que detecta el paso de burbujas de gas generadas en el transformador, mientras estas se desplazan por la tubería que conecta al transformador con el tanque consevador.

Se desarrollaron otros dispositivos que podían recolectar o detectar la formación de gases. Una vez que tales dispositivos mostraban evidencia de gases, se tomaban muestras que se llevaban al laboratorio para posterior análisis. A principios de la década de los setenta, se aplicó la cromatografía de gases para identificar los gases disueltos en el aceite del transformador. [M. Homing (2005)]

1.3. Estructura del documento.

El presente libro consta de seis capítulos y un apéndice.

Capítulo 2

Está dedicado a las pruebas eléctricas en el transformador. Expone la información más relevante acerca de las mismas en un transformador de potencia.

Capítulo 3

Trata de las pruebas físico-químicas en el transformador y se expone la información más relevante acerca de las pruebas físico-químicas realizadas al aceite mineral aislante empleado en un transformador de potencia.

Capítulo 4

Aborda las pruebas de cromatografía de gases y análisis de gases disueltos en el transformador.

Capítulo 5

Presenta una metodología con el fin de dar un análisis global de la condición del transformador basado en las pruebas anteriores. Análisis de caso tipo.

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros.

1.4. Planteamiento del problema.

Las técnicas o pruebas de diagnóstico en transformadores de potencia se realizan con el fin de detectar fallas tempranas en estos equipos, de modo tal que se cuente con el tiempo suficiente para

corregirlas sin perjuicios al servicio, ni detener la producción, o involucren riesgos a la seguridad eléctrica y medio ambiente, entre otros.

El conocimiento referente a estas pruebas técnicas el cual deberían poseer los encargados, o futuros encargados de asegurar la correcta operación de transformadores de potencia, en algunos casos es muy bajo. Las indicaciones para la correcta realización de las pruebas, en muchos casos, no son del todo conocidos por el personal encargado de su ejecución, así como los valores de aceptación de los resultados obtenidos en ellas. Este desconocimiento puede producir consecuencias bastante graves. No seguir el procedimiento correcto, podría conducir a errores humanos y técnicos. De igual manera, un diagnóstico emitido sin tener claridad acerca de qué indican los resultados de cada prueba o de sus valores de aceptación, podría ser un diagnóstico errado. Todo esto puede ser causal de daños en el transformador, mantenimientos inadecuados y operación de equipos cuyo funcionamiento es un riesgo para la seguridad.

Con una herramienta a través de la cual se conozca la información necesaria concerniente a pruebas diagnósticas en transformadores de potencia, y que a su vez, emita un diagnóstico probable de la condición del transformador con base en resultados obtenidos en las pruebas, se contribuye a aumentar la seguridad de trabajo y confiabilidad de estos dispositivos eléctricos.

Capítulo 2

Pruebas eléctricas

2.1. Introducción

Dada la importancia de los transformadores para el sistema de potencia y para los procesos industriales de los que hace parte, es necesario contar con herramientas que permitan conocer el estado en que se encuentran, con el fin de descubrir y corregir posibles anomalías o problemas menores que pudiesen llegar a ocasionar fallas. Estas herramientas son pruebas periódicas cuyos resultados, de ser interpretados correctamente, brindan información muy valiosa para diagnosticar la condición del equipo.

Por otro lado, los costos del reemplazo o reparación de un transformador, o los costos por tener que sacarlo de operación debido a que falló inesperadamente, son mayores que el costo de tener al equipo dentro de un plan de mantenimiento en el que periódicamente se le realicen estas pruebas diagnósticas que dejen ver el estado de las partes que lo componen: sus circuitos eléctrico, magnético, dieléctrico y de refrigeración.

Dentro de estos ensayos se encuentran los que se realizan con el transformador desenergizado, de los cuales se seleccionaron aquellos que brindan la información más valiosa y práctica acerca del estado del equipo bajo prueba y, son los que se abordarán en el presente capítulo.

Los criterios de diagnóstico pueden variar en función del transformador y de unas compañías a otras, pero existen unos valores mínimos y otros normalizados que se convierten en una guía para la interpretación de los resultados de las pruebas que se realicen.

Estos criterios para la interpretación de las pruebas, su descripción, los métodos y procedimientos empleados, la normatividad, los instrumentos de medición y el propósito de realizarlas, entre otras, hacen parte de la presente sección.

2.2. Medición de relación de transformación

2.2.1. Generalidades

La relación de transformación es el cociente entre el número de vueltas de los devanados de alta y de baja tensión. Cuando el transformador está en vacío esta relación es el cociente entre la tensión aplicada en el devanado de alta tensión y la tensión inducida en el devanado de baja.

El propósito de esta prueba como parte de una rutina de mantenimiento es asegurarse que todos los devanados tengan el número correcto de vueltas de acuerdo con el diseño y posibles fallas entre espiras o devanados. De allí que obtener resultados por fuera de los valores tolerables en esta prueba puede ser un indicativo de cortocircuitos entre espiras, circuitos abiertos o malas conexiones dentro de un mismo devanado. Sin embargo, una medición de relación de espiras puede mostrar que existe alguna falla, pero no indicará su localización exacta. Podría requerir de una inspección interna o el desencubado para localizar el problema. [M. Homing, 2005]

La relación de transformación puede cambiar debido a varios factores, como daños físicos producidos por averías, deterioro del aislamiento, contaminación o daños durante el transporte del equipo.

Si el transformador tiene derivaciones, es recomendable que esta prueba se realice para todas ellas, [NTC-471 (1974)] con el fin de comprobar que cada una de ellas tenga las vueltas correctas y, que no existan defectos en los contactos o en las conexiones en el cambiador de derivaciones en cada fase.

2.2.2. Equipo y método de medición

La relación de transformación se puede medir empleando los métodos del voltímetro, del transformador patrón o del divisor patrón descritos en [NTC-471 (1974)]. En estos métodos la tensión se aplica en el devanado de alta tensión de modo que la tensión inducida que se va a medir sea menor, reduciendo los riesgos eléctricos mientras se realiza la prueba.

Sin embargo, es más común realizar esta medición utilizando un equipo de pruebas de relaciones de espiras en transformadores, comúnmente conocido como un TTR (Transformer Turns Ratio).

Un TTR es un instrumento empleado para probar bobinas de transformadores. Para medir la relación de espiras, aplica tensión en los devanados de alta tensión del transformador y mide con precisión la tensión que se induce en los devanados de baja tensión.

Además de medir la relación de espiras, algunas de estas unidades están diseñadas para medir la corriente de excitación, resistencia de los devanados, polaridad o desviación de ángulos de fase entre el primario y el secundario, lo que indica rápidamente problemas tales como espiras en cortocircuito y defectos en el núcleo. También es útil para verificar errores de fase en todos los tipos de PTs y CTs.

En la actualidad, los TTR se dividen en dos grupos: monofásicos y trifásicos. Los TTR trifásicos automáticos están diseñados para medir la relación entre el número de espiras del secundario y del



Figura 2.1: Equipo para medir la relación de transformación (TTR).
Fuente: Autores del proyecto



Figura 2.2: Terminales señalizadas para los devanados de alta tensión en un TTR trifásico
Fuente: Autores del proyecto

primario en forma simultánea en las tres fases de transformadores de potencia, instrumentación y distribución. En la figura 2.1 se muestra uno de ellos.

Estos TTR realizan las medición mediante dos grupos de puntas: uno se conecta en los terminales de alta tensión del transformador y el otro en los de baja. Generalmente las puntas vienen señalizadas con el fin de indicar en cuál devanado deben ser conectadas, tal como se muestra en la figura 2.2.

El aparato de medición tiene además dos terminales en los que van conectados estos grupos de puntas. Existe un terminal para el grupo de alta y otro para el de baja tensión, los cuales se visualizan en la figura 2.3.



Figura 2.3: Terminales para conexión de los grupos de puntas en el TTR
Fuente: Autores del proyecto

Para realizar una medición de relación de transformación con alguno de estos TTR basta con seguir los siguientes pasos:

1. Asegurarse que el transformador esté desenergizado y aislado, y que el neutro no esté puesto a tierra.
2. Conectar la carcasa del transformador al terminal de puesta a tierra del equipo de medición.
3. Conectar cada una de las puntas de medición en los devanados del transformador según las señalizaciones que éstas tienen.
4. Conectar los grupos de puntas en sus correspondientes terminales en el TTR.
5. Encender el equipo de medición y hacer las configuraciones correspondientes, tales como la selección del grupo de conexión, de los niveles de tensión del transformador, entre otras. Algunos TTR tienen la opción de autodetectar el grupo de conexión del equipo bajo prueba.
6. Seleccionar la opción de *realizar la prueba* para que el TTR inicie el proceso de medición tal como se describió anteriormente, y que finalmente muestre el valor de las relaciones de transformación medidas entre cada par de devanados.

Cualquiera que sea el método empleado en la medición de la relación de transformación, ésta debe hacerse con instrumentos calibrados.

Si el TTR es análogo y monofásico se deben tener en cuenta los diagramas de conexión del transformador para saber sobre cuál par de los terminales del secundario se va a inducir la tensión aplicada en los terminales primarios y, de esta manera hacer las conexiones correctas del TTR para tomar la lectura de tensión inducida y calcular la relación de transformación.

2.2.3. Interpretación de resultados

La tolerancia para el valor de la relación de transformación debe estar dentro del 0,5 % del valor de relación de transformación especificado en la placa del transformador para todos los devanados [IEEE (1995)].

Esto significa que se debe comprobar en las tres fases y para cada posición del cambiador de derivaciones, si este existe, que la relación de transformación no difiere del 0,5 % de la especificada en la placa para descartar la existencia de los problemas que con esta prueba se identifican.

2.3. Medición de resistencia de devanados

2.3.1. Generalidades

La medición de la resistencia de los devanados en un transformador, como herramienta diagnóstica, se realiza para verificar si hay irregularidades debidas a pérdida de conexiones o conexiones defectuosas en los bujes o en el cambiador de derivaciones, o debidas a alta resistencia de contacto en este último. Con esta prueba se evalúa la calidad de las conexiones internas hechas a los devanados de los transformadores. Lecturas de resistencias inusualmente altas o variantes indican conexiones defectuosas o sueltas, así como la posible existencia de bobinados abiertos, puntos calientes en los bobinados o cortocircuitos entre espiras.

Las resistencias que se miden en esta prueba son resistencias dc. Es importante no confundirlas con las resistencias ac del circuito equivalente del transformador, con las que se calculan las pérdidas del cobre o de los devanados. Éstas incluyen las pérdidas I^2R debidas a una corriente de carga y las pérdidas en las partes metálicas ocasionadas por las corrientes de Eddy, mientras que con la resistencia dc se puede calcular únicamente las pérdidas I^2R [Series (2004)].

Las mediciones se deben hacer tanto en los arrollamientos de alta como en los de baja tensión. Cuando los devanados están conectados en estrella se miden las resistencias entre cada una de las fases y el neutro y, cuando éstos se disponen en delta se miden las resistencias entre pares de terminales de fases en cada una de las posiciones del cambiador de derivaciones en el caso que exista.

2.3.2. Interpretación de resultados

Para interpretar los resultados medidos se deben comparar entre sí las medidas hechas entre las tres fases y el neutro, o entre los tres pares de terminales de fases, según la conexión existente en cada lado del transformador. La comparación también se puede hacer entre los valores medidos en campo y los datos originales de las resistencias dadas por el fabricante. En cualquiera de los dos casos, los resultados de esta prueba se consideran satisfactorios si las medidas no difieren más de un 5 % [IEEE (1995)].

2.3.3. Factor de corrección

Si los valores de las resistencias obtenidos se van a comparar con los valores de fábrica, las medidas tomadas en campo se deben convertir a la temperatura de referencia dada por el fabricante, que generalmente es 75°C [Gill (1998)]. Igualmente, para llevar el registro histórico de los resultados de esta prueba, se deben referir las medidas a una misma temperatura cada vez, para que sea acertada la comparación de los valores a través del tiempo. Para ello, se emplea la ecuación (2.1):

$$R_s = R_m \frac{T_s + T_k}{T_m + T_k} \quad (2.1)$$

Donde:

R_s = Resistencia a la temperatura deseada T_s

R_m = Resistencia medida

T_s = Temperatura de referencia deseada (°C)¹

T_m = Temperatura del devanado a la cual se hizo la medición (°C)

T_k = Es una constante que depende del material del cual están hechos los devanados; 234,5(°C) para el cobre; 225(°C) para el aluminio.

Determinar la temperatura de los devanados de manera precisa en campo es bastante difícil. Por esto, generalmente las resistencias medidas se comparan unas con otras y no se comparan con los valores de fábrica, de modo que no sea necesario aplicar el factor de corrección por temperatura anterior.

2.3.4. Equipo y método de medición

La resistencia de los devanados de los transformadores se puede medir empleando el método del puente o el método de la caída de tensión, descritos en la Norma Técnica Colombia NTC 375.

En ambos casos, el transformador debe estar desenergizado y aislado. Además, si el transformador se sumerge en líquido refrigerante debe haber sido desenergizado, mantenido con su líquido refrigerante y sin carga por lo menos durante tres horas. [NTC-375 (1970)]

Sin embargo, una manera más común de medir la resistencia de devanados es empleando un óhmetro digital de baja resistencia, más conocido como DLRO (Digital Low Resistance Ohmeter), como el de la figura 2.4

Un DLRO es un instrumento que para medir la resistencia de devanados inyecta cierta corriente continua y con base en el valor de esta corriente y la tensión que aparece en bornes realiza automáticamente el cálculo de la resistencia. Cuando mide cargas inductivas es necesario esperar a que la

¹La temperatura de fábrica generalmente se encuentra en el manual del transformador. De otra manera, convertir a 75° C.

tensión se estabilice antes de tomar el valor final de resistencia. Los DLRO se pueden graduar en diferentes escalas dependiendo de la magnitud de la resistencia a ser medida. [Megger (a)]



Figura 2.4: Óhmetro digital de baja resistencia

Existen DLRO monofásicos y trifásicos. La medición con los DLRO trifásicos automáticos, se realiza básicamente de la misma manera que cuando se emplea un TTR de la misma clase: se desenergiza y aísla el transformador, se hacen las respectivas conexiones a tierra, se conectan al transformador las puntas de medición para el lado de alta y el de baja tensión, se conectan también estas puntas al equipo de medición, se configura el equipo para que inicie la prueba y se espera a que muestre los resultados de resistencia de devanados medidos entre fases o entre fase y neutro, dependiendo de la conexión de cada devanado.

Si el DLRO es monofásico, para la medición de resistencia de los devanados conectados en delta se deben tener en cuenta los diagramas de conexión del transformador para saber cuáles son los pares de fases entre los que se deben conectar las puntas de medición, ya que los inicios y finales de cada arrollamiento dependen del grupo de conexión. Por otro lado, si el arrollamiento está conectado en estrella, las mediciones de resistencia y por ende las conexiones de las puntas de medición, se realizan entre cada una de las fases y el neutro. De igual manera el transformador debe estar desenergizado, aislado y aterrizado.

La medición de la resistencia de devanados además de emplearse para investigar la condición del transformador, se utiliza para calcular las pérdidas I^2R y para conocer la temperatura de un devanado en cualquier otro momento mediante mediciones posteriores de resistencia, empleando la expresión (2.1).

2.4. Medición del factor de potencia del aislamiento sólido

2.4.1. Generalidades

Cuando cualquier sistema de aislamiento se somete a una tensión alterna presentará caminos de fuga menores que permitirán que circule por ellos una pequeña corriente. Esta corriente tiene dos componentes, una resistiva y otra capacitiva, como se muestra en la figura 2.5, las cuales se pueden medir independientemente. La ecuación (2.2) permite calcular el factor de potencia, el cual es el cociente entre las pérdidas I^2R del dieléctrico y la potencia aparente total aplicada o visto de otra manera es el cociente entre la corriente resistiva y la total que circula por el aislamiento [IEEE (1995)]:

$$F_p = \frac{I_R}{I_T} \quad (2.2)$$

Donde:

I_R = Corriente resistiva

I_T = Corriente total

Si el sistema de aislamiento fuese perfecto (una condición obviamente teórica), la corriente de fuga sería cero. Por lo tanto, el factor de potencia calculado también sería cero. Cuanto mayor sea el camino de fuga, mayores serán las pérdidas en el sistema de aislamiento y por ende el factor de potencia. [Gill (1998)]. A continuación, en la figura 2.5 se puede observar el diagrama vectorial para el cálculo del factor de potencia.

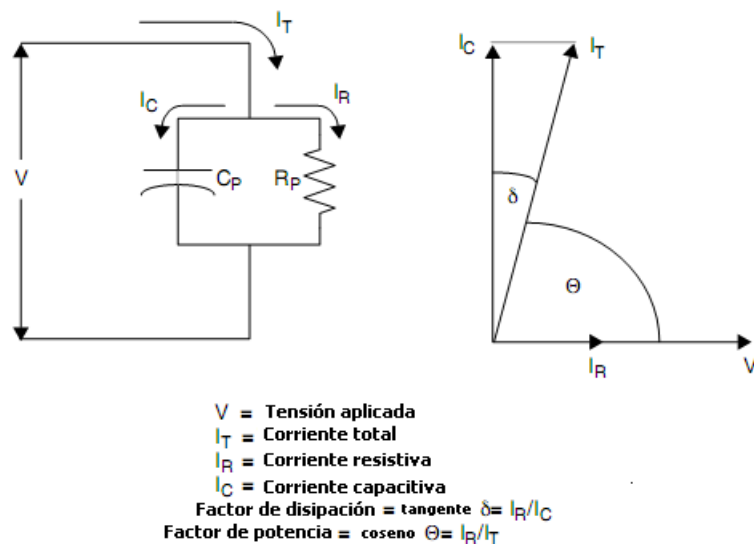


Figura 2.5: Diagrama vectorial para el cálculo del factor de potencia
Tomado de IEEE Std 62-1995

Con la medición del factor de potencia del transformador se puede realizar una buena evaluación de su sistema de aislamiento, principalmente de la condición de humedad que pueda presentar, bien sea entre devanados, entre devanados y tierra, en los bujes o en el aceite. La razón es que la humedad, la contaminación o el deterioro del aislamiento aumentan la corriente de fuga del dieléctrico, lo cual se refleja finalmente en un aumento del factor de potencia. De allí la importancia de realizar las mediciones cuando las condiciones ambientales sean óptimas para facilitar la interpretación de los resultados. Por otro lado, cualquier cambio en la calidad del aislamiento resulta en un cambio de capacitancia, pérdidas dieléctricas o factor de potencia.

Esta prueba es más sensible para detectar problemas de humedad que la de resistencia de aislamiento.

2.4.2. Interpretación de resultados

Valores inaceptables de factor de potencia pueden ser un indicativo del deterioro o degradación del aislamiento usualmente causado por humedad, carbonización del aislamiento, bujes defectuosos o contaminación del aceite. Si bien el factor de potencia para la mayoría de los transformadores es menor que 0,5 % (a 20°C), valores entre 0,5 % y 1,0 % (a 20°C) pueden ser aceptables. No obstante, se debe investigar la causa de factores de potencia mayores que 1 %. [IEEE (1995)]

Sin embargo, para detectar posibles problemas en un transformador mediante la interpretación de los resultados de una prueba de factor de potencia es más significativo realizar comparaciones que analizar los valores obtenidos en sólo una prueba. Las comparaciones pueden hacerse con los resultados obtenidos anteriormente sobre el mismo equipo, con los valores de fábrica o con los valores de factor de potencia medidos en otros equipos similares probados bajo las mismas condiciones.

Resulta de vital importancia visualizar la evolución en el tiempo de estos valores, puesto que un progresivo aumento del factor de potencia indicará una evolución degenerativa del sistema de aislamiento más o menos rápida, o por el contrario, valores que se mantengan en el tiempo o no cambien significativamente pueden reflejar el envejecimiento normal del sistema.

Las condiciones ambientales en el momento de las mediciones se deben guardar para futuras comparaciones e interpretaciones.

Cuando se obtienen altos valores de factor de potencia se deben analizar otras pruebas para averiguar la causa. Por ejemplo, las pruebas al aceite mostrarán si la causa del alto valor leído es el grado de contaminación que éste pueda presentar, porque un alto valor del factor de potencia puede ser el resultado de humedad o compuestos polares en el aceite [Series (2004)]. De este modo se podría descartar que la debilidad del aislamiento se presente en los devanados o en los bujes, y se debería buscar entonces la solución para los problemas que el aceite pueda presentar. También puede ser que el problema lo presenten los bujes y haya necesidad de probarlos independientemente antes de asumir que existe algún problema con el aislamiento sólido.

2.4.3. Factor de corrección

Para comparar directamente los resultados obtenidos en esta prueba a través del tiempo, sería necesario haber realizado las pruebas bajo las mismas condiciones cada vez. Sin embargo, esto es imposible porque hay dos factores ambientales que no pueden ser controlados fácilmente. Éstos son la temperatura y la humedad. Estas dos variables tienen un efecto sobre la corriente de fuga y por tanto sobre el factor de potencia medido.

Por esta razón, se deben aplicar ciertos factores de corrección para referir a una misma temperatura los valores de factor de potencia medidos bajo diferentes condiciones ambientales y así hacer razonable su comparación.

La temperatura base a la cual usualmente se refieren los valores de factor de potencia es 20°C [Transformers Committee of the IEEE (2006)].

Para corregir los valores de factor de potencia se emplea la ecuación (2.3):

$$F_{p20} = \frac{F_{pt}}{K} \quad (2.3)$$

Donde:

F_{p20} = Factor de potencia corregido a 20°C

F_{pt} = Valor del factor de potencia medido a una temperatura T

T = Temperatura de la prueba (°C)²

K = Factor de corrección

Los factores de corrección K se muestran en la tabla 2.1, son valores típicos y satisfactorios para propósitos prácticos y se usan para transformadores inmersos en aceite mineral aislante. Los transformadores que emplean otro líquido aislante tienen factores de corrección diferentes.

²Temperatura promedio del aceite.

Temperatura de la prueba ($^{\circ}C$)	Factor de corrección K
10	0,80
15	0,90
20	1,00
25	1,12
30	1,25
35	1,40
40	1,55
45	1,75
50	1,95
55	2,18
60	2,42
65	2,70
70	3,00

Cuadro 2.1: Factores de corrección por temperatura para medición del factor de potencia
A partir de IEEE Std C57.12.90-2006

2.4.4. Equipos de medición

La medición del factor de potencia del aislamiento se realiza mediante instrumentos especiales para tal fin. Algunos equipos realizan los ajustes para calcular el factor de potencia de manera automática o semiautomática, de modo que muestran directamente los valores de la capacitancia, el factor de potencia, corriente y pérdidas dieléctricas (I^2R).

2.4.5. Conexiones para la prueba

En un transformador trifásico de dos devanados, el sistema de aislamiento está compuesto en realidad por tres sistemas: el aislamiento entre los devanados de alta tensión y tierra, que se denominará C_H ; el existente entre los devanados de baja tensión y tierra, C_L ; y finalmente, el aislamiento entre los devanados de alta y baja tensión, C_{HL} , tal como se muestra en la figura 2.6 [Gill (1998)]. La medición del factor de potencia se debe realizar en cada uno de estos sistemas y los valores aceptables sugeridos anteriormente se deben cumplir para todos ellos.

Cuando el transformador a probar tiene alguna conexión permanente a tierra, como la conexión del tanque. La medición se debe realizar en modo de prueba de muestra aterrizada. En este modo, las conexiones entre el equipo para medición y el transformador deben ser las que se muestran en la tabla 2.2.

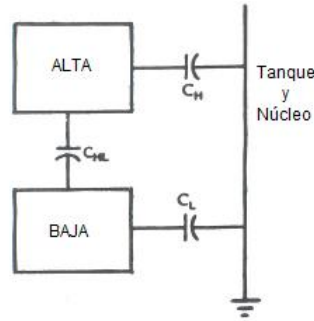


Figura 2.6: Representación del sistema de aislamiento de un transformador
Tomado de Electrical Power Equipment Maintenance and Testing.

Prueba N.	Devanado energizado	Devanado aterrizado	Devanado conectado al guarda	Aislamiento medido
1	Alta tensión	Baja tensión	-	$C_H + C_{HL}$
2	Alta tensión	-	Baja tensión	C_H
3	Baja tensión	-	Alta tensión	C_L

Cuadro 2.2: Conexiones para realizar la prueba del factor de potencia
Fuente: Electrical Power Equipment Maintenance and Testing.

El valor de la C_{HL} se halla restando el valor medido en la Prueba N° 2 del obtenido en la Prueba N° 1.

Para proceder a realizar las pruebas de factor de potencia, el transformador debe estar desenergizado, se deben cortocircuitar los devanados de alta tensión para hacerlos uno, y seguidamente los de baja y tener todo esto en lo posible dentro de un rango de temperatura cercano a los 20°C. Además, el neutro no debe estar puesto a tierra.

2.5. Medición de la resistencia de aislamiento

2.5.1. General

La resistencia de aislamiento entre devanados y tierra, o entre devanados en un transformador se mide para determinar la presencia de humedad, contaminación o degradación que el sistema de aislamiento del equipo pudiera presentar y que le impida soportar las tensiones a las que va a ser

sometido.

Los resultados obtenidos en cada prueba de resistencia de aislamiento se deben considerar como relativos. Lo realmente importante son las tendencias en las lecturas de resistencia de aislamiento. Tomando lecturas periódicamente y registrándolas, se tiene una mejor base para juzgar las condiciones reales del aislamiento. Una tendencia persistente a la baja generalmente es una advertencia de problemas posteriores, aún cuando las lecturas sean más altas que los valores mínimos de seguridad sugeridos. Igualmente cierto, en tanto que las lecturas periódicas sean consistentes, pueden estar bien, aún cuando sean menores que los valores mínimos recomendados [Megger (b)]. Por esta razón, es de vital importancia mantener el registro de las pruebas de resistencia de aislamiento que se realicen. En especial, porque generalmente en las pruebas de los transformadores se obtienen lecturas considerablemente más altas que los valores mínimos de seguridad sugeridos, pero esto no indica la buena condición del sistema de aislamiento en tanto que los valores medidos no se mantengan o mejoren con el tiempo.

2.5.2. Factores de corrección

La calidad del aislamiento es una variable que depende de la humedad, la temperatura y de factores ambientales. La resistencia de aislamiento varía inversamente con la temperatura. Por esto, dada la importancia del análisis de tendencias en los resultados de las pruebas de resistencia de aislamiento, es necesario que las mediciones se realicen bajo condiciones similares cada vez. Esto incluye las mismas conexiones de prueba, la misma tensión aplicada durante el mismo intervalo de tiempo y las mismas condiciones de humedad y temperatura. Sin embargo, esto último no siempre es posible, por lo cual, para evaluar las tendencias en los resultados, se deben referir las mediciones a una misma temperatura.

Los factores de corrección de resistencia de aislamiento a 20°C para transformadores se muestran en la tabla 2.3.

2.5.3. Equipo de medición

Existen equipos especialmente contruidos para medir la resistencia de aislamiento. Uno de ellos es el megóhmetro, como el de la figura 2.7 llamado así porque los valores de resistencia que se espera obtener son del orden de Megaohms.

El probador de aislamiento es esencialmente un medidor de resistencia de alto rango con un generador de corriente continua interconstruido. Este medidor es de construcción especial con bobinas de corriente y de tensión y un medidor calibrado que permite mostrar resultados en ohmios o megaohms. El generador puede operarse manualmente o eléctricamente para desarrollar una tensión elevada de corriente directa que ocasiona el flujo de una pequeña corriente a través y sobre las superficies del aislamiento bajo prueba.

Temperatura de la prueba (°C)	Factores de corrección
0	0,25
5	0,36
10	0,50
15.6	0,74
20	1,00
25	1,40
30	1,98
35	2,80
40	3,95
45	5,60
50	7.85
55	11,20
60	15,85
65	22,40
70	31,75
75	44,70

Cuadro 2.3: Factores de corrección por temperatura para la resistencia de aislamiento
A partir de Electrical Power Equipment Maintenance and testing



Figura 2.7: Medidor de la resistencia de aislamiento.
Fuente: Autores del proyecto

La corriente que fluye en el interior y sobre un aislamiento cuando se le aplica una tensión de tiene tres componentes:

1. Corriente de carga capacitiva

Se presenta como consecuencia de la carga de la capacitancia del aislamiento bajo prueba. Inicia con un alto valor y va disminuyendo con el tiempo hasta que finalmente desaparece y el equipo queda completamente cargado a la tensión total aplicada.

2. Corriente de absorción dieléctrica

La causan los cambios moleculares dentro del aislamiento [IEEE (1995)]. De la misma forma que la componente capacitiva, inicia con un valor alto y va disminuyendo con el tiempo, aunque a una tasa menor.

3. Corriente de fuga

Esta componente, a diferencia de las otras dos, representa una pérdida de corriente. La trayectoria de esta corriente puede ser a través del volumen del aislamiento o como fuga sobre su superficie. Teóricamente, la corriente de fuga debería ser constante a lo largo del tiempo para cualquier valor de tensión aplicada. Esta constancia a lo largo del tiempo indica que el aislamiento bajo prueba puede soportar la tensión aplicada, como se ve en la figura 2.8. Cualquier tendencia de esta corriente a aumentar con el tiempo cuando se aplica una tensión constante es una advertencia de que el aislamiento se puede dañar si se continúa con esa misma tensión. La corriente de fuga es la más importante para evaluar la condición del aislamiento.

Algunos instrumentos de medida no muestran el valor en ohms directamente sino que muestran el valor de la corriente total que circula en el aislamiento, en microamperios. En estos casos la resistencia de aislamiento se calcula empleando la ley de Ohm $R = V/I$.

2.5.4. Procedimiento para medición

Para realizar la prueba de resistencia de aislamiento el transformador debe estar desenergizado y el tanque y el núcleo puestos a tierra. Los tres devanados de alta tensión se deben cortocircuitar para hacerlos uno e igualmente se cortocircuitan los de baja. Es importante revisar que los conectores con los que se unan cada uno de estos devanados estén libre de metales o partes conductoras y que no exista equipo alguno conectado a los devanados, tales como ventiladores, sistemas de medición, supresores de picos o cualquier sistema de control de baja tensión. La resistencia de aislamiento se mide entre cada devanado a tierra y de devanado a devanado. Hay que verificar que el núcleo no esté puesto a tierra.

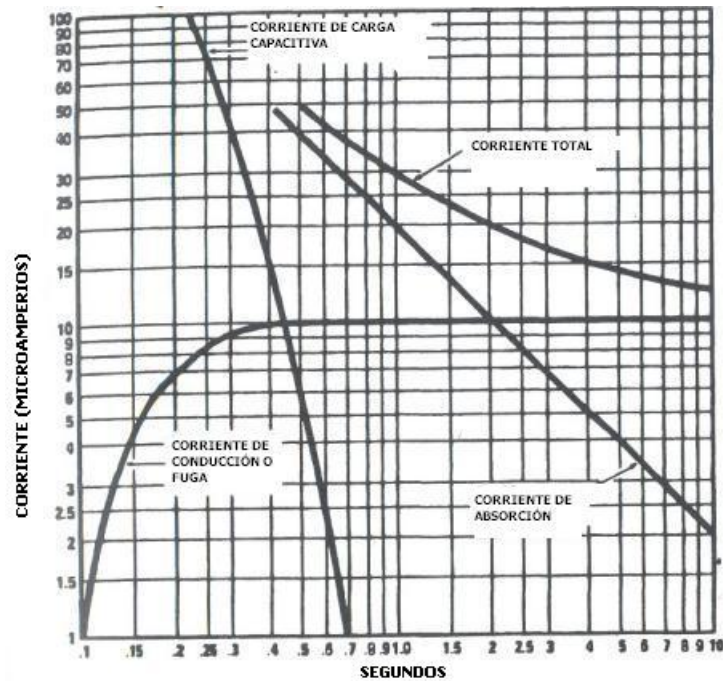


Figura 2.8: Corrientes que fluyen por un aislamiento cuando se aplica tensión dc.
Fuente: Electrical Power Equipment Maintenance and Testing

El megóhmetro tiene los siguientes terminales para las conexiones: Línea, Guarda y Tierra, que en la figura 2.9 equivalen a (+), (G), (-) respectivamente.



Figura 2.9: Terminales megóhmetro
Fuente: Autores del proyecto

Y dependiendo de la resistencia de aislamiento que se vaya a medir se hacen las respectivas conexiones entre los devanados y el equipo de medición. Las conexiones que dan resultados más precisos son los que se muestran en las figuras 2.10, 2.11 y 2.12 [Gill (1998)]:

a. Para la resistencia de aislamiento entre el devanado de alta tensión y tierra:

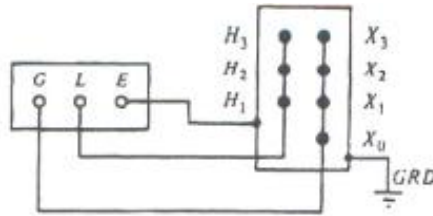


Figura 2.10: Conexiones para medir la resistencia de aislamiento devanado de alta tensión
Tomado de Electrical Power Equipment Maintenance and Testing.

Donde el devanado de alta se conecta al borne de línea (L), el de baja al de guarda (G) y la carcasa al de tierra (E).

b. Para la resistencia de aislamiento entre el devanado de baja tensión y tierra:

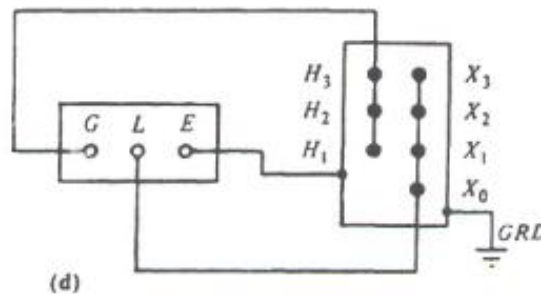


Figura 2.11: Conexiones para medir la resistencia de aislamiento devanado de baja tensión
Tomado de Electrical Power Equipment Maintenance and Testing.

Donde el devanado de baj se conecta al borne de línea (L), el de alta al de guarda (G) y la carcasa al de tierra (E).

c. Para la resistencia de aislamiento entre los devanados:

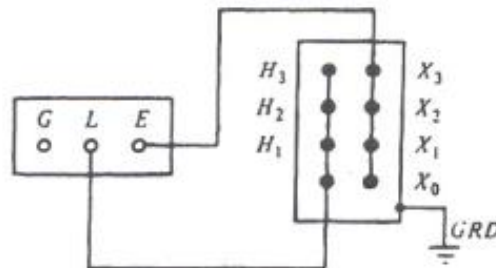


Figura 2.12: Conexiones para medir la resistencia de aislamiento entre devanados
Tomado de Electrical Power Equipment Maintenance and Testing.

Donde el devanado de alta se conecta al borne de línea (L), el de baja al de tierra (E) y la carcasa se aterriza simplemente.

No se deben tomar lecturas cuando el transformador esté sin aceite dieléctrico porque los valores de resistencia de aislamiento en aire son mucho menores que con el aceite. De igual manera, no se debe realizar esta prueba con el transformador en vacío por el riesgo de arco eléctrico que se pudiera presentar.

Es de vital importancia tener en cuenta que la prueba debe detenerse inmediatamente si la corriente empieza a aumentar y no se estabiliza. Además, como medida de seguridad en todas las pruebas, después de que hayan finalizado se debe aterrizar todas las terminales para descargar cualquier corriente de carga que haya podido quedar [Transformers Committee of the IEEE (2006)].

2.5.5. Métodos para medición

Existen tres métodos comunes de prueba de resistencia de aislamiento:

- a. Pruebas de corto tiempo o lecturas puntuales.
- b. Lecturas de tiempo-resistencia.
- c. Lecturas de tensión por pasos.

a. Pruebas de corto tiempo o lecturas puntuales

En este método, se conecta el instrumento de medición a través del aislamiento que se va a probar y se opera por un período corto de tiempo que generalmente son 60 segundos, tiempo al que se toman las lecturas.

No existen valores mínimos estándar de resistencia de aislamiento mediante este método. Sin embargo, en ausencia de datos más confiables, se puede emplear la ecuación (2.4):

$$IR = \frac{CE}{\sqrt{kVA}} \quad (2.4)$$

Donde:

IR: Valor mínimo de resistencia de aislamiento en megohms de un devanado a 1 minuto 500Vdc, con los otros devanados protegidos.³

E: Tensión del devanado bajo prueba (Tensión de línea para los devanados conectados en delta y de fase para los conectados en Y).

KVA: Potencia nominal del devanado bajo prueba.

³Conectados al terminal de guarda

Para 60Hz y un transformador tipo tanque lleno de aceite $C=1,5$.

La evaluación de la condición del aislamiento mediante este método no es muy buena puesto que los valores obtenidos, como se mencionó anteriormente, dependen de la temperatura y las condiciones de la prueba. Sin embargo, la comparación a través del tiempo de estos resultados, previamente referidos a una temperatura base mediante el factor de corrección, es de gran importancia para la evaluación del aislamiento.

b. Lecturas de tiempo-resistencia: índice de polarización e índice de absorción

Empleando este método se aplica tensión durante cierto intervalo de tiempo y se va observando la tendencia de los valores de resistencia de aislamiento medidos.

Un buen sistema de aislamiento mostrará un continuo incremento en la resistencia durante el tiempo en que se aplica la tensión. Por otro lado, si el aislamiento está contaminado con humedad o suciedad experimentará una corriente de fuga alta que permanecerá en un valor casi constante haciendo que la resistencia de aislamiento se mantenga baja. La prueba tiempo - resistencia es independiente del tamaño del equipo. El incremento de resistencia para aislamiento limpio y seco ocurre de la misma manera ya sea que el equipo bajo prueba sea grande o pequeño, tal y como lo muestra la figura 2.13:

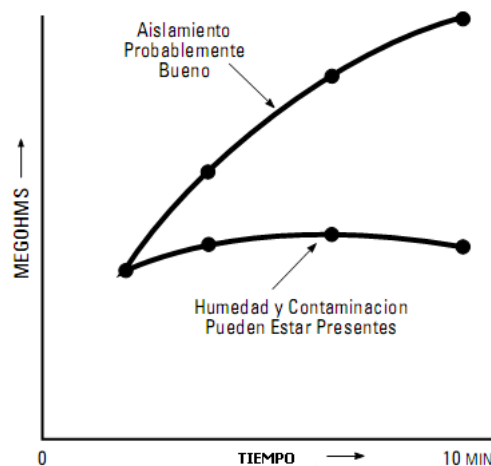


Figura 2.13: Curvas típicas de condición de aislamiento
Tomado de La guía completa para pruebas de aislamiento eléctrico (Megger).

■ Índice de polarización

Para el índice de polarización (IP) se aplica tensión dc con el megóhmetro durante 10 minutos y se van tomando los valores de resistencia de aislamiento cada minuto. El índice de polarización se muestra en la ecuación (2.5) y es el cociente entre la medida tomada al minuto 10 y el valor al primer minuto [IEEE (1995)].

$$IP = \frac{R_{10}}{R_1} \quad (2.5)$$

Donde:

IP = Índice de polarización

R_{10} = Resistencia de aislamiento medida a los 10 minutos

R_1 = Resistencia de aislamiento medida al minuto 1.

Para transformadores pequeños el IP será igual a 1 o un poco mayor. Transformadores más grandes presentarán un IP de 1,1 a 1,3.

En general, un valor alto de IP indica que el sistema de aislamiento está en buena condición. Un $IP < 1$ indica que se necesita una acción correctiva inmediatamente. Limpiar o secar el sistema de aislamiento generalmente restablece el IP a valores aceptables [IEEE (1995)].

- Índice de absorción

El índice de absorción (IA) se muestra en la ecuación (2.6), y se calcula dividiendo el valor de resistencia de aislamiento medida a los 60 segundos entre el valor obtenido a los 30 segundos.

$$IA = \frac{R_{60s}}{R_{30s}} \quad (2.6)$$

R_{60s} = Resistencia de aislamiento a los 60 s.

R_{30s} = Resistencia de aislamiento a los 30 s.

Se deben investigar las causas en caso de obtener un $IA < 1,25$.

Dado que el índice de polarización y de absorción se calculan mediante un cociente, su valor es independiente de la temperatura a la que se realizan las pruebas. Además, dan una imagen más clara de la condición del sistema de aislamiento del transformador, aún cuando una lectura puntual diga que el aislamiento está bien o no se tengan resultados de pruebas realizadas anteriormente para realizar comparaciones como en las pruebas de corto tiempo.

c. Lecturas de tensión por pasos

En este método, la tensión se va aplicando por pasos al aislamiento que se quiere probar, es decir que se va a aumentando cada vez. A medida que el valor de tensión es mayor, el aislamiento que esté debil mostrará una menor resistencia que no era obvia a tensiones menores [Gill (1998)]. Humedad, suciedad y otros contaminantes se pueden detectar a tensiones menores que las tensiones de

operación, pero cuando el aislamiento esté limpio y seco, el daño físico o el envejecimiento sólo será revelado a tensiones mayores, de allí la utilidad de emplear este método cuando sea posible.

A pesar de la utilidad que puede representar el realizar pruebas de resistencia de aislamiento en un transformador y analizar la tendencia en los resultados obtenidos a través del tiempo, es muy importante tener en cuenta que la condición de humedad del aceite presenta una marcada influencia en los resultados de resistencia de aislamiento de los devanados. Por otro lado, la medida del factor de potencia del aislamiento sólido ha mostrado ser un mejor indicador de la condición del sistema de aislamiento en transformadores de potencia que la de resistencia de aislamiento.

2.6. Medición de la corriente de excitación

La corriente de excitación es la corriente que fluye en el devanado de un transformador cuando sobre él, se aplica su tensión nominal y se dejan los otros devanados abiertos. Generalmente se expresa en porcentaje o en por unidad de la corriente nominal de línea del devanado en donde se mide.

Esta corriente, que mantiene el flujo magnético nominal de excitación en el núcleo del transformador, es la que ocasiona las pérdidas en el núcleo, las cuales son una función de la magnitud, la frecuencia y la forma de onda de la tensión aplicada.

La corriente de excitación se ve afectada por algunos factores de diseño tales como el tipo y el grosor del acero del núcleo, su configuración, la geometría de sus uniones y su densidad de flujo [Transformers Committee of the IEEE (2006)]. Su medición es muy útil para detectar defectos en la estructura magnética del núcleo, desplazamiento de los devanados, fallas en el aislamiento entre espiras o problemas en el conmutador de derivaciones porque estos defectos provocan cambios en la reluctancia efectiva del circuito magnético, modificando la corriente requerida para forzar un flujo dado a través del núcleo [IEEE (1995)]. Se puede detectar también a partir de los análisis de esta prueba, aflojamiento del núcleo del transformador y deterioros en el circuito magnético, reflejado por ejemplo en puntos calientes o aumento de pérdidas.

Por otro lado, la medición de la corriente de excitación ha mostrado su efectividad en bobinados que están parcialmente en cortocircuito. De hecho, ha sido capaz de detectar problemas en las espiras de bobinas que instrumentos convencionales de baja tensión para relación de transformación no detectaron [Norcontrol (2007)].

2.6.1. Medición

Para la medición de esta corriente se emplea el método del voltímetro, utilizado para cuantificar las pérdidas sin carga del transformador, descrito en la NTC 1031. El circuito empleado en la medición es el que se muestra en la figura 2.14.

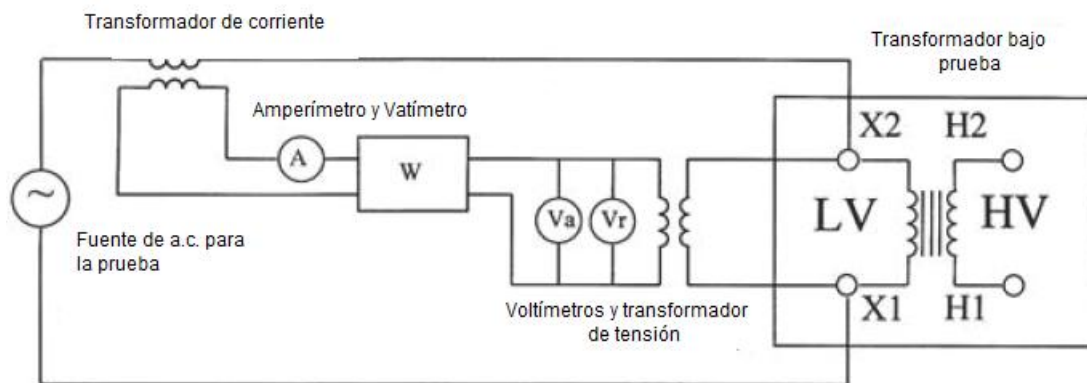


Figura 2.14: Conexiones para la medición de la corriente de excitación
Tomado de Electric Power Transformer Engineering.

Los transformadores de corriente y potencial se utilizan para escalar las entradas de los instrumentos de medida. Las mediciones en un transformador trifásico se realizan de la misma manera, sólo que se utilizan tres conjuntos de instrumentos.

2.6.2. Interpretación de resultados

En un transformador trifásico la corriente de excitación medida en las fases externas siempre es mayor que la obtenida en la fase central. En la mayoría de los problemas detectados mediante esta prueba la diferencia entre el valor de las corrientes de las fases externas ha excedido el 10 %. En general, si existe un problema interno en el transformador la diferencia será aún mayor. Cuando esto suceda, se deben comparar los resultados con los obtenidos previamente en otras pruebas de corriente de excitación, es decir con los históricos.

Capítulo 3

Pruebas físico-químicas del aceite

El aceite en un transformador¹ desempeña cuatro funciones importantes, que son:

1. Proporcionar la rigidez dieléctrica
2. Actuar como medio de enfriamiento. Encargarse de la transferencia de calor.
3. Proteger el aislamiento sólido, es decir, el papel aislante
4. Permitir con ciertos análisis, ser una herramienta de diagnóstico para conocer el estado del papel

Si el aceite se deteriora dejará de cumplir debidamente algunas de estas funciones. De allí la importancia de mantenerlo en una condición adecuada, principalmente porque la condición del aceite del transformador influye de manera muy marcada en el desempeño del papel, cuya vida útil determina finalmente la vida del transformador del que hace parte.

Por estas razones se deben realizar pruebas periódicamente al aceite, para que mediante la interpretación adecuada de los resultados obtenidos- tanto en pruebas al aceite como en otras pruebas-, sea posible emitir algún concepto de su condición, la del papel y la del transformador mismo. De igual modo, para que con análisis oportunos se puedan tomar a tiempo las medidas correctivas necesarias que mejoren las condiciones desfavorables que lleguen a detectarse.

El presente capítulo comprende las pruebas físico-químicas que brindan más información respecto a la condición del sistema de aislamiento del transformador y, que de realizarse conjuntamente se convertirían en una herramienta diagnóstica bastante valiosa. Contiene la información referente al propósito de cada prueba, sus generalidades, los métodos empleados y las guías para la interpretación de los valores medidos, entre otros.

¹Cuando se hace referencia al aceite del transformador, se hace referencia al aceite mineral aislante.

3.1. Contenido de humedad

Un estimativo del contenido de humedad del papel se determina a través de la medición del contenido de agua en el aceite. Esta cantidad se expresa en partes por millón de agua (ppm) (miligramos de humedad por kilogramo de líquido aislante) y se mide a través del método expuesto en la norma [NTC-2976 (1991)]. El método, en términos generales consiste en inyectar una muestra de aceite en un titulador coulométrico automático Karl Fischer, como el de la figura 3.1, en el que ocurre una reacción cuyo punto final se detecta gracias al exceso de yodo que se produce en el recipiente de valoración. Al final de la reacción el dispositivo de medida calcula electrónicamente el contenido de humedad en el aceite a partir del volumen de aceite inyectado y la cantidad de reactivo consumido.



Figura 3.1: Titulado coulométrico Karl Fischer
Fuente: Autores del proyecto

La humedad en un transformador origina dos situaciones perjudiciales. La primera es el incremento en el riesgo de falla dieléctrica debido a la disminución de la rigidez dieléctrica del papel y la segunda, el deterioro del aislamiento sólido que se refleja en la disminución de su vida útil. Cada vez que la humedad se duplica en un transformador, la vida útil de su aislamiento se reduce a la mitad. La vida del transformador es la vida útil de su papel aislante, y la vida del papel se puede conservar manteniéndolo libre de humedad y oxígeno. [Reclamation (2003)]

Dentro del transformador se presenta un constante intercambio entre la cantidad de agua que está contenida en el papel y la que está presente en el aceite. Esto significa que cuando la temperatura del transformador aumenta, cierta cantidad de agua fluye del papel hacia el aceite y cuando la temperatura disminuye, el flujo va en sentido inverso, es decir del aceite al papel.

Es importante resaltar que la cantidad de agua presente en el papel es sólo una pequeña muestra del agua existente en el transformador. Esto sucede porque el agua tiene mayor afinidad con el papel que con el aceite. El papel actúa como un filtro que absorbe una cantidad considerable de agua,

ocasionando que la humedad contenida en el aceite sea mucho menor que la del papel.

Y es debido a este permanente flujo de agua entre el papel y el aceite del transformador que las ppm de agua contenidas en el aceite, son sólo parte de la información relevante para evaluar el estado de humedad del sistema de aislamiento (papel-aceite) de un transformador en servicio. Para emitir un diagnóstico confiable es necesario calcular la saturación porcentual del aceite.

Con el fin de comprender el significado y la importancia del cálculo de la saturación porcentual se empezará exponiendo algunos conceptos relacionados:

La solubilidad es la cantidad total de agua en ppm que puede disolver un aceite a determinada temperatura. Viene dada por la ecuación (3.1):

$$\log_{10} S_0 = \frac{-1567}{T} + 7,0895 \quad (3.1)$$

Donde:

S_0 es la solubilidad de agua en aceite mineral aislante

T es la temperatura absoluta en Kelvin² [IEEE (2006)].

Como se puede notar, la solubilidad es función de la temperatura. Entre mayor temperatura presente el aceite, mayor cantidad de agua podrá disolver.

El límite de solubilidad se presenta cuando el aceite ya no puede disolver más agua y llega a un 100 % de saturación porcentual, lo que quiere decir que se inicia la formación de agua libre dentro del transformador.

La saturación porcentual, dada en la ecuación (3.2), es la relación entre la cantidad de agua que está presente en el aceite y la cantidad total que éste puede disolver a la misma temperatura, es decir su solubilidad.

$$\%Saturacion = 100 * \frac{ppmagua}{S_0} \quad (3.2)$$

Por ejemplo, como se mencionó anteriormente, cuando la temperatura del transformador aumenta el agua fluye del papel al aceite. Este aumento en la cantidad de agua contenida en el aceite hace que su saturación porcentual aumente, lo que podría resultar en la formación de agua libre y por tanto en valores inaceptables de rigidez dieléctrica. Además, la situación más grave que se podría presentar, es que el agua libre entre en contacto con algún conductor energizado y se produzca una falla inmediata.

Es así como el dato de la cantidad de agua contenida en el aceite del transformador no es relevante a menos que se cuente con el dato de la temperatura a la que se tomó la muestra, puesto que sin

²Temperatura del aceite de la parte superior del transformador

la temperatura el cálculo de la solubilidad del agua en el aceite y la saturación porcentual resultan imposibles.

Una guía general para interpretar los valores de saturación porcentual se encuentra en la tabla 3.1:

% Saturación agua en el aceite	Condición de la celulosa
0-5	Aislamiento seco
6-20	Humedad moderada: valores cercanos al límite inferior indican aislamiento prácticamente seco. Los cercanos al superior indican humedad moderada
21-30	Aislamiento húmedo
>30	Aislamiento extremadamente húmedo

Cuadro 3.1: Guía general para interpretación de valores de saturación porcentual
Tomado de IEEE Std C57.106-2002

La tabla 3.2 muestra los valores máximos recomendados por IEEE Std C57.106-2002 para la saturación porcentual en aceite mineral aislante en transformadores. Es de vital importancia no exceder los límites máximos allí recomendados con el fin de evitar los problemas relacionados con la sobresaturación del aceite y por ende la formación de agua libre dentro del equipo.

Tipo de tensión	Valor máximo de %Saturación agua en el aceite
$\leq 69\text{kV}$	15
$>69 \text{ a } <230 \text{ kV}$	8
$\geq 230 \text{ kV}$	5

Cuadro 3.2: Límites máximos recomendados de % Saturación del aceite
De IEEE Std C57.106-2002

Tal y como se mencionó anteriormente, otra de las consecuencias de la presencia de humedad en el sistema de aislamiento de un transformador es la reducción de la vida útil debido al envejecimiento prematuro que sufre el papel por efecto del agua. Con el propósito de prevenir este deterioro del papel se han establecido ciertos valores que al no ser excedidos mantienen la integridad del papel

aislante. Estos son los valores de porcentaje de humedad por peso seco ($\%M$ (Moisture)/DW(Dry Weight), $\%Humedad/$ Peso seco), una variable que también se calcula con base en la temperatura del aceite y en la cantidad de agua en ppm contenida en él.

Para entender el concepto, si un transformador que tiene 5000 libras de papel aislante tiene un $\%M/DW$ de 0,5% esto quiere decir que contiene $5000 \times 0,005 = 25$ kilos de agua (alrededor de 12 litros) en el papel [Reclamation (2003)].

En el cálculo del porcentaje de humedad por peso seco del papel se deben emplear los multiplicadores de correlación la metodología que la [IEEE (1995)] presenta:

A la temperatura de la muestra de aceite con la que va a determinar la cantidad de agua contenida en el aceite del transformador, súmele 5 °C. Empleando la figura 3.2, determinar el multiplicador de correlación con base en esa temperatura. Por último, multiplique este factor con las partes por millón (ppm) de agua para obtener el porcentaje de humedad por peso seco del papel.

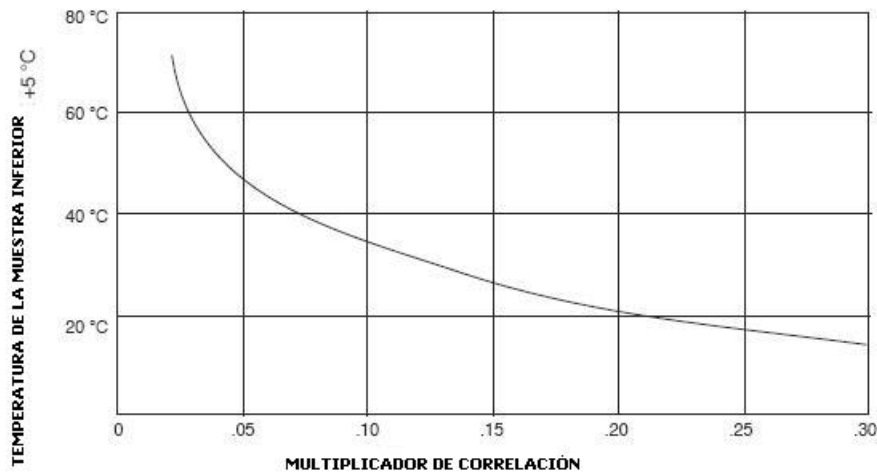


Figura 3.2: Factores de correlación para obtener el $\%M/DW$
Tomado de IEEE Std 62-1995

La tabla 3.3 es una guía para la interpretación del porcentaje de humedad por peso seco del papel:

$\%M/DW$	Condición
0-2	Papel seco
2-4	Papel húmedo
>4,5	Papel excesivamente húmedo

Cuadro 3.3: Guía general para la interpretación del porcentaje de humedad por peso seco
Tomado de IEEE Std 62-1995

Y los valores máximos sugeridos para el porcentaje de humedad por peso seco del papel de acuerdo con el tipo de tensión, según la IEEE Std C57.106-2002 están dados por la tabla 3.4:

Tipo de tensión	Valor máximo de %M/DW
$\leq 69\text{kV}$	3 %
>69 a <230 kV	2 %
≥ 230 kV	1,25 %

Cuadro 3.4: Valores máximos sugeridos para el porcentaje de humedad por peso seco
A partir de datos de IEEE Std C57.106-2002

Los valores de humedad, en especial, los valores calculados de saturación porcentual y humedad porcentual por peso seco están estrechamente relacionados con las fluctuaciones en las condiciones de la muestra, la temperatura ambiente, las fluctuaciones en la carga del transformador y la temperatura de operación. Determinar por primera vez que un transformador está húmedo puede deberse a una de estas condiciones. Si los resultados de la prueba de contenido de humedad repentinamente indican que el transformador contiene agua que perjudicará su funcionamiento (por ejemplo, una primera prueba o una que muestre inconsistencia con la historia anterior del equipo) una acción sería volver a probar el transformador a intervalos reducidos no mayores de tres meses, antes de decidir que es necesario realizar algún procedimiento de secado del equipo [M. Homing (2005)].

3.2. Factor de potencia

El factor de potencia del aceite es el coseno del ángulo de desfase entre una tensión de corriente alterna aplicada y la corriente que fluye producto de esta tensión. Cuando el aceite se somete a este campo alterno se producen pérdidas que se disipan en forma de calor, siendo el factor de potencia del aceite una medida directa de estas pérdidas.

Valores altos del factor de potencia indican deterioro o contaminación del aceite debido a humedad, carbono u otras partículas conductivas, incluyendo también las que resultan del ataque de sustancias ácidas a los metales del transformador y a productos de oxidación [Gill (1998)].

El factor de potencia es extremadamente sensible a los contaminantes. El agua no influye sobre esta propiedad por sí sola, pero sumada a productos de oxidación puede contribuir a la formación de complejos estables o junto a otras impurezas provocar altos valores en esta medición [NYNAS].

La medición del factor de potencia se puede realizar en un laboratorio en donde se analice la muestra tomada al aceite del transformador, o en campo, mediante equipos de medición portátiles que miden directamente esta variable. Cuando se realiza en el laboratorio se emplea el método especificado en [ASTM-924 \(2003\)](#).

La prueba se realiza de la siguiente manera: se coloca el aceite en una celda de prueba que 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 película delgada de aceite se ve sometida al campo de corriente alterna, lo cual origina las pérdidas dieléctricas que pueden ser medidas por el instrumento y que se presentan como el factor de potencia.

La prueba cuando se realiza en el laboratorio se desarrolla generalmente a dos temperaturas: 25 °C y 100 °C.

Según la IEEE Std C57.106-2006 el valor máximo del factor de potencia para aceptar un aceite nuevo de algún transformador es de 0,05 % a 25 °C o 0,3 % a 100 °C. Sin embargo, a medida que el aceite entra en servicio sufre un proceso de deterioro, en algunos casos natural, que se refleja en el aumento del factor de potencia. Siendo consistente con esto, el valor que la misma norma recomienda como valor máximo del factor de potencia para aceites en servicio es de 0,5 % a 25 °C o 5 % a 100 °C. Valores mayores que estos deben ser motivo de investigación, de igual manera que cualquier cambio significativo con respecto a pruebas anteriores.

Para determinar un posible problema, siempre se observa con mayor atención los valores obtenidos a 100 °C que los obtenidos a 25 °C. Esto porque el valor a 100 °C en muchas ocasiones es más sensible a los cambios que puedan presentarse en el aceite.

La disminución del factor de potencia del transformador se puede lograr mediante la regeneración o reacondicionamiento del aceite, por ejemplo con tierra Fuller, o en el peor de los casos cambiando el aceite.

No obstante, algunas compañías especializadas en el mantenimiento de transformadores de potencia recomiendan tener cuidado antes de ordenar el mantenimiento de un transformador con base en una alta lectura del factor de potencia del aceite. Sugieren que valores altos de esta variable, en algunas ocasiones son temporales, debidos a cambios químicos que el aceite puede presentar, pero que no deben significar motivo alguno de preocupación. Que si la lectura persiste en la siguiente prueba, por ejemplo en la siguiente prueba anual que se le realice al aceite del transformador, entonces allí se debe identificar la causa y llevar a cabo la investigación y correctivos necesarios.

3.3. Tensión interfacial

Esta prueba mide la tensión en la superficie que un fluido aislante mantiene contra el agua. La tensión interfacial es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas de ambos fluidos y se expresa en mili-Newtons por metro (mN/m) [IEEE (2006)]. En forma abreviada se presenta como TIF o IFT en inglés.

Los aceites limpios, nuevos y bien refinados presentan altos valores de tensión interfacial de alrededor de 40 o 50 mN/m [Reclamation (2003)]. Sin embargo, todos los aceites sufren un proceso de oxidación al envejecer. Los hidrocarburos del aceite reaccionan con el oxígeno disuelto para formar productos de oxidación del aceite. Estos productos de descomposición actúan unos sobre otros, formando sustancias polares, ácidos y ésteres que se van aglomerando a medida que su concentración se incrementa, hasta formar partículas que por ser menos solubles en el aceite se precipitan en forma de lodos. Los lodos se depositan en el papel, los devanados, el núcleo y los radiadores del transformador e interfieren entre otras con la transferencia de calor y la rigidez dieléctrica.

La velocidad a la que se desarrolla este proceso de oxidación o acidificación depende en gran parte a la presencia de agentes catalizadores y acelerantes como son el hierro, el cobre, la celulosa, los barnices, lacas, pinturas, agua, temperatura, sobrecargas, rayos solares, etc.

Los productos generados de la oxidación debilitan la tensión superficial entre el agua y el aceite, lo que ocasiona finalmente una disminución de los valores de la tensión interfacial. Por esta razón, la medición de esta variable es un medio excelente para detectar contaminantes polares y productos de oxidación en aceites aislantes.

La medición de la tensión interfacial se puede realizar mediante el método descrito en [NTC-2977 (1991)]. 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 de un vaso de precipitado que contiene agua sobre la cual se hace flotar una cantidad del aceite bajo prueba. Un tensiómetro de precisión como el de la figura 3.3, se emplea para medir exactamente la cantidad de fuerza y convertirla en una medida de tensión equivalente con base en las dimensiones del anillo.



Figura 3.3: Tensiómetro de precisión
Fuente: Autores del proyecto

La tensión interfacial y el número de neutralización, del que se hablará más adelante, analizados conjuntamente brindan indicaciones excelentes acerca de cuándo se debe regenerar el aceite. Según el *Transformer Diagnostics*[[Reclamation \(2003\)](#)], se recomienda que el aceite sea regenerado cuando la TIF caiga a 25mN/m. En ese punto el aceite ya está muy contaminado y debe ser regenerado para prevenir la formación de lodos, que comienza alrededor de 22mN/m.

Por otro lado la IEEE Std C57.106-2006 sugiere que los valores de tensión interfacial no sean menores que los sugeridos en la tabla 3.5:

Tipo de tensión	Valor mínimo de TIF [mN/m]
$\leq 69\text{kV}$	25
>69 a <230 kV	30
≥ 230 kV	32

Cuadro 3.5: Valores mínimos de tensión interfacial
A partir de datos de IEEE Std C57.106-2006

Además, recomienda que nunca se debe permitir que el aceite se deteriore a tal punto que el valor de TIF sea menor que 18.

Sin embargo, un valor de tensión interfacial inconsistentemente bajo debe confirmarse antes de someter el equipo a algún tratamiento regenerativo en el que se eliminen los contaminantes y compuestos polares causantes del bajo valor obtenido. Se deber realizar conjuntamente un análisis de tendencias.

3.4. Número de neutralización

La prueba de número de neutralización, conocida también como número de acidez, mide el contenido de ácidos formado por la oxidación del aceite. El número de neutralización es el número de miligramos (mg) de Hidróxido de potasio (KOH) requeridos para neutralizar el ácido contenido en 1g de aceite (mg KOH/g).

La acidez es proporcional a la cantidad de oxígeno absorbido por el líquido aislante. Por lo tanto, a transformadores diferentes les toma diferentes períodos de tiempo antes de que las consecuencias de la presencia de ácidos en su sistema de aislamiento sean detectadas.

Como se mencionó anteriormente, los aceites de transformadores nuevos, si fueron refinados adecuadamente, prácticamente no contienen ácidos. Sin embargo, la oxidación del aislamiento y del aceite forman ácidos a medida que el transformador envejece, lo que ocasiona que el número de neutralización vaya en aumento. Aunque el cambio en estos valores ocurre en largos periodos de tiempo [Gill (1998)].

Los ácidos atacan la celulosa y aceleran la degradación del aislamiento además de que pueden inducir la oxidación de metales cuando hay humedad presente. Un alto número de neutralización, al igual que un bajo número de tensión interfacial, indica que el aceite está oxidado o que contiene ácidos. Esta condición finalmente puede ser un indicativo de la formación de lodo. Por estas razones el análisis conjunto del número de neutralización y de la tensión interfacial es clave para la determinación del estado de contaminación de sistema de aislamiento papel-aceite y para tomar decisiones respecto con los procesos regenerativos a los que éste se debe someter con el fin de ser restaurado en caso de necesitarlo.

Entre los métodos empleados para medir el número de neutralización están en [ASTM-664 (2007)] y en [ASTM-974 (2008)]. Estos métodos utilizan hidróxido de potasio (KOH), una sustancia básica, para producir una reacción con los compuestos ácidos del aceite. La cantidad de KOH que se necesita

para producir la reacción con todos los compuestos ácidos se observa de manera diferente de acuerdo con el método empleado.

Con el método ASTM D974 el punto de la reacción se determina mediante un cambio de color de un indicador ácido/base colocado en el recipiente que contiene el aceite bajo prueba. Al recipiente se le van añadiendo cantidades de hidróxido de potasio que va reaccionando con el ácido que contiene la muestra de aceite. Cuando ya todo el ácido contenido ha reaccionado con el KOH y se añade otra cantidad de este último, el indicador cambia de color indicando que la reacción llegó a su fin. El número de neutralización se determina entonces dependiendo de la cantidad de KOH utilizado como reactivo y el peso de la muestra.

Este método es el más utilizado porque es relativamente simple y preciso. Además el equipo de laboratorio es como el de la figura 3.4 y los reactivos necesarios son relativamente económicos [M. Homing (2005)].



Figura 3.4: Equipo de laboratorio para medir el número de neutralización
Fuente: Autores del proyecto

Por otro lado, el método ASTM D664 es similar al D974. La diferencia radica en que el punto final de la reacción de KOH con el ácido de la muestra se determina no con un cambio de color, sino con un cambio repentino en la pendiente de una gráfica. Durante la adición del reactivo se va monitoreando y graficando el potencial eléctrico en el recipiente. Cuando la pendiente del potencial pasa de ser gradual a ser una pendiente más pronunciada es cuando la reacción ha terminado y se procede a calcular el número de acidez de la muestra igual que con el método anterior.

Los valores máximos de número de neutralización sugeridos por la IEEE C57.106-2006 están dados en la tabla 3.6:

Vale la pena anotar, para tener una idea de las magnitudes de los valores del número de neutralización, que la [ASTM-3487 (2006)] recomienda que el valor máximo de esta medida para aceites nuevos sea de 0,03 mg KOH/g.

Tipo de tensión	Valor máximo de NN [mg KOH/g]
$\leq 69\text{kV}$	0,20
$69 < a < 230 \text{ kV}$	0,15
$\geq 230 \text{ kV}$	0,10

Cuadro 3.6: Valores máximos de número de neutralización
De IEEE Std C57.106-2006

Si los resultados de una primera prueba no están dentro de los valores aceptables o si se observan cambios repentinos en el valor del número de neutralización, se debe confirmar mediante la realización de la prueba por segunda vez. Además, como con todas las otras pruebas la decisión debe tomarse con base en las tendencias en los valores obtenidos y no con el resultado de una sola prueba.

3.5. Inhibidor de oxidación

Es de suma importancia realizar esta prueba para conocer la cantidad de inhibidor de oxidación que presenta un aceite porque por lo general, el agotamiento del inhibidor es la primera indicación de que el aceite necesita mantenimiento. En la mayoría de las condiciones, el aceite no comenzará el proceso de envejecimiento por acción de la oxidación, del que se hablaba en las pruebas anteriores, si cuenta con la cantidad suficiente de un inhibidor de oxidación. La adición de aceite a un aceite mineral aislante retarda la formación de lodos y de ácidos bajo condiciones de oxidación.

Esto sucede porque el oxígeno ataca primero el inhibidor antes que el sistema de aislamiento y a medida que esto ocurre, el inhibidor va disminuyendo, de modo que cuando las cantidades de inhibidor son menores que los valores recomendados es una señal de que se requiere tomar alguna medida preventiva o correctiva para mejorar la condición del aceite. El inhibidor de oxidación es una clave para extender la vida de los transformadores [M. Hoving (2005)].

El contenido de inhibidor de oxidación se presenta como un porcentaje del peso del inhibidor en el aceite.

Existen dos inhibidores de la oxidación comúnmente usados en el aceite para transformador: el 2,6-ditertario-butil para cresol (DBPC) y 2,6-ditertario-butil para fenol (DBP); y el método de prueba normalizado para medir la cantidad conjunta de ellos es el descrito en [NTC-3222 (1991)].

Los inhibidores naturales gradualmente se acaban con el tiempo, razón por la cual es necesario añadir inhibidores sintéticos como los arriba mencionados. Esta adición generalmente se realiza cuando el transformador se somete a algún tipo de tratamiento. Por ejemplo, si el aceite va a ser regenerado porque presentó formación de lodos, entonces al final de este tratamiento es cuando se le añade el inhibidor sintético.

El valor de contenido de inhibidor en un aceite nuevo, recomendado por [ASTM-3487 (2006)] es de 0,3 % y el valor sugerido por la IEEE [IEEE (2006)] para el contenido mínimo de inhibidor de un

aceite en uso es de 0,09 %. Sin embargo, se debe investigar cualquier cambio abrupto en el valor de esta variable respecto a pruebas anteriores.

3.6. Tensión de ruptura dieléctrica

Mediante esta prueba se mide la tensión a la que ocurre la ruptura dieléctrica del aceite, por lo que se utiliza con el fin de evaluar su capacidad para soportar los esfuerzos eléctricos sin que ocurra una falla. El esfuerzo eléctrico al que puede ser sometido un líquido se reduce por la presencia de contaminantes tales como fibras de celulosa, partículas conductivas, suciedad y agua.

Obtener bajos resultados cuando se realiza esta prueba puede ser un indicativo de la presencia de uno o más de estos contaminantes. Sin embargo, un alto valor de tensión de ruptura dieléctrica no necesariamente indica la ausencia de ellos. Puede ser que existan, pero que las concentraciones presentes en el aceite que está siendo probado no sean suficientes para disminuir el valor de esta tensión medida.

Por otro lado, la medición de la tensión de ruptura dieléctrica, en algunos casos no deja ver todo lo que se quisiera; la humedad en combinación con el oxígeno y el calor destruirán la celulosa mucho antes que esta prueba indique que algo está mal. Además, tampoco revela algo respecto a la formación de ácidos y lodo. Respecto a este aspecto las pruebas explicadas anteriormente brindan mucha más información [M. Hoving (2005)].

Existen dos métodos empleados para la medición de este valor. El método descrito en [NTC-2975 (1991)] y el de [NTC-3218 (1991)]. Ambos consisten básicamente en colocar una muestra del aceite que se desea probar en un recipiente que contiene dos electrodos a través de los cuales se aplica tensión a la muestra hasta que ocurre una descarga disruptiva. Este procedimiento se repite por lo menos cinco veces hasta determinar la tensión de ruptura dieléctrica promedio que soporta la muestra y por ende el aceite del transformador bajo prueba.

Las figuras 3.5 y 3.6 son de un instrumento para la medición de tensión interfacial mediante electrodos tipo disco, como el empleado en el método de la NTC 2975.



Figura 3.5: Medidor de tensión de ruptura dieléctrica con electrodos tipo disco
Fuente: Autores del proyecto



Figura 3.6: Detalle electrodos tipo disco
Fuente: Autores del proyecto

En ocasiones, los resultados del método NTC 3218 indican la posibilidad de problemas con la tensión de ruptura dieléctrica sin que realmente existan. Se debe tener cuidado al interpretar los resultados de la prueba, para no desperdiciar recursos en la búsqueda de problemas que no existen, sino que son resultado de las singularidades del mismo método de prueba [M. Homing (2005)].

Los valores de tensión de ruptura dieléctrica que la compañía S.D. Myers de USA³ recomienda como aceptables son aquellos mayores que 30; cuestionables de 25 a 30 e inaceptables menores que 25 kV.

³Esta compañía tiene una base de datos de investigación en más de un millón de transformadores durante 30 años y prueba más de 200.000 muestras por año.

3.7. Color

Mediante esta prueba se compara el color que tiene el aceite de un transformador con unos discos de color patrón de la ASTM. De esta forma se cuantifica de alguna manera el color que presenta el líquido dieléctrico con el fin de ver los cambios en el aceite durante su uso.

Cada uno de los colores patrón está representado por un número. Estos pueden ir desde 0,5 hasta 8, siendo 8 el color más oscuro con el que puede compararse el aceite bajo prueba. Las unidades de color ASTM son unidades arbitrarias.

La mayoría de los aceites nuevos tienen apariencia casi transparente, por lo que presentan un número de color bajo. Tanto así, que en algunos casos incluso se dice que su color es menor que 0,5 [M. Homing (2005)]. A medida que el aceite envejece y se oxida se oscurece, muestra del deterioro y/o contaminación. Sin embargo, estos cambios en el color normalmente ocurren en largos períodos de tiempo.

Diagnosticar la posible existencia de problemas con base en un alto valor de color podría ser un error. Puede que algunos aceites presenten coloración oscura por naturaleza y que sin embargo, esto no tenga que ver con su condición. Además, el mal color del aceite rara vez afecta su desempeño en servicio.

Lo que se debe analizar y a lo que se debe prestar atención realmente es a las tendencias en los valores obtenidos en las pruebas de color realizadas entre una rutina y otra. Un incremento rápido en el color sí podría ser un indicativo de un cambio dramático en las condiciones de operación y generalmente precede otras indicaciones de un problema dentro del equipo [IEEE (1995)].

Para que sirvan como referencia, mas no como base para emitir una opinión acerca de la condición de un aceite en servicio, la ASTM cataloga como inaceptables los valores de color mayores que 3,5.

Los métodos para la determinación del color del aceite de transformador son el [ASTM-1500 (2007)] y el ASTM D 1524. El primero de ellos se realiza en el laboratorio y el otro en campo.

Capítulo 4

Análisis de gases disueltos en aceites aislantes eléctricos por medio de cromatografía de gases

4.1. Generalidades

La cromatografía de gases es una técnica relativamente moderna en la que a partir de un estudio de gases en el transformador, permite hacer una correlación con los diferentes tipos de fallas o problemas que se presenten en éste, a partir de diferentes tipos de técnicas de análisis.

Debido a los diferentes esfuerzos a los que se ven sometidos los transformadores, los materiales aislantes se van descomponiendo generando gases y residuos. La mayoría de estas técnicas se han desarrollado con base en casos empíricos de diferentes empresas con una gran cantidad de transformadores analizados. A partir de estas técnicas y por medio de análisis gráficos y estadísticos se busca obtener conclusiones que permitan establecer las condiciones en las que se encuentra el transformador y en particular su sistema de aislamiento.

La cromatografía de gases no es una ciencia exacta como tal, de ahí que, sino se hace un manejo adecuado a la información que ésta suministra se puede llegar a obtener conclusiones erradas, con las implicaciones que esto acarree, por ejemplo, sacar un transformador de servicio cuando no sea necesario o dejarlo cuando va encaminado a fallar gravemente. Es importante conocer también la cantidad y tasa de generación de gases, ya que el envejecimiento normal también los produce, pero a un tasa supremamente lenta.

El análisis e interpretación de los resultados de una análisis cromatográfico requiere la utilización de muchos criterios. Se pretende a partir de la bibliografía existente y del análisis de las diferentes técnicas de análisis, encaminar la interpretación de los resultados dependiendo de la situación y tomar las decisiones adecuadas.

Los gases típicamente generados en un transformador son hidrógeno, oxígeno, nitrógeno, metano, monóxido de carbono, etano, dióxido de carbono, etileno y acetileno las cuales a excepción del

oxígeno y nitrógeno son gases combustibles, lo cual puede implicar graves riesgos para la instalación. Para efectos de metodología de diagnóstico se tomarán solamente los gases combustibles, también se encuentran oxígeno y nitrógeno a los cuales se les prestará singular atención. El propano, propileno y butano también se pueden encontrar no se toman en cuenta para ningún análisis en el transformador.

4.2. Cromatografía de gases

La cromatografía es un conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla y en algunos casos identificar estos si es que no se conoce su composición.

Las técnicas cromatográficas son muy variadas, pero en todas ellas hay una fase móvil que consiste en un fluido (gas, líquido o fluido supercrítico) que arrastra a la muestra a través de una fase estacionaria que se trata de un sólido o un líquido fijado en un sólido [Wikipedia (2008)].

Los primeros métodos de detección de gases combustibles suponían pruebas de combustibilidad directa o análisis químico de los gases en el volumen encima de la superficie del aceite. Sin embargo, estos métodos no eran lo suficientemente sensibles para las normas actuales ni lo suficientemente oportunos para ser de valor. La cromatografía de gases es el método más idóneo disponible para identificar los gases combustibles, ya que da una perspectiva cualitativa y cuantitativa de los gases disueltos en el aceite del transformador.

Se debe tener especial precaución al hacer los análisis de los datos de la cromatografía de gases. Que una concentración exceda un valor no necesariamente indica que algo pueda estar mal. Es necesario analizar e investigar más a fondo, mirando los resultados de las demás tipos de pruebas de diagnóstico, así como las tendencias a lo largo de la vida del transformador [M. Homing (2005)].

4.2.1. Muestreo

El muestreo es el primer paso importante para la realización de la prueba de cromatografía de gases. Para un transformador en servicio, el muestreo del aceite dieléctrico permite determinar la condición del aislamiento sin desenergizarlo, así como también la contaminación a la que puede estar sometido en algún momento.

Una buena muestra es la representativa del contenido total de aceite. Es importante una buena preparación del área donde se va a tomar la muestra antes de iniciar la misma, asegurarse de que no haya agentes contaminantes o humedad en la zona, limpiar el lugar y las válvulas al interior.

Un volumen conocido de aceite, se extrae del transformador y se envía al laboratorio en el que se extraen los gases y en qué cantidades se presentan. Se debe asegurar obtener una muestra representativa, basados en los diferentes métodos existentes. Para esto la norma ASTM D3613 da los lineamientos necesarios para tres métodos de preparación, toma, extracción y procedimiento para

el cálculo de los porcentajes gaseosos. Actualmente existen cromatógrafos portátiles que permiten tomar, hacer el análisis y obtener resultados en campo en corto tiempo.

Primero se debe obtener una muestra simple con una jeringa tipo o un cilindro metálico rígido. Se debe procurar tomar una muestra representativa sin pérdidas de gases disueltos y evitar la exposición al aire es supremamente importante. Es también importante que la cantidad y composición de los gases disueltos permanezcan invariables durante el transporte al laboratorio. Evitar prolongada exposición a la luz colocando las muestras inmediatamente en los contenedores a prueba de luz y mateniéndolas allí hasta el inicio de la prueba.

Para mantener la integridad de la muestra, se debe tratar que el tiempo entre el muestreo y la prueba de cromatografía sea el más corto posible, así como evaluar el tiempo máximo de almacenamiento de los contenedores. Las muestras que han sido almacenadas en jeringas y cilindros metálicos pueden permanecer sin cambios apreciables hasta por cuatro semanas [ASTM-3613 (1998)].

Pasos para el muestreo

- Tener las herramientas apropiadas, recipientes, jeringas y equipo de adicional para realizar la muestra.
- Obtener los permisos necesarios, de acuerdo con los protocolos y contar con supervisión si así se requiere.
- Asegurar que las condiciones climáticas sean apropiadas.
- Haber determinado cual es el equipo o los equipos que se van muestrear.
- Ubicar en sus respectivos lugares el equipo de trabajo y el personal que lo realizará
- Inspeccionar el área alrededor del transformador que este libre de suciedades, objetos que puedan provocar accidentes y riesgo eléctrico.
- Revisar el tanque, las válvulas, pintura y medidores de parámetros del transformador como la presión y temperatura.
- Asegurarse que la presión que haya sea positiva antes de empezar, si esta es negativa no se debe tomar la muestra por ningún motivo.
- Al momento de tomar la muestra preparar el área debajo y alrededor de la válvula de drenado de posibles derrames, con recipientes plásticos o materiales absorbentes.
- Registrar la temperatura y condiciones encontradas.
- Limpiar el el exterior e interior de la válvula con un trapo.

- Instalar el conector y abrir la válvula manualmente y llenar hasta una tercera parte del contenido de la jeringa. Este procedimiento es sólo para limpiar la salida del tubo de la válvula inferior.
- Tomar la muestra según los análisis que se vayan a realizar y especificado por las normas.

Al final de la toma de la muestra se debe asegurar que esté bien protegida de la luz para que no sufra degradación por esta. También se deben limpiar los residuos de aceite que hayan en las válvulas, asegurarnos que la muestra este correctamente sellada y segura. Se debe recoger el equipo utilizado, así como notificar al encargado que la toma de muestras ha terminado.

4.3. Cromatografía de gases en comparación con otros métodos

En la actualidad se utilizan tres métodos de detección de gases de falla, pero básicamente sólo el análisis de gases disueltos enfoca con mayor claridad el contenido de gases dentro del transformador, permite realizar análisis de éstos, crear tendencias y desarrollar una teoría de valoración. Además, cuenta con una amplia aceptación, validación y documentación.

Los otros métodos o formas de detección de gases son los siguientes:

4.3.1. Relé colector de gases (Relé Buchholz)

Este método es de aplicación limitada en términos generales ya que los gases combustibles generados son altamente solubles en aceite. En un transformador inmerso completamente en aceite, las pequeñas cantidades de gases combustibles provenientes de una falla incipiente, pueden ser absorbidas por el aceite casi completamente antes de que se llegue a acumular una cantidad de gas apreciable en el relé colector. Cuando esto suceda será evidencia de que el transformador presentó una falla, sin embargo nunca podrá servir como advertencia para evitar que ocurra, lo cual no es útil para efectos de poder establecer tendencias y prever posibles fallas en el transformador.

4.3.2. Detección de gases de falla

Este método usado principalmente en los Estados Unidos, mide los gases combustibles totales. Su principal ventaja es la adaptabilidad para ser utilizado en campo y puede permitir monitoreo permanente del transformador. Sus desventajas radican en que sólo detecta los gases combustibles de falla y sólo aplica a unidades con un colchón de gas encima del aceite, pero su principal desventaja es que ofrece un valor único del porcentaje de gases combustibles, es decir, no cuantifica ni identifica los gases presentes. Otro punto en contra es que la tendencia de los gases combustibles de dirigirse hacia el colchón de gas puede ser mínima si tiene una baja concentración, lo que para condiciones normales no presentaría ninguna previsión de posibles indicios de falla.

4.3.3. Análisis de gases disueltos

El método que ofrece mayor información y sobre el cual hará énfasis en este trabajo de grado, es el análisis de gases disueltos (AGD). En este método de prueba realizado en laboratorio, se toma una muestra de aceite del transformador, se le extraen los gases disueltos y seguidamente se separan, se identifican y se cuantifican. La cromatografía de gases ha demostrado ser la técnica más aceptada. Los criterios fundamentales se relacionan con los requerimientos de sensibilidad, costos de capital, facilidad de operación entre otros. Este método no sólo es aplicable a todo tipo de equipo inmerso en aceite, sino que ofrece información necesaria para evaluar adecuadamente la capacidad del transformador para cumplir su función [M. Homing (2005)].

4.4. Origen de los gases combustibles y tipos de fallas probables.

Básicamente las causas primordiales de el origen de los gases están dadas por fallas térmicas y eléctricas, y en menor medida los esfuerzos mecánicos que pueden ser derivados de las anteriores condiciones. Para las diferentes tipos de fallas:

4.4.1. Fallas térmicas

Al presentarse aumentos de temperatura empiezan a aparecer gases producto de la descomposición del aceite y la celulosa. La descomposición del aceite mineral en el rango de temperaturas entre 150°C y 500°C , produce gases de bajo peso molecular, tales como el hidrógeno (H_2) y el metano (CH_4) y restos de cantidades de gases de gran peso molecular como el etileno (C_2H_4) y el etano (C_2H_6). Al contrario del aceite, la descomposición térmica de la celulosa y demás aislamientos sólidos producen monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2) y vapor de agua a temperaturas mucho más bajas que la de la descomposición del aceite y tasas proporcionales a la temperatura. Debido a la baja temperatura de descomposición de la celulosa es de esperar que en condiciones normales se presenten muchos cientos de partes por millón de CO y muchos miles de partes por millón (ppm) de CO_2 .

La razón de CO_2/CO se emplea a veces como indicador de la descomposición térmica de la celulosa. Esta razón es normalmente mayor a siete. Se detallará en la sección 4.9.1

a. Sobrecalentamiento de la celulosa: Los principales productos de la celulosa sometida a sobrecalentamiento en un sistema cerrado a temperaturas hasta 150°C son:

- Monóxido de carbono (CO)
- Dióxido de carbono (CO_2)
- Agua (H_2O)

b. Aceite sobrecalentado: Cuando el aceite aislante mineral se sobrecalienta a temperaturas hasta los 500 °C, se liberarán los siguientes vapores de hidrocarburos:

- Etileno (C_2H_4)
- Etano (C_2H_6)
- Metano (CH_4)

Otros productos que se liberan por debajo de los 500 °C con alguna presencia de oxígeno son:

- Dióxido de carbono (400 °C)
- Agua (200 °C)

4.4.2. Fallas eléctricas- Descargas de baja intensidad

Las descargas eléctricas de baja intensidad tales como las descargas parciales y arcos intermitentes de bajo nivel, producen principalmente hidrógeno, con decremento de las cantidades de metano (CH_4) y restos de cantidades de acetileno (C_2H_2). Cuando la intensidad de las descargas incrementa, las concentraciones de acetileno y etileno se incrementan considerablemente.

4.4.3. Fallas eléctricas- Descargas de alta intensidad

Cuando la intensidad de la descarga eléctrica produce arco o proporciones de descarga continua, esto produce temperaturas entre 700°C y 1800°C, la cantidad de acetileno se vuelve considerable. Los siguientes gases y moléculas son generadas:

a. Pirólisis de la celulosa: Si la celulosa se calienta hasta su destrucción (pirólisis). A temperaturas por encima de los 250°C (en una unidad sellada) puede que se forme más CO que CO₂ tal vez cuatro veces más CO que CO₂ por volumen, además:

- Alquitrán
- Coque
- Agua (H_2O)
- Monóxido de carbono (CO)
- Dióxido de carbono (CO₂)
- Otros

b. Pirólisis del aceite: Cuando el aceite se somete a esfuerzos eléctricos extremos, como por ejemplo un arco eléctrico, se liberan estos gases y en el rango de cantidades siguiente:

- Hidrógeno 60 %-80 %
- Acetileno 10 %-25 %
- Metano 1,5 %- 3,5 %
- Etileno 1,0 %- 2,9 %

En el aceite se genera toda clase de hidrocarburos de mayor peso molecular, de ahí la ausencia de óxidos de carbono. Es muy difícil aislar e identificar los diferentes hidrocarburos líquidos que se forman por los eventos que ocurren en la vida de un transformador. No obstante, es relativamente fácil aislar los gases [Transformers Committee of the IEEE (1991)].

4.5. Procedimiento sugerido para la detección y análisis de gases combustibles

Desde el punto de vista operacional, es importante establecer las siguientes prioridades :

1) Detección

Detectar la generación de cualquier gas que exceda las cantidades límites que se consideren normales y utilizar los lineamientos para identificar la anormalidad lo más rápido posible de manera que se minimice el daño o se evite la falla.

2) Evaluación

Evaluar el impacto de una anormalidad en la prestación del servicio del transformador, siguiendo los lineamientos y recomendaciones disponibles.

3) Acción

Tomar la acción recomendada, iniciar con un monitoreo del comportamiento y confirmar con análisis complementarios que lleven a determinar una posible sensibilidad en la carga, que pueda obligar a reducir la carga en el transformador o sacar la unidad de servicio.

4.6. Tasas comparativas de evolución y velocidad de generación de los gases

En condiciones normales de operación todos los transformadores generan gases debido al deterioro normal del aislamiento y a las temperaturas a las que son sometidos a lo largo de su vida útil. Un incremento significativo de algún gas o del total de gases combustibles en condiciones normales hace presumir de algún indicio de falla por sobrecalentamiento, problemas dieléctricos o una combinación de estos.

Una distribución y volumen de gas puede ser generado por un largo período de tiempo por fallas insignificantes o en un corto período por fallas graves. Una medición no indica la tasa de generación y puede indicar muy poco sobre la gravedad de la falla. A veces un gas peligroso se puede detectar y es conveniente asegurarse de la falla que pudo haber generado ese gas.

Con los resultados de la cromatografía se obtiene el nivel de gases combustibles presentes en el aceite y analizando más de una prueba de gases disueltos en aceite se puede determinar la tasa de evolución de estos. Los límites para las tasas de generación y niveles de gases dados para los análisis de gases disueltos se muestran en la tabla 4.1. Una cantidad mayor de gas combustible por día puede indicar que la unidad tiene una falla interna activa. Para calcular la tasa de evolución, se toma la suma de las concentraciones en partes por millón de los gases combustibles totales y se calcula el porcentaje de variación, ya sea por día, semana, mes según sea determinado por los lineamientos de las normas y por las rutinas establecidas para cada caso.

4.7. Evaluación de la condición del transformador usando concentraciones individuales y totales de gases combustibles

Puede ser difícil determinar si un transformador está operando normalmente si no se tiene una historia previa de gases disueltos. También existen diferencias de opinión en lo que es un transformador normal con una concentración aceptable de gases.

Según [Transformers Committee of the IEEE (1991)], cuatro niveles de criterio han sido desarrollados para clasificar los riesgos de los transformadores por la norma, cuando no exista un historial previo de gases disueltos, para operación continua en varios niveles de gases combustibles. El criterio utiliza tanto las concentraciones separadas de gases como la concentración total de todos los gases combustibles.

Condición 1 Para una cantidad de gases combustibles disueltos totales (GCDT) debajo de este nivel indica que el transformador está operando satisfactoriamente. Cualquier gas combustible individual que exceda los niveles especificados conduciría a una investigación adicional.

Condición 2 Para GCDT en este rango indica niveles de gases combustibles mayores a los normales. Cualquier gas combustible que exceda los niveles especificados conduciría a una investigación adicional. Se podría ejecutar alguna acción estableciendo una tendencia. Alguna falla puede estar presente.

Condición 3 Para GCDT en este rango indica alto nivel de descomposición. Cualquier gas combustible que exceda los niveles especificados conduciría a una investigación adicional. Se debe tomar una acción inmediata para establecer una tendencia. Fallas están presentes probablemente.

Condición 4 Para GCDT en este rango indica descomposición excesiva. Continuar operando el transformador podría resultar en una falla de éste. Proceder inmediatamente y con precaución.

En la tabla 4.1 se detallan las condiciones basadas en el nivel de gases, tasa de generación y acciones a ejecutar. Si existen pruebas previas se deberá analizar más a fondo la situación para ver si es la apropiada, como se analizará posteriormente.

Condiciones	Nivel de GCDT (ppm)	Tasas de generación de GCDT (ppm/día)	Intervalo de muestreo	Procedimiento operativo
Condición 1	≤ 720	< 10	Anualmente	Continuar operación normal
		10-30	Trimestralmente	Precaución. Análisis de gases. Dependencia de carga.
		> 30	Mensualmente	
Condición 2	721-1920	< 10	Trimestralmente	Precaución.
		10-30	Mensualmente	Análisis de gases.
		> 30	Mensualmente	Dependencia de carga.
Condición 3	1921-4630	< 10	Mensualmente	Precaución.
		10-30	Semanalmente	Análisis de gases.
		> 30	Semanalmente	Plan de sacada de servicio
Condición 4	> 4630	< 10	Semanalmente	Dependencia de carga.
		10-30	Diariamente	Precaución extrema. Análisis de gases. Plan de sacada de servicio.
		> 30	Diariamente	Considerar salida de servicio.
				Avisar al fabricante

Cuadro 4.1: Acciones basadas en GCDT

A continuación se analizan las concentraciones individuales consideradas para cada gas y la concentración total.

Condición	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	GCDT
1	100	120	35	50	65	350	2500	720
2	101 - 700	121 - 400	36 - 50	51 - 100	66 - 100	351 - 570	2500 - 4000	721 - 1920
3	701 - 1800	401 - 1000	51 - 80	101 - 200	101 - 150	571 - 1400	4001 - 10000	1921 - 4630
4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Cuadro 4.2: Concentraciones de gases disueltos (ppm).

Nota: El CO₂ no se incluye en el valor de GCDT porque no es un gas combustible.

La tabla 4.2 asume que no existen pruebas previas sobre el transformador para análisis de gases disueltos o esta no está disponible. Si existen pruebas previas se deberá analizar más a fondo la situación para ver si es la apropiada, como se analizará posteriormente. Adicionalmente a estas condiciones, otros factores a considerar podrían ser la edad del transformador y las condiciones en las que se encuentre.

Los transformadores nuevos (de un año o menos) usualmente contienen niveles de gases que pueden estar por debajo de la condición 1, sin niveles detectables de acetileno teniendo en consideración que el acetileno puede ser generado alguna de las diferentes condiciones de fallas incipientes.

4.8. Diferentes métodos de interpretación de datos de la cromatografía de gases disueltos en aceite

4.8.1. Gases claves en el transformador empleando concentraciones individuales y totales de gases combustibles.

Es un método cualitativo de determinación de los tipos de falla basándose en el gas o gases predominantes generados por cada una, tiene dependencia de la temperatura del tipo de aceite. El método indica los gases claves y las proporciones relativas para cuatro tipos de fallas en general. Se miran los gases combustibles analizándolos como un todo dentro del rango de partes por millón y se utilizan esquemas para indicar los niveles normales y anormales de cada uno de los gases. Los tipos de fallas que pueden presentarse y sus gases claves son:

Falla térmica del aceite

Los productos de descomposición incluyen etileno y metano, junto con pequeñas cantidades de hidrógeno y etano. Se pueden formar rastros de acetileno si la falla es grave o involucra contactos eléctricos. Gas principal: Etileno.

Falla térmica de la celulosa

Grandes cantidades de dióxido y monóxido de carbono se desarrollan por sobrecalentamiento de la celulosa. Gases hidrocarburos tales como metano y etileno aparecen si la falla involucra una estructura impregnada de aceite. Gas principal: Monóxido de carbono.

Falla eléctrica-Corona

Las descargas de baja energía producen hidrógeno y metano, con pequeñas cantidades de etano y etileno. Cantidades considerables de monóxido y dióxido de carbono pueden resultar de descargas en la celulosa. Gas principal: Hidrógeno.

Falla eléctrica-Arco

Se producen grandes cantidades de hidrógeno y acetileno, con cantidades menores de metano y etileno. Monóxido y dióxido de carbono se pueden producir si la falla involucra la celulosa. El aceite se puede carbonizar. Gas principal: Acetileno.

4.8.2. Métodos de análisis de relaciones de gases

4.8.2.1. Método de las relaciones de Dornenberg

Este método permite hacer una estimación cualitativa de primera instancia apuntada hacia distinguir entre sobrecalentamiento, efecto corona y arco interno.

Este método establece que con base en las relaciones CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, se puede determinar con alguna certeza los tres tipo de falla (térmica, arco o corona).

Hay dos maneras de aplicar el método, gráficamente o tabularmente.

a) Gráficamente (Ver figura 4.1)

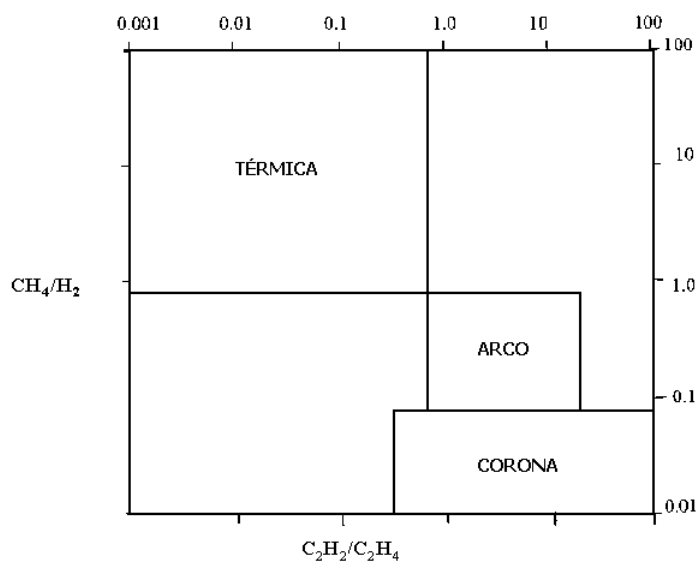


Figura 4.1: Gráfica de Dornenburg

Se grafican los valores de las relaciones CH_4/H_2 Vs. C_2H_2 en escala logarítmica y se delimitan las zonas según la tabla 4.3, se puede distinguir el tipo de falla correspondiente ubicando el punto que resulte de la relación.

b) Tabularmente

Analizando dentro de unos límites a partir del recuadro 4.3.

Tipo de falla/Razón	CH_4/H_2	C_2H_2/C_2H_4	C_2H_6/C_2H_2	C_2H_2/CH_4
Descomposición térmica	>1.0	<0.75	>0.40	>0.30
Descargas eléctricas	$>0.1 <1.00$	>0.75	>0.40	>0.30
Corona	>0.10	No significativo	>0.40	<0.30

Cuadro 4.3: Límites de las relaciones de Dornenburg

4.8.2.2. Método de las relaciones de gases de Rogers

Este método tiene un esquema más preciso que el de Dornenburg. Establece condiciones más severas para fallas incipientes. En la tabla 4.4 se dan los rangos de valores de las relaciones para los diferentes tipos de falla.

CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	Diagnóstico sugerido
$0.1 < x < 1.0$	< 1.0	< 1.0	< 0.5	Normal
≤ 0.1	< 1.0	< 1.0	< 0.5	Descarga parcial Corona
≤ 0.1	< 1.0	< 1.0	$0.5 < x < 3.0$	Descarga parcial Corona con arco de arrastre
$0.1 < x < 1.0$	< 1.0	≥ 3.0	≥ 3.0	Descarga continua
$0.1 < x < 1.0$	< 1.0	$1 < x < 3.0$	$0.5 < x < 3.0$	Arco con descarga
$0.1 < x < 1.0$	< 1.0	< 1.0	$0.5 < x < 3.0$	Arco sin descarga
$1 < x < 3.0$	< 1.0	< 1.0	< 0.5	Sobrecalentamiento leve a 150C
$1 < x < 3.0$	≥ 1.0	< 1.0	< 0.5	Sobrecalentamiento entre 150C y 200C
$0.1 < x < 1.0$	≥ 1.0	< 1.0	< 0.5	Sobrecalentamiento entre 200C y 300C
$0.1 < x < 1.0$	< 1.0	$1 \leq x < 3.0$	< 0.5	Sobrecalentamiento general de los conductores
$1 \leq x < 3.0$	< 1.0	$1 \leq x < 3.0$	< 0.5	Corrientes circulantes en el devanado
$1 \leq x < 3.0$	< 1.0	≥ 3.0	< 0.5	Corrientes circulantes en núcleo y tanque. Contactos sobrecalentados

Cuadro 4.4: Relaciones de Rogers

Cómo se puede observar en la tabla 4.4 se establecen dos relaciones adicionales a las del método de Dornenburg con sus respectivos límites, haciendo las zonas más pequeñas y dando diagnósticos particulares para cada caso [Gallo Martínez (2005)].

4.8.2.3. Método del triángulo de Duval

Este método [Duval (2000)] fue desarrollado por Michel Duval de Hydro Québec en los años 60 con una base de datos muy amplia, y es de los más utilizados en la actualidad debido a su precisión. El triángulo de Duval se utiliza para determinar cualquier tipo de problema.

Las diferentes zonas del triángulo están identificadas como se indica a continuación:

PD: Descargas parciales

D1: Descargas de baja energía

- D2: Descargas de alta energía
- T1: Fallas térmicas menores a 300°C
- T2: Fallas térmicas entre 300°C y 700°C
- T3: Fallas térmicas mayores a 700°C

Las coordenadas y límites de las zonas de falla tanto de descargas como de fallas térmicas se indican en el triángulo en la figura 4.2. La zona DT corresponde a la zona donde se superponen las fallas térmicas y eléctricas.

Las coordenadas del triángulo correspondientes a los resultados del Análisis de Gases Disueltos(ADGD), en partes por millón (ppm) se pueden calcular como sigue:

- Para determinar si existe un problema según el método de la [Transformers Committee of the IEEE (1991)] al menos uno de los gases hidrocarburos o el hidrógeno debe estar en la condición 3 de la tabla 4.1 y una tasa creciente de generación de gases de acuerdo con la tabla 4.5.

Si hay un incremento repentino de H₂ y solamente dióxido y monóxido de carbono y una pequeña o ninguna cantidad de gases hidrocarburos se debe emplear la relación CO₂/CO explicada en la sección 4.9.1 si el aislamiento de la celulosa está siendo degradado por sobrecalentamiento

Gas	Límite L1	Límite G1 (ppm/mes)	Límite G2 (ppm/mes)
H ₂	100	10	50
CH ₄	75	8	38
C ₂ H ₂	3	3	3
C ₂ H ₄	75	8	38
C ₂ H ₆	75	8	38
CO	700	70	350
CO ₂	7000	700	3500

Cuadro 4.5: Límites y tasas de generación por límites mensuales

- Una vez se ha determinado que existe un problema, emplear las tres cantidades (metano, etileno y acetileno) y aplicar el procedimiento a continuación para aplicar el triangulo de Duval y graficar los porcentajes en él. También calcular los incrementos y porcentajes de los incrementos desde que estos iniciaron.

Por ejemplo:

- a. Tomar la cantidad de metano en ppm en el análisis de gases disueltos y restarlo de la cantidad de metano de un análisis anterior, antes de que ocurriera un incremento brusco como lo muestra

la ecuación (4.1). Esto dará la cantidad de metano generado desde que empezó el incremento.

$$\text{Incremento}CH_4 = CH_4\text{actual} - CH_4\text{anterior} \quad (4.1)$$

en ppm.

Repetir el anterior paso para el incremento en los otros gases, el acetileno y el etileno. Así tomamos X=Incremento CH_4 , Y=Incremento C_2H_4 y Z=Incremento C_2H_2 .

- Sumar los tres valores obtenidos en el paso anterior como lo muestra la ecuación (4.2), este valor será el 100 % de los tres gases claves generados utilizados en el triangulo de Duval.

$$CH_4 + C_2H_4 + C_2H_2 = S \quad (4.2)$$

en ppm, el cual sera el 100 %.

- Dividir la diferencia de cada cantidad individual sobre el total obtenido, esto da el incremento porcentual de cada gas como se indica en las ecuaciones (4.3), (4.4) y (4.5).

$$\%CH_4 = \frac{X}{S} \quad (4.3)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{Y}{S} \quad (4.4)$$

$$\%C_2H_2 = \frac{Z}{S} \quad (4.5)$$

- Dibujar el porcentaje de cada gas en el triangulo en el lado indicado para cada gas. Dibujar líneas a través del triangulo para cada gas, paralelas a las líneas interiores mostradas en cada lado el triangulo.¹

Comparar el diagnóstico con el total de gases acumulados y el diagnóstico obtenido utilizando solamente los incrementos en los gases después de la falla. Si la falla ha existido por algún tiempo o si la tasa de generación es alta, los dos diagnósticos serán iguales, se debe emplear siempre el diagnóstico del incremento de los gases generados por la falla el cual será el más riguroso de los dos. Nunca se debe hacer un diagnóstico basado en un solo análisis de gases disuelto, una sola muestra puede ser mal manejada o mal diagnosticada.

A continuación en la figura 4.2 se muestra el triangulo de Duval las zonas y los límites que demarcan las zonas.

¹Nota: En muchos casos el acetileno será cercano a cero y el resultado será un punto en el lado derecho del triangulo.

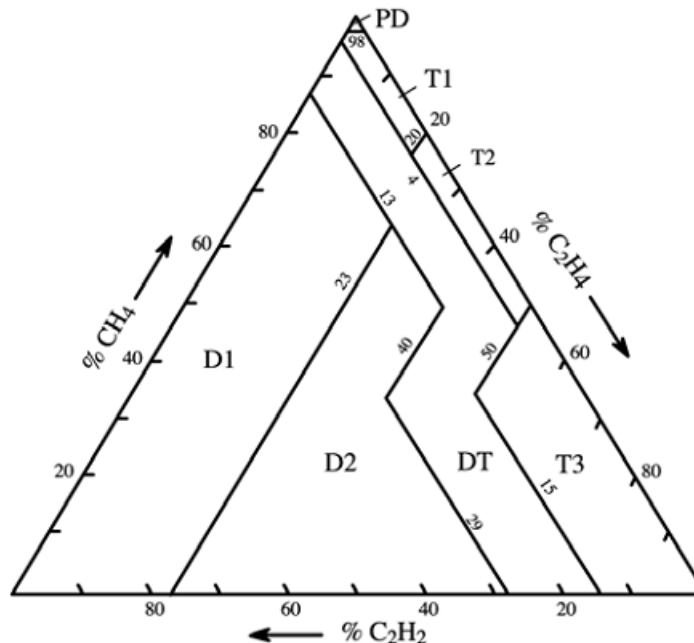


Figura 4.2: Triángulo de Duval
Fuente: Dissolved Gas Analysis and the Duval Triangle

4.9. Estimación del deterioro del papel.

El deterioro del papel es probablemente la situación más crítica que se puede presentar en el transformador ya que implica pérdida de la vida útil del mismo. A diferencia del aceite, que puede ser regenerado por diversos mecanismos.

4.9.1. Valores de gases acumulados totales de CO y CO₂ y relación CO₂/CO

Calcular en condiciones normales la relación de CO₂/CO de cada análisis de gases disueltos (AGD), basados en la cantidad acumulada total de ambos gases. Observar en varios AGD haciendo énfasis en el CO₂ y el CO. La experiencia ha mostrado que con condiciones normales de carga y temperatura, la tasa de generación de CO₂ alcanza a ser de 7 a 20 veces mayor que la de CO. Con una relación CO₂/CO por encima de 7, da lugar a una pequeña preocupación. En algunos transformadores relaciones hasta 5 veces más de CO₂ que CO deben ser consideradas normales. Sin embargo se debe ser cuidadoso con relaciones por debajo de 7, si el H₂, metano y C₂H₆ se incrementan significativamente además del CO y la relación es 5 o menos, probablemente exista algún problema. Toma tiempo conocer el transformador, en particular por chequeos antes del AGD y establecer una relación normal de operación CO₂/CO.

Cuando se sospecha de un problema, debido a un incremento sustancial de CO, la relación debería

estar basada sobre la generación de gases de ambos (CO y CO₂) entre sucesivos AGD y no entre niveles acumulados totales de los gases. Es decir, cuando se sospecha de un problema se debe tomar otra muestra de AGD para confirmarlo. Un excelente índice de altas temperaturas anormales y rápido deterioro del aislamiento de la celulosa es una relación por debajo de 5. Si la relación es 3 o menor múltiples y rápidos deterioros de la celulosa están dándose. Adicionalmente al AGD, se debe ejecutar una prueba de furanos mencionada a continuación. Se producirá calentamiento extremo por pérdida de refrigeración o taponamiento del paso del aceite producirá un relación CO₂/CO de 2 o 3 junto con el incremento de furanos. Si se encuentra esta condición se recomienda la desenergización del transformador y una inspección interna, el transformador está en inminente peligro de fallar [Reclamation (2003)].

4.9.2. Análisis de furanos

Los furanos son una familia de compuestos orgánicos los cuales se forman por la degradación del papel aislante. Sobrecalentamiento, oxidación, ácidos y descomposición son causados por la alta humedad con el oxígeno, acelerando la destrucción del aislamiento y formando compuestos furánicos.

El análisis de furanos ha cobrado importancia desde hace un tiempo ya que es un método que puede ofrecer utilidad para la detección del deterioro térmico, hidrolítico y oxidativo del aislamiento sólido(papel) del transformador y es un formidable complemento para la cromatografía de gases cuando de la descomposición del papel aislante se trata [Gallo Martínez (2005)].

Los furanos pueden ser medidos en el aceite en magnitudes del orden de partes por billón (ppb), con un cromatógrafo de alta presión de líquido (HLPC). Las diferentes investigaciones han mostrado la relación existente entre los furanos y los gases CO y CO₂, es lógico esperar esta relación debido a la descomposición de la celulosa, que da como resultado glucosa, agua, CO, CO₂ y ácidos orgánicos.

Los principales tipos de furanos que se encuentran son:

- 2-Ácido furoico
- 5-Hidroximetil-2-furaldehído
- 2-Furfurol (Alcohol furfurílico)
- 2-Furaldehído
- 2-Acetil furano
- 5-Metil-2-Furaldehído

Cuando se requiera un análisis de gases disueltos se requerirá también una prueba de furanos para verificar la condición del deterioro del papel. En un transformador saludable no se encontrarán furanos o su contenido será inferior a 100 ppb. Si ha ocurrido una falla que involucre el deterioro

del papel, el contenido furánico será superior a 100 ppb y hasta niveles de 70000 ppb [Reclamation (2003)].

Niveles de establecidos para el contenido furánico

Los investigadores de S.D Myers sugieren que se tengan en cuenta los criterios de clasificación de contenido total de furanos establecidos en la tabla 4.6.

Cantidad	Nivel de aceptación
Menos de 100 ppb	Aceptable
De 100 a 250 ppb	Cuestionable
Más de 250 ppb	Inaceptable

Cuadro 4.6: Niveles de furanos

Cuando el contenido de furanos es mayor a 250 partes por billón (ppb) se podría recuperar el aceite, pero el papel estaría deteriorado y la vida útil del transformador decaería enormemente.

Pero al igual que en la cromatografía es muy importante tener en cuenta la velocidad de generación para hacer un análisis más acertado. No es difícil concluir que para niveles menores a 100 ppb de furanos, las demás pruebas de degradación del aceite y cromatografía resultan igualmente en niveles aceptables, y así respectivamente para los otros niveles. Esto da a entender que efectuando todas las pruebas se tiene el máximo de información del estado del transformador, y que estas son complementarias entre sí. Una recomendación que resulta de mucha utilidad es que cuando se tienen niveles altos de CO y CO₂ y/o un aceite con índice de calidad bajo, se efectúe un análisis de furanos para tener un diagnóstico más completo y tomar decisiones más acertadas.

Es de esperarse que debido al deterioro y/o descomposición del papel sea correspondiente con un contenido mayor de compuestos furánicos disueltos en el aceite, en especial del 2-Furaldehído (2FAL) cuya proporción es de más del 90 % comparada con los demás furanos, lo cual analizando este sólo elemento da una perspectiva de la cantidad de compuestos. El contenido de furanos en el aceite es especialmente útil para ayudar a hacer una estimación del tiempo restante de la vida útil del papel, particularmente si existen pruebas previas y poder establecer una tendencia.

Capítulo 5

Implementación de la herramienta software

5.1. Introducción

En este capítulo se presenta la metodología para el proceso de evaluación y diagnóstico de la condición de los transformadores de potencia que emplea la herramienta diseñada en Matlab. El objetivo es mostrar cómo a partir de los resultados de las pruebas eléctricas, físico-químicas y de cromatografía de gases que se realicen a algún transformador, la herramienta emite un diagnóstico acerca de los problemas más probables que éste pueda tener y la acción de mantenimiento sugerida para solucionarlos.

5.2. Descripción general de la metodología empleada

Inicialmente la herramienta software muestra un menú con las pruebas que se le pudieron haber realizado al transformador y, el usuario llena los correspondientes formatos mediante los cuales la herramienta adquiere los resultados de dichas pruebas.

El programa realiza un análisis individual de cada una de las pruebas de las que se ingresaron datos y brinda a los usuarios la opción de ver estos análisis.

Para ello, se realiza una comparación entre los resultados registrados por el usuario y los valores establecidos en el programa como límites máximos o mínimos. De modo tal que, si los valores digitados por el usuario exceden o están por debajo de estos límites el software indica que no se obtuvieron resultados satisfactorios, y expone los posibles problemas que pueden estar presentándose en el equipo. De esta manera se tiene un análisis preliminar de los problemas del transformador con base en los análisis individuales de las pruebas.

Sin embargo, estos diagnósticos individuales no reflejan los problemas finales del transformador. La condición real del transformador sólo puede conocerse cuando se analizan conjuntamente los resultados de todas las pruebas realizadas.

5.3. Metodología para el diagnóstico y evaluación de la condición de los transformadores

Para realizar el análisis global de los resultados de las pruebas, y por lo tanto el diagnóstico general del transformador, los problemas que éste puede presentar se dividieron en cuatro grupos generales. Dentro de cada uno de estos grupos los problemas se detectan y confirman con determinadas pruebas. Por esta razón, las pruebas también fueron agrupadas dependiendo de cuáles son útiles para determinar cada uno de estos problemas.

De esta manera se formaron los grupos de *problemas-pruebas* mostrados en la tabla 5.1.

GRUPOS DE PROBLEMAS	PRUEBAS PARA DETECTARLOS
1. Problemas en el circuito eléctrico y magnético	Relación de transformación, resistencia de devanados, corriente de excitación.
2. Problemas de contaminantes polares y productos de oxidación del aceite	Contenido de humedad, factor de potencia del aislamiento sólido, factor de potencia del aceite, resistencia de aislamiento
3. Problemas de contenido de humedad	Tensión interfacial, número de neutralización, contenido de inhibidor en el aceite.
4. Problemas detectados mediante cromatografía de gases	Resultados obtenidos en la cromatografía de gases

Cuadro 5.1: Grupos de *problemas-pruebas* para el diagnóstico global del transformador.

Por otro lado, el usuario de la herramienta software tiene la opción de registrar los resultados de todas las pruebas que hacen parte del menú, o solamente de algunas, dependiendo de cuáles realizó en su rutina de mantenimiento. Además, los resultados que obtenga en cada una pueden o no estar dentro de los márgenes de aceptación.

Teniendo en cuenta esto y los grupos de *problemas-pruebas* que fueron formados, el siguiente paso en la metodología consistió en establecer todas las combinaciones factibles de presentarse entre las pruebas que pueden ser realizadas dentro de cada grupo y los resultados de cada una -que estén dentro del límite de aceptación o no-.

Todas estas combinaciones fueron analizadas y, teniendo en cuenta los resultados de las pruebas y los problemas que con ellas se detectan, se formularon los correspondientes diagnósticos por cada combinación. De esta manera, cualesquiera que sean las pruebas realizadas por el usuario y los resultados obtenidos en ellas, la herramienta software tendrá el diagnóstico para esas combinaciones

resultantes por cada grupo de *problemas-pruebas*.

Con el fin de clarificar un poco al respecto, a continuación se presentan las posibles combinaciones y diagnósticos en la tabla 5.2, para el primer grupo de *problemas-pruebas*, en el caso de que en este grupo únicamente se hubiesen realizado las pruebas de relación de transformación y de corriente de excitación. De igual manera la herramienta software tiene almacenadas las otras combinaciones y diagnósticos para el caso en que el usuario realizara las tres pruebas, que hubiese realizado otras dos pruebas dentro de ese grupo, o únicamente una.

Resultados de la prueba de Relación de transformación	Resultados de la prueba de Corriente de excitación	Diagnóstico de la combinación
Aceptables	Aceptables	<i>Diagnóstico 1</i>
Aceptables	Inaceptables	<i>Diagnóstico 2</i>
Inaceptables	Aceptables	<i>Diagnóstico 3</i>
Inaceptables	Inaceptables	<i>Diagnóstico 4</i>

Cuadro 5.2: Combinaciones y diagnósticos para el primer grupo de *problemas-pruebas*. Caso particular dentro del grupo: medición únicamente de relación de transformación y corriente de excitación.

Diagnóstico 1: De acuerdo con los buenos resultados obtenidos en las pruebas de relación de transformación y de corriente de excitación, respecto con la condición del circuito eléctrico del transformador se puede afirmar que no se presentan aflojamiento de conexiones, bobinados abiertos, cortocircuitos entre espiras o problemas en el regulador de derivaciones (cambia taps). Sin embargo, no se hizo la prueba de resistencia de devanados con la que se confirman estos resultados. Sería bueno hacerla para una confirmación total. En lo referente al circuito magnético del transformador, según la corriente de excitación se puede afirmar que no existen defectos en la estructura magnética del núcleo, aflojamiento de su soporte o aumento de pérdidas.

Diagnóstico 2: De acuerdo con los buenos resultados obtenidos en la prueba de relación de transformación, respecto con la condición del circuito eléctrico del transformador se puede afirmar que no se presenta aflojamiento de conexiones, bobinados abiertos, cortocircuitos entre espiras o problemas en el regulador de derivaciones (cambia taps). Sin embargo, no se hizo la prueba de resistencia de devanados con la que se confirman estos resultados. Sería bueno hacerla para una confirmación total. En lo referente al circuito magnético del transformador, según la medición de corriente de excitación al parecer existen defectos en la estructura magnética del núcleo, aflojamiento de su soporte o aumento de pérdidas. Sería bueno repetir la prueba o confirmar estos resultados por medio de otra, y si los resultados persisten es necesario que se realice una inspección interna al transformador para

corregir el o los problemas que causan estos valores.

Diagnóstico 3: De acuerdo con los resultados inaceptables obtenidos en la prueba de relación de transformación, al parecer en el circuito eléctrico del transformador se presentan aflojamiento de conexiones, bobinados abiertos, cortocircuitos entre espiras o problemas en el regulador de derivaciones (cambia taps). Estos resultados se pueden confirmar mediante una prueba de medición de resistencia de devanados. De confirmarse, es necesario que se realice una inspección interna al transformador para remediar los problemas. Respecto del circuito magnético del transformador, según la medición de corriente de excitación se puede afirmar que no existen defectos en la estructura magnética del núcleo, aflojamiento de su soporte o aumento de pérdidas.

Diagnóstico 4: De acuerdo con los resultados inaceptables obtenidos en la prueba de relación de transformación, al parecer en el circuito eléctrico del transformador se presentan aflojamiento de conexiones, bobinados abiertos, cortocircuitos entre espiras o problemas en el regulador de derivaciones (cambia taps). Estos resultados se deben confirmar mediante una prueba de medición de resistencia de devanados. Por otro lado, no se obtuvieron resultados satisfactorios en la medición de la corriente de excitación, lo cual puede que se deba a los problemas nombrados anteriormente. Sin embargo, si mediante la prueba de resistencia de devanados se descartan estos problemas, se puede afirmar que la causa de los valores inaceptables de la corriente de excitación son defectos en la estructura magnética del núcleo, aflojamiento de su soporte o aumento de pérdidas.

Dependiendo de los resultados obtenidos en estas dos pruebas sólo una de las combinaciones de la tabla anterior aplicará.

De la misma manera sucede con los otros grupos de *problemas-pruebas*. De cada uno de ellos resultará una combinación con su respectivo diagnóstico.

Finalmente, la unión de los diagnósticos por cada grupo es la que conforma el diagnóstico global del transformador que está siendo probado y que se mostrará al usuario de la herramienta.

En la tabla 5.3 y 5.4 se muestran los límites o condiciones que determinan cuándo los resultados de una prueba son considerados como aceptables. Estos límites se expusieron en los capítulos anteriores dentro del marco teórico de cada prueba. No obstante, se presentará esta recopilación para facilitar la consulta.

Prueba realizada	Límites o condiciones de aceptación	Referencia
Relación de transformación	Los valores medidos en todos los devanados no deben diferir más del 0,5 % de los valores de relación de transformación especificados en la placa del transformador para cada tap.	IEEE Std 62-1995
Resistencia de devanados	Las resistencias de devanados ¹ entre las 3 fases (para devanados conectados en delta), o entre cada fase y neutro (para devanados conectados en estrella) no deben diferir más de un 5 % entre ellas (desbalance <5 %). La comparación también puede hacerse entre los valores medidos y los valores dados por el fabricante.	IEEE Std 62-1995
Factor de potencia del aislamiento sólido	Los valores de factor de potencia medidos ² no deberían ser mayores que 1 %.	IEEE Std 62-1995
Resistencia de aislamiento	Un Índice de Polarización (IP) menor que 1 indica que se necesita una acción correctiva inmediatamente. Un Índice de Absorción (IA) menor que 1,5 debe ser investigado y posiblemente será necesario aplicar alguna acción correctiva.	Electrical Power Equipment Maintenance and Testing (Paul Gill)
Corriente de excitación	La diferencia entre el valor de las corrientes de excitación de las fases externas no debe ser mayor que 10 %.	IEEE Std 62-1995

Cuadro 5.3: Tabla resumen de condiciones y límites de aceptación para las pruebas eléctricas

Si bien, existen los criterios de aceptación, los mostrados en las anteriores tablas, es importante tener muy presente que cualquier cambio significativo con respecto a pruebas anteriores puede ser también un indicativo de problemas, incluso si los valores medidos estuvieron dentro de los límites de aceptabilidad anteriormente mostrados.

5.4. Ejemplo tipo

El proceso inicia con la selección del transformador al que se le realizaron las pruebas y de la sesión en la que se quieren analizar y guardar los resultados. Estas sesiones pueden corresponder con las rutinas de mantenimiento que se efectúen sobre el equipo.

El transformador cuyos resultados se analizarán en este ejemplo tipo tiene los datos mostrados en la figura 5.1.

A continuación, el programa muestra un menú en donde se clasifican las pruebas dependiendo del

Prueba realizada	Límites o condiciones de aceptación		Referencia
Factor de potencia	El valor máximo del factor de potencia para aceites en servicio es de 0.5 % a 25°C ó 5 % a 100°C.		IEEE Std C57.106-2002
Tensión interfacial	Tipo de tensión ≤69 kV 69 <a <230 kV ≥230 kV	Valor mínimo de TIF [mN/m] 25 30 32	IEEE Std C57.106-2002
	Tipo de tensión	Valor máximo de NN [mg KOH/g]	
Número de neutralización	≤69 kV 69 <a <230 kV ≥230 kV	0,2 0,15 0,1	IEEE Std C57.106-2002
Inhibidor de oxidación	El contenido mínimo de inhibidor de un aceite en uso es de 0.09 %		IEEE Std C57.106-2002
Tensión de ruptura dieléctrica	Aceptables Cuestionables Inaceptables	>30 kV de 25 a 30 kV <25 kV	S.D. Myers de USA

Cuadro 5.4: Tabla resumen de condiciones y límites de aceptación para las pruebas físico-químicas

tipo al que corresponden (eléctricas, físico-químicas o cromatografía de gases), y de esta clasificación, a su vez, se despliega un listado con las pruebas que el software permite analizar (Ver imágenes en el manual de usuario). En la tabla 5.5 se especifican.

Para el caso en estudio, se va a suponer que únicamente se realizaron y por ende se tienen sólo los resultados de las siguientes pruebas, además de los resultados de la cromatografía de gases³:

PRUEBAS ELÉCTRICAS	PRUEBAS FÍSICO-QUÍMICAS (en el aceite)
Relación de transformación	Contenido de humedad
Factor de potencia del aislamiento	Factor de potencia del aceite
Resistencia de aislamiento	Número de neutralización
Resistencia de devanados	Tensión de ruptura dieléctrica

Cuadro 5.5: Pruebas eléctricas y físico-químicas que se van a analizar en el ejemplo tipo

³Estas pruebas se seleccionaron de modo que dentro de cada grupo de *problemas-pruebas* se presenten diferentes situaciones referente al número de pruebas realizadas en cada grupo y a los resultados obtenidos en ellas.

Seleccione el transformador

CÓDIGO DEL EQUIPO

UBICACIÓN

FABRICANTE

POTENCIA MVA

RELACION DE TRANSFORMACIÓN	Tap	ALTA	BAJA
	1	4368	
	2	4264	
Tap Nominal	3	4160	480
	4	4056	
	5	3952	

TIPO DE CONEXIÓN ALTA BAJA INDICE HORARIO
 y

REFRIGERACIÓN

VOLUMEN DE ACEITE

TX204
TX203
TX703
TX706
TX808

Agregado :29-Sep-2008

CONTINUAR

Agregar o editar

Salir

Figura 5.1: Datos de placa del transformador para el caso tipo

Paso a seguir se ingresan en la herramienta software los resultados de estas pruebas mediante los formatos destinados para ello.

Las figuras de la 5.2 a la 5.7 son los formatos ya diligenciados con los resultados de las pruebas realizadas:

Datos Relación de transformación

Delta - Estrella

Tap	H1-H2 / x1-n	H2-H3 / x2-n	H3-H1 / x3-n
	REL. MED.	REL. MED.	REL. MED.
1	15.8	15.799	15.803
2	15.403	15.402	15.4
3	15	15.08	15.2
4	14.601	14.601	14.604
5	14.202	14.202	14.202

Salir

Guardar y Salir

Figura 5.2: Resultados medidos en la prueba de relación de transformación

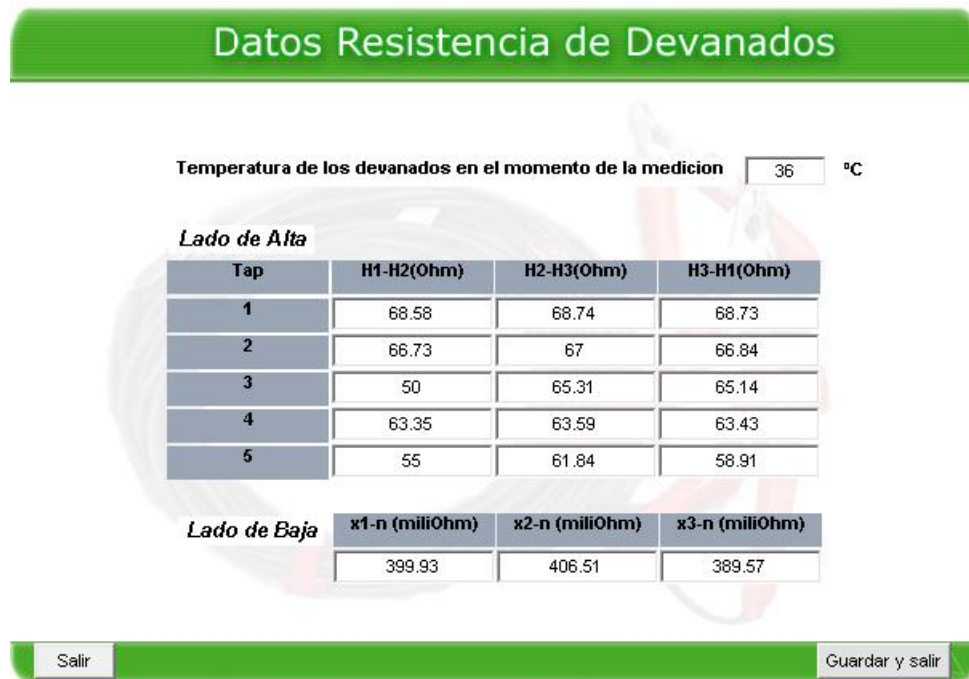


Figura 5.3: Resultados medidos en la prueba de resistencia de devanados

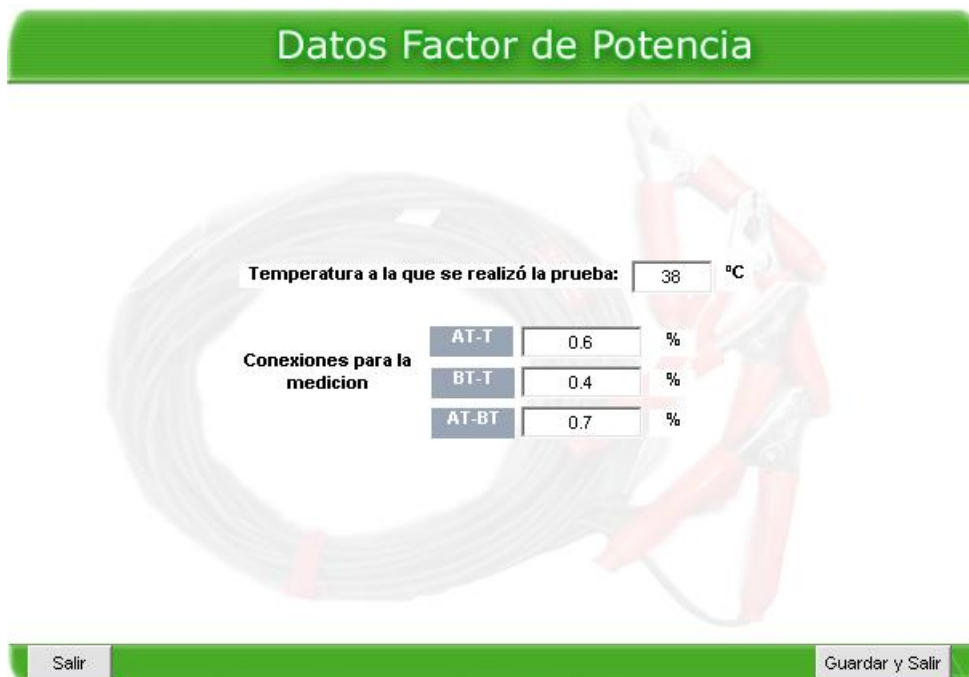


Figura 5.4: Resultados de pruebas de factor de potencia del aislamiento sólido



Figura 5.5: Resultados de pruebas de resistencia de aislamiento

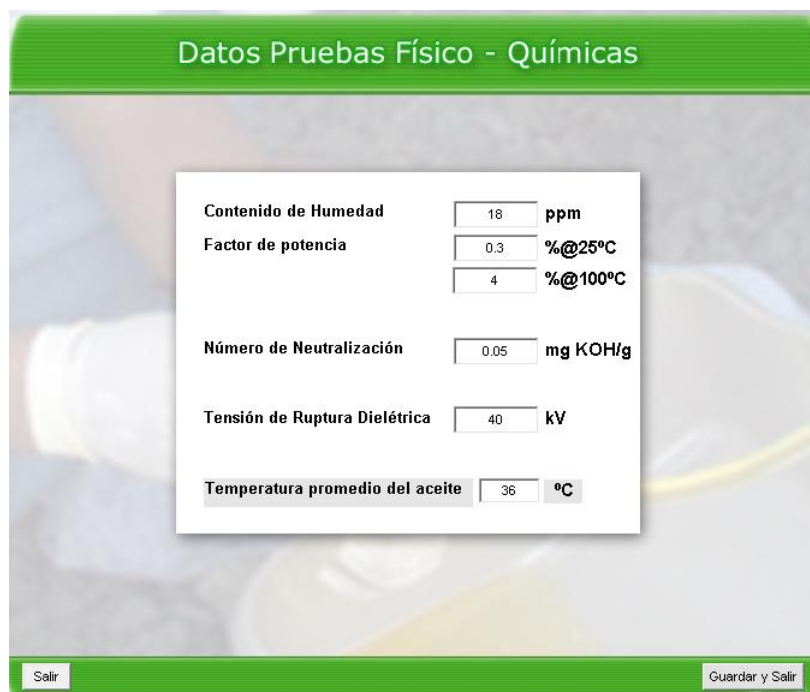


Figura 5.6: Resultados de pruebas físico-químicas



Figura 5.7: Resultados de cromatografía de gases

El software compara estos resultados medidos proporcionados por el usuario, con las condiciones y límites de aceptación existentes para cada una de las pruebas cuando en ellas se selecciona la opción *Analizar*. De esta manera, determina individualmente si en cada prueba se obtuvieron valores aceptables.

Por ejemplo, para el caso de la prueba de resistencia de devanados el programa inicialmente aplica un factor de corrección por temperatura para referir a 20°C los valores medidos y después, calcula el desbalance para cada tap entre los valores obtenidos por fase o entre pares de fases de acuerdo con el tipo de conexión del transformador.

Cuando el desbalance es mayor del 5 % en el análisis individual de la prueba hace saber al usuario que los valores medidos no cumplen con los criterios de aceptación y que por lo tanto se sospecha de la existencia de determinados problemas.

Para el caso bajo estudio, en la figura 5.8 se muestran los desbalances calculados y en la 5.9 el análisis que el software muestra.

De esta misma manera se realiza y se muestra el análisis para el resto de las pruebas ejecutadas⁴.

Posteriormente a este análisis individual en la herramienta, se procede a realizar el análisis global. Para esto, se estudian los resultados de las combinaciones que se obtuvieron en cada grupo de *problemas-pruebas* y selecciona el diagnóstico correspondiente en cada grupo de acuerdo con las

⁴Para ver los resultados de cada una de las pruebas es mejor ejecutar el programa. No se consideró práctico incluir acá los análisis de cada una.

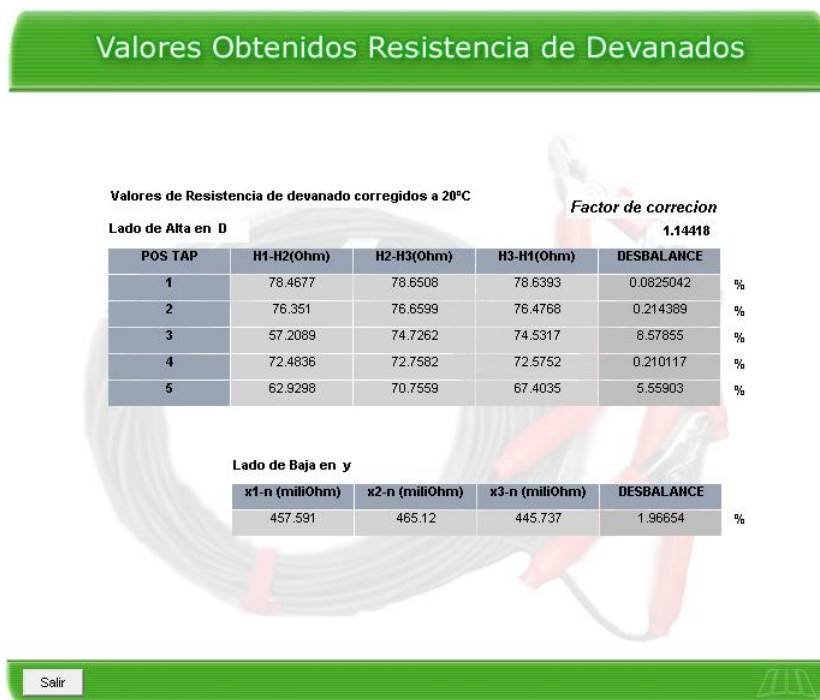


Figura 5.8: Análisis individual de la prueba de relación de transformación

combinaciones que resultaron, como se explicó anteriormente.

Para el presente ejemplo las combinaciones son las que se muestran en las tablas 5.6, 5.7 y 5.8.

Resultados de la prueba de Relación de transformación	Resultados de la prueba de resistencia de devanados	Resultados de la prueba de corriente de excitación
Acceptables	Inacceptables	No se realizó

Cuadro 5.6: Combinación resultante en el grupo de *problemas-pruebas* número 1.

Resultados de la prueba de contenido de humedad	Resultados de la prueba de factor de potencia del aislamiento sólido	Resultados de la prueba de factor de potencia del aceite	Resultados de la prueba de resistencia de aislamiento
Acceptables	Acceptables	Acceptables	Acceptables

Cuadro 5.7: Combinación resultante en el grupo de *problemas-pruebas* número 2.

Resultados de la prueba de tensión interfacial	Resultados de la prueba de número de neutralización	Resultados de la prueba de contenido de inhibidor en el aceite
No se realizó	Acceptables	No se realizó

Cuadro 5.8: Combinación resultante en el grupo de *problemas-pruebas* número 3.



Figura 5.9: Análisis individual prueba de Resistencia de devanados

El análisis de los resultados de la cromatografía de gases para este caso tipo arrojó que la cantidad de gases combustibles totales (TDCG) es mayor que 720 ppm, como se muestra en la figura 5.10. Por esta razón el software brinda las opciones de emplear métodos de análisis de relaciones de gases (Rogers y Dornenberg), triángulo de Duval y gases claves.

Sin embargo, para el diagnóstico global del transformador se tienen en cuenta sólo los métodos de triángulo de Duval y de gas clave por ser los más fiables y brindar mayor calidad de la información. En la figura 5.11 y 5.12 se muestran los resultados obtenidos según el triángulo de Duval y en la 5.13 se muestra el análisis resultante de emplear el método de gas clave.

Finalmente, la herramienta software une todos estos diagnósticos resultantes y conforma el diagnóstico global del transformador bajo prueba.

En la figura 5.14 se muestra el diagnóstico global para el ejemplo tipo.

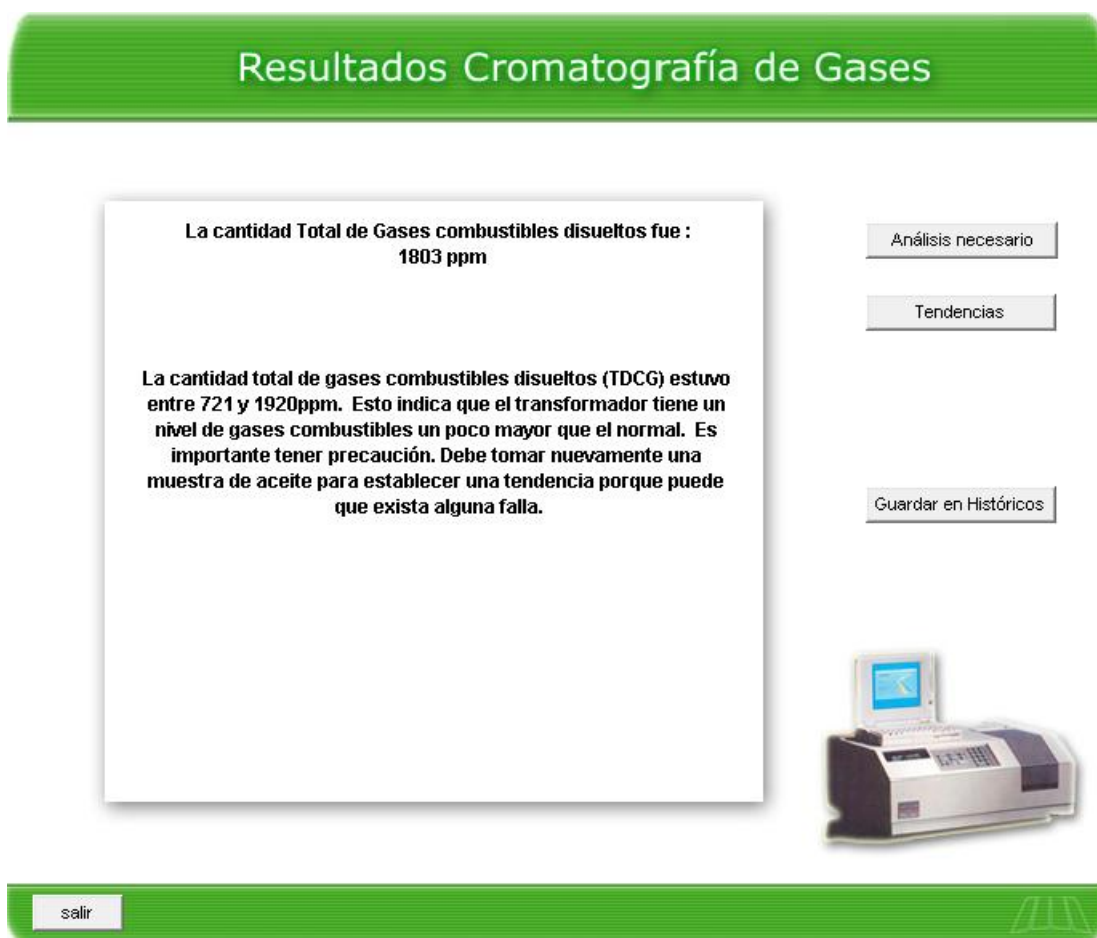


Figura 5.10: Resultados de cromatografía según TDCG

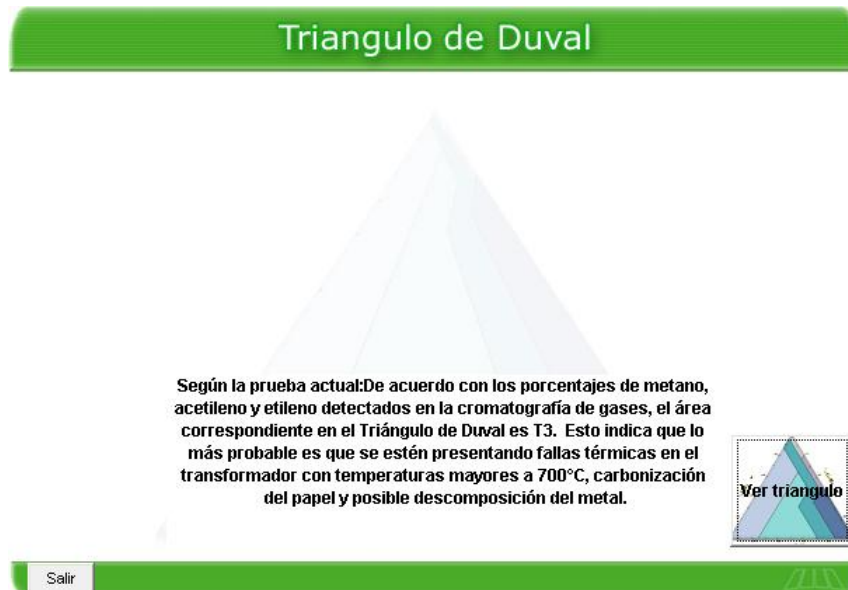


Figura 5.11: Resultados obtenidos según el método de Triángulo de Duval

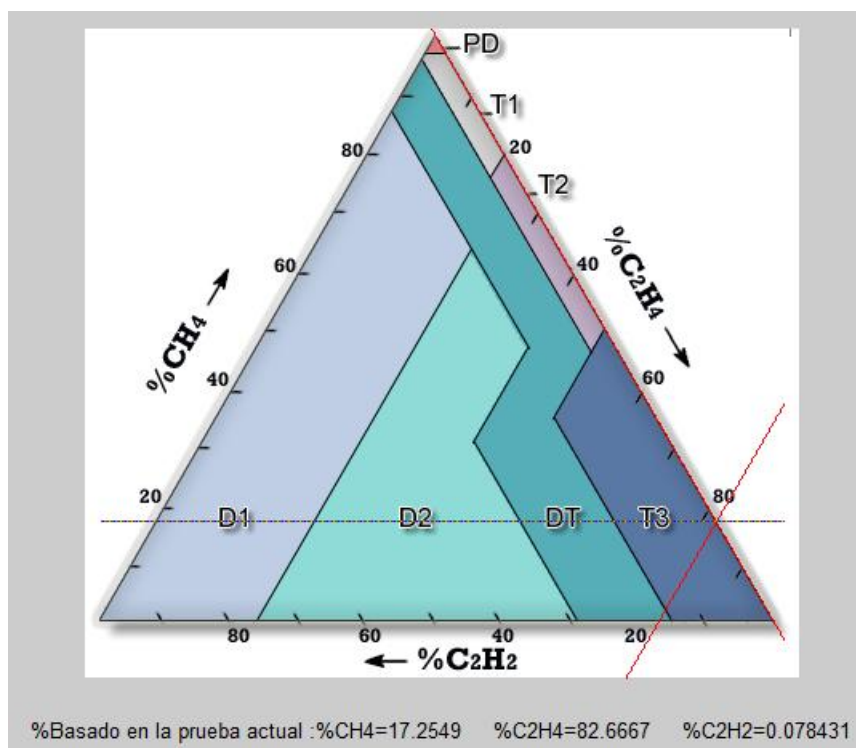


Figura 5.12: Resultados obtenidos según el método de Triángulo de Duval (Gráfico)

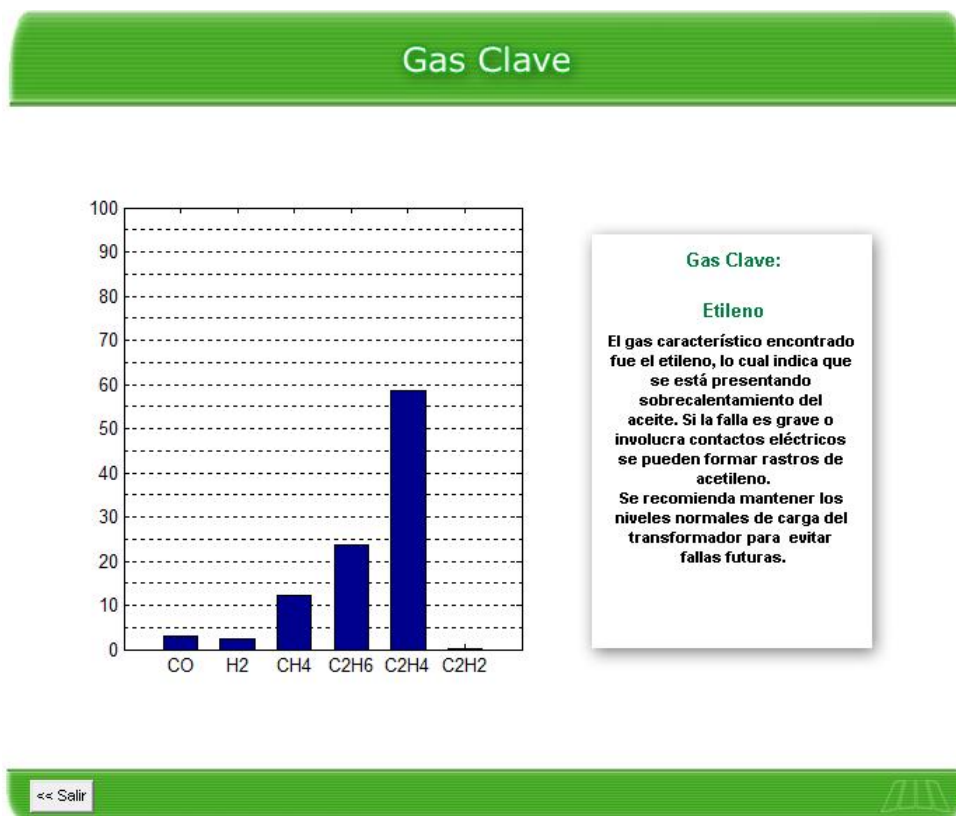


Figura 5.13: Resultados obtenidos según el método de Gases claves

DIAGNÓSTICO TOTAL

CODIGO DEL EQUIPO	TX204	
UBICACION	PF1	
FABRICANTE	TYF	
POTENCIA	2/2.24	MVA

La condición del circuito eléctrico del transformador es algo incierta. Es extraño que los resultados de la prueba de relación de transformación hayan sido satisfactorios y los de la resistencia de devanados no. Por los resultados de esta última puede que haya problemas de aflojamiento de conexiones, bobinados abiertos, cortocircuitos entre espiras o problemas en el regulador de derivaciones (cambia taps). Sería bueno repetir las pruebas y realizar una prueba de medición de corriente de excitación para confirmar estos problemas, que de existir, hacen necesario que se realice una inspección interna al transformador.

El sistema de aislamiento papel-aceite se encuentra en buen estado, está seco, no presenta deterioro y los bujes están en buena condición, según lo revelan las pruebas de factor de potencia del aislamiento sólido, de cantidad de humedad y de factor de potencia del aceite. En estas pruebas no se detectó la presencia de contaminantes en el aislamiento.

En la prueba realizada al aceite para determinar su estado de contaminación (tensión interfacial, número de neutralización o contenido de inhibidor) se obtuvo resultados dentro de los valores aceptables, lo que indica que no se detectó presencia de contaminantes polares o productos de oxidación en el aceite. Sin embargo, es necesario realizar otras pruebas para confirmar y emitir un mejor diagnóstico acerca de la condición de contaminación del aislamiento del transformador porque con esta única prueba no es suficiente.

La cantidad total de gases combustibles disueltos (TDGG) estuvo entre 721 y 1920ppm. Esto indica que el transformador tiene un nivel de gases combustibles un poco mayor que el normal. Es importante tener precaución. Debe tomar nuevamente una muestra de aceite para establecer una tendencia porque puede que exista alguna falla.

El gas característico encontrado fue el etileno, lo cual indica que se está presentando sobrecalentamiento del aceite. Si la falla es grave o involucra contactos eléctricos se pueden formar rastros de acetileno. Se recomienda mantener los niveles normales de carga del transformador para evitar fallas futuras.

De acuerdo con los porcentajes de metano, acetileno y etileno detectados en la cromatografía de gases, el área correspondiente en el Triángulo de Duval es T3. Esto indica que lo más probable es que se estén presentando fallas térmicas en el transformador con temperaturas mayores a 700°C, carbonización del papel y posible descomposición del metal.

Figura 5.14: Diagnóstico Global para el ejemplo tipo

Capítulo 6

Conclusiones y recomendaciones para trabajos futuros

- Se planteó y desarrolló una metodología para manejar, almacenar y analizar los resultados obtenidos al llevar a cabo un determinado conjunto de pruebas eléctricas, físico-químicas y de cromatografía de gases disueltos en aceite en un transformador de potencia. Esta metodología permite determinar la condición del transformador con base en los resultados de las pruebas antes mencionadas.
- Se desarrolló una herramienta software a través de la cual se realizan los análisis respectivos de estas pruebas y que además, genera un diagnóstico sobre los posibles problemas que el transformador que está siendo probado puede presentar. Esta herramienta, a su vez, guarda un historial de los resultados obtenidos en cada una de las pruebas realizadas con el fin de hacer factible el análisis de tendencias una vez se haya almacenado la información suficiente para hacerlo. Por otro lado, el historial es de gran utilidad para conocer los datos y los análisis de las pruebas realizadas a los transformadores en cualquier momento que se requiera.
- Se formó y orientó una documentación basada en las pruebas eléctricas, físico-químicas y de cromatografía de gases, para el análisis y determinación de la condición de los transformadores de potencia.
- El diagnóstico de la condición de un transformador de potencia no se debe basar en los resultados de una sola prueba. Se debe realizar un análisis conjunto de la información y los resultados de todas las pruebas efectuadas, además del análisis de las tendencias en estos resultados. El análisis de estas tendencias e históricos en el equipo juega un papel vital para que el encargado del equipo emita su diagnóstico final.
- Si bien, la herramienta software creada brinda un diagnóstico probable acerca de los problemas del equipo y sugiere acciones de mantenimiento para solucionarlos, debe ser el encargado, experto en mantenimiento, quien con los datos generados por el software emita el diagnóstico

final y ejerza las acciones oportunas. La herramienta software recopila la metodología planteada, permitiendo al usuario observar e interpretar los resultados para que sea él mismo quien determine la condición real del transformador.

6.1. PARA TRABAJOS FUTUROS SE RECOMIENDA :

- Ampliar la metodología incluyendo análisis de procesamiento de señales e imágenes para técnicas como ultrasonido o termografía, entre otras.
- Complementar la metodología con técnicas de análisis avanzadas como son las redes neuronales o las máquinas de soporte vectorial.
- Implementar la metodología en transformadores de distribución, medida y demás equipos eléctricos basados en aislamiento de aceite mineral.

Bibliografía

- [ASTM-1500 2007] ASTM-1500: *D 1500 Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)*. 2007
- [ASTM-3487 2006] ASTM-3487: *D 3487 Standard Specification for Mineral Insulating Oil Used in Electrical Apparatus*. 2006
- [ASTM-3613 1998] ASTM-3613: *ASTM D3613 Standard Practice for Sampling Insulating Liquids for Gas Analysis and Determination of Water Content (Withdrawn 2007)*. 1998
- [ASTM-664 2007] ASTM-664: *D 664 Standard Test Method for Acid Number of Petroleum Products by Potentiometric Titration*. 2007
- [ASTM-924 2003] ASTM-924: *D 924 Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids*. 2003
- [ASTM-974 2008] ASTM-974: *D 974 Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration*. 2008
- [Duval 2000] DUVAL, Michel: *Dissolved Gas Analysis and the Duval Triangle*. (2000)
- [Gallo Martínez 2005] GALLO MARTÍNEZ, Ernesto: *Diagnóstico y mantenimiento de transformadores de campo*. ACIEM, 2005
- [Gill 1998] GILL, Paul: *Electrical Power Equipment Maintenance and Testing*. Taylor & Francis, 1998
- [IEEE 1995] IEEE: *IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus- Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors*. 1995
- [IEEE 2006] IEEE: *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Oil in Equipment*. 2006
- [Transformers Committee of the IEEE 1991] IEEE, Power Engineering S. t.: *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers*. 1991

- [Transformers Committee of the IEEE 2006] IEEE, Power Engineering S. t.: *IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*. 2006
- [M. Homing 2005] M. HOMING, S. Myers R. S. J. Kelly K. J. Kelly: *Guía para el mantenimiento del transformador*. 2005
- [Megger a] MEGGER: *DLRO 10 and DLRO 10X Digital Microhmmeter*
- [Megger b] MEGGER: *La guía completa para pruebas de aislamiento eléctrico*
- [Norcontrol 2007] NORCONTROL, Applus: *Applus Norcontrol*, 2007
- [NTC-2975 1991] NTC-2975: *NTC 2975 Método de ensayo para determinar la tensión de ruptura dieléctrica en líquidos aislantes utilizando electrodos de disco*. 1991
- [NTC-2976 1991] NTC-2976: *NTC 2976 Métodos de ensayo para determinar la presencia de agua en líquidos aislantes (Método de la reacción Karl Fischer)*. 1991
- [NTC-2977 1991] NTC-2977: *NTC 2977 Método de ensayo para determinar la tensión interfacial entre el aceite y el agua por el método del anillo*. 1991
- [NTC-3218 1991] NTC-3218: *NTC 3218 Método de ensayo para determinar la tensión de ruptura dieléctrica en aceites aislantes derivados del petróleo usando electrodos del tipo VDE*. 1991
- [NTC-3222 1991] NTC-3222: *NTC 3222 Método de ensayo para determinar el contenido de 2,6-DI-ISO-BUTIL PARA CRESOL y 2,6-DI-ISO-BUTIL FENOL en los aceites por absorción infrarroja*. 1991
- [NTC-375 1970] NTC-375: *NTC 375 Transformadores. medida de la resistencia de los devanados*. 1970
- [NTC-471 1974] NTC-471: *NTC 471 Transformadores. relacion de transformacion, verificacion de la polaridad y relacion de fase*. 1974
- [NYNAS] NYNAS: *MANUAL DE ACEITES DE TRANSFORMADOR*
- [Reclamation 2003] RECLAMATION, Bureau: *Transformer Diagnostics. In: Facilities, Instructions, Standards and Techniques*. 2003
- [Series 2004] SERIES, Electric Power E.: *Electric Power Transformer Engineering*. 2004
- [Wikipedia 2008] WIKIPEDIA: <http://es.wikipedia.org/wiki/Cromatografia>. htthttp://es.wikipedia.org/wiki/Cromatograf%C3%ADap://es.wikipedia.org/wiki/Cromatograf%C3%ADa. Version: 2008

Apéndice A

Manual del usuario

A.1. Introducción

La herramienta computacional es una aplicación desarrollada en Matlab. Esta aplicación cuenta con una interfaz de usuario con la que se puede acceder a una base de datos en la que esta consignada la información básica de los transformadores.

A partir de esta base de datos se puede conformar una nueva, en la que se tengan los resultados de todas las pruebas relacionadas con la condición del transformador, los cuales posteriormente son analizados por la aplicación para establecer los posibles problemas del equipo.

La herramienta hace una evaluación individual, por tipo de prueba y globalmente, y almacena los resultados e indicadores a manera de tendencias.

A.2. Requerimientos

Los requerimientos mínimos de hardware para utilizar esta herramienta son:

- Procesador Pentium III, Athlon 2000 o superiores.
- Microsoft Windows XP, Mac OS, Linux (Ubuntu), o versiones siguientes.
- Memoria RAM de 128 MB
- Tarjeta gráfica de 16 Bits
- 500 MB de espacio en disco duro.

A.3. Instalación

Para utilizar este software, inicialmente se necesita guardar la carpeta llamada "programa" en el equipo, el cual debe tener instalado Matlab 7.0. Para ello:

1. Seleccione desde el CD del software la carpeta “programa” y guárdela en el escritorio del computador que desee utilizar.
2. Seguidamente puede continuar con el proceso de ejecución.

Nota: En la carpeta "programa" debe almacenar los ejecutables: . Es necesario que los archivos bases de la herramienta no sean retirados de la carpeta para garantizar el correcto funcionamiento.

A.4. Ejecución de la instalación

Para iniciar con la herramienta, se ejecuta .exe. La primera ejecución copiará los archivos necesarios para su operación, como fue descrito anteriormente, y en adelante se ejecutarán solo las funciones de estimación. Cada vez que se realice una estimación la herramienta guardará una copia de los archivos originales en un carpeta de trabajo creada con la primera ejecución de \.exe. Para iniciarlo sin instalar, se necesita tener instalado Matlab, y configurar la dirección de tal forma que la carpeta donde se encuentra el programa quede como predeterminada, se ejecuta la palabra “empezar”, en la línea de comandos de Matlab.

A.5. Estructura del programa

La estructura y la manera de ejecutar el programa se expone a continuación.

A.5.1. Contenidos y ventanas para ingreso de datos

Base de datos de los transformadores

El proceso inicia con la selección del transformador cuya condición se desea evaluar. Los transformadores, junto con la información contenida en sus datos de placa están almacenados en una base de datos. La información de cualquier transformador cuyas pruebas desean ser analizadas puede ser allí incluida.

De igual manera, esta información almacenada en la base de datos puede ser editada o eliminada en caso de que se requiera.

Contar con la base de datos de los equipos es de gran utilidad si se tiene en cuenta que el software permite llevar sus históricos. De nada serviría tener los resultados de las pruebas de un equipo a través del tiempo si se desconocen sus características.

En la figura A.1 se muestra la interfaz correspondiente a la base de datos de donde se selecciona el transformador a ser analizado o en donde se elige la opción de agregar o editar información referente a algún transformador:

Seleccione el transformador

CÓDIGO DEL EQUIPO	TX703		
UBICACIÓN	PF2		
FABRICANTE	SIEMENS		
POTENCIA	10	MVA	

RELACION DE TRANSFORMACIÓN	Tap	ALTA	BAJA
	1	36225	
	2	35360	
Tap Nominal	Tap 3	34500	4160
	4	33640	
	5	32775	

TIPO DE CONEXIÓN	ALTA	BAJA	INDICE HORARIO
	Y	d	11

REFRIGERACIÓN	ONAN/ONAF
VOLUMEN DE ACEITE	3700

TX204
TX203
TX703
TX706
TX808

Agregado :03-Nov-2008

CONTINUAR

Agregar o editar

Salir

Figura A.1: Interfaz base de datos de los transformadores

Selección de la sesión

El siguiente paso consiste en escoger la sesión en la que se quieren analizar y guardar los resultados. Esto permite llevar los históricos de los equipos.

El análisis y los resultados de las pruebas ejecutadas se pueden almacenar en una sesión ya existente o se puede crear una nueva.

El almacenamiento de los datos en sesiones permite tener acceso en cualquier momento a los resultados y análisis individuales y globales de los equipos de la base de datos.

La figura A.2 es la interfaz para escoger la sesión.

Tipos de pruebas

Paso seguido, se muestra el menú como el de la figura A.3, que contiene los tres tipos de pruebas que pueden ser realizadas al transformador. De cada uno de ellos se despliega una serie de pruebas para que el usuario seleccione las que realizó y desea analizar.

Pruebas eléctricas

Para todas estas pruebas se crearon formularios en los que el usuario digita los resultados medidos. En la figura A.4 se presenta la interfaz de las pruebas eléctricas y en la A.5 como una muestra de



Figura A.2: Interfaz para seleccionar las sesiones de pruebas



Figura A.3: Tipos de pruebas que presenta la herramienta

PRUEBAS ELÉCTRICAS

<input checked="" type="checkbox"/> Relación de Transformación	Introducir datos	Analizar	Ayuda
<input checked="" type="checkbox"/> Factor de Potencia	Introducir datos	Analizar	Ayuda
<input checked="" type="checkbox"/> Resistencia de Aislamiento	Introducir datos	Analizar	Ayuda
<input checked="" type="checkbox"/> 1m			
<input type="checkbox"/> 10m			
<input checked="" type="checkbox"/> Resistencia de devanados	Introducir datos	Analizar	Ayuda
<input checked="" type="checkbox"/> Corriente de excitación	Introducir datos	Analizar	Ayuda

Salir

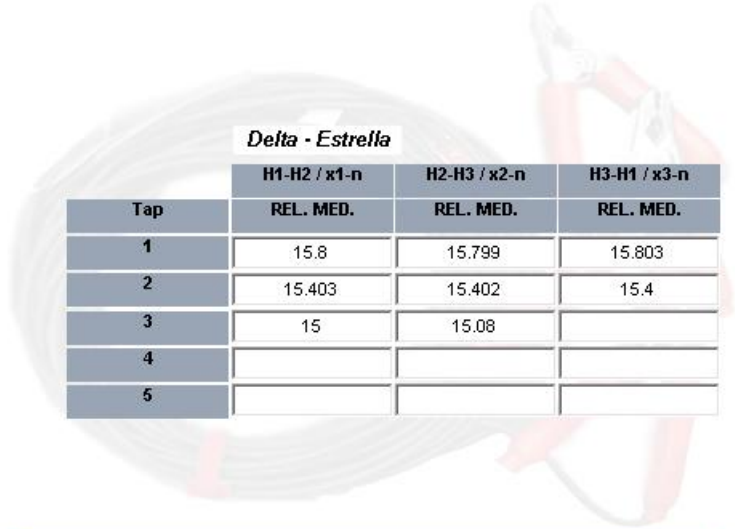
Figura A.4: Interfaz de las pruebas eléctricas e ingreso de datos

los formularios mencionados, se muestra el formulario con el que el programa adquiere los datos de la prueba de relación de transformación..

Pruebas físico-químicas

La interfaz para que la herramienta software adquiriera los resultados de estas pruebas se muestra en la figura A.6

Datos Relación de transformación




<i>Delta - Estrella</i>			
	H1-H2 / x1-n	H2-H3 / x2-n	H3-H1 / x3-n
Tap	REL. MED.	REL. MED.	REL. MED.
1	15.8	15.799	15.803
2	15.403	15.402	15.4
3	15	15.08	
4			
5			

Salir
Guardar y Salir

Figura A.5: Formulario para ingresar al programa los resultados de la prueba de relación de transformación

PRUEBAS FÍSICO- QUÍMICAS



<input checked="" type="checkbox"/> Contenido de Humedad	Analizar	Ayuda
<input checked="" type="checkbox"/> Factor de potencia	Analizar	Ayuda
<input checked="" type="checkbox"/> Tensión Interfacial	Analizar	Ayuda
<input checked="" type="checkbox"/> Número de Neutralización	Analizar	Ayuda
<input checked="" type="checkbox"/> Inhibidor de oxidación	Analizar	Ayuda
<input checked="" type="checkbox"/> Tensión de ruptura dieléctrica	Analizar	Ayuda

Introducir medidas
Guardar en Históricos

Salir

Figura A.6: Interfaz para ingreso de datos de las pruebas físico-químicas

Pruebas de cromatografía de gases

Los datos de entrada para esta prueba son las mediciones arrojadas por la cromatografía de gases disueltos en el aceite. Sus valores están y deben ser ingresados en partes por millón (ppm). Igualmente, se debe ingresar el dato de contenidos furánicos que resulta de la cromatografía de líquidos de alta precisión.

La interfaz para estas pruebas es la mostrada en la figura A.7.

CROMATOGRAFÍA DE GASES

HIDRÓGENO (H ₂)	<input type="text"/>	ppm
METANO (CH ₄)	<input type="text"/>	ppm
MONÓX. DE CARBONO (CO)	<input type="text"/>	ppm
ETILENO (C ₂ H ₄)	<input type="text"/>	ppm
ETANO (C ₂ H ₆)	<input type="text"/>	ppm
ACETILENO (C ₂ H ₂)	<input type="text"/>	ppm
DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂)	<input type="text"/>	ppm
CONTENIDOS FURÁNICOS	<input type="text"/>	ppb

Guardar

salir Resultados

Figura A.7: Interfaz para ingreso de datos de la cromatografía de gases

A.5.2. Formulación de los diagnósticos individuales y globales

El software realiza el análisis de cada prueba individualmente una vez ha guardado los datos ingresados por el usuario y después de que éste selecciona la opción *analizar*. El resultado de esta acción para la prueba de relación de transformación se muestra en la figura A.8.

De la misma manera, realiza el análisis global dependiendo de las pruebas que fueron realizadas y ANALIZADAS y los resultados obtenidos en cada una de ellas cuando se escoge la opción *Diagnóstico total*.



Figura A.8: Análisis de los resultados de la prueba de Relación de transformación

La metodología mediante la cual se realizan estos análisis se expuso en el capítulo 5.

A.5.3. Resultados mostrados

Una vez se realiza el análisis individual de alguna prueba, el software muestra los resultados obtenidos ya sea en forma de textos, tablas, gráficas o diagramas, dependiendo de cuál sea la manera en que se brinde más información al usuario acerca de los resultados obtenidos.

En la figura A.9, por ejemplo, se muestran los resultados para la misma prueba en cuestión, en la que los resultados se muestran en forma tabular.

Por otro lado, en la figura A.10 se visualiza una parte de los resultados de la prueba de resistencia de aislamiento, la cual se expone de manera gráfica porque de esta manera se ve puede ver el comportamiento de la corriente de fuga por el aislamiento a través del tiempo, un elemento clave para la correcta interpretación de los resultados de esta prueba.

Del mismo modo, una parte del análisis de los resultados de la cromatografía se realiza y se muestra gráficamente. Esto es lo concerniente al diagnóstico de fallas empleando el triángulo de duval que se programó dentro del software y que se muestra en la figura A.11.



Figura A.9: Resultados de la prueba de Relación de transformación

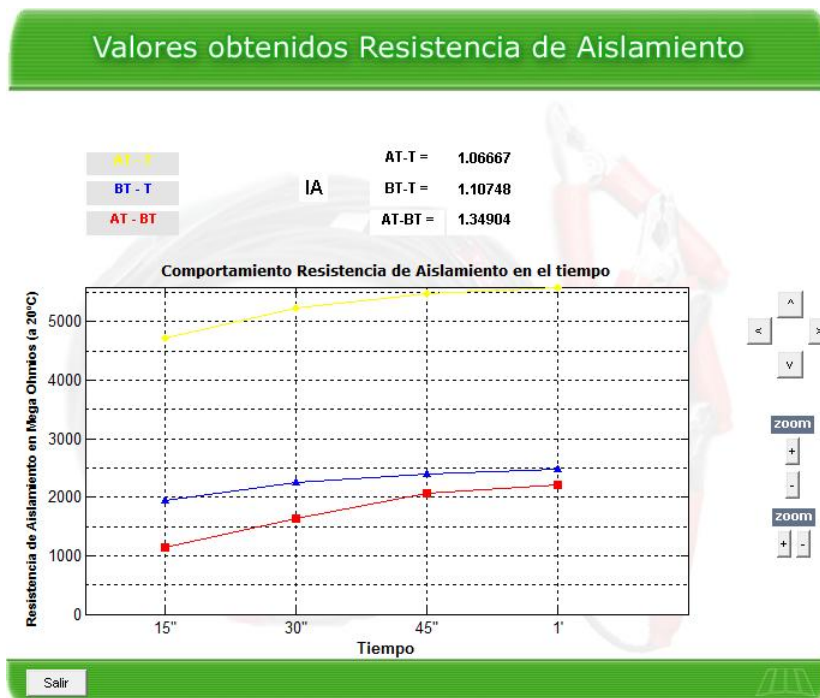


Figura A.10: Resultado de la prueba de resistencia de aislamiento

