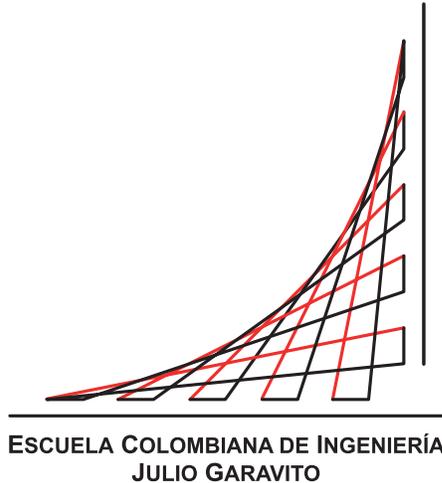


Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica



Evaluación de Fallas de Aislamiento en Transformadores de Potencia utilizando Análisis de Cromatografía por Gases Disueltos (DGA)

Autor:

Juan Sebastian Juris Zapata

Director:

Iván Camilo Durán Tovar

Bogotá D.C, Colombia

Septiembre, 2020

Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito
Maestría en Ingeniería Eléctrica

Evaluación de Fallas de Aislamiento en Transformadores de Potencia utilizando Análisis de Cromatografía por Gases Disueltos (DGA)

Juan Sebastian Juris Zapata

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Magíster en Ingeniería Eléctrica

con énfasis en:

Sistemas de potencia

Director:

Iván Camilo Durán Tovar, PhD, MSc.

Grupo de Investigación:

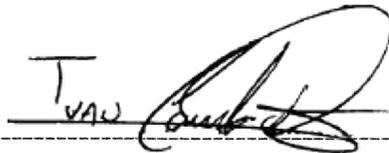
Modelación Estratégica en Energía y Potencia

Bogotá D.C, Colombia

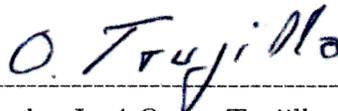
2020, Septiembre

Aceptación del Jurado

El Trabajo de grado de Maestría titulado **Evaluación de fallas de aislamiento en transformadores de potencia utilizando análisis de cromatografía por gases disueltos (DGA)**, presentado por **Juan Sebastian Juris Zapata**, cumple con los requisitos establecidos por la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito para optar al título de Magister en Ingeniería Eléctrica con énfasis en sistemas de potencia.



Director: Iván Camilo Durán Tovar, (PhD, MSc.)



Jurado: José Omar Trujillo Gómez



Jurado: Francisco Javier Amortegui Gil

Bogotá D.C, Colombia
Septiembre, 2020

A mis padres, mi novia y mi familia, por ser el sustento incondicional durante las diferentes etapas de mi trayectoria personal y profesional.

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi director de trabajo de grado Iván Camilo Duran por su apoyo, dedicación, conocimientos y consejos para el desarrollo de este trabajo. A la empresa INESS-MAN LTDA, en especial a los ingenieros Héctor Niño y Daniel Niño, por su colaboración en el suministro de las bases de datos, por permitirme contar con la experiencia en el área de ingeniería desarrollada en este trabajo de grado y por brindarme la oportunidad de avanzar en el área del conocimiento. A mis padres, Benjamín Juris y Maria Gladys Zapata, por ser un apoyo incondicional en esta maestría; a mi padre por compartir sus experiencias en el área de mantenimiento de equipos eléctricos. A mi novia, Yesica Aguilar, por su participación en el largo trabajo de la organización de las bases de datos y por ser una inspiración de superación. Y finalmente, de forma especial a la Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito por no solo formarme como ingeniero, sino también ser ese lugar especial de conocimiento y grandes alegrías en mis etapas de estudiante.

Resumen

Los análisis de cromatografía por gases disueltos (DGA) y las pruebas de aislamiento del tipo Megger DC son realizados para diagnosticar el estado de un transformador de potencia. Su principal diferencia radica en que las pruebas DGA pueden ser ejecutadas con el transformador energizado, mientras que las pruebas Megger DC requieren sacar de operación al transformador. Actualmente los análisis de gases disueltos no cuentan con la reputación y confianza adecuada dentro de los programas de mantenimiento para sectores específicos en la industria, como sí lo tienen las pruebas de aislamiento, es por esto que se plantea el objetivo principal de evaluar si existe una posible relación entre las pruebas Megger DC en un transformador y los resultados en pruebas de cromatografía realizadas al mismo.

La metodología desarrollada analiza una base de datos con protocolos de ambas pruebas de mantenimiento mediante la aplicación de la teoría de correlación de variables y las técnicas DGA actuales. Se plantean los casos de estudio que permitan identificar si existe una relación entre las pruebas DGA y Megger DC, al igual que caracterizar cada protocolo DGA para observar las fallas y gases más representativos.

Los resultados encontrados permiten afirmar que si existe una relación entre ambas pruebas, por lo tanto se puede estimar la condición Megger DC de un transformador de potencia a partir de los resultados en la cromatografía de gases bajo condiciones específicas, sin la necesidad de desenergizar el equipo. También se observan las principales ventajas de cada técnica DGA y cómo deben ser aplicadas para un correcto diagnóstico.

Palabras clave: aislamiento eléctrico, correlación de variables, cromatografía de gases disueltos, fallas eléctricas, fallas térmicas, mantenimiento, Megger DC, protocolos, pruebas.

Abstract

Dissolved gas chromatography (DGA) and isolation Megger DC tests are performed to diagnose the status of a power transformer. It's main difference lies in DGA testing can be performed with the transformer powered, while Megger DC test require the transformer to be taken out of operation. Currently, the analysis of dissolved gases does not have the reputation and adequate confidence in the maintenance programs for specific sectors in the industry, as the insulation tests do, which is why the main objective is to assess whether there is a possible relationship between Megger DC tests in a transformer and the results in chromatography tests carried out on it.

The methodology developed analyzes a database with protocols for both maintenance tests by applying the theory of variables correlation and current DGA techniques. The studies cases are proposed to identify if there is a relationship between the DGA and Megger DC tests, as well as characterize each DGA protocol to observe the most representative faults and gases.

The results found allow us to affirm that there is a relationship between both tests, therefore the Megger DC condition in a power transformer can be estimated from the results in the gas chromatography under specific conditions, without the need to de-energize the equipment. The main advantages of each DGA technique and how they should be applied for a correct diagnosis are also observed.

Keywords: electrical insulation, correlation of variables, dissolved gas chromatography, electrical failures, thermal failures, maintenance, Megger DC, protocols, tests.

Contenido

Agradecimientos	III
Resumen	VI
Abstract	VIII
Contenido	IX
Lista de figuras	XII
Lista de tablas	XIII
Lista de símbolos	XV
1. Introducción	1
1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Estado del arte	5
1.3. Objetivos	7
1.3.1. Objetivo general	7
1.3.2. Objetivos específicos	7
1.4. Justificación	7
1.5. Alcance	8
1.6. Limitaciones	9
1.7. Organización del documento	9
2. Marco teórico	13
2.1. Análisis de Dornenburg	13
2.1.1. Relé Buchholz para la separación de gases	16
2.2. Análisis de Gas Clave	17
2.2.1. Sobrecalentamiento en la celulosa	21
2.2.2. Sobrecalentamiento en el aceite	23
2.3. Análisis de Rogers	25
2.4. Análisis de Duval	27
2.5. Análisis de la norma IEEE-Std.-C57.104-2008	30
2.6. Sistemas de aislamiento y tipos de mantenimiento	31

2.6.1. Sistemas de aislamiento	31
2.6.2. Tipos de mantenimiento	33
3. Metodología	35
3.1. Correlación de variables	37
3.2. Comparación de las técnicas DGA	38
3.3. Protocolos de pruebas	39
3.3.1. Protocolos de pruebas DGA	40
3.3.2. Protocolos de pruebas Megger DC	43
3.4. Casos de estudio	47
3.4.1. Caso I	47
3.4.2. Caso II	48
3.4.3. Caso III - Técnicas DGA	48
4. Análisis de resultados	51
4.1. Análisis estadísticos de protocolos	51
4.2. Correlación de variables	54
4.2.1. Caso I	54
4.2.2. Caso II	58
4.2.3. Test de hipótesis e intervalo de confianza del coeficiente de correlación	60
4.2.4. Resultados estadísticos	64
4.3. Análisis de protocolos - técnica de Dornenburg	65
4.4. Análisis de protocolos - técnica de Gas Clave	68
4.5. Análisis de protocolos - técnica de Rogers	70
4.6. Análisis de protocolos - técnica de Duval	71
4.7. Resultados análisis DGA	73
5. Conclusiones	75
5.1. Conclusiones generales	75
5.2. Aportes	76
5.3. Trabajos futuros	77
Referencias	79
Anexos	86

Lista de Figuras

1.1.	Separación de componentes de una muestra en fases móvil-estacionaria [15]	5
1.2.	Estructura del documento	11
2.1.	Diagrama de flujo de Dornenburg [6]	15
2.2.	Sobrecalentamiento del aceite [6]	18
2.3.	Sobrecalentamiento de la celulosa [6]	18
2.4.	Descarga parcial - efecto corona [6]	19
2.5.	Descarga parcial - arco eléctrico [6]	20
2.6.	Diagrama - Gas Clave	20
2.7.	Composición química del papel aislante en transformadores [30]	21
2.8.	Generación de gases combustibles vs Temperatura de descomposición del aceite [33],[34]	24
2.9.	Diagrama de Rogers [6]	26
2.10.	Triángulo de Duval [20]	28
3.1.	Diagrama de bloques para la metodología	36
3.2.	Técnicas para análisis DGA	39
3.3.	Ejemplo protocolo de pruebas DGA [47]	42
3.4.	Buena condición de aislamiento	45
3.5.	Mala condición de aislamiento	46
3.6.	Ejemplo protocolo de pruebas Megger DC [47]	46
4.1.	Clasificación de protocolos DGA	52
4.2.	Clasificación de protocolos Megger DC	52
4.3.	Clasificación de estados en común	53
4.4.	Comparativo DGA y Megger DC para el caso II	60
4.5.	Tabla para distribución t-student [55]	63
4.6.	Resultados en protocolos bajo análisis	66
4.7.	Comparativo Correlación y Dornenburg	66

4.8. Resultados en protocolos bajo análisis	68
4.9. Distribución de gases relativos en protocolos bajo estudio	69
4.10. Comparativo Correlación y Gas Clave	69
4.11. Resultados de protocolos según Rogers	70
4.12. Comparativo Correlación y Rogers	71
4.13. Resultados de protocolos según Duval	72
4.14. Comparativo Correlación y Duval	73

Lista de tablas

1.1. Diagnóstico de subsistemas en un transformador según IEEE C57.140 de 2017 [14]	4
2.1. Concentración de gases para Dornenburg [6]	14
2.2. Diagnóstico de Dornenburg [19]	15
2.3. Diagnóstico de Rogers [6],[33]	27
2.4. Relaciones de Duval	29
2.5. Límites de gases según tabla 1 de IEEE Std C57.104-2008 [6]	31
3.1. Rangos de tensión y potencia para los transformadores	40
4.1. Rango de valores para correlación - caso I	56
4.2. Cálculos para determinar el coeficiente de correlación [35] - caso I	57
4.3. Rango de valores para correlación - caso II	58
4.4. Condición de TDCG para los protocolos en común del caso II	59
4.5. Comparación de métodos: correlación y Dornenburg	67

Lista de abreviaturas

Abreviatura	Descripción
CBM	Mantenimiento predictivo
TBM	Mantenimiento preventivo
CM	Mantenimiento correctivo
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IEC	International Electrotechnical Commission
ASTM	American Society of testing Materials
DGA	Cromatografía de Gases Disueltos
TDCG	Total Gases Combustibles
Megger DC	Resistencia de aislamiento en DC
IP	Índice de Polarización
RAD	Absorción dieléctrica
MVA	Megavoltiamperio
kV	Kilovoltios
DC	Corriente continua
TAP	Cambiador de tomas
°C	Grado Celsius
ppm	Partes por millón
<i>He</i>	Helio
<i>H₂</i>	Hidrógeno
<i>CH₄</i>	Metano
<i>CO</i>	Monóxido de Carbono
<i>C₂H₄</i>	Etileno
<i>C₂H₆</i>	Etano
<i>C₂H₂</i>	Acetileno
<i>CO₂</i>	Dióxido de carbono

Capítulo 1

Introducción

Los sistemas de potencia así como los sectores industriales, están conformados por una gran variedad de equipos eléctricos que permiten el flujo de energía en niveles de tensión adecuados para la aplicación requerida. Existe un equipo indispensable que se encarga de suministrar dichos niveles de tensión para su uso final, ese equipo es el transformador de potencia. De forma general, un transformador es una máquina eléctrica estática que permite cambiar de un nivel de tensión a otro, mediante la conversión electromagnética entre un circuito primario y un circuito secundario [1].

Garantizar que su operación sea continua en cualquier sistema eléctrico es uno de los grandes retos para los departamentos de mantenimiento en la industria. Con el paso del tiempo, el aislamiento en el transformador va perdiendo sus características dieléctricas y por lo tanto un plan de mantenimiento adecuado minimiza la probabilidad de que el equipo entre en estado de falla y/o una reducción acelerada de su vida útil.

El transformador es uno de los elementos más representativos en los costos de inversión inicial de un proyecto y cualquier falla durante su operación implica un impacto financiero negativo, haciendo que los mantenimientos entren en consideración. Existen diferentes tipos de tareas de mantenimiento que pueden clasificarse de acuerdo a la naturaleza de la misma según [2]. Actualmente tenemos el *mantenimiento predictivo* (también denominado CBM - Mantenimiento Basado en Condición) en donde se realizan monitoreos periódicos de variables físicas o químicas para relacionarlas con el estado en que se encuentra la máquina; *mantenimiento preventivo* (también denominado TBM - Mantenimiento Basado en el Tiempo) cuyo objetivo es mantener el funcionamiento fiable de una máquina mediante intervenciones en intervalos de tiempo fijos (por ejemplo intervenir la máquina cada doce meses); y finalmente, el *mantenimiento correctivo* (denominado CM) el cual se basa en arreglar cualquier defecto o falla que presentó la máquina y necesariamente implica salidas de operación.

Dentro del *mantenimiento predictivo* aplicado a los transformadores se encuentra la técnica de análisis de aceite dieléctrico [3]. Este es una protección dieléctrica, refrigerante y sirve como evaluador del estado de un transformador. Una de las técnicas de análisis que ha cobrado fuerza en la industria es la **Cromatografía de Gases disueltos (DGA)**, la cual consiste en determinar la concentración de gases combustibles presentes en una muestra del aceite dieléctrico del transformador y a partir de estas concentraciones se establece la condición del equipo mediante diferentes métodos de interpretación.

1.1. Planteamiento del problema

Las técnicas de análisis por cromatografía de gases disueltos en ocasiones no son incluidas en los programas de mantenimiento para un transformador en los sectores petroleros e industriales [4], como por ejemplo de manufactura, alimentos y similares. Las pruebas eléctricas preventivas como resistencia de aislamiento (incluido Megger DC), relación de transformación, resistencia óhmica de devanados, respuesta en frecuencia etc., son consideradas pruebas de evaluación total de las condiciones eléctricas en el transformador. Ahora, dichas pruebas solo pueden ser ejecutadas cuando el equipo se encuentra des-energizado por mantenimiento o falla [5]. Por otro lado en las pruebas DGA, los monitoreos de gases presentes en el aceite dieléctrico pueden ser ejecutados con el transformador en operación normal (energizado y bajo carga), durante cualquier periodo. Es por esto que la prueba DGA se hace indispensable pero no se tiene la suficiente confianza en que a partir de esta prueba es posible detectar fallas y diagnosticar correctamente el transformador. Actualmente la norma IEEE Std C57.104-2008 [6] permite una interpretación de las posibles condiciones de falla en un transformador, a partir de los resultados de cromatografía de gases disueltos.

Se hace la aclaración de que el sistema de aislamiento en un transformador puede ser diagnosticado mediante un conjunto de pruebas eléctricas [7], entre ellas se encuentran: la medición de la resistencia DC, conocida como Megger, en donde se aplica una tensión DC durante 10 minutos para determinar la resistencia estática del aislamiento; la prueba Tangente Delta evalúa la calidad, pérdidas y degradación de los materiales aislantes; el factor de disipación determina la resistencia dinámica para diversas frecuencias; la prueba Tip-up de Tangente Delta diagnostica problemas asociados a la tensión en el componente dieléctrico del equipo; la respuesta en frecuencia dieléctrica permite estimar la humedad presente tanto en el aislamiento sólido como líquido.

Lo anterior permite plantear la posibilidad de estimar el estado de un transformador, específicamente el estado de su aislamiento en DC, a partir de los análisis DGA. La motivación

para enfocar el diagnóstico de estimar el aislamiento DC a partir del DGA se sustenta en que el aislamiento es el parámetro básico de información interna y externa del equipo [8]. La información interna es aquella que indica en qué medida las partes activas o energizadas en el transformador se encuentran eléctricamente aisladas entre sí o aisladas de partes no activas [7]. Algunos ejemplos son el aislamiento entre el devanado primario y el devanado secundario, el aislamiento entre los devanados y el núcleo, el aislamiento entre los devanados y la carcasa, el aislamiento entre elementos sometidos a diferentes niveles de tensión, etc. La información externa refleja el grado de estrés ambiental al cual se encuentra sometido el transformador [7][9], es decir, contaminación de agentes sólidos y efectos de las variaciones climáticas, como la humedad y la radiación solar. Es indispensable conocer el estado externo de la máquina porque las condiciones locativas y ambientales podrían eventualmente deteriorar el aislamiento sólido debido a la formación de grietas en la carcasa, permitiendo la filtración de agentes externos y humedad al interior del transformador, lo que puede derivar en una reacción en cadena perjudicial para la vida útil del equipo. Dicha filtración acelera la degradación del aceite dieléctrico perdiendo así rigidez dieléctrica y capacidad de disipación de calor, por lo que la temperatura total de operación aumentará.

El aislamiento es fundamental para determinar el grado de cargabilidad del transformador [8], debido a que depende de la temperatura que el aislamiento es capaz de soportar sin perder sus propiedades. El aislamiento es un elemento dieléctrico que almacena carga eléctrica cuando el transformador está energizado [7], ya que permite sostener mecánicamente los devanados y garantizar la correcta interacción térmica en el transformador mediante la circulación del aceite dieléctrico.

Comercialmente, la prueba de aislamiento es exigida por las aseguradoras de activos para observar el estado del transformador de potencia [10], [11], [12], [13]. La norma IEEE C57.140 de 2017 [14] determina que la Probabilidad de Falla (PF) en un transformador de potencia dependerá del comportamiento de los subsistemas que lo conforman. La tabla 1 de esa norma (tabla 1.1 en este documento) plantea las pruebas que evalúan el estado de los subsistemas en el equipo. Como se observa en la tabla 1.1, las pruebas DGA y aislamiento permiten diagnosticar conjuntamente el estado de los devanados y del núcleo. Por esta razón, las aseguradoras de activos solicitan, para generar un diagnóstico sobre la estimación de Probabilidad de Falla, las pruebas de aislamiento.

Tabla 1.1: Diagnóstico de subsistemas en un transformador según IEEE C57.140 de 2017 [14]

Subsistema	Componente	Relación de Transformación	Resistencia de aislamiento	Resistencia de devanado	Tangente Delta	DGA	Monitoreo PD	Escaneo infrarojo	Visual
Pasatapa (Bushing)	Condensador				X				
	Aceite				X	X			X
	Escudo corona					X	X		
Devanado	Conductor	X	X	X	X	X	X		
	Aislamiento	X	X	X	X	X	X		
Núcleo	Núcleo de acero					X			
	Aislamiento		X			X	X	X	
Sistema conservador del aceite	Aceite		X		X	X		X	
	Conservador				X	X			X
	Tubería								X
Refrigerador	Bomba					X			X
	Aspas					X			X
	Placas del radiador								X
	Placas tubulares								X
	Carcasa								X
Cambiador de derivaciones desenergizado (DETC)	Contactos					X			
	Árbol de transmisión								X
Cambiador de derivaciones energizado (LTC)	Contactos					X			
	Árbol de transmisión								X
	Circuito de control								X
	Tablero aislador					X			
	Empaques					X			
Tanque	Tubería					X			
	Estructura de acero					X		X	X
	Empaques					X			

Debido a lo anterior, este trabajo de grado pretende realizar un estudio comparativo entre los resultados derivados en una prueba de aislamiento Megger DC y una prueba DGA para determinar si existe una posible relación entre ambas, mediante el análisis de una base de datos con transformadores que operan en sectores petroleros e industriales. Se aclara que no se quiere desmeritar o reemplazar las pruebas de aislamiento por las pruebas DGA sino potencializar estas últimas, mediante un diagnóstico más preciso en el sistema de aislamiento en un transformador a partir del DGA. Para ello se propone la pregunta:

¿Es posible evaluar la relación causa-raíz para determinar una falla puntual en el aislamiento DC de un transformador de potencia utilizando el análisis por cromatografía de gases disueltos?

1.2. Estado del arte

El análisis de cromatografía por gases, comúnmente abreviado con las siglas DGA, tiene sus inicios alrededor del año 1950 y consiste en separar físicamente los componentes de una muestra en dos fases, una fase estacionaria y otra fase móvil [15]. En general los componentes de una muestra presentan menor o mayor afinidad por cada una de esas fases. En la figura 1.1 se observa la inyección de una muestra y cómo se realiza la repartición de sus componentes en las fases para luego generar la separación física de los mismos.

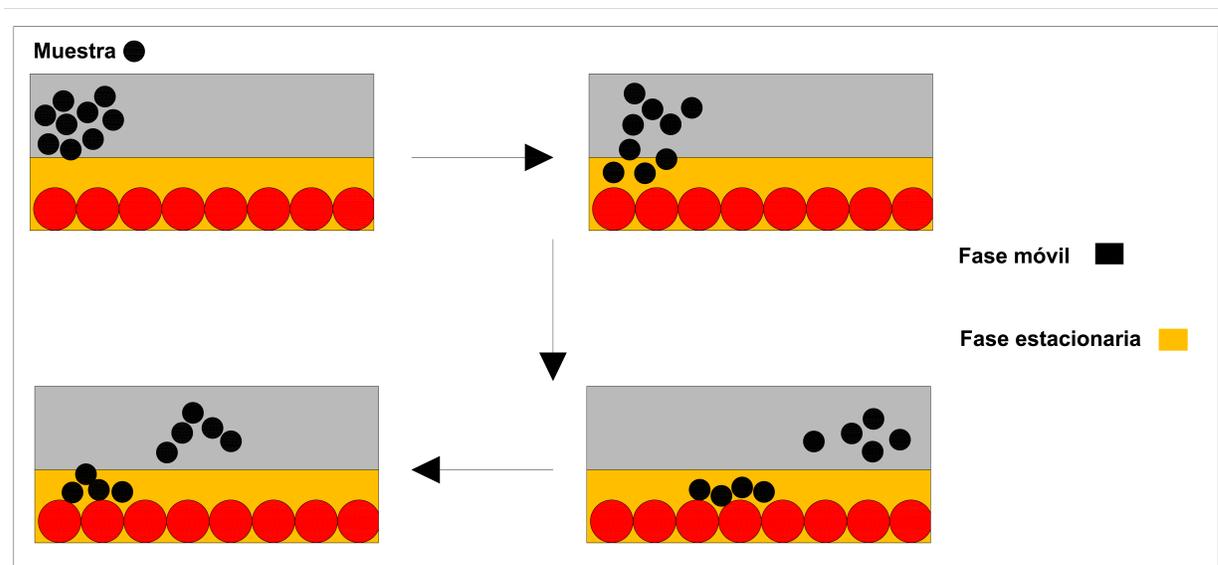


Figura 1.1: Separación de componentes de una muestra en fases móvil-estacionaria [15]

La fase móvil es un gas portador que puede ser combinado con dos tipos de fases estacionarias, sólido o líquido, generando así dos configuraciones: gas - sólido y gas - líquido [15][16]. La configuración gas - sólido consiste en una fase estacionaria sólida en donde se da lugar a la retención de analitos, es decir, el componente que se desea conocer en la muestra. Esta retención ocurre gracias a la absorción física y permite la separación de gases con bajo peso molecular. Para la configuración gas - líquido, la fase líquida es inmovilizada sobre la superficie de un sólido inerte con baja reactividad y con factores de reparto adecuados para

determinar la composición del analito. Ésta segunda configuración es la más utilizada en la cromatografía de gases puesto que en la primera configuración la absorción no es lineal por lo tanto la retención del analito es semipermanente, mientras que en la segunda configuración es permanente siendo ideal para gases de mediano y gran peso molecular [16].

Los compuestos que pueden ser separados por cromatografía deben ser volátiles y térmicamente estables. El gas portador debe ser químicamente inerte, razón por la cual se emplean comúnmente Helio (He), Nitrógeno (N), Dióxido de Carbono (CO_2) e Hidrógeno (H_2).

En el área de la cromatografía para aceites dieléctricos, la interpretación de los gases presentes en una muestra permite evaluar la condición de degradación del sistema de aislamiento en un transformador [17]. El análisis consiste en tomar una muestra de aceite dieléctrico, a la cual se le realizan las pruebas en un laboratorio acreditado [18] con un cromatógrafo calibrado y se obtienen los resultados cuantitativos de la composición de gases en esa muestra, expresados en partes por millón (ppm) y en porcentaje (%).

Los gases representativos para el análisis DGA en un transformador son:

- Hidrógeno [H_2]
- Metano [CH_4]
- Monóxido de Carbono [CO]
- Etileno [C_2H_4]
- Etano [C_2H_6]
- Acetileno [C_2H_2]
- Dióxido de Carbono [CO_2]

Los resultados obtenidos en los gases representativos de una muestra son analizados mediante el uso de cuatro técnicas que han predominado en la cromatografía [19]: *la Técnica de Dornenburg* (1970) en donde se proponen cuatro relaciones entre los gases para diferenciar el origen térmico de las fallas; *la Técnica de Rogers* (1978) en la cual se utilizan las relaciones de gases expuestas por *Dornenburg*, pero se introduce una nueva relación Etileno-Acetileno y se eliminan las relaciones Etano-Metano por su poca influencia en fallas de alta

temperatura; *la técnica de Gas Clave* (1973) en donde se realizan las mediciones de gases de forma individual en lugar de proporciones; y finalmente una de las técnicas más influyentes *El triángulo de Duval* (2002) [20], donde los resultados son interpretados de forma gráfica mediante un triángulo equilátero conformado por las concentraciones en ppm de Acetileno, Metano y Etileno, y en el que el triángulo se divide en distintas zonas de falla.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

Evaluar la relación causa-raíz entre la falla en el aislamiento de un transformador de potencia y los resultados obtenidos mediante las diferentes técnicas de cromatografía de gases disueltos.

1.3.2. Objetivos específicos

- Observar el vínculo entre las diferentes técnicas de cromatografía para determinar la condición del aceite dieléctrico en un transformador.
- Establecer una posible relación entre el grado de concentración de los principales gases disueltos en el aceite dieléctrico y la condición de aislamiento en un transformador.
- Determinar la posible falla de aislamiento en un transformador según las diferentes técnicas de cromatografía.

1.4. Justificación

En las estrategias de mantenimiento que la industria tiene en la actualidad se evidencia que las pruebas eléctricas tienen el mayor peso para determinar si la condición eléctrica de un transformador de potencia es apta para su puesta en servicio o para continuar en operación normal [4]. No se puede negar que estas pruebas son indispensables pero para su ejecución es necesario desenergizar el transformador. Por esta razón, los análisis DGA tienen una sutil ventaja y es que pueden ser ejecutados con el transformador energizado y con una frecuencia mayor a cualquier otra técnica de mantenimiento. Una desventaja asociada a los análisis DGA es que son especializados y por ello las pruebas deben ser realizadas en laboratorios certificados según [18], lo que implica altos costos y en ocasiones largos tiempos de entrega

de resultados. Sin embargo es posible realizar el balance entre los costos de una parada programada y el análisis DGA, encontrando que este último es más bajo.

En Colombia son pocos los laboratorios certificados [18] que pueden ejecutar las pruebas DGA y es claro que en la mayoría de los sectores industriales se encuentran instalados los transformadores. Éstos laboratorios están ubicados en el interior del país por ello se debe sumar toda la logística que implica enviar una muestra de aceite dieléctrico desde una zona relativamente lejana. Esta es una oportunidad de negocio que puede ser aprovechada para mejorar los estándares de mantenimiento y calidad, dando una mayor vida útil a los transformadores e impactando en el aumento de la confiabilidad del sistema eléctrico.

Este trabajo de grado pretende demostrar la importancia que los análisis DGA pueden ocupar en los mantenimientos predictivos para los transformadores instalados en los sectores petroleros e industriales mediante la estimación de una falla de aislamiento a partir de los resultados de las pruebas DGA y también caracterizando por completo un aceite dieléctrico aplicando las diferentes técnicas DGA. La facultad de estimar el estado de aislamiento DC de un transformador sin desenergizarlo evitaría paradas de operación innecesarias y además de disponer de la evolución en el deterioro del aceite dieléctrico.

1.5. Alcance

- Estudio comparativo entre las pruebas Megger DC y DGA para evaluar una posible relación entre ambas y estimar fallas en el sistema de aislamiento de un transformador.
- Organización de una base de datos con protocolos de pruebas DGA y pruebas Megger DC.
- Estudio de tendencias de generación en los principales gases combustibles para los protocolos DGA.
- Desarrollo de un modelo estadístico basado en la teoría de la correlación de variables.
- Caracterización de los protocolos en pruebas DGA con las técnicas de IEEE Std.C57.104-2008, Dornenburg, Gas Clave, Rogers y Duval.
- Identificación de las principales fallas de aislamiento en un transformador a partir de las técnicas DGA.

- Los transformadores de la base de datos en estudio tienen una potencia menor a 100 MVA y sus niveles de tensión de forma general son: 208 V, 220 V, 460 V, 480 V, 560 V, 690 V, 1.2 kV, 4.16 kV, 4.35 kV, 6.6 kV, 11.4 kV, 13.2 kV, 13.8 kV, 34.5 kV y 220 kV.

1.6. Limitaciones

- Para los análisis de los aceite dieléctrico solo se utilizarán las técnicas correspondientes a Cromatografía por Gases Disueltos.
- Las fallas a considerar serán las del sistema de aislamiento en un transformador.
- No se realizará una nueva técnica de Cromatografía por Gases Disueltos.
- No se desarrollará un algoritmo basados en los modelos propuestos en este trabajo.

1.7. Organización del documento

El documento se encuentra estructurado por 5 capítulos principales y 3 anexos, como se observa en la figura 1.2. A continuación se realiza una breve explicación de cada uno de ellos.

En el capítulo 1 se realiza la introducción general de la cromatografía de gases disueltos y su potencial para diagnosticar el estado de un transformador de potencia. Se plantea la problemática de que los análisis DGA no cuentan con la importancia requerida dentro de los programas de mantenimiento, así como una descripción general de las técnicas actuales para analizar los resultados de las pruebas DGA. Luego, se definen los objetivos generales y específicos, la justificación, alcances y finalmente, las limitaciones de este trabajo.

En el capítulo 2 se encuentra disponible la teoría específica sobre las 5 técnicas de análisis para las pruebas DGA que actualmente son utilizadas por los laboratorios de aceites dieléctricos. Se presentan los procedimientos, características, ventajas y particularidades de cada técnica, al igual que el marco normativo que las rige. También cuenta con la descripción de los sistemas de aislamiento para los transformadores de potencia.

El capítulo 3 presenta la metodología para desarrollar los objetivos planteados, mediante la definición de los modelos de análisis y sus respectivos casos de estudio. Éstos consisten en: la aplicación de estadística para observar si es posible encontrar relaciones entre las pruebas

DGA y las pruebas de aislamiento, y en comparar de las diferentes técnicas DGA en aras de diagnosticar por completo los protocolos de los transformadores bajo estudio. Además, se podrá observar la estructura de los protocolos para las pruebas DGA y las pruebas Megger DC.

En el capítulo 4 se procede a ejecutar tanto los análisis estadísticos como los análisis DGA para los casos y protocolos bajo estudio. Se observará qué relación existe entre el estado del aceite dieléctrico de un transformador y su sistema de aislamiento. Así mismo, se diagnosticará el estado del aceite de todos los transformadores aplicando las técnicas y se comparan éstos resultados con sus equivalentes estadísticos.

Finalmente, en el capítulo 5 se presentan las principales conclusiones arrojadas por los resultados del trabajo de grado, sus aportes al estado del arte de los análisis DGA y que consideraciones se deberán tener en cuenta para futuros trabajos de profundización o investigación respecto al tema desarrollado.

Los 3 anexos finales contienen la información sobre:

A) Estadística general de los gases combustibles, se presentan las gráficas de cada gas según su condición y comportamiento en ppm, además de la distribución de cada gas en los protocolos de pruebas DGA.

B) Estadística general de los protocolos de pruebas Megger DC, contiene las gráficas del comportamiento del índice de polarización para los transformadores de potencia.

C) Estadística de cada técnica DGA, muestra las tablas y organización de los protocolos según los resultados de las técnicas DGA.

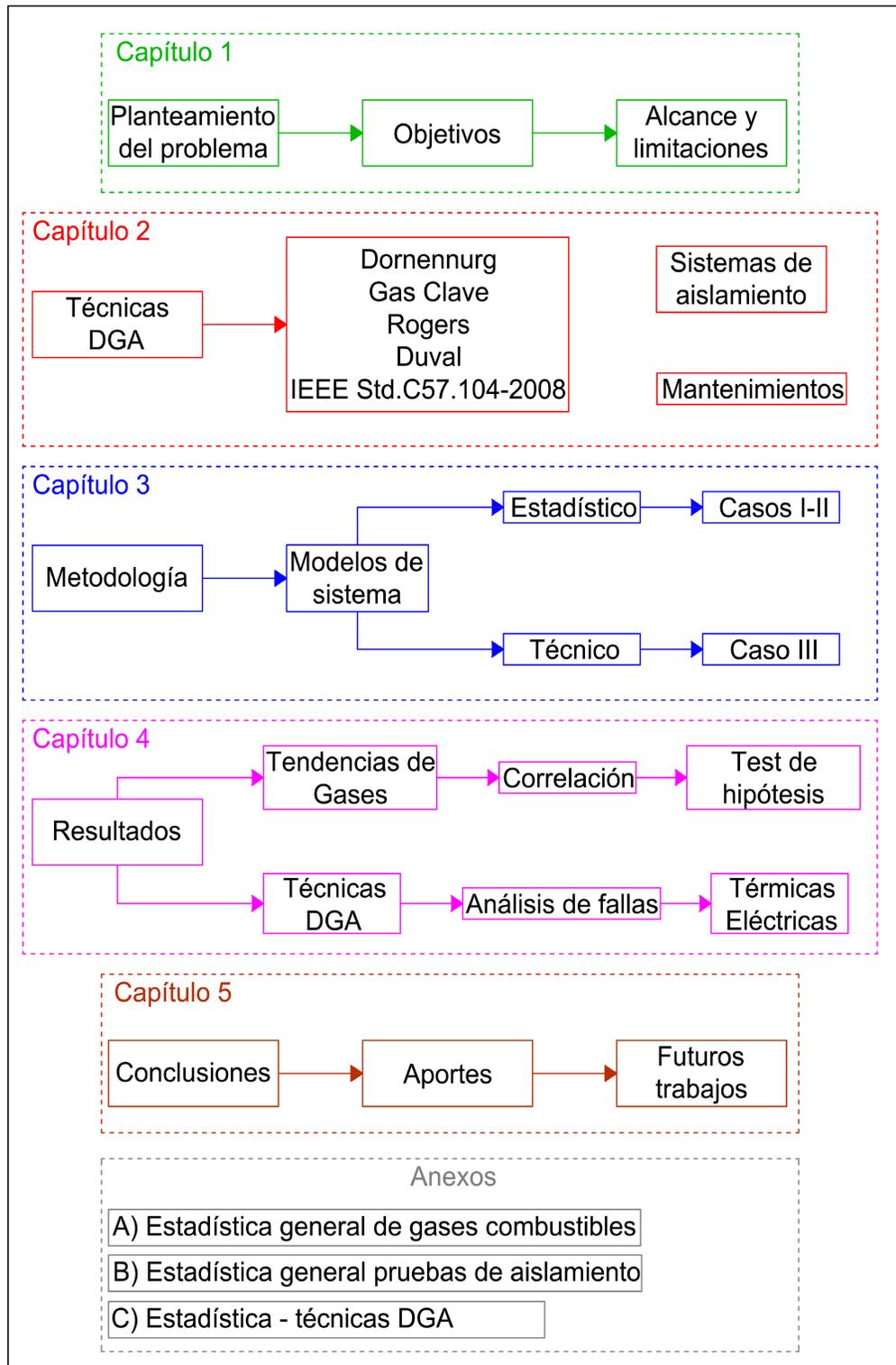


Figura 1.2: Estructura del documento

Capítulo 2

Marco teórico

En los análisis de cromatografía por gases disueltos, se busca encontrar la relación entre la distribución de los gases combustibles y la presencia de posibles fallas térmicas o eléctricas en el interior del transformador. A continuación se presentan los procedimientos de las técnicas más importantes en DGA.

2.1. Análisis de Dornenburg

La técnica de Dornenburg data de 1970, consiste en determinar si una falla en el transformador de potencia tiene origen térmico o eléctrico [19]. En esta técnica se necesita que las concentraciones de gases disueltos en el aceite sean adecuadas para que las ecuaciones, que se relacionan a continuación, no arrojen indeterminaciones ya que los métodos de relación buscan enlazar la combinación de gases con fallas específicas. Para el análisis de Dornenburg se tienen en cuenta los gases Metano (CH_4), Hidrógeno (H_2), Acetileno (C_2H_2), Etano (C_2H_6) y Etileno (C_2H_4).

Las relaciones pueden determinar fallas térmicas, mediante la estimación de la degradación térmica del aceite; o eléctricas como por ejemplo descargas parciales y arcos internos en el transformador [21]. Las ecuaciones son [6],[19]:

$$R_1 = \frac{CH_4}{H_2} \quad (2.1)$$

$$R_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad (2.2)$$

$$R_3 = \frac{C_2H_2}{CH_4} \quad (2.3)$$

$$R_4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2} \quad (2.4)$$

El procedimiento para interpretar los resultados de las pruebas de laboratorio, que se encuentra especificado en la sección 6.7.1 de la norma IEEE Std C57.104-2008 [6], se desarrolla a continuación. Dornenburg plantea los límites máximos, denominados $L1$, de las concentraciones en ppm para los gases en estudio (tabla 2.1). Las relaciones para el Hidrógeno, Metano, Acetileno y Etileno deben exceder dos veces el valor del límite fijado para al menos uno de ellos; en el caso del Etano y el Monóxido de Carbono, uno de ellos debe superar una vez el valor del límite fijado. Si estas dos condiciones se presentan entonces es posible considerar la presencia de fallas en el transformador.

Determinados los límites de cada gas se plantea entonces el diagrama de flujo de la figura 2.1. Primero, la entrada corresponde a las concentraciones de gases obtenidas en los resultados de la prueba DGA; segundo, si al menos uno de los gases (Hidrógeno, Metano, Acetileno o Etileno) supera el doble del límite fijado en la tabla 2.1 y si el Etano o el Monóxido de Carbono excede el límite de la misma tabla, entonces se debe considerar que el aceite se encuentra defectuoso; tercero, partiendo del paso anterior se determina que, si las relaciones R_1 , R_2 , R_3 y R_4 son finitas (ninguna de las relaciones es indeterminada) entonces el procedimiento Dornenburg es válido, de lo contrario se deben utilizar otros procedimientos alternativos. Cuarto, suponiendo que el procedimiento es válido entonces cada relación de Dornenburg se compara según lo especificado en la tabla 2.2; y por último, se diagnostica el transformador.

En el caso de que una de las relaciones resulten ser una indeterminación (Hidrógeno, Etileno, Metano o Acetileno igual a cero) y una de las concentraciones supere lo establecido en la tabla 2.1, se recomienda realizar la toma de una nueva muestra de aceite y sobre ésta ejecutar las pruebas DGA. Si nuevamente uno de éstos gases no se encuentra presente en los resultados, se concluye que el método de Dornenburg no es aplicable y por lo tanto se deben utilizar otras técnicas para diagnosticar el transformador.

Tabla 2.1: Concentración de gases para Dornenburg [6]

Gas	Concentración $L1(ppm)$
Hidrógeno (H_2)	100
Metano (CH_4)	120
Acetileno (C_2H_2)	1
Etileno (C_2H_4)	50
Etano (C_2H_6)	65
Monóxido de carbono (CO)	350

Tabla 2.2: Diagnóstico de Dornenburg [19]

Possible falla	R_1	R_2	R_3	R_4
Descomposición térmica	>1.0	<0.75	<0.3	>0.4
Efecto Corona (PD de baja intensidad)	<0.1	No significativa	<0.3	>0.4
Arco interno (PD de alta intensidad)	>0.1 y <1.0	>0.75	>0.3	<0.4

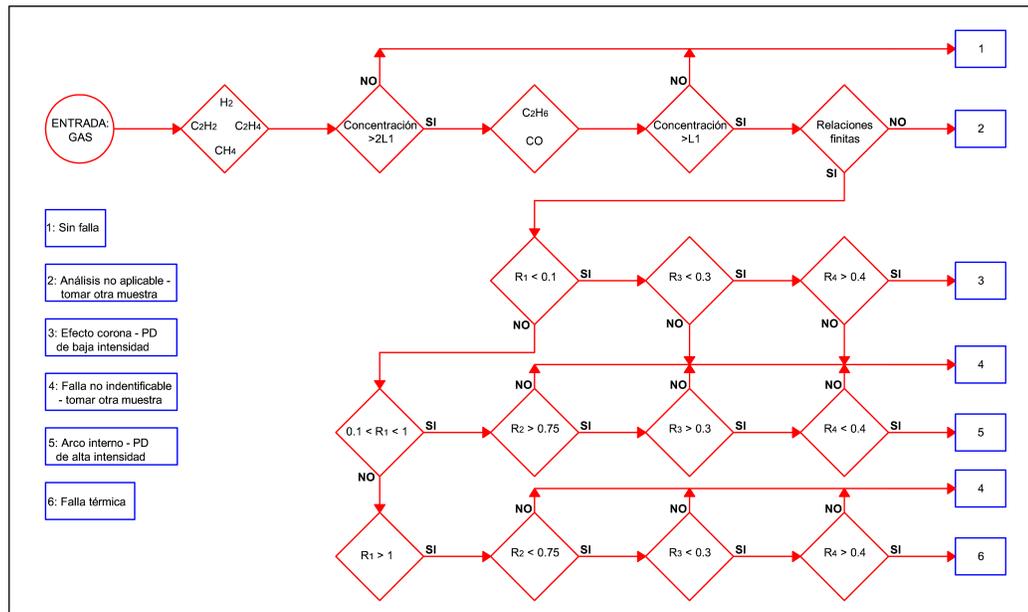


Figura 2.1: Diagrama de flujo de Dornenburg [6]

Las principales fallas expuestas por Dornenburg en relación a los gases bajo estudio son la descomposición térmica, efecto corona (descarga parcial de baja intensidad) y arco interno (efecto corona de alta intensidad), éstas se describen a continuación.

Fallas térmicas: La producción de grandes cantidades de gases de bajo peso molecular (como el Hidrógeno y el Metano) en combinación con grandes cantidades de gases de alto peso molecular (como el Etileno y el Etano) aceleran el ritmo natural de la descomposición en el aceite dieléctrico, generalmente a temperaturas de entre $125^{\circ}C$ y $600^{\circ}C$ [22]. Las fallas térmicas se pueden presentar cuando la carga del transformador supera su capacidad nominal de operación durante largos periodos de tiempo, afectando no solo el aceite dieléctrico si no también iniciando la descomposición térmica de la celulosa (papel aislante) [23].

Efecto corona: Es una descarga parcial de poca energía que ocurre durante un periodo de tiempo prolongado cuando se presenta ionización en el aceite. Afecta de forma directa el sistema de aislamiento en el transformador, causando pequeñas rupturas dieléctricas impredecibles y acumulativas en el aceite. Estas descargas producen a su vez Hidrógeno y Metano en pequeñas cantidades, las cuales podrían evolucionar en descargas en la celulosa [24].

Arco interno: Descarga parcial de alta intensidad y de corta duración que puede comprometer el aislamiento sólido del transformador [23]. Se presenta cuando el aceite y algún elemento sólido interior en el mismo se encuentran a diferentes potenciales de alta magnitud. En este punto el aceite no presenta una buena disipación de calor y sus propiedades dieléctricas empiezan a deteriorarse. La ionización en el aceite es tan intensa que colapsa su resistividad dieléctrica produciendo una descarga o chispa. El arco interno puede originar sobrecalentamiento en el aceite [25].

2.1.1. Relé Buchholz para la separación de gases

El relé Buchholz es un dispositivo de protección para el transformador cuya función es detectar la acumulación de gases producidos por arcos eléctricos o descargas parciales en el interior de la cuba del mismo. Cuando el relé detecta gases generados por condiciones anormales a la operación del transformador, envía una señal de alarma. Dornenburg planteó en su publicación *Monitoring Oil-Cooled Transformers by Gas Analysis* [26] que el relé Buchholz puede detectar cuándo el aceite dieléctrico se encuentra saturado por altas formaciones de gases combustibles en el mismo, pero esto se presenta si ya existe una falla incipiente en el aceite, es decir, se necesita de un largo periodo de formación de gases para poder detectarlos.

En el proceso de envejecimiento del aceite, éste se satura con gases combustibles en porcentajes del 85 al 90 % después de largos periodos de operación, por lo tanto el aceite dieléctrico disminuye su capacidad de absorción a un margen del 10 al 15 % por fallas internas del transformador. Al llegar el aceite a una sobresaturación, los gases combustibles adquieren importancia dentro de la cuba ya que éstos no son retenidos por el aceite dieléctrico y viajan hacia el relé Buchholz, generándose así la separación. Cuando se analiza la composición individual de gases disueltos en el aceite hacia la saturación, se encuentra que los valores numéricos corresponden a las presiones parciales de los mismos gases en el relé Buchholz [26].

En ocasiones, el relé Buchholz emite señales de alarma [26] que se producen por la sepa-

ración de gases sin que las concentraciones de éstos sean excesivas o que sean necesariamente generados por la descomposición del aceite. Cuando existen fisuras en el aislamiento sólido del transformador, la humedad y el aire externo saturan el aceite generando falsas lecturas en el relé que pueden ser identificadas por fluctuaciones de temperatura en un amplio rango.

El aislamiento sólido puede llegar a experimentar daños debido a las grandes cantidades de gases almacenados en el relé que no son retenidos por el aceite dieléctrico, es decir, gases libres en contraste con gases disueltos. Es crítico cuando en los gases libres se adicionan gases originados por nuevas fallas internas en el transformador.

2.2. Análisis de Gas Clave

Esta técnica analiza de forma individual la concentración de gases presentes en el aceite. Dependiendo de la temperatura a la cual se encuentra sometido el aceite, es posible encontrar mayores concentraciones de determinados gases. Al presentarse una falla eléctrica, la temperatura en el interior de la cuba del transformador aumenta y por lo tanto se generan grandes concentraciones de gases combustibles [19].

Las principales causas que originan la formación de gases en la cuba de un transformador en operación son las perturbaciones térmicas y eléctricas. En general, si el transformador experimenta cambios de temperatura debido a sus condiciones de carga o por el envejecimiento de su aislamiento, se presentarán gases que degradarán las condiciones aislantes del aceite y también dará lugar a la descomposición de la celulosa.

A continuación veremos los principales análisis de gases individuales según la norma IEEE Std C57.104-2008[6] y sus posibles diagnósticos de falla[27]:

Posible falla por sobrecalentamiento del aceite: posible falla térmica en el aceite derivada por defectos en las conexiones internas del transformador, en su circuito eléctrico o en su circuito magnético. En este punto el aceite ha perdido sus propiedades refrigerantes y contribuye a un aumento mayor en la temperatura de operación del transformador. El gas clave representativo es el Etileno (C_2H_4), llegando a superar el 63 % establecido por la norma IEEE C57.104-2008, como se observa en la figura **2.2**.

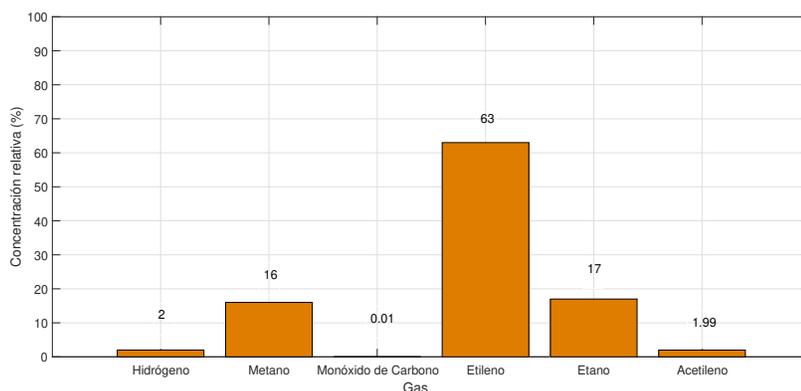


Figura 2.2: Sobrecalentamiento del aceite [6]

En esta falla térmica los productos de descomposición incluyen generalmente Etileno y Metano, junto con pequeñas cantidades de Hidrógeno y Etano. Se pueden formar trazas de acetileno si hay sobreesfuerzos eléctricos.

Posible falla de sobrecalentamiento en la celulosa: como consecuencia de los cambios de carga, la temperatura en el transformador y en el aceite dieléctrico también cambian afectando la celulosa, la cual hace parte del sistema de aislamiento, y por ello es sensible al aumento de temperatura [2]. Si se supera la temperatura de diseño del sistema de aislamiento del transformador, el proceso de degradación en la celulosa inicia, disminuyendo así su grado de polimerización. El gas clave representativo es el Monóxido de carbono (CO), llegando a superar el 92% establecido por la norma IEEE C57.104-2008, como se observa en la figura 2.3.

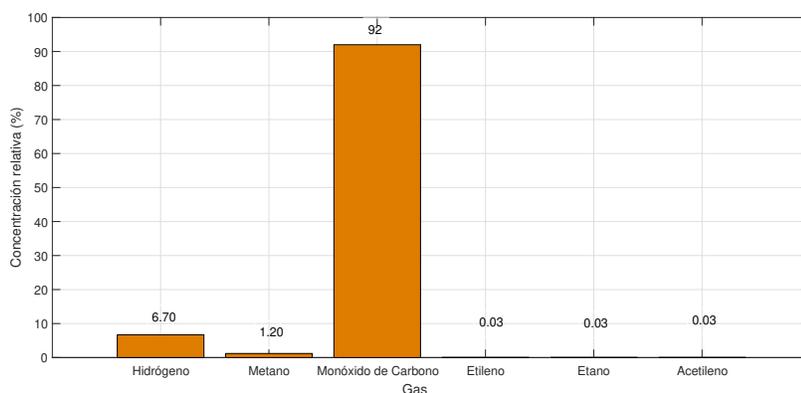


Figura 2.3: Sobrecalentamiento de la celulosa [6]

En el proceso del sobrecalentamiento de la celulosa, se podrían generar grandes cantidades de Dióxido y Monóxido de carbono, las cuales se desprenden de la celulosa sobrecalentada. Los gases de hidrocarburos, como el Metano y el Etileno, se formarán si ocurre una falla que involucre estructuras impregnadas de aceite.

Posible falla por efecto corona: es una descarga parcial de baja intensidad El gas clave representativo es el hidrógeno (H_2) llegando a superar el 86 % establecido por la norma IEEE C57.104-2008, como se observa en la figura 2.4.

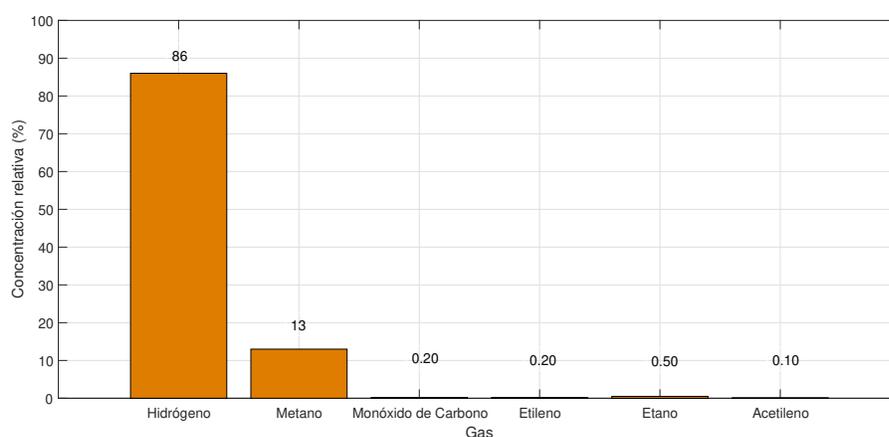


Figura 2.4: Descarga parcial - efecto corona [6]

Las descargas eléctricas de baja energía producen Hidrógeno y Metano, con pequeñas cantidades de Etano y Etileno. Cantidades comparables de Monóxido de Carbono y Dióxido de Carbono pueden resultar de descargas en la celulosa.

Posible falla por arco eléctrico: este tipo de falla presenta un aumento dinámico de presión que a su vez deriva en un aumento de temperatura según la Ley de *Gay-Lussac* para gases. Por tanto, el aceite dieléctrico sufre una ruptura en su estructura y tiende a evaporizarse en pequeñas cantidades. En este caso el gas clave representativo es el Acetileno (C_2H_2) llegando a superar el 30 % establecido por la norma IEEE C57.104-2008, como se observa en la figura 2.5, acompañado de grandes concentraciones de hidrogeno (H_2) superando el 60 % establecido por la misma norma.

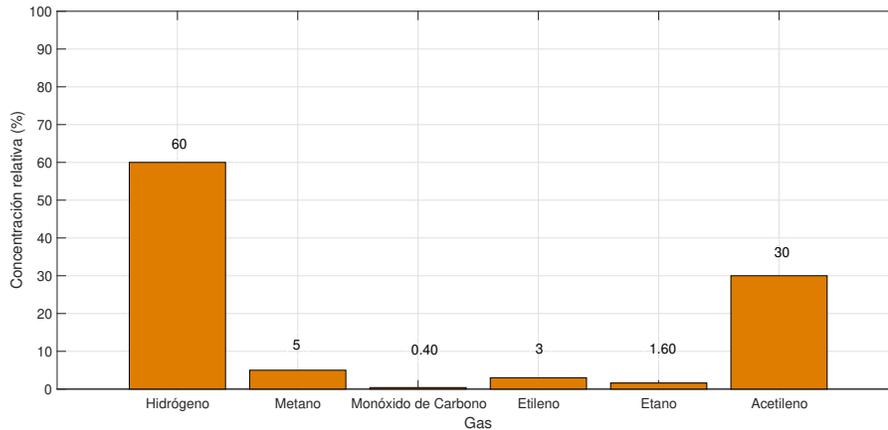


Figura 2.5: Descarga parcial - arco eléctrico [6]

Se producen grandes cantidades de Hidrógeno y Acetileno, con pequeñas cantidades de Metano y Etileno. El Dióxido de Carbono y el Monóxido de Carbono también se pueden formar si la falla involucra a la celulosa. Es posible que el aceite dieléctrico presente un alto grado de carbonización.

En la figura 2.6 se presenta de forma sistemática la técnica de gas clave. A continuación se explica con detalle las fallas por sobrecalentamiento del aceite y de la celulosa, debido a que hacen parte del aislamiento en el transformador.

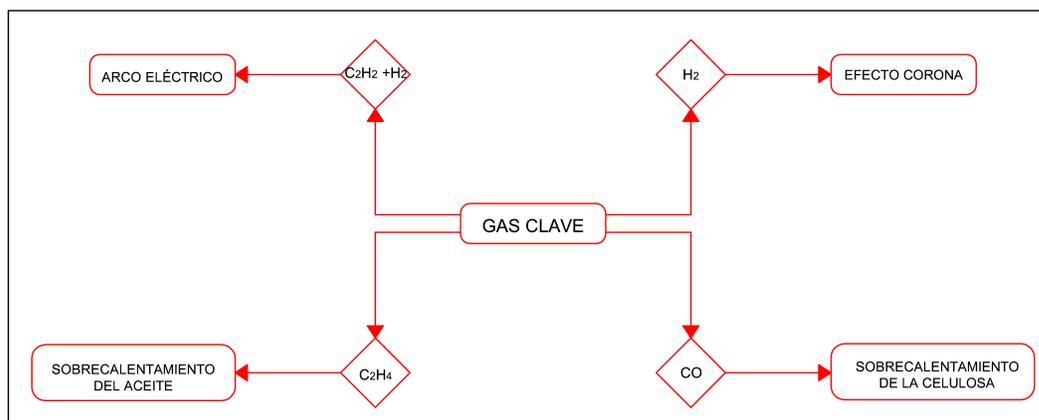


Figura 2.6: Diagrama - Gas Clave

2.2.1. Sobrecalentamiento en la celulosa

La celulosa es una sustancia de tipo polisacárido cuya función es conformar la estructura de los tejidos de sostén en las paredes de las células vegetales (plantas). La celulosa se obtiene mediante los procesos de trituración de la madera hasta transformarla en una especie de pasta o pulpa de madera. Ésta celulosa es utilizada como una fibra aislante de alta densidad y excelente rigidez dieléctrica para la fabricación de papel aislante en los transformadores de potencia [28]. El papel aislante es un aislamiento sólido que además de proveer una alta rigidez dieléctrica a los conductores internos en el transformador, también brinda una rigidez mecánica a los mismos. El papel sufre de envejecimiento por la polimerización de sus estructuras moleculares, es decir, rupturas entre las cadenas de la celulosa [29]. El papel no solo está constituido por celulosa, también contiene Ligninas y Hemicelulosas [30] que permiten el aumento del grado de aislamiento, la figura 2.7 presenta un ejemplo de las estructuras moleculares.

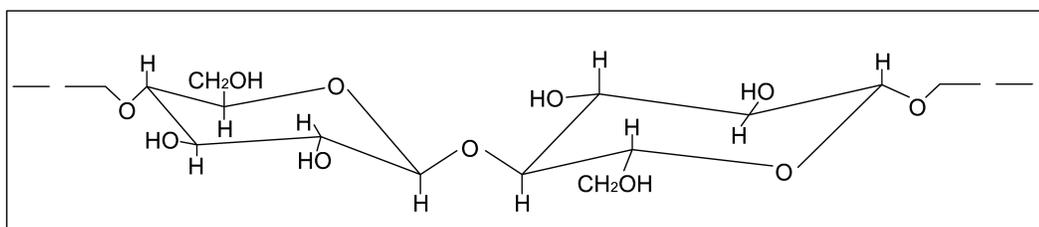


Figura 2.7: Composición química del papel aislante en transformadores [30]

Existen diferentes tipos de papel utilizados en la industria de los transformadores:

- Papel Kraft: fabricado con pasta química de madera con espesores entre 0.05 y 0.5 mm.
- Papel Nomex: similar al Nylon y resistente a altas temperaturas (del rango de los 220 °C).
- Papel Prespan: parecido al Kraft pero puede fabricarse con cualquier tipo de pasta química.
- Papel Manila: es un aislante a base de fibras de cáñamo.

Las condiciones de operación en el transformador de potencia determinan si los esfuerzos térmicos y eléctricos afectan la vida útil del mismo. Basados en estudios y experiencias de campo [28],[31], además de las condiciones ambientales, se puede estimar que un transformador que opere a temperaturas superiores a 120°C puede experimentar la generación de

grandes cantidades de compuestos furánicos los cuales reflejan el grado de polimerización del papel. Éste es un indicador del envejecimiento del papel y por ende de las estructuras de la celulosa. Al romperse las cadenas de celulosa el grado de polimerización disminuye, perdiendo así sus propiedades dieléctricas, generando gases como el Monóxido y Dióxido de Carbono.

La capacidad de sobrecarga de temperatura depende del tipo de aislamiento en el transformador. Los tipo seco por lo general soportan aumentos de temperatura en pasos de 80°C, 115°C y 150°C; mientras que en los aislados con aceite dieléctrico es común encontrar dos pasos de aumento de temperatura de 55°C y 60°C [32]. Los valores anteriores se basan en una temperatura ambiente máxima de 40°C. Por ejemplo un transformador con aislamiento líquido (aceite) con paso de 60°C significa que podrá operar a una temperatura media en sus devanados de (40 + 60)°C sin que se afecte su aislamiento, es decir, para temperaturas mayores a 100°C la vida útil del transformador se puede ver comprometida.

El envejecimiento del papel aislante puede tener lugar gracias a tres procesos principales [30]:

Hidrólisis

Es el proceso en donde el agua, en forma de humedad, tiene una reacción química con las moléculas del papel aislante. La reacción genera compuestos furánicos que afectan el aislamiento y al cambiador de tomas (TAP) en el transformador. Al interactuar el agua y la celulosa se genera Glucosa, la cual se oxida transformándose en Pentosa y finalmente, al ganar más moléculas de agua permite la aparición de Furanos [30]. El contenido de agua en el aislamiento del transformador aumenta a lo largo de su vida útil, el cual se estima tiene un porcentaje menor al 0.5 % en el papel aislante al inicio de la operación del transformador y con posibilidad de llegar al 5 % al final de su vida útil. Las moléculas de agua en el papel pueden afectar la rigidez del aceite dieléctrico y gracias a la generación de furanos se pueden presentar altas tasas de gases combustibles (principalmente Monóxido de Carbono).

Entre los principales problemas ocasionados por la humedad en el sistema de aislamiento tenemos la formación de burbujas y material particulado en el aceite, además de la pérdida de rigidez dieléctrica. En el TAP puede darse la corrosión de sus componentes mecánicos que derivan incluso en la inmovilización del propio cambiador.

Oxidación

La presencia de oxígeno en el sistema aislante permite una combustión lenta que deriva en agua y Dióxido de Carbono. Esto genera una gran variedad de compuestos furanos que dependiendo de las condiciones internas en la cuba pueden dar lugar a la presencia de problemas tanto en el papel aislante como en el aceite dieléctrico y pueden afectar el núcleo del transformador [30].

Pirólisis

Al fenómeno del envejecimiento del papel aislante por altas temperaturas se le conoce como pirólisis [29],[30], y se refiere a la descomposición química de materia orgánica al experimentar aumentos de temperatura (calentamiento), sin el acceso de agua u oxígeno al transformador. El transformador al operar en altas temperaturas (mayores a 120°C aproximadamente), debido a sus condiciones de carga, experimenta la presencia de pirólisis en la celulosa del papel aislante y por lo tanto se inicia la generación de furanos que a su vez induce altos niveles de generación de Monóxido y Dióxido de Carbono. Entonces, es posible relacionar la presencia de monóxido de carbono en el aceite dieléctrico con el calentamiento de la celulosa en el papel aislante.

2.2.2. Sobrecalentamiento en el aceite

Según la temperatura de operación del transformador, es decir, la temperatura interna en los devanados más la temperatura ambiente, es posible determinar de forma aproximada los rangos en los cuales se da la descomposición del aceite. Un estudio realizado por R. Roger y Central Electric Generating Board en 1978 (IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers using Gas in Oil Analysis [33]) presenta un diagrama con las cantidades relativas y temperaturas de operación para los gases combustibles de forma individual. La figura 2.8 muestra el diagrama utilizado en el estudio mencionado (el cual no se encuentra a escala) en donde la temperatura base para la descomposición del aceite dieléctrico es 150°C.

En la barra izquierda de la figura 2.8 se observa la convención para temperatura de operación normal y temperatura de falla tipo descarga parcial. El diagrama se interpreta de la siguiente forma: todos los gases combustibles se generan por lo general en menores cantidades que el Hidrógeno y la formación de éste inicia en una temperatura aproximada de 150°C para la descomposición del aceite; en temperaturas entre 250°C y 350°C pueden aparecer el Etano y el Etileno; temperaturas de 500°C a 700°C se genera el Acetileno siendo una condición

crítica debido a la formación de arcos internos; finalmente la formación de Hidrógeno supera a los demás gases a temperaturas superiores a los 800°C.

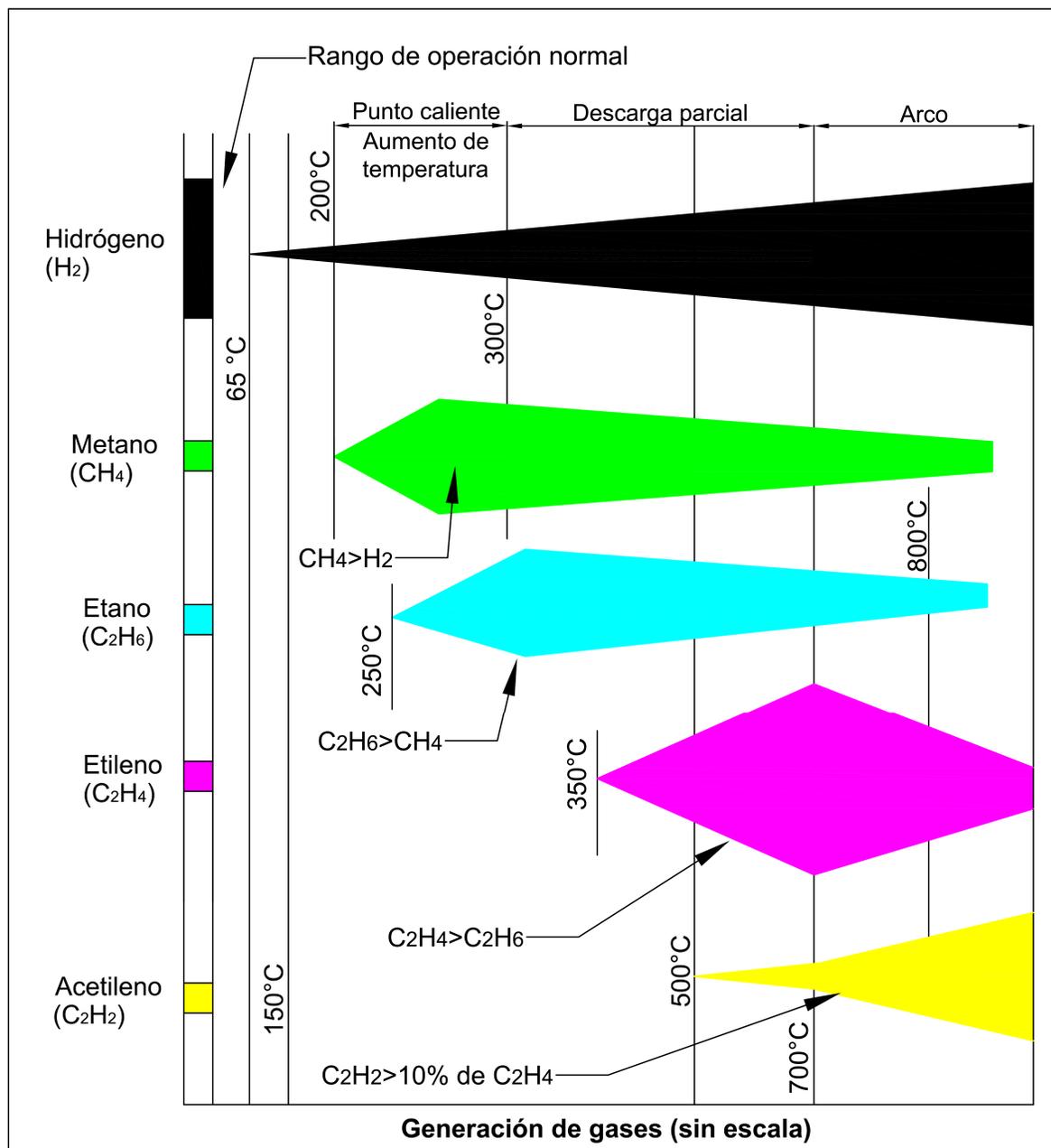


Figura 2.8: Generación de gases combustibles vs Temperatura de descomposición del aceite [33],[34]

Por último, la generación de Hidrógeno es inherente al envejecimiento natural del trans-

formador y la descomposición de la celulosa origina principalmente la presencia de Monóxido de Carbono. Lo recomendable es que la temperatura de operación del transformador se encuentre en rango menor a 100°C para evitar el envejecimiento por calentamiento. Y, apesar de que una falla térmica por lo general deriva en una falla eléctrica en el sistema de aislamiento, ambas pueden presentarse de forma simultánea sin preceder una de la otra.

2.3. Análisis de Rogers

En esta técnica se estudia la variación de las concentraciones de gases respecto a la temperatura en la cuba del transformador, y a diferencia de la técnica de Dornenburg, Rogers [33] presenta solo tres relaciones incluyendo una nueva entre Etileno (C_2H_4) y Acetileno (C_2H_2). Ésta relación es analizada para concentraciones que sean suficientes entre ambos gases y por lo general se generan en altas temperaturas de la cuba, a diferencia de las relaciones de Etano (C_2H_6) y Metano (CH_4). Rogers plantea que la posibilidad de que una falla se presente en el aceite dieléctrico es mayor sí en la cuba del transformador la temperatura es elevada.

Las ecuaciones planteadas por Rogers son [6],[19]:

$$R_1 = \frac{CH_4}{H_2} \quad (2.5)$$

$$R_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad (2.6)$$

$$R_5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} \quad (2.7)$$

Rogers también plantea un diagrama de flujo [6],[33] que parte de los resultados obtenidos en las pruebas DGA. La figura **2.9** presenta este diagrama y su paso a paso se explica a continuación. Si alguna de las relaciones es indeterminada, es decir, ausencia de Hidrógeno, Etileno o Etano, entonces el análisis no es aplicable y se recomienda tomar una nueva muestra para confirmar los resultados. Si las tres relaciones son finitas primero se observa el comportamiento de R_2 , luego el de R_1 y por último el resultado de R_5 . A diferencia de Dornenburg, Rogers plantea más opciones para diagnosticar el aceite dieléctrico puesto que considera las fallas de temperaturas en la cuba de forma independiente [35] a las fallas eléctricas como las descargas parciales.

La técnica de Rogers básicamente cuenta con tres fallas para temperatura: sobrecarga térmica de baja temperatura, que se presenta por ejemplo en la energización del transformador o en periodos de tiempo con alta cargabilidad del mismo; falla térmica menor a 700°C, típica para transformadores con largos periodos de operación; y falla térmica mayor a 700°C en donde se puede plantear las pérdidas de la capacidad refrigerante en el aceite. Para las fallas eléctricas considera las descargas parciales de baja intensidad (efecto corona) y las de alta intensidad (arco) pero establece rangos estrictos en las tres relaciones, es decir, la presencia de una descarga implica también una condición térmica en el aceite y por lo tanto es natural esperar que los resultados del análisis de Rogers en su mayoría arrojen fallas térmicas [36]. El análisis de Rogers no identifica fallas en el aceite si R_1 o R_5 no cumplen con los rangos establecidos y por lo tanto se deberán utilizar los demás análisis de DGA.

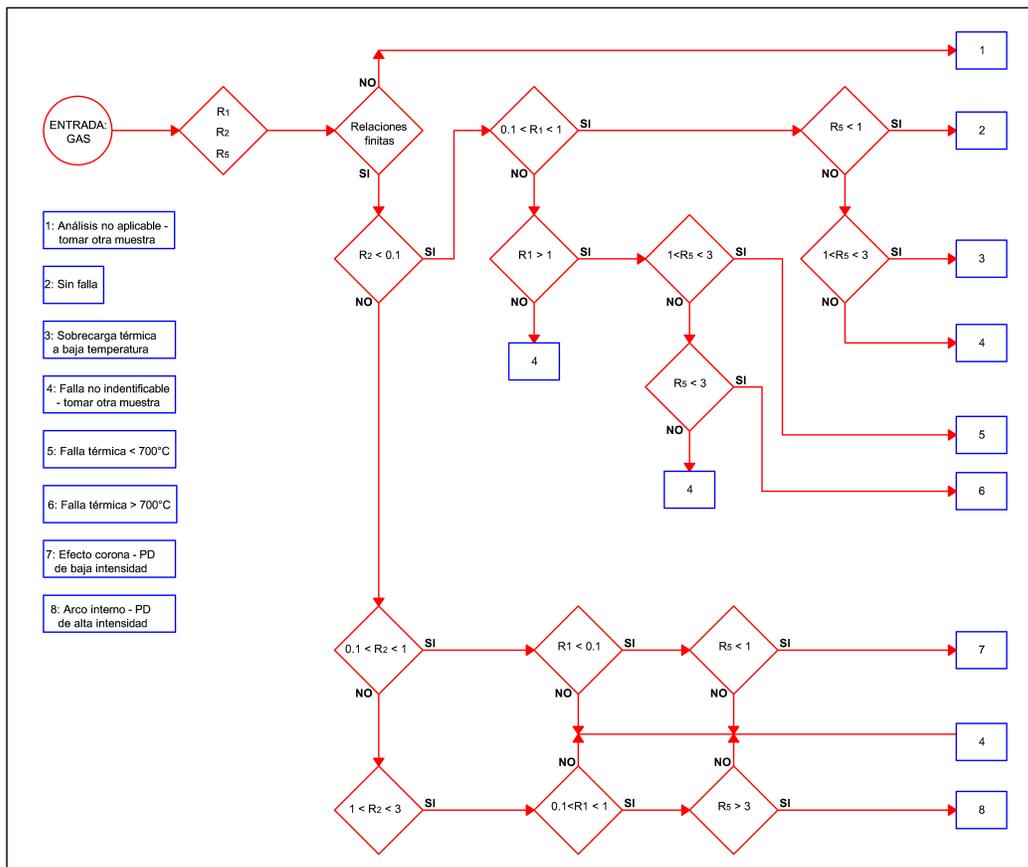


Figura 2.9: Diagrama de Rogers [6]

Rogers considera la degradación térmica tanto de la celulosa como del aceite dieléctrico mencionados en la secciones 2.2.1 y 2.2.2, además su método es aplicable tanto si la muestra

de aceite es tomada en el relé Buchholz (sección 2.1.1) o tomada del contenedor principal de aceite. El diagnóstico de los resultados de cada relación se observa en la tabla **2.3** basada en la norma IEEE Std C57.104-2008[6] en donde se sugiere el tipo de falla que podría presentar el aceite, principalmente fallas térmicas.

Cuando las relaciones no se encuentran en los rangos estipulados por Rogers entonces la técnica no permite identificar la falla y por lo tanto se debe tomar otra muestra o ejecutar cualquiera de los otros análisis DGA [37].

Tabla 2.3: Diagnóstico de Rogers [6],[33]

Posible falla	R_2	R_1	R_5
Sin falla	<0.1	>0.1 a <1	<1
Sobrecarga térmica de baja temperatura	<0.1	0.1 a 1	1 a 3
Falla térmica <700°C	<0.1	>1	1 a 3
Falla térmica >700°C	<0.1	>1	>3
Efecto corona	0.1 a 1	<0.1	<1
Arco interno	1 a 3	0.1 a 1	>3

2.4. Análisis de Duval

Ésta es una de las técnicas con mayor impacto en los análisis DGA debido a que presenta un mayor acierto tanto en fallas térmicas como eléctricas, de una forma gráfica eficiente. Cuenta con una gran ventaja y es que por lo general no presenta indeterminaciones, como si ocurre con las técnicas anteriores, ya que sus ecuaciones están compuestas por la suma de Metano (CH_4), Etileno (C_2H_4) y Acetileno (C_2H_2), y por lo general al menos uno de estos gases tiene un contenido mayor a cero *ppm*.

La técnica de Duval consiste en graficar las concentraciones de Metano, Etileno y Acetileno en un triángulo equilátero. Las concentraciones de esos gases se realizan en partes por millón (ppm) mediante las siguientes ecuaciones [6],[19]:

$$\%C_2H_2 = \frac{X}{X + Y + Z} * (100) \quad (2.8)$$

$$\%CH_4 = \frac{Y}{X + Y + Z} * (100) \quad (2.9)$$

$$\%C_2H_4 = \frac{Z}{X + Y + Z} * (100) \quad (2.10)$$

La concentración de Metano (CH_4) en ppm equivale a X , la concentración de Etileno (C_2H_4) en ppm equivale a Y , y la concentración de Acetileno (C_2H_2) en ppm equivale a Z .

Gráficamente, las concentraciones de los gases anteriores corresponden a los ejes coordenados de un triángulo equilátero. La intersección de rectas paralelas a los ejes permite encontrar la zona de una posible falla en un transformador de potencia. En la figura 2.10 se observa la ubicación de un punto en el triángulo que por ejemplo tiene los valores de $X = 60 \text{ ppm}$, $Y = 30 \text{ ppm}$ y $Z = 10 \text{ ppm}$ [19]. A partir de experimentos en laboratorio, Duval determinó seis tipos de posibles fallas detectadas por las pruebas DGA clasificadas gráficamente en zonas específicas en el triángulo, la tabla 2.4 presenta las clasificaciones de las fallas.

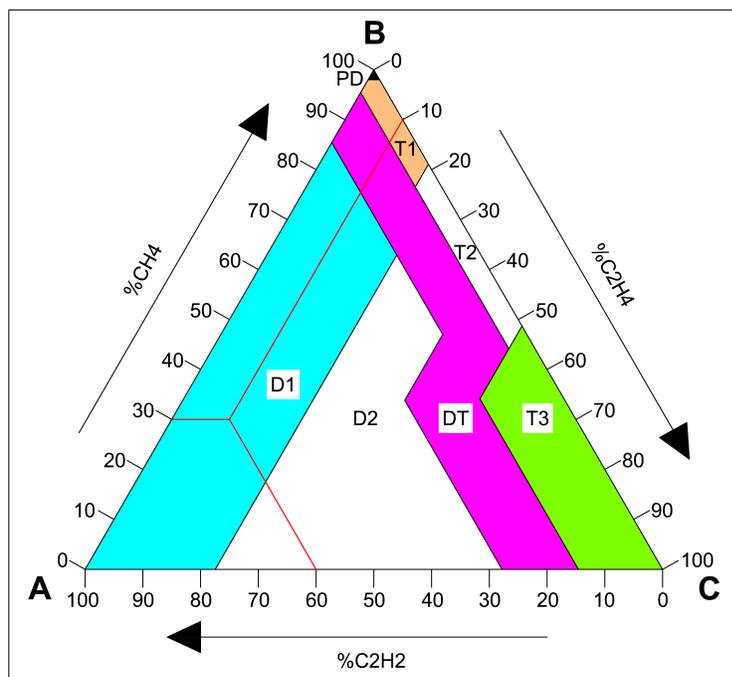


Figura 2.10: Triángulo de Duval [20]

En 1974 Duval realiza pruebas de laboratorio con tres de los seis gases utilizados por Dornenburg, concluyendo que el hidrógeno (H_2) distorsiona los resultados del DGA debido a que éste se difunde a una mayor velocidad en el metal respecto a otros gases. En 1990

realizó un análisis entre las categorías de transformadores de potencia y transformadores de distribución, encontrando que los primeros son más propensos a la formación de puntos calientes pero menos susceptibles a la formación de arcos eléctricos [29]. En 2002 implementa el método gráfico para interpretar los resultados del DGA utilizando modelos históricos y experimentos de laboratorio. Finalmente en 2008 Duval propone variaciones de la versión original del triángulo para diferentes tipos de aplicaciones en transformadores, por ejemplo expone la versión del triángulo para aceite mineral, aceite no mineral, cambiadores de toma de carga y aceite vegetal.

Las posibles fallas presentadas por el triángulo de Duval son [19],[20]:

Tabla 2.4: Relaciones de Duval

Zona	Posible Falla	Valores límites de gases combustibles (%)
PD	Descargas parciales	$CH_4 = 98$
D1	Descargas de baja energía	$C_2H_4 = 36; C_2H_2 = 13$
D2	Descargas de alta energía	$C_2H_4 = 23, 40; C_2H_2 = 13, 29$
T1	Falla térmicas $T < 300^\circ C$	$CH_4 = 98; C_2H_4 = 20; C_2H_2 = 4$
T2	Falla térmicas $300^\circ C$	$C_2H_4 = 20, 50; C_2H_2 = 4$
T3	Falla térmicas $T > 700^\circ C$	$C_2H_4 = 50; C_2H_2 = 15$
DT	Mezcla entre fallas térmicas y eléctricas	$C_2H_2 = 13, 4, 29, 15; C_2H_4 = 40, 50$

Las fallas clasificadas según Duval [20], [21] se caracterizan por: descargas parciales (PD) del tipo plasma frío (efecto corona) que pueden generar material sólido como la cera, la cual crea pequeñas inducciones entre puntos carbonizados en el papel aislante; descargas de baja energía (D1) donde se observan grandes perforaciones en el papel acompañado de pequeñas partículas de carbono; descargas de alta energía (D2) donde el grado de carbonización en el papel es alto y el aceite presenta un gran contenido de partículas; fallas térmicas menores a los $300^\circ C$ (T1) las cuales por lo general se evidencian por un color marrón en el papel; fallas térmicas del tipo T2, donde su indicador es la evidencia de color negro en el papel; y fallas

superiores a los 700°C (T3) donde las partes metálicas internas en la cuba pueden presentar corrosión y el aceite ya se encuentra carbonizado.

Para los casos en que el Metano, Etileno y Acetileno sean cero en las pruebas DGA para un mismo transformador, se recomienda utilizar el análisis de gas clave o cualquiera de los otros métodos disponibles. El análisis de Duval es indispensable para transformadores que llevan un largo periodo de operación debido a que necesariamente se generarán gases en menores o mayores proporciones.

2.5. Análisis de la norma IEEE-Std.-C57.104-2008

La norma IEEE Std C57.104-2008 [6] presenta las metodologías de análisis para los resultados de las pruebas DGA, incluyendo las técnicas de Dornenburg, Gas Clave y Rogers. De forma particular, esta norma propone analizar los gases de forma individual utilizando su tabla 1 “*Dissolved Gas Concentrations*” (ver tabla 2.5). Se especifica analizar primero los resultados de las pruebas DGA con esa tabla para diagnosticar de forma general el aceite de un transformador.

La metodología general es la siguiente: comparar las concentraciones de cada gas con los rangos permitidos en la tabla 1 de la norma; si los gases se encuentran dentro de la condición 1 entonces el transformador presenta un estado normal de operación; si un gas está en la condición 2 o 3 entonces se sospecha de la existencia de una falla y se recomienda ejecutar uno de los análisis clásicos del DGA, o tomar una nueva muestra de aceite para confirmar las concentraciones de gases; pero si al menos un gas presenta la condición 3 o 4 se deberán aplicar todas las técnicas DGA. Entre mayor sea la condición desfavorable del aceite, mayor será la frecuencia de las pruebas DGA, siendo la condición de falla total aquella en donde se recomienda la intervención en fábrica del transformador o su retiro de operación.

La norma especifica que los instrumentos utilizados para las pruebas DGA deben ser apropiados para la respectiva detección de todos los gases, además de contar con una calibración adecuada para los rangos de *ppm* en una muestra de aceite dieléctrico de mínimo 50 ml. La jeringa con la cual se toma la muestra debe ser de vidrio para evitar contaminarla con agentes externos, al igual que disponer de un procedimiento adecuado para la toma, etiquetado y almacenamiento de la misma. La muestra puede ser tomada con el transformador tanto energizado como fuera de operación, pero se recomienda que se tome en la primera condición puesto que a plena operación se observarán los gases que efectivamente son producidos por las variaciones de temperatura y condiciones de carga.

En la práctica se recomienda ejecutar todos los análisis DGA vistos en este capítulo ya que algunas técnicas presentan mayor eficiencia para detectar fallas térmicas que eléctricas, o para los casos en los cuales se presentan indeterminaciones. En el capítulo 3 se desarrollan los modelos específicos para los casos de estudios del documento considerando las relaciones entre técnicas DGA y su equivalente en las pruebas de aislamiento (Megger DC).

Tabla 2.5: Límites de gases según tabla 1 de IEEE Std C57.104-2008 [6]

Condiciones Gases	1. (Normal)	2. (Regular)	3. (Malo)	4. (Peligroso)
Hidrógeno	100	101-700	701-1800	>1800
Metano	120	121-400	401-1000	>1000
Monóxido de Carbono	350	351-570	571-1400	>1400
Etileno	50	51-100	101-200	>200
Etano	65	66-100	101-150	>150
Acetileno	1	2-9	10-35	>35
TDCG	720	712-1920	1921-4630	>4630
Dióxido de Carbono	2500	2500-4000	4001-10000	>10000

2.6. Sistemas de aislamiento y tipos de mantenimiento

2.6.1. Sistemas de aislamiento

El sistema de aislamiento en un transformador de potencia permite aislar los devanados primario y secundario entre ellos y también respecto a tierra [38]. El aislamiento es una barrera dieléctrica capaz de soportar los diferentes niveles de potencial que experimentan los componentes del transformador, también aísla todas las partes de acero que conforman la estructura del transformador respecto al núcleo. Los sistemas de aislamiento deben soportar esfuerzos dieléctricos (aumentos de tensión), esfuerzos térmicos (cortocircuitos) y disipación de calor para garantizar el correcto funcionamiento y vida útil del equipo.

Uno de los aislamientos más utilizados es el aislamiento líquido con aceites, donde su principal propiedad es la rigidez dieléctrica la cual debe ser lo suficientemente alta para soportar esfuerzos eléctricos. Según la norma ASTM D1816-2012 [39] la rigidez dieléctrica para

un transformador en operación con tensiones menores a 69 kV debe ser mínimo de 23 kV, mientras que para un transformador nuevo del mismo nivel de tensión la rigidez debe ser mínimo de 25 kV. Otras propiedades que el aceite debe cumplir para desempeñar su papel aislante es tener una viscosidad adecuada para garantizar transferencia de calor, estabilidad a la oxidación y bajo contenido de humedad. El aceite es fabricado con hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos (baja volatilidad) y concentraciones bajas de azufre, nitrógeno y oxígeno (para darle la inestabilidad oxidante) [38]. Éste se degrada por la absorción de humedad y partículas de agentes extraños, causando el efecto de oxidación y ello implica un aumento de temperatura en el transformador. Al afectarse el aceite, el papel pierde su estabilidad aislante y su proceso de degradación se acelera dando paso a la generación de gases.

También se encuentran en la industria transformadores con sistema de aislamiento sólido que permiten la separación eléctrica de todos los elementos que conforman la parte activa del mismo. Un ejemplo es el papel aislante, el cual provee una alta rigidez dieléctrica a los conductores pero también una rigidez a esfuerzos mecánicos. Existen diversos tipos de papel aislante, entre ellos los más aplicados son papel Kraft y papel Nomex. El papel sufre de envejecimiento por la polimerización del mismo, es decir, rupturas entre las cadenas de la celulosa que desencadenan un efecto en la pérdida de resistencia mecánica y se presenta por efectos de temperatura, humedad y oxígeno. Un transformador que tenga un grado de polimerización mayor a 1000 corresponde a un papel que no ha envejecido mientras que un grado de polimerización menor a 150 indica un papel aislante totalmente deteriorado.

Existen los transformadores con sistemas de aislamiento gaseoso, utilizando principalmente gases como el aire y el hexafluoruro de azufre (SF₆). Para el caso del aire éste tiene una elevada resistencia y bajas pérdidas dieléctricas, mientras que el SF₆ es fisiológicamente inerte, no corrosivo y no inflamable pero si altamente contaminante con el medio ambiente.

Los transformadores de acuerdo a la clase de aislamiento térmico pueden ser [40]:

- Clase A: límite ≤ 105 °C.
- Clase E: límite ≤ 120 °C.
- Clase B: límite ≤ 130 °C.
- Clase F: límite ≤ 155 °C.
- Clase H: límite ≤ 180 °C.

2.6.2. Tipos de mantenimiento

Durante su vida útil, un transformador de potencia es sometido a diferentes estados de carga, fallas de operación provenientes del sistema eléctrico en el cual esté operando, fenómenos naturales como descargas eléctricas, corrosión, etc. Estos escenarios afectan la integridad del transformador y en ocasiones llegan a condicionar su operatividad, por ello las acciones de mantenimiento deben ser adecuadas y oportunas. En el inicio de la vida operativa de un transformador las probabilidades de falla son ligeramente altas, luego en su verdadero periodo de vida útil (25 a 30 años) [41] el transformador se estabiliza y las fallas son mucho menores, al superar el periodo de estabilidad el transformador entra en envejecimiento natural presentando las mayores probabilidades de falla.

La vida útil de un transformador está ligada al estado de su sistema de aislamiento y la confiabilidad de éste depende de los mantenimientos ejecutados a lo largo de la vida funcional del equipo. Los mantenimientos deberán brindar menores tiempos de parada del transformador y generar criterios suficientes para la toma de decisiones respecto a continuar o no con la operación normal del equipo [42].

Los principales mantenimientos ejecutados en un transformador de potencia son:

Mantenimientos predictivos: monitoreo de temperatura de los devanados, análisis del aceite dieléctrico, inspecciones visuales, históricas de cargabilidad del transformador, calidad de energía en fuente(s) de alimentación, inspecciones de termografía y ultrasonido.

Mantenimientos preventivos: pruebas eléctricas, reemplazo de tornillería, limpieza, cambio de silica gel, secado por termovacío (filtroprensado del aceite).

Mantenimientos correctivos: cambio de aceite, cambio de bujes, reparación de cambiador de tomas (TAP), en casos extremos reparación de fisuras en la cuba del transformador, reemplazo de barniz, reparación de cualquier tipo en los devanados.

Capítulo 3

Metodología

La metodología propuesta para cumplir los objetivos planteados consiste en: primero, recopilación de dos bases de datos ya existentes con protocolos de pruebas DGA y pruebas Megger DC para transformadores con potencia nominal menor a 100 MVA, incluyendo la respectiva gestión de permisos para el uso de esas bases de datos. Segundo, organización de ambas bases de datos para depurar la información relevante para este trabajo de grado. Tercero, planteamiento de los modelos de sistemas y sus respectivos casos de estudio para desarrollar los análisis estadísticos y técnicos de las pruebas DGA, en donde los primeros se enfocan en observar el comportamiento de tendencias de los gases combustibles en cada transformador al igual que aplicar la teoría de la correlación de variables; y los segundos caracterizarán el estado del aceite dieléctrico de los transformadores aplicando las técnicas actuales de las pruebas DGA. Cuarto, desarrollar específicamente los modelos propuestos. Quinto, presentar los resultados encontrados y sus respectivas conclusiones. En la figura **3.1** se observa de forma sistemática el diagrama de la metodología propuesta.

Para este trabajo se aplicarán dos modelos, el primero será de tipo estadístico mediante la utilización de la teoría de correlación entre variables (el cual será desarrollado en la sección 3.1), para observar en diferentes escenarios si existe una relación entre los resultados obtenidos en pruebas DGA y los resultados de las pruebas de aislamiento (pruebas Megger DC). El segundo modelo consiste en comparar las diferentes técnicas de los análisis DGA (el cual será desarrollado en la sección 3.2) para determinar las ventajas de dichas técnicas respecto a un diagnóstico más preciso en cuanto a la determinación de las posibles fallas presentes en un transformador de potencia.

Para ambos modelos se utilizará una base de datos conformada por 337 protocolos DGA y otra base de datos con 337 protocolos de pruebas Megger DC (sección 3.3) para los mismos transformadores. En el capítulo de resultados se podrá observar si la aplicación de los modelos propuestos permite caracterizar por completo el aceite dieléctrico de un transformador y

además estimar el estado de aislamiento del mismo a partir de dicha caracterización. La sección de anexos contiene la estadística aplicada en cada modelo.

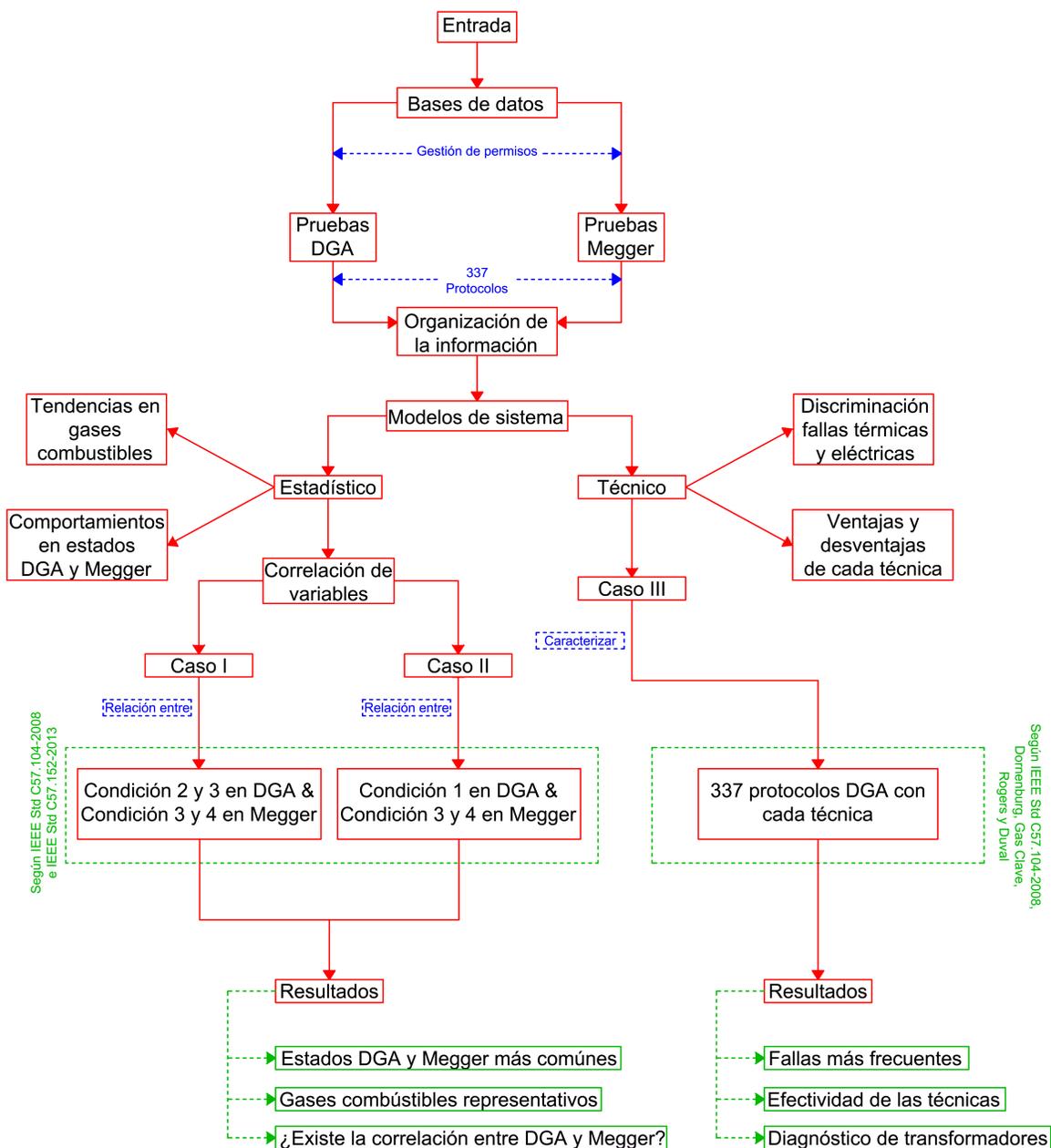


Figura 3.1: Diagrama de bloques para la metodología

3.1. Correlación de variables

La correlación es una técnica estadística utilizada para determinar la relación entre dos o más variables cuantitativas. Si dos variables están correlacionadas significa que las variaciones en una afectan a la otra, entonces a partir del valor de una variable se puede predecir el comportamiento de la otra variable [43].

El objetivo de aplicar la correlación de variables en este trabajo es observar si existe una relación entre la condición de un aceite dieléctrico tomado de las pruebas DGA y la condición de aislamiento tomado de las pruebas Megger DC. De encontrarse dicha correlación entonces se podría plantear la predicción de la condición de aislamiento en un transformador a partir de los resultados de las pruebas DGA. Esto representa una ventaja importante puesto que las pruebas DGA no requieren desenergizar el transformador, al contrario de una prueba de aislamiento, y podrían ejecutarse con una mayor periodicidad que permita disponer de un histórico de generación de gases y posibles fallas a presentarse. Dependiendo de las tendencias en la generación de gases es posible trazar un plan de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo acertado con mayor precisión.

Para el estudio de correlaciones se utilizará el coeficiente de *Pearson*, el cual es un valor cuantificador de la relación entre dos variables. El coeficiente de *Pearson* o coeficiente de correlación, denotado por r , puede tomar valores desde -1 hasta 1 y cumple con las siguientes características [44]:

- Un valor de -1 indica una relación proporcional inversa (negativa).
- Un valor de 1 indica una relación proporcional directa (positiva).
- Un valor de 0 indica que no existe una relación entre las variables (nula).
- El valor del coeficiente de correlación es independiente de las unidades empleadas para medir las variables.
- El coeficiente de correlación únicamente determina la relación con una línea recta.
- La correlación no implica causalidad [45]. La causalidad es un juicio de valor que requiere más información que un valor cuantitativo.

El coeficiente de correlación no se debe extrapolar más allá del rango de valores considerados para su cálculo debido a que la relación existente entre las variables puede cambiar

fuera de dicho rango. En este caso se considera que el rango son los 337 protocolos en común entre DGA y Megger.

Para el cálculo del coeficiente de correlación se utilizarán los estados determinados por la norma IEEE-Std.-C57.104-2008 [6] para cada gas en las pruebas DGA, y también los estados definidos por la norma IEEE-Std.C57.152-2013 [46] para los diferentes resultados en la pruebas Megger DC. Este desarrollo se expone en el **capítulo 4** para los casos de estudios I y II (sección **capítulo 3.4**) del modelo estadístico, en donde además de aplicar la correlación de variables para la muestra de protocolos se ejecutará el Test de hipótesis (sección **capítulo 4.2.3**) que permita observar el comportamiento del coeficiente de correlación en la población estadística general de las pruebas DGA y Megger DC.

3.2. Comparación de las técnicas DGA

Las diferentes técnicas DGA permiten la identificación de las posibles fallas presentes en el aceite dieléctrico de un transformador. Es por esto que se propone el modelo de caracterización del aceite aplicando todos los análisis al mismo tiempo a cada protocolo con el objetivo de identificar cualquier falencia que sea detectada por al menos una técnica. Por lo tanto, un protocolo que se encuentre en buenas condiciones tendrá que presentar resultados aceptables para todos los análisis. Aquellos que al menos presenten una falla por cualquier técnica entonces deberán ser ingresados a un histórico de generación de gases y su respectiva evolución. Según lo visto en el **capítulo 2**, cada técnica DGA permite la identificación de diferentes tipos de fallas específicas en el aceite, es decir, según el tipo de análisis se podrían encontrar tanto fallas eléctricas como térmicas para un mismo aceite, o incluso se puede presentar que para el criterio de una técnica el aceite se encuentra en buenas condiciones pero para otro el aceite puede presentar el inicio de una condición de falla. En la figura **3.2** se observan las principales características de cada técnica.

En el análisis de resultados se presentan cuáles son las fallas con mayor índice de detección según la técnica aplicada y su respectiva comparación con los resultados del modelo de correlación de variables. Esto con el objetivo de observar: primero, si ambos modelos aciertan en la detección de fallas; segundo, cuál modelo identifica más protocolos en falla, y tercero, si a partir del modelo estadístico se podría dar una estimación del modelo técnico.

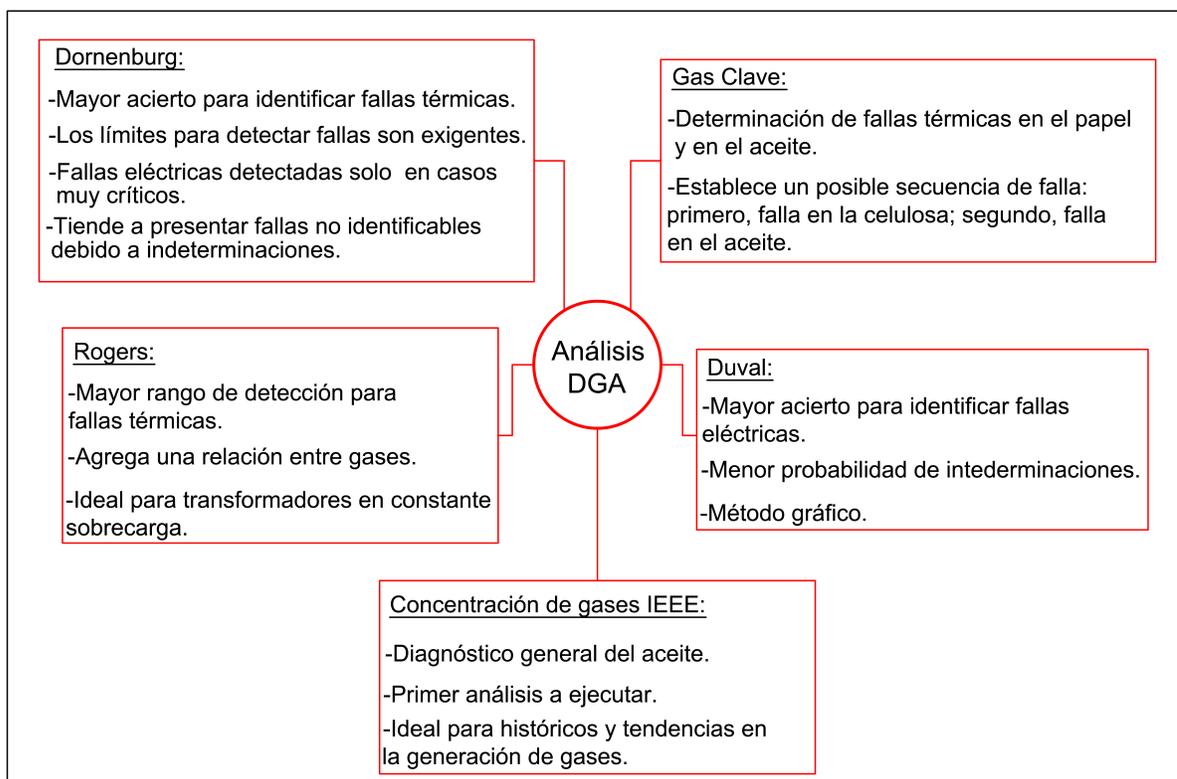


Figura 3.2: Técnicas para análisis DGA

3.3. Protocolos de pruebas

Para el estudio descrito en el alcance de este trabajo de grado, se realizó la recopilación de 337 protocolos de pruebas de cromatografía de gases disueltos para transformadores con potencia menores a 100 MVA, así como la recopilación de 337 protocolos de pruebas Megger DC para los mismos transformadores, pertenecientes a los sectores petrolero e industriales. Los protocolos fueron tomados de las bases de datos de la empresa *INESSMAN LTDA* [47], empresa que cuenta con una experiencia de más de 30 años en pruebas y diagnósticos de equipos eléctricos.

Los transformadores bajo estudio pertenecen a las marcas ABB, Siemens, Schneider Electric, Magnetron, Suntec, Tamini, TES (Transformer Electro Service), Tesla, Volta-Werke, Pauwels, Trafo Union, C-C Energy, entre otras. En la tabla 3.1 se agrupan los rangos de tensión y potencia para los equipos de la base de datos en general.

Tabla 3.1: Rangos de tensión y potencia para los transformadores de la base de datos

Niveles de tensión (kV)	Potencia (kVA)
0.460/0.220	75
2.367/0.480	112.5
2.367/0.480	150
2.716/0.480	
0.480/3.8	260
1.1/0.480	
13.8/0.208	464
34.5/0.480	500
34.5/0.480	750
6.9/0.480	800
34.5/0.277	1600
6.9/0.460	
13.8/560	2500
34.6/4.16	2600
13.2/6.6	3000
13.8/4.16	5000
13.8/0.220	7140
13.8/36.4	10000
11.6/6.6	
126.5/6.9	16000
13.8/0.900	43000
220/13.8	100000

3.3.1. Protocolos de pruebas DGA

Los protocolos de pruebas de cromatografía de gases disueltos en transformadores de potencia consisten en mostrar, de forma sistemática, los resultados de las pruebas de laboratorio ejecutadas en una muestra de aceite dieléctrico. Estas pruebas determinan las concentraciones de los gases combustibles presentes en la muestra de aceite y son resultados cuantitativos de la composición de gases expresados en partes por millón (ppm) y en porcentaje (%). En la figura **3.3** se presenta un ejemplo típico de protocolo para pruebas DGA en aceite dieléctrico

de transformadores.

Los resultados obtenidos para cada uno de los gases combustibles son comparados con los rangos estipulados por la tabla 1 “*Dissolved Gas Concentrations*” de la norma IEEE Std C57.104-2008 [6]. Estos rangos son clasificados de la siguiente forma:

Condición 1: condición normal de operación para un transformador de potencia. Si uno de los gases se encuentra fuera del rango tipo 1 en la tabla 1, se debe realizar un análisis adicional utilizando uno de los métodos clásicos del DGA.

Condición 2: condición regular de operación para un transformador de potencia. Si dos o más gases se encuentran fuera de los rangos estipulados y como máximo se encuentran en el nivel tipo 2 de la tabla 1, se debe realizar un análisis adicional utilizando uno de los métodos clásicos del DGA, además de considerar una periodicidad menor para los análisis DGA y determinar la condición de carga en el transformador.

Condición 3: condición de mala operación para un transformador de potencia. Si al menos un gas se encuentra en el rango tipo 3 de la tabla 1, se debe considerar la presencia de cualquier falla en las condiciones eléctricas del aceite en el transformador y el inicio de la descomposición del aceite. En esta condición se deben ejecutar todos los análisis clásicos del DGA para determinar de forma más acertada una posible falla en el aceite.

Condición 4: condición peligrosa de operación para un transformador de potencia. Si al menos un gas se encuentra en el rango tipo 4 de la tabla 1, la probabilidad de falla en el aceite es alta y se considera un alto grado de descomposición en el aceite. Se debe ejecutar el análisis DGA con una periodicidad diaria o semanal, además de considerar la intervención inmediata del transformador por parte del fabricante o retirar el equipo de operación.

En los protocolos DGA se incluye la sumatoria de todos los gases encontrados en la muestra de aceite, ésta es conocida como el Total de Gases Combustibles (TDCG) [6]. A éste término también se le aplican las cuatro condiciones anteriores, y aunque es un evaluador general, se recomienda realizar inicialmente la comparación individual de gases puesto que puede presentarse el escenario en el cual el TDCG cumple con la condición 1 pero alguno de los gases estar en una condición superior. Para la norma el TDCG es un parámetro práctico para estudiar la evolución de gases totales en el aceite con el objetivo de identificar aumentos significativos que puedan relacionarse a las condiciones de carga del transformador.

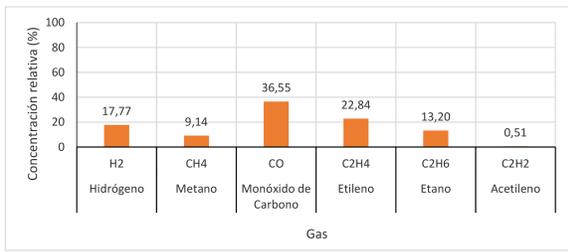
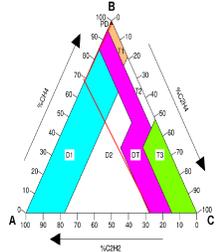
		ANÁLISIS CROMATOGRAFÍA POR GASES DISUELTOS (DGA) DE ACEITE DIELECTRICO - TRANSFORMADORES						
Los resultados contenidos en este protocolo corresponden a las muestras analizadas bajo las condiciones de prueba. INESMAN LTDA no se responsabiliza por el uso inadecuado que se le dé a este.						PROTOCOLO No. 337 PAGINA 1/1		
DATOS NOMINALES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA								
Fabricante	SUNTEC	Potencia nominal (kVA)	112,5	Año de fabricación	2017	Ubicación	Bomba 2T	
Modelo	OTMV3	Tensión primario (kV)	1.2/1.4	Contenido de aceite	No registra	TAG	Bomba 2T	
Serie	38750317	Tensión secundario (V)	480	Tipo de aceite	Mineral - usado			
DATOS DE MUESTREO								
Punto de muestreo	Válvula inferior	Temperatura aceite (°C)	26	Humedad relativa (%)	62	Otro		
Fecha de la toma	3/12/2018	Temperatura ambiente (°C)	26	Fecha de procesamiento	20/12/2018			
Hora de la toma	9:11 a.m.	Presión atmos. (mm Hg)	No registra					
RESULTADOS CROMATOGRAFIA				TABLA 1. LIMITES PARA EL METODO DE GASES POR SEPARADO Y TOTALES*				
GASES	SIMB.	PPM	%GC	CONDICIONES	1 (Normal)	2 (Regular)	3 (Malo)	4 (Peligroso)
Hidrógeno	H ₂	35	17,77	Hidrógeno	100	101-700	701-1800	>1800
Metano	CH ₄	18	9,14	Metano	120	121-400	401-1000	>1000
Monóxido de Carbono	CO	72	36,55	Monóxido de Carbono	350	351-570	571-1400	>1400
Etileno	C ₂ H ₄	45	22,84	Etileno	50	51-100	101-200	>200
Etano	C ₂ H ₆	26	13,20	Etano	65	66-100	101-150	>150
Acetileno	C ₂ H ₂	1	0,51	Acetileno	1	2-9	10-35	>35
Total gases combustibles	TDCG	197	100	TDCG	720	721-1920	1921-4630	>4630
Agua	H ₂ O	29		DIOXIDO DE CARBONO **	2500	2500-4000	4001-10000	>10000
Dioxido de Carbono	CO ₂	729		*NOTA: Los valores de referencia dados son generales. Las condiciones TDCG son tomadas a partir de IEEE C57.104-2008 Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers, Table 1-Dissolved Gas Concentrations. **No es un gas combustible				
Total de gases		403129		DESCRIPCION DEL SISTEMA CROMATOGRAFICO				
Rel. Óxidos de Carbono	CO ₂ /CO	0,3562		MARCA	MODELO	DESCRIPCION		
<small>%GC: Porcentaje de gases combustibles. PPM: Partes por millón. Rel: Relación. TDCG: Total Gases Combustibles.</small>				General Electric Energy	Transport X	Analizador portátil de gases disueltos		
ANÁLISIS DE RESULTADOS								
RELACIONES								
METODO	R1	R2	R3	R4	R5	DIAGNOSTICO		
Dornenburg	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	Las concentraciones de gases no indican la presencia de fallas en el aceite dieléctrico.		
Rogers	0,5143	0,0222	N/A	N/A	1,7308	Posible sobrecarga térmica a baja temperatura		
GAS CLAVE				TRIANGULO DE DUVAL				
								
Diagnóstico: El gas con mayor concentración relativa es el monóxido de carbono acompañado de bajos porcentajes de etileno. Sin Falla.				Diagnóstico: %C ₂ H ₂ =28.13, %CH ₄ =70.31, %C ₂ H ₄ =1.56 Zona D1: Posibles descargas de baja energía. Transformador en operación normal.				
OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES								
Para la concentración de gases combustibles individuales según la tabla 1 de la IEEE C57.104-2008, los gases de la muestra se encuentran en condiciones normales de operación. Para el análisis de Dornenburg, las concentraciones de gases no son suficientes para sospechar de fallas en el aceite dieléctrico. En el análisis de gas clave, se observa que el gas con mayor porcentaje relativo es el monóxido de carbono acompañado de bajos porcentajes de etileno. Sin embargo estas concentraciones de gases se encuentran dentro de los parámetros normales de operación. Para el análisis de Rogers, se sospecha de una sobrecarga térmica a baja temperatura debido a los niveles de etileno e hidrógeno encontrados. En el diagnóstico del triángulo de Duval, se observa que el transformador se encuentra en condiciones normales de operación. Zona D1, descargas de baja energía propias de la operación del equipo.								

Figura 3.3: Ejemplo protocolo de pruebas DGA [47]

3.3.2. Protocolos de pruebas Megger DC

En las pruebas de aislamiento DC, también conocidas como pruebas Megger DC, se aplica una tensión DC para diferentes configuraciones en los devanados primario y secundario del transformador, observando el comportamiento del aislamiento desde el minuto 1 hasta el minuto 10 de la prueba. En los protocolos se consignan los valores de la resistencia de aislamiento obtenidos para cada configuración bajo la tensión de prueba y se calcula el índice de polarización. En la figura 3.6 se presenta un ejemplo típico de protocolo para pruebas Megger DC en transformadores de potencia.

La resistencia de aislamiento se mide mediante un Megóhmetro, equipo que aplica una tensión DC y da como resultado directamente la medida de resistencia de aislamiento. Ésta puede variar apreciablemente desde el inicio de la prueba hasta el instante en que tiende a estabilizarse. La resistencia de aislamiento debe aumentar a medida que aumenta el tiempo de la prueba. La tensión que se aplica al devanado se hace con relación a tierra y a los otros devanados en cuyo caso éstos son puestos a tierra. La relación entre la resistencia de aislamiento medida a 10 minutos ($R_{A(10min)}$) y la resistencia de aislamiento medida al 1 minuto ($R_{A(1min)}$) se denomina índice de polarización., ver ecuacion 3.1.

$$IP = \frac{R_{A(10min)}}{R_{A(1min)}} \quad (3.1)$$

Las configuraciones para la prueba son:

- Devanado primario vs tierra.
- Devanado primario vs devanado secundario + tierra.
- Devanado secundario vs tierra.

El valor nominal de la tensión DC que se aplica al devanado bajo prueba está dado por la tabla 100.5 “*Transformer Insulation Resistance Acceptance Testing*” de la norma NETA ATS 2017 [4]. En esta tabla se especifica que para transformadores con niveles de tensión de diseño de 0-600 V la tensión DC mínima de prueba será de 1 kV, para niveles de tensión de diseño de 601-5000 V la tensión DC mínima de prueba será de 2.5 kV, y para niveles de tensión de diseño superiores a 5kV la tensión DC mínima de prueba será de 5 kV.

En la tabla 100.5 de la norma NETA ATS 2017 [4] también se especifican los valores mínimos de aceptación para la resistencia de aislamiento, en transformadores de potencia

sumergidos en aceite dieléctrico el valor mínimo de resistencia de aislamiento es $100M\Omega$ para una tensión mínima de 1 kV. En algunos casos cuando los devanados manejan niveles de tensión de operación menores a 230 V se recomienda aplicar máximo una tensión de prueba DC de 500 V para proteger la integridad del devanado.

El índice de polarización se calcula mediante la ecuación 3.1 y es un factor calificador de la condición del sistema de aislamiento en un transformador bajo las condiciones de temperatura y humedad en las que éste opera. La norma IEEE Std C57.152-2013 [46] en la sección 7.2.13.4 “*Polarization Index test*” clasifica las condiciones del índice de polarización de la siguiente forma:

Condición 1: condición excelente en el aislamiento, el transformador puede continuar en operación normal.

Condición 2: condición buena (normal) en el aislamiento, el transformador puede continuar en operación normal y bajo mantenimiento preventivo (TBM) periódico.

Condición 3: condición regular en el aislamiento, se recomienda realizar pruebas eléctricas adicionales en el transformador para determinar una condición más profunda del aislamiento.

Condición 4: condición mala en el aislamiento, se recomienda realizar pruebas eléctricas adicionales además de intervenir el transformador de forma inmediata para ejecutar actividades de mantenimiento correctivo (CM).

Condición 5: condición peligrosa en el aislamiento, se recomienda mantenimiento en fábrica o retirar el equipo de operación.

Las figuras **3.4** y **3.5** presentan los comportamientos típicos para la prueba de la resistencia de aislamiento.

La norma NETA ATS 2017 [4] en su tabla 100.14 especifica que se debe realizar la corrección de la medición de la resistencia de aislamiento por temperatura de acuerdo a la ecuación 3.2, la corrección puede realizarse a 20°C o 40°C .

$$R_C = R_a * K_T \quad (3.2)$$

En donde:

R_C = Resistencia corregida a $T^\circ\text{C}$

K_T = Constante de corrección por temperatura

R_a = Resistencia de aislamiento medida en la prueba a temperatura $T^\circ\text{C}$

Asi mismo la constante de corrección por temperatura es:

$$K_T = (0,5)^{\frac{C-T}{10}} \quad (3.3)$$

En donde:

T = Temperatura de la prueba

C = Temperatura de compensación

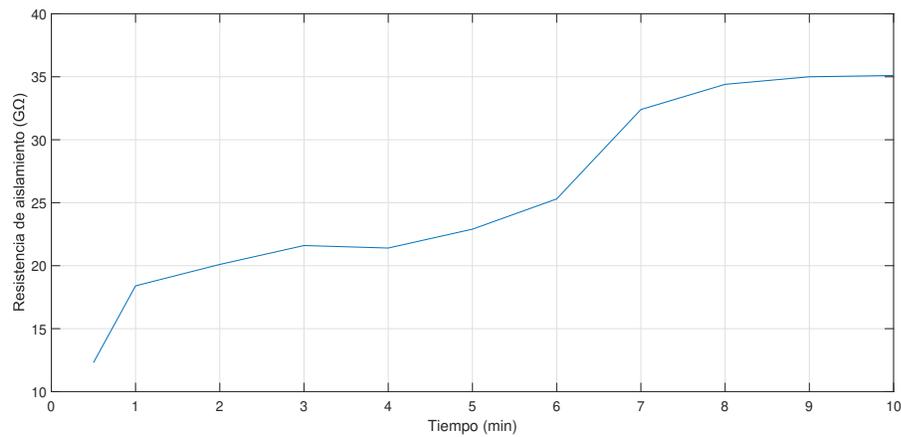


Figura 3.4: Buena condición de aislamiento

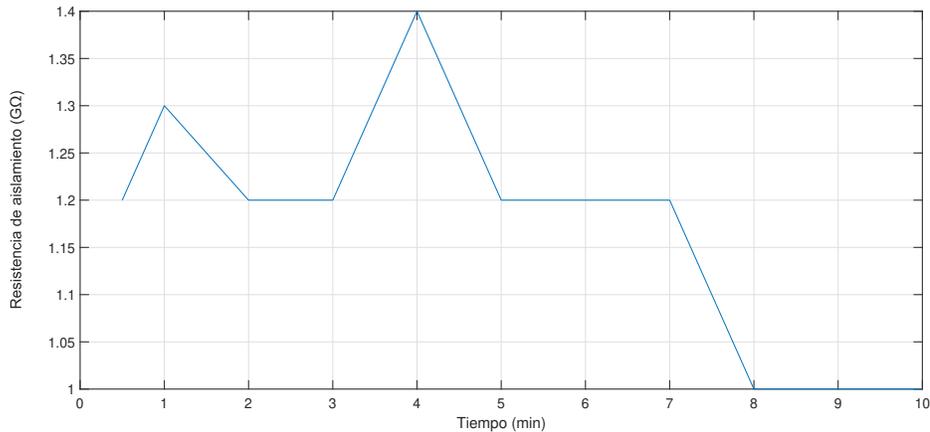


Figura 3.5: Mala condición de aislamiento

		PRUEBAS ELECTRICAS A TRANSFORMADORES					
Los resultados contenidos en este protocolo corresponden a las muestras analizadas bajo las condiciones de prueba. INESSMAN LTDA no se responsabiliza por el uso inadecuado que se le dé a este.					PROTOCOLO No. 337 PAGINA 1/1		
DATOS NOMINALES DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA							
Fabricante	SUNTEC	Potencia nominal (kVA)	112,5	Año de fabricación	2017		
Modelo	OTMV3	Tensión primario (kV)	1,2/1,4	Contenido de aceite	No registra		
Serie	38750317	Tensión secundario (V)	480	Tipo de aceite	Mineral - usado		
Ubicación: Bomba 2T							
TAG: Bomba 2T							
DATOS DE MUESTREO							
RESISTENCIA DE AISLAMIENTO en GΩ				TABLA 1. Prueba de aceptación de resistencia de aislamiento de		Indice de polarización IP	Condición*
Tiempo (minuto)	Primario vs Tierra (5 kV)	Primario vs Secundario+Tierra (5 kV)	Secundario vs Tierra (1 kV)	Tensión (V)	Mínima tensión de prueba DC		
0,5	12,4	13,5	11,4	0-600	1000	100	500
1	13,3	14,2	12,2	601-5000	2500	1000	5000
2	16,4	15,3	13,6	>5000	5000	5000	25000
3	17,5	16,1	14,8	*NOTA: Valores de resistencia de aislamiento para transformadores según la norma NETA ATS de 2017, Table 100.5-Transformer Insulation Resistance Acceptance Testing.			
4	18,2	19,2	15,3	DESCRIPCION DEL EQUIPO			
5	20,6	20,5	16,9				
6	22,4	22,4	18,3	MARCA	MODELO	DESCRIPCION	
7	23,6	23,9	19,2	Kyoritsu	3125A	Megger digital	
8	25,0	25,3	20,1	OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES			
9	25,2	26,7	22,7				
10	27,3	29,1	23,9	Los resultados en la prueba de aislamiento cumplen con los valores mínimos para transformadores sumergidos en aceite según la tabla 100.5 de la norma NETA ATS de 2017 bajo las tensiones DC aplicadas.			
I.P.	2,05	2,05	1,96	Los resultados obtenidos para los índices de polarización indican una buena condición de aislamiento en los devanados primario y secundario del transformador según la norma IEEE Std C57.152 de 2013, sección 7.2.13.4			
Por lo tanto se recomienda mantener el transformador en operación normal y bajo mantenimiento preventivo (TBM) periódico.							

Figura 3.6: Ejemplo protocolo de pruebas Megger DC [47]

3.4. Casos de estudio

El aislamiento en un transformador se ve expuesto a las condiciones climáticas de su ambiente de trabajo y también a las características operativas del mismo. Por lo general el aislamiento es el principal aspecto que se va deteriorando a lo largo de la vida útil del transformador. Es aquí en donde las pruebas de aislamiento toman importancia, pero tienen la particularidad de requerir la desenergización del equipo para ejecutarlas. Por otro lado, en los últimos años los análisis de Cromatografía de Gases Disueltos han adquirido importancia para establecer la condición dieléctrica del aceite y detectar fallas en un transformador, con la principal ventaja de que pueden ser realizadas con el equipo energizado.

Para desarrollar el objetivo general de este trabajo de grado, el cual es evaluar la posible relación causa-raíz entre una falla de aislamiento utilizando los análisis DGA, se plantean las siguientes consideraciones para los casos de estudio en el modelo de correlación de variables:

Primero, los protocolos de pruebas DGA en los cuales el aceite se encuentra en condición 4 (ver sección **3.3.1**) no serán objeto de estudio ya que una condición peligrosa en el aceite implica la existencia de una falla y por lo tanto no pueden ser aplicados a un modelo de mantenimiento predictivo.

Segundo, los protocolos de pruebas Megger DC en los cuales el aislamiento del transformador se encuentra en condición 5 (ver sección **3.3.2**) no serán objeto de estudio ya que una condición peligrosa en el aislamiento implica la existencia de una falla.

Considerando las dos condiciones anteriores, a continuación se presentan los dos casos de estudio para el modelo de correlación de variables. Para el modelo comparativo de las técnicas DGA se utilizará la totalidad de los protocolos (337) con el objetivo de identificar las técnicas más asertivas tanto para la detección de fallas térmicas como de fallas eléctricas.

3.4.1. Caso I

Para este caso de estudio se utilizarán los protocolos que tengan condición 2 (regular) y 3 (malo) para los análisis en DGA y a su vez condición 3 (regular) y 4 (malo) para los resultados en pruebas Megger DC. Esta discriminación se realiza para determinar la relación causa-raíz en aquellos estados que pueden derivar en futuras fallas en el transformador, es decir, como a partir del estado regular y malo en DGA se pueden predecir los mismos estados en el aislamiento. Aplicando la teoría de la correlación de variables (ver sección **3.1**) a los

protocolos que cumplan con estas condiciones se observará si existe una relación entre las variables DGA y aislamiento, y de encontrarse, se verificará que la relación encontrada en esa muestra de protocolos proviene de una población en donde la relación entre ambas pruebas también existe.

De encontrarse la relación entre las pruebas DGA y Megger DC, se podría disponer de un valor de probabilidad para predecir el estado de aislamiento en un transformador de potencia sin la necesidad de desenergizarlo, representado esto una ventaja para la operación de cualquier sistema de energía eléctrica.

Para este caso de estudio, de los 337 protocolos, se encuentra un total de 44 protocolos DGA para las condiciones 2 (regular) y 3 (malo), mientras que en los protocolos Megger DC hay en total 45 para las condiciones 3 (regular) y 4 (malo). De éstos, 38 protocolos son comunes con las mismas condiciones de diagnóstico tanto en pruebas DGA como Megger DC. Es decir, se trabajará con el 11.28 % de la muestra y luego se hará el respectivo estudio para observar el comportamiento de la población total de las pruebas DGA y Megger DC.

3.4.2. Caso II

El segundo caso considera todos los protocolos que tengan condición 1 (normal) para los análisis en DGA y a su vez condición 3 (regular) y 4 (malo) para los resultados en pruebas Megger DC. Esta discriminación se realiza para observar si es posible que en un transformador que se encuentre en estado normal de DGA presente a su vez un estado regular o malo en aislamiento. Este caso de estudio busca observar cuando los análisis DGA no coinciden con el estado de aislamiento, es decir, cual es la probabilidad de que el estado de aislamiento no pueda ser predecido a partir de las pruebas DGA.

En este caso de estudio, el número de protocolos en condición 1 (normal) para las pruebas DGA son 292 y para las pruebas Megger DC están los mismos 45 protocolos del caso I. En común solo se encuentran 7 protocolos, es decir, el 2.08 % de la muestra, y también se estudiará el comportamiento de la población de los protocolos.

3.4.3. Caso III - Técnicas DGA

Para el modelo de caracterización por técnicas DGA el caso de estudio será de tipo general, es decir, todos los protocolos serán sometidos a todas las técnicas, sugiriendo el estado y/o fallas que se encuentren en los 337 protocolos. Así mismo, las tendencias de

fallas encontradas para cada técnica serán comparadas con los resultados de la correlación, observado así que proporcionalidad existe entre el modelo estadístico y el modelo técnico de los aceites dieléctricos. Estas comparaciones se ejecutan bajo los rangos ya estipulados en este documento, los cuales fueron tomados fielmente de las normas ya mencionadas con anterioridad, especialmente de la IEEE Std. C57.104-2008 [6].

Capítulo 4

Análisis de resultados

En esta sección se presentan los resultados obtenidos y sus respectivos análisis, basados en los modelos de estudio propuestos. El desarrollo específico de cada modelo y sus correspondientes resultados se encuentran en los anexos del documento.

4.1. Análisis estadísticos de protocolos

La clasificación general de los 337 protocolos de pruebas DGA y Megger DC, según las condiciones de las normas IEEE Std C57.104-2008 [6] (secciones **2.5** y **3.3.1**) e **IEEE Std C57.152-2013** [46] (sección **3.3.2**), se observan en las figuras **4.1** y **4.2**.

Los resultados en los protocolos de las pruebas DGA ubican el 86.65 % en condición normal, 9.50 % en condición regular, 3.56 % en una mala condición y solo el 0.30 % en condición peligrosa. Para el caso de estudio I del método de correlación, se consideran los protocolos de los estados regular y malo, es decir, el 11.06 % (44 protocolos) del total de la muestra, mientras que para el caso II se tomará el 86.65 % (292 protocolos) de la muestra.

En los resultados de las pruebas Megger DC se encuentra que el 10.68 % está en condición excelente, 63.80 % en buena condición, 10.39 % en condición regular, 2.97 % en condición mala, 0 % en condición peligrosa y 12.17 % sin protocolo. Para los casos de estudio I y II se utilizarán los protocolos de los estados regular y malo, es decir, el 13.35 % (45 protocolos) del total de la muestra. El ítem “sin protocolos” se refiere a aquellos transformadores que no fueron posibles desenergizarlos y por lo tanto no tienen pruebas Megger DC.

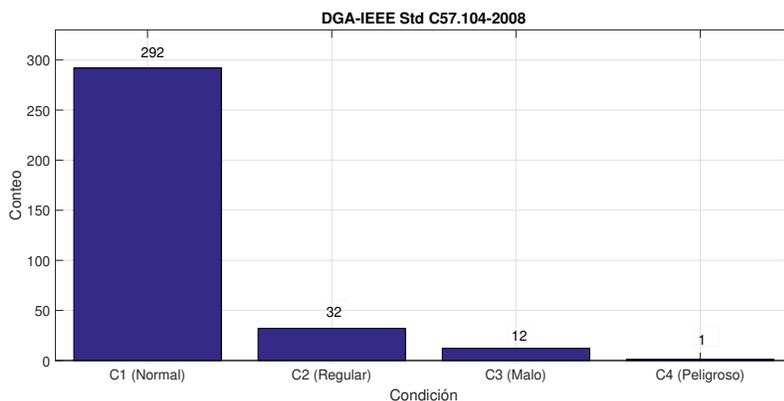


Figura 4.1: Clasificación de protocolos DGA

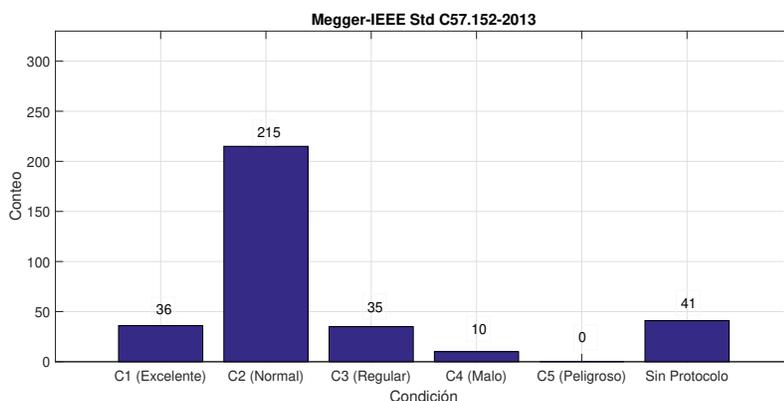


Figura 4.2: Clasificación de protocolos Megger DC

Para el caso I, de los 44 protocolos DGA y de los 45 protocolos Megger DC que cumplen con las condiciones para el estudio causa-raíz se tienen 38 protocolos en común, es decir, el 11.28% de protocolos pueden ser analizados. En el caso II, de los 292 protocolos DGA y de los 45 protocolos Megger DC que cumplen con las condiciones para el estudio causa-raíz se tienen únicamente 7 protocolos en común, es decir, el 2.08% de protocolos pueden ser analizados. En la figura 4.3 se observa que de los protocolos en común, las condiciones regular y malo en DGA corresponden al 71.05% y 28.95% respectivamente; y para las pruebas Megger DC, las mismas condiciones equivalen al 73.68% y 26.32% respectivamente.

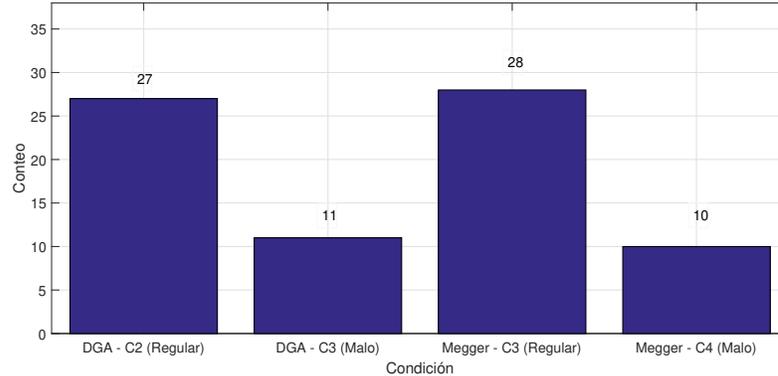


Figura 4.3: Clasificación de estados en común

Los gases combustibles representativos en los análisis DGA son aquellos que se generan en el aceite dieléctrico por los cambios de temperatura y esfuerzos eléctricos que experimenta un transformador cuando se encuentra en diferentes condiciones de operación. Los aumentos de temperatura generan la liberación de gases en la cuba del transformador y pueden ser diéctricos de fallas que aceleran el envejecimiento natural de las condiciones aislantes del aceite. Los gases que se analizarán para los 337 protocolos de pruebas corresponden a los expuestos en la sección 1.2. En el **anexo A** se observa el comportamiento de cada uno de los gases en los protocolos de pruebas DGA y su condición según la tabla 1 de la norma IEEE Std C57.104-2008 [6].

Para la mayoría de los casos los gases presentan concentraciones en ppm que ubican a los protocolos en una buena condición, sin embargo en algunos protocolos existen condiciones regular y malo mientras que la condición peligrosa es casi nula. En general, las condiciones regular y mala se manifiestan en el Monóxido de Carbono, Etileno, Etano y Acetileno, mientras que en el Hidrógeno y en el Metano casi la totalidad de protocolos se encuentran en buena condición y un porcentaje muy bajo en máximo condición regular.

El Hidrógeno se encuentra en buena condición para el 89.61 % de los protocolos; el Metano está en la misma condición con el 96.75 %; en el Monóxido de Carbono la condición regular representa el 9.20 % y la condición mala el 1.78 % del total; el Etileno cuenta con un 10.39 % y 1.19 % para las condiciones regular y mala respectivamente; en el Etano solo el 5.04 % pertenecen a la condición regular mientras el 94.36 % a una buena condición; para el Acetileno solo el 6.82 % clasifica en condición regular. Estas concentraciones serán importantes para el desarrollo del modelo de las técnicas DGA cuando se realice el análisis utilizando *Gas Clave* [27] y se estime la falla de mayor ocurrencia en los protocolos DGA.

En el **anexo A** se observan los conteos para cada gas combustible así como las concentraciones permitidas por la norma IEEE Std C57.104-2008 [6]. Para interpretar de forma correcta las gráficas se aclara que las barras corresponden al conteo de protocolos, mientras que la línea azul dividida por cuadros rojos representan los límites de cada condición según la norma, por ejemplo, en el Hidrógeno se encuentran 35 protocolos en condición regular siendo los límites de esta condición de 101 ppm hasta 700 ppm.

Según la tabla 1 de la norma IEEE Std C57.104-2008 [6], el Monóxido de Carbono y el Metano tienen los mayores rangos de aceptación, es decir, una buena condición se encuentra desde 0 hasta 350 ppm y desde 0 hasta 120 ppm respectivamente. Estos gases tienden a aparecer desde que el transformador es puesto en operación y por ello es natural disponer de rangos elevados para llegar a una condición regular. Para el caso del Acetileno las concentraciones en ppm son mucho más restrictivas ya que es uno de los gases asociados a la presencia de arcos eléctricos internos en el aceite y por ende es indicador del inicio o presencia de una falla. Su rango para pasar de condición normal a condición regular es de apenas 1 punto [48].

4.2. Correlación de variables

4.2.1. Caso I

Como se vió en la sección **3.1**, la correlación es una técnica estadística utilizada para determinar la relación entre dos o más variables cuantitativas. En este caso, se quiere determinar si existe una relación entre las pruebas DGA en aceite dieléctrico y las pruebas Megger DC en el aislamiento de un transformador de potencia.

Para el cálculo del coeficiente de correlación [44] utilizamos la tabla **4.1** en donde se asigna X para la condición en DGA (ya sea 2 o 3) y se asigna Y para la condición en Megger DC (ya sea 3 o 4), observando también los protocolos en común entre las pruebas DGA y Megger DC.

Para la muestra con $n = 38$ protocolos en común, se calcula la media de X y la media de Y, obteniendo como resultados $\bar{X} = 2,2894$ y $\bar{Y} = 3,2632$.

En la tabla **4.2** se presenta los resultados básicos para el cálculo del coeficiente de correlación. Primero se realiza el cálculo de la covarianza por medio de la ecuación 4.1. Posteriormente se calcula el coeficiente de correlación r [44] con la ecuación 4.2, teniendo en cuenta la

desviación típica de X (S_x) y la desviación típica de Y (S_y).

$$Covarianza = \frac{\sum [(X - \bar{X}) * (Y - \bar{Y})]}{n - 1} = \frac{6,1053}{37} = 0,1650 \quad (4.1)$$

$$r = \frac{covarianza}{S_x * S_y} = \frac{0,1650}{0,4596 * 0,4463} = 0,8045 \quad (4.2)$$

El coeficiente de correlación es 0.8045, es decir, la relación entre la condición DGA y la condición Megger DC es lineal [49] en un factor de 80.45 %. Este coeficiente permite encontrar una primera conclusión estadística y es que si un transformador presenta condición 2 (regular) o condición 3 (mala) en pruebas DGA entonces se puede estimar que el aislamiento de ese mismo transformador se encuentra en mínimo condición 3 (regular) y máximo condición 4 (mala) con una correlación del 80.45 %.

Cabe resaltar que los valores utilizados para determinar el coeficiente de correlación en este caso corresponden únicamente a los estados regular y malo tanto en pruebas DGA como en pruebas Megger DC, es decir, no es posible que se presente un valor externo [44] diferente a estos estados definidos. La interacción para otros estados será objeto de estudio en el caso II.

Tabla 4.1: Rango de valores para correlación - caso I

Protocolo en común	Condición DGA (X)	Condición Megger DC (Y)
007	3	4
023	2	3
031	2	3
035	2	3
049	2	3
069	2	3
070	2	3
101	2	3
110	2	3
115	2	3
137	2	3
152	3	4
156	3	4
186	2	3
190	2	4
203	3	4
204	3	4
211	2	3
212	2	3
217	2	3
218	2	3
219	3	4
220	3	4
224	3	4
237	3	4
238	2	3
239	2	3
242	2	3
243	2	3
244	3	3
245	3	3
270	2	3
276	2	3
287	2	3
297	2	3
304	2	3
332	2	3
333	2	3

Tabla 4.2: Cálculos para determinar el coeficiente de correlación [35] - caso I

Protocolo en común	$X - \bar{X}$	$Y - \bar{Y}$	$(X - \bar{X}) * (Y - \bar{Y})$
007	0.7105	0.7368	0.5235
023	-0.2895	-0.2632	0.0762
031	-0.2895	-0.2632	0.0762
035	-0.2895	-0.2632	0.0762
049	-0.2895	-0.2632	0.0762
069	-0.2895	-0.2632	0.0762
070	-0.2895	-0.2632	0.0762
101	-0.2895	-0.2632	0.0762
110	-0.2895	-0.2632	0.0762
115	-0.2895	-0.2632	0.0762
137	-0.2895	-0.2632	0.0762
152	0.7105	0.7368	0.5235
156	0.7105	0.7368	0.5235
186	-0.2895	-0.2632	0.0762
190	-0.2895	0.7368	-0.2133
203	0.7105	0.7368	0.5235
204	0.7105	0.7368	0.5235
211	-0.2895	-0.2632	0.0762
212	-0.2895	-0.2632	0.0762
217	-0.2895	-0.2632	0.0762
218	-0.2895	-0.2632	0.0762
219	0.7105	0.7368	0.5235
220	0.7105	0.7368	0.5235
224	0.7105	0.7368	0.5235
237	0.7105	0.7368	0.5235
238	-0.2895	-0.2632	0.0762
239	-0.2895	-0.2632	0.0762
242	-0.2895	-0.2632	0.0762
243	-0.2895	-0.2632	0.0762
244	0.7105	-0.2632	-0.1870
245	0.7105	-0.2632	-0.1870
270	-0.2895	-0.2632	0.0762
276	-0.2895	-0.2632	0.0762
287	-0.2895	-0.2632	0.0762
297	-0.2895	-0.2632	0.0762
304	-0.2895	-0.2632	0.0762
332	-0.2895	-0.2632	0.0762
333	-0.2895	-0.2632	0.0762

4.2.2. Caso II

Para el segundo caso de estudio se busca determinar si es posible que un transformador de potencia en condición 1 (normal) en DGA presente a su vez una condición 3 (regular) o una condición 4 (malo) en aislamiento. En los 337 protocolos bajo estudio en este documento se encuentra que 292 protocolos DGA cumplen con la condición 1, 35 y 10 protocolos cumplen con la condición 3 y 4 para las pruebas Megger DC respectivamente.

Solo se encuentran 7 protocolos en común para el estudio de este caso (**ver anexo C**), en los cuales los 7 presentan estado normal para DGA y estado regular para Megger DC. En estos protocolos el índice de polarización se encontraba en estado normal para dos de las tres configuraciones de la prueba Megger DC (ver sección **3.3.2**) y la configuración que no cumplía con la norma presenta un resultado cercano al exigido. En estos protocolos no se presenta el comportamiento del caso anterior en donde dos o tres de las configuraciones de la prueba Megger DC no cumplían y los resultados se encontraban distantes del limite exigido.

Aplicando la teoría de correlación tenemos que para la muestra con $n = 7$ protocolos en común, se calcula la media de X y la media de Y, obteniendo como resultados $\bar{X} = 1$ y $\bar{Y} = 3$.

La covarianza así como las desviaciones típicas S_x y S_y tiene un valor igual a cero y por lo tanto el coeficiente de correlación resulta ser una indeterminación.

Tabla 4.3: Rango de valores para correlación - caso II

Protocolo en común	Condición DGA (X)	Condición Megger DC (Y)
135	1	3
148	1	3
158	1	3
197	1	3
235	1	3
236	1	3
323	1	3

Realizando el análisis del Total de Gases Combustibles (TDCG) en estos siete protocolos, se observa que están en el rango de 65 ppm y 384 ppm. La condición 1 (normal) especificada por la norma IEEE Std C57.104-2008 [6], establece su rango entre 0 ppm y 700 ppm, por lo que los valores de los siete protocolos se encuentran dentro de dicha condición. Los valores evidenciados de las concentraciones de gases son típicos de transformadores que inician su operación, en la cual las corrientes de energización pueden llegar a generar ciertas cantidades de Hidrógeno y Monóxido de Carbono.

Tabla 4.4: Condición de TDCG para los protocolos en común del caso II

Protocolo	TDCG (ppm)	Límite permitido por la norma
135	193	
148	367	
158	205	
197	65	<720 ppm
235	384	
236	377	
323	134	

Las condiciones irregulares en el aislamiento pueden ser atribuidas a las condiciones climáticas del momento en el que se ejecutó la prueba Megger DC ya que la presencia de alta humedad afecta directamente la medida del sistema de aislamiento. También algún error en la medición del equipo Megohmetro por falta de calibración o errores en la conexión. Sin embargo, es más factible considerar que el bajo aislamiento en estos siete protocolos se debe a la acción de la humedad en el momento de la prueba ya que si el equipo Megohmetro hubiera presentado inconvenientes en las mediciones entonces tendríamos valores muy distantes entre si y más de una configuración con índice de polarización bajo.

La figura 4.4 presenta los 7 protocolos de este caso de estudio, en donde se observa el estado normal en las pruebas DGA y los resultados de índices de polarización para las tres configuraciones en la prueba Megger DC. Recordando que 1.5 es el valor mínimo exigido en el IP para un transformador de potencia, los resultados en estos protocolos no distan de forma significativa del valor establecido por la norma, a diferencia de los protocolos del caso I.

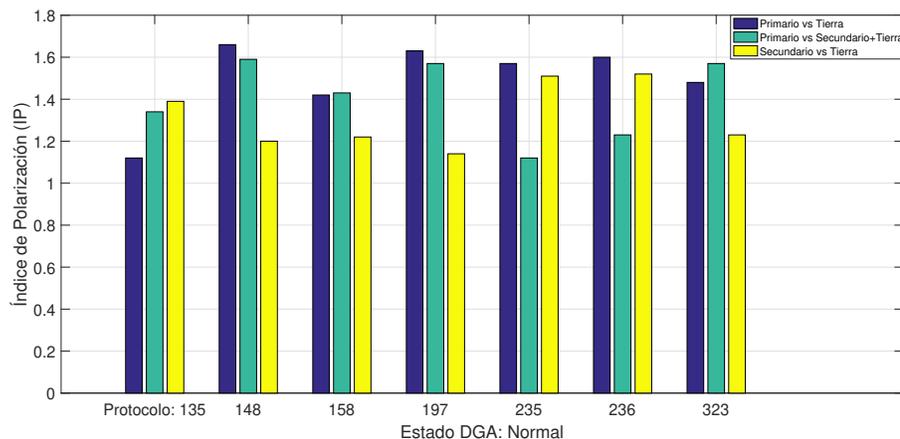


Figura 4.4: Comparativo DGA y Megger DC para el caso II

Se concluye que para este caso no es posible aplicar la teoría de correlación de variables [44],[49] ya que los estados tanto en DGA como en Megger DC son los mismos para todos los protocolos en común, se necesitaría de una muestra mayor que permita identificar nuevas relaciones entre ambos estados.

4.2.3. Test de hipótesis e intervalo de confianza del coeficiente de correlación

En el caso I se calculó el valor del coeficiente de correlación ($r = 0,8045$), ahora se empleará la teoría de prueba de hipótesis para pequeñas muestras [50] con el objetivo de determinar si el coeficiente es significativamente diferente de cero utilizando la distribución *t-student* [51], es decir, confirmar si los estados de las pruebas DGA están en realidad relacionados con los estados de las pruebas Megger DC o tan solo tienen una relación como consecuencia del azar [45],[52].

Para afirmar que un coeficiente de correlación es significativo se plantean las siguientes hipótesis [50]:

- $H_0 = 0$. Indica que el coeficiente de correlación obtenido procede de una población cuya correlación es cero.

- $H_1 = 0$. Indica que el coeficiente de correlación obtenido procede de una población cuya correlación es diferente de cero.

En donde H_0 es la hipótesis nula.

Utilizando la distribución *t-student* [51] con $N - 2$ grados de libertad y desviación de la ecuación 4.3 se busca determinar si el coeficiente de correlación obtenido se encuentra dentro de la distribución muestral de la hipótesis nula [52]. Para esto se utiliza la ecuación 4.4, el valor de t es comparado para cierto nivel de significancia α .

$$S_r = \sqrt{\frac{1 - r^2}{N - 2}} \quad (4.3)$$

$$t = \frac{r}{\sqrt{\frac{1 - r^2}{N - 2}}} \quad (4.4)$$

Con los resultados de la ecuación 4.2, se obtiene que para el caso de estudio $t = 8,1269$, donde $N = 38$. Basados en el valor de t obtenido tenemos entonces los siguientes criterios de evaluación [52]: para $t > t_{(\alpha/2, N-2)}$ la hipótesis nula es rechazada, por lo tanto el coeficiente de correlación r procede de una población en donde las variables están relacionadas. Para $t \leq t_{(\alpha/2, N-2)}$ la hipótesis nula es aceptada, por lo tanto el coeficiente de correlación r no procede de una población en donde las variables están relacionadas. Con un nivel de significancia de $\alpha = 0,05$ en la tabla *t-student* (ver figura 4.5) obtenemos que $t_{(0,025;36)} = 2,0281$. Por lo tanto el valor calculado de t respecto al valor teórico en la tabla *t-student* es mayor ($8,1269 > 2,0281$).

Se rechaza la hipótesis nula con nivel de significancia de $\alpha = 0,05$. El coeficiente de correlación obtenido entre los resultados de las pruebas DGA y Megger DC no procede de una población con correlación igual a cero [53], entonces ambas pruebas se encuentran relacionadas.

Finalmente se determinará el intervalo de confianza para el coeficiente de correlación, para ello se aclara que la distribución del coeficiente de correlación no es de tipo normal [43] y por ello se debe realizar una transformación estadística que permita encontrar un valor de Z que si tenga una distribución normal y represente al coeficiente de correlación. Se aplica entonces la transformación de *Fisher* con la ecuación 4.5 [54].

$$Z = 0,5 * \ln\left(\frac{1 + r}{1 - r}\right) \quad (4.5)$$

Siendo l_n logaritmo neperiano en base e .

El error estándar de Z [54] está expresado por la ecuación 4.6 siendo n los 38 protocolos utilizados para el cálculo del coeficiente de correlación. Los límites inferior y superior del intervalo de confianza corresponden a las ecuaciones 4.7 y 4.8 respectivamente para un nivel de confianza del 95% en Z .

$$\text{Error } Z = \frac{1}{\sqrt{n-3}} \quad (4.6)$$

$$Z_1 = Z - \frac{1,96}{\sqrt{n-3}} \quad (4.7)$$

$$Z_2 = Z + \frac{1,96}{\sqrt{n-3}} \quad (4.8)$$

Entonces:

$$\begin{cases} Z = 0,5 * l_n\left(\frac{1+0,8045}{1-0,8045}\right) = 1,1112 \\ Z_1 = 1,1112 - \frac{1,96}{\sqrt{38-3}} = 0,7799 \\ Z_2 = 1,1112 + \frac{1,96}{\sqrt{38-3}} = 1,4425 \end{cases} \quad (4.9)$$

Luego de calcular el intervalo de confianza para la transformación de Z entonces se realiza el cálculo inverso para que el intervalo quede en términos del coeficiente de correlación r , así:

$$\begin{cases} r_1 = \frac{e^{2*0,7799}-1}{e^{2*0,7799}+1} = 0,6521 \\ r_2 = \frac{e^{2*1,4425}-1}{e^{2*1,4425}+1} = 0,8941 \end{cases} \quad (4.10)$$

Por lo tanto el intervalo de confianza para el coeficiente de correlación es 0.6521 a 0.8941.

Grados de libertad	0.25	0.1	0.05	0.025	0.01	0.005
1	1.0000	3.0777	6.3137	12.7062	31.8210	63.6559
2	0.8165	1.8856	2.9200	4.3027	6.9645	9.9250
3	0.7649	1.6377	2.3534	3.1824	4.5407	5.8408
4	0.7407	1.5332	2.1318	2.7765	3.7469	4.6041
5	0.7267	1.4759	2.0150	2.5706	3.3649	4.0321
6	0.7176	1.4398	1.9432	2.4469	3.1427	3.7074
7	0.7111	1.4149	1.8946	2.3646	2.9979	3.4995
8	0.7064	1.3968	1.8595	2.3060	2.8965	3.3554
9	0.7027	1.3830	1.8331	2.2622	2.8214	3.2498
10	0.6998	1.3722	1.8125	2.2281	2.7638	3.1693
11	0.6974	1.3634	1.7959	2.2010	2.7181	3.1058
12	0.6955	1.3562	1.7823	2.1788	2.6810	3.0545
13	0.6938	1.3502	1.7709	2.1604	2.6503	3.0123
14	0.6924	1.3450	1.7613	2.1448	2.6245	2.9768
15	0.6912	1.3406	1.7531	2.1315	2.6025	2.9467
16	0.6901	1.3368	1.7459	2.1199	2.5835	2.9208
17	0.6892	1.3334	1.7396	2.1098	2.5669	2.8982
18	0.6884	1.3304	1.7341	2.1009	2.5524	2.8784
19	0.6876	1.3277	1.7291	2.0930	2.5395	2.8609
20	0.6870	1.3253	1.7247	2.0860	2.5280	2.8453
21	0.6864	1.3232	1.7207	2.0796	2.5176	2.8314
22	0.6858	1.3212	1.7171	2.0739	2.5083	2.8188
23	0.6853	1.3195	1.7139	2.0687	2.4999	2.8073
24	0.6848	1.3178	1.7109	2.0639	2.4922	2.7970
25	0.6844	1.3163	1.7081	2.0595	2.4851	2.7874
26	0.6840	1.3150	1.7056	2.0555	2.4786	2.7787
27	0.6837	1.3137	1.7033	2.0518	2.4727	2.7707
28	0.6834	1.3125	1.7011	2.0484	2.4671	2.7633
29	0.6830	1.3114	1.6991	2.0452	2.4620	2.7564
30	0.6828	1.3104	1.6973	2.0423	2.4573	2.7500
31	0.6825	1.3095	1.6955	2.0395	2.4528	2.7440
32	0.6822	1.3086	1.6939	2.0369	2.4487	2.7385
33	0.6820	1.3077	1.6924	2.0345	2.4448	2.7333
34	0.6818	1.3070	1.6909	2.0322	2.4411	2.7284
35	0.6816	1.3062	1.6896	2.0301	2.4377	2.7238
36	0.6814	1.3055	1.6883	2.0281	2.4345	2.7195
37	0.6812	1.3049	1.6871	2.0262	2.4314	2.7154
38	0.6810	1.3042	1.6860	2.0244	2.4286	2.7116
39	0.6808	1.3036	1.6849	2.0227	2.4258	2.7079
40	0.6807	1.3031	1.6839	2.0211	2.4233	2.7045
41	0.6805	1.3025	1.6829	2.0195	2.4208	2.7012
42	0.6804	1.3020	1.6820	2.0181	2.4185	2.6981
43	0.6802	1.3016	1.6811	2.0167	2.4163	2.6951
44	0.6801	1.3011	1.6802	2.0154	2.4141	2.6923
45	0.6800	1.3007	1.6794	2.0141	2.4121	2.6896
46	0.6799	1.3002	1.6787	2.0129	2.4102	2.6870
47	0.6797	1.2998	1.6779	2.0117	2.4083	2.6846
48	0.6796	1.2994	1.6772	2.0106	2.4066	2.6822
49	0.6795	1.2991	1.6766	2.0096	2.4049	2.6800

Figura 4.5: Tabla para distribución t-student [55]

4.2.4. Resultados estadísticos

Los análisis realizados en esta sección para los protocolos tanto en pruebas DGA como en pruebas Megger DC permiten destacar los siguientes resultados:

Los protocolos en estudio se ubican en su mayoría en estados bueno y normal para las pruebas DGA y Megger DC. Para los casos I y II de estudio planteados en la sección 4 se encuentran 38 y 7 protocolos en común respectivamente.

En general los gases Hidrógeno y Metano clasifican en buena condición mientras que el Monóxido de Carbono, Etileno, Etano y Acetileno presentan un porcentaje representativo en las condiciones regular y malo.

En el caso I el coeficiente de correlación calculado es 0.8045 para los 38 protocolos en común entre los estados regular y malo en las pruebas DGA y Megger DC. Esta relación lineal aplica para el tamaño de la muestra bajo estudio.

A partir del coeficiente de correlación se puede estimar que si un transformador presenta una condición regular o mala en pruebas DGA entonces su sistema de aislamiento como mínimo se encuentra en condición regular.

El test de hipótesis del coeficiente de correlación no procede de una población con correlación igual a cero, es decir, las pruebas DGA y Megger DC se encuentran relacionadas. El intervalo de confianza del coeficiente de correlación está en el rango de 0.6521 a 0.8941, lo que permite inferir que el mismo no va a tomar valores inferiores al 65% y tampoco superará el 89% aproximadamente.

4.3. Análisis de protocolos - técnica de Dornenburg

Para los 337 protocolos disponibles se realizan los respectivos análisis de Dornenburg según lo visto en la sección **2.1**. Se clasifican los protocolos de la siguiente forma: sin falla, el análisis de relación no es aplicable, falla no indentificable, falla térmica, presencia de efecto corona (PD de baja intensidad) y presencia de arco interno (PD de alta intensidad). Estos resultados se observan en la figura **4.6**, en donde la mayoría de los protocolos no presentan falla (92.88 %) mientras que 21 protocolos si (6.23 %).

Del 6.23 % de los protocolos bajo falla, el análisis de Dornenburg presenta un mayor acierto para la identificación de fallas térmicas debido a que las relaciones R2, R3 y R4 concuerdan con los límites del diagrama de la figura **2.1** cuando R1 es mayor a 1, ya que el Hidrógeno es un gas que se encuentra presente desde el momento de la energización del transformador. Sin embargo este análisis no es tan eficiente para determinar fallas de efecto corona o arcos internos puesto que las relaciones R2, R3 y R4 son bastante restrictivas respecto a los resultados de R1, lo que implica que deriven en fallas no identificables (11 protocolos). Esta condición de no identificar las fallas indica la necesidad de tomar otra muestra de aceite y ejecutar nuevamente las pruebas DGA, aumentando los costos de mantenimiento.

Los límites de Dornenburg para calificar un aceite dielectrico en estado de falla son exigentes ya que se debe superar el doble del limite en ciertos gases (tabla **2.1**) y superar en una vez el límite para otros gases. Estas altas exigencias en las relaciones de gases dan lugar a discrepancias respecto a los análisis de correlación, por ejemplo, como se vió en la sección **5.2** en donde 44 protocolos para correlación fueron calificados en condición regular y malo; mientras que para los análisis de Dornenburg solo 21 protocolos se encuentran en condición de falla. La tabla 4.5 presenta los protocolos en común que presentan falla en los análisis de correlación y también en los análisis de Dornenburg, que en este caso son 21 protocolos.

En casi la totalidad de los protocolos la relación R1 tuvo un resultado finito, es decir, las concentraciones de los gases Metano e Hidrógeno fueron mayores a cero. Por lo tanto la presencia de estos gases en el aceite dieléctrico se encuentra adherido a la energización y operación normal de un transformador. Los protocolos con relaciones indeterminadas muestran que esta técnica en ocasiones no es aplicable y por lo tanto se deben recurrir a los demás análisis DGA, característica que tambien se presenta con las relaciones de Rogers. Por lo tanto, para esta técnica es fundamental disponer de la presencia de aquellos gases que conforman los denominadores de las relaciones vistas en la sección **2.1**

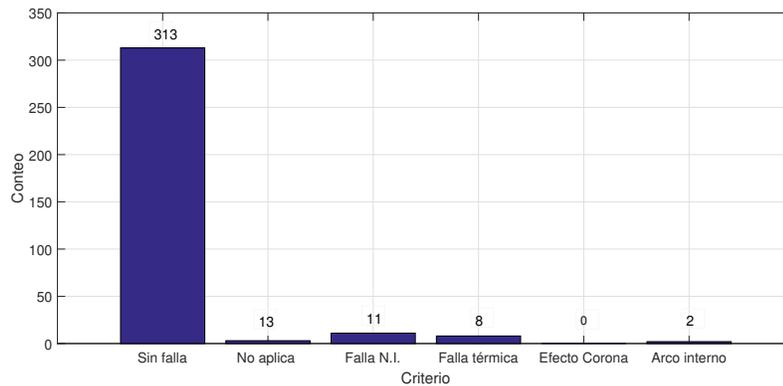


Figura 4.6: Resultados en protocolos bajo análisis

En conclusión, los análisis de Dornenburg aplicados a los 337 protocolos bajo estudio indican que el 92.88 % de éstos no presentan fallas; del 6.23 % que si presentan fallas la mayoría clasifican en fallas no identificables debido a que los resultados de las relaciones R2, R3 y R4 son restrictivos respecto a R1; lo que implica que el método de Dornenburg es más eficiente para determinar fallas de origen térmico, donde los gases con mayor incidencia en los resultados son el Metano, Hidrógeno y Dióxido de Carbono. Respecto al análisis de correlación, éste presenta mayor cantidad de protocolos en estado de falla que los encontrados por el método de Dornenburg (ver figura 4.7) debido a que éste último exige mayores concentraciones de gases respecto a la correlación.

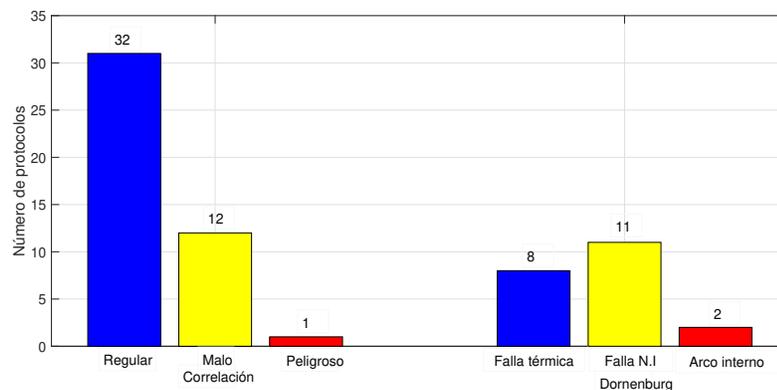


Figura 4.7: Comparativo Correlación y Dornenburg

Tabla 4.5: Comparación de métodos: correlación y Dornenburg

Protocolos en común Correlación y Dornenburg	Condición en Correlación	Falla en Dornenburg
7	Malo	Térmica
13	Regular	Térmica
18	Regular	Térmica
21	Malo	No identificable
31	Regular	No identificable
35	Regular	No identificable
70	Regular	No identificable
101	Regular	Arco interno
115	Regular	No identificable
137	Regular	Térmica
152	Malo	No identificable
156	Malo	No identificable
211	Regular	No identificable
212	Regular	No identificable
237	Malo	Arco interno
238	Regular	No identificable
244	Malo	No identificable
245	Malo	No identificable
270	Regular	Térmica
332	Regular	Térmica
333	Regular	Térmica

4.4. Análisis de protocolos - técnica de Gas Clave

Para los 337 protocolos disponibles se realizan los respectivos análisis utilizando la técnica de Gas Clave. Se clasifican los protocolos de la siguiente forma: sin falla, posible falla térmica en el aceite, posible falla térmica en la celulosa, presencia de efecto corona (PD de baja intensidad) y presencia de arco interno (PD de alta intensidad). Estos resultados se observan en la figura 4.8, en donde la mayoría de los protocolos no presentan falla (93.77 %) mientras que 21 protocolos si (6.23 %).

De los 21 protocolos en falla, se encuentra que el análisis de gas clave identifica el 95.24 % con falla térmica en la celulosa lo que implica que el gas principal en esos protocolos fué el Monóxido de Carbono, superando el límite de porcentaje relativo (92 %) establecido por la norma. Como se ha discutido con anterioridad, esta condición permite inferir que los transformadores ubicados en esa categoría de falla presentan contenido de compuestos furánicos y que la temperatura de operación debe encontrarse en un rango mayor a 100°C o 120°C. La acción a tomar es verificar la condición de carga de los transformadores y en lo posible reducir la temperatura de operación en ellos.

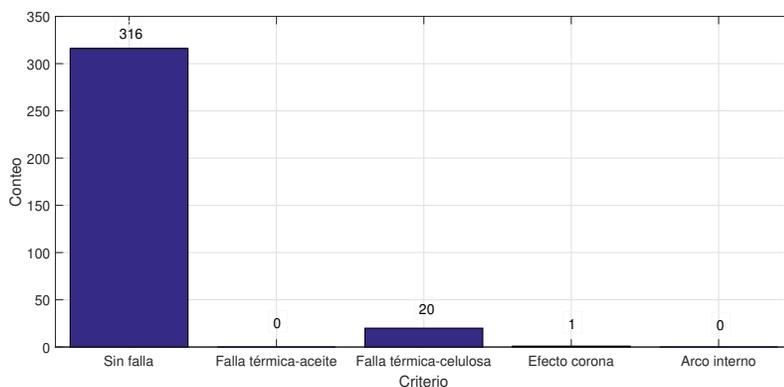


Figura 4.8: Resultados en protocolos bajo análisis

Tan solo un protocolo fué clasificado como descarga parcial de tipo efecto corona y ninguno en la categoría de calentamiento del aceite. Esto nos indica que la primera falla a presentarse es el calentamiento en la celulosa y derivado de ello puede aparecer el calentamiento en el aceite, luego a mayor temperatura las fallas de tipo descarga parcial. Efectuar oportunamente los análisis DGA podría permitir identificar etapas tempranas del calentamiento del papel y así tomar acciones preventivas que eviten llegar al calentamiento en el aceite, lo cual es una condición no deseable debido a que en ese punto la temperatura en la cuba puede ser

superior a los 350°C.

En la mayoría de los protocolos, la concentración relativa de gases dió como gas principal al Monóxido de Carbono pero sin superar el límite del 92 % establecido por la norma, en segundo lugar, aunque en una cantidad de protocolos mucho menor, se encuentra el Hidrógeno y en cantidades aún menores el Metano y el Etileno. El Acetileno no fué un gas representativo en la muestra bajo estudio. La figura 4.9 nos permite inferir que en los análisis de Gas Clave es de esperarse la presencia de Monóxido de Carbono acompañado en ocasiones de Hidrógeno, y que la presencia de Acetileno es la condición de mayor criticidad para el análisis ya que determina una falla térmica mayor a 700°C.

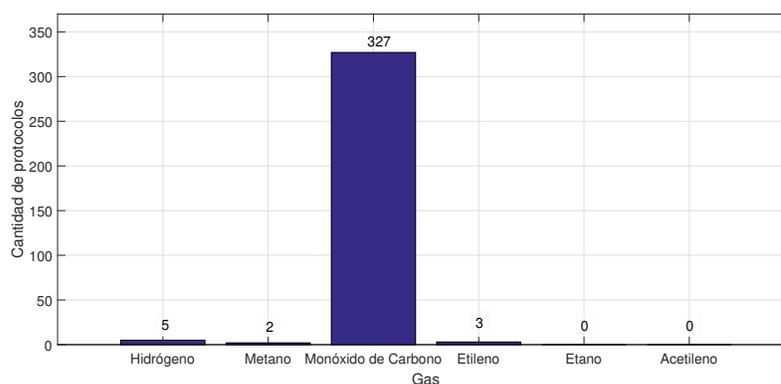


Figura 4.9: Distribución de gases relativos en protocolos bajo estudio

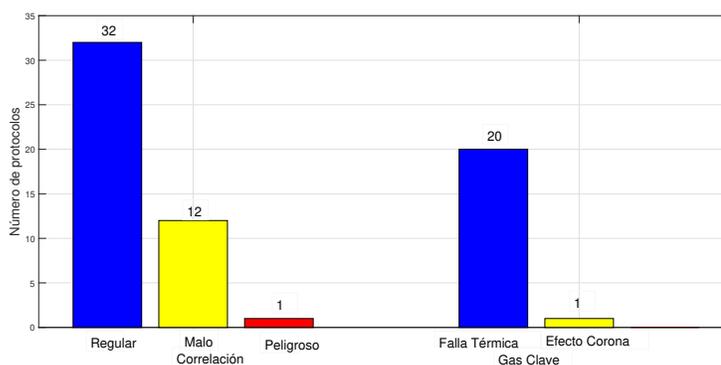


Figura 4.10: Comparativo Correlación y Gas Clave

Respecto al análisis de correlación, éste presenta mayor cantidad de protocolos en estado de falla que los encontrados por el método de Gas Clave (ver figura 4.10) debido a que éste

último se concentra inicialmente en fallas térmicas que derivan en fallas eléctricas mientras que la correlación analiza ambos tipos de fallas al mismo tiempo.

4.5. Análisis de protocolos - técnica de Rogers

Para los 337 protocolos de este estudio se aplica el análisis de Rogers. Como se observa en la figura 4.11 la mayoría de los protocolos se ubica en la categoría de análisis no aplicable con el 31.45 %, este resultado indica que al menos una de las relaciones fué indeterminada debido a la ausencia de gases y por lo tanto es necesario tomar otra muestra para rectificar estos valores o aplicar diferentes métodos de análisis; y al contrario de los análisis anteriores, los protocolos sin falla son el 20.47 % del total, es decir, no representa la mayoría de la muestra.

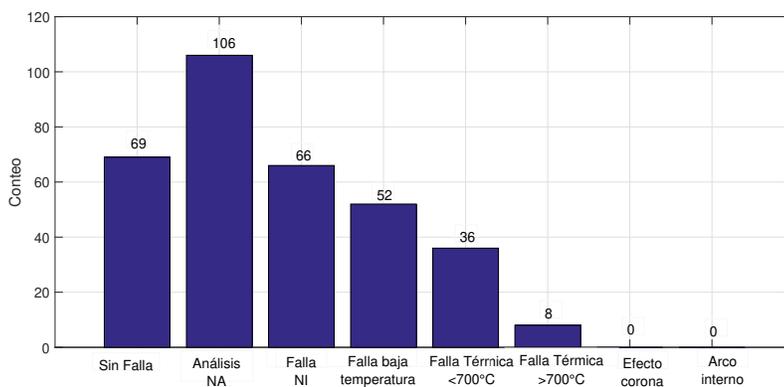


Figura 4.11: Resultados de protocolos según Rogers

En cuanto a las fallas identificadas lideran las sobrecargas térmicas a baja temperatura (15.43 %), un resultado que hace referencia a los cambios térmicos que sufre el aceite dieléctrico como producto de las variaciones de carga durante el envejecimiento natural del transformador y que pueden evolucionar a fallas térmicas representativas cercanas o mayores a los 700°C, límite que fué establecido por Rogers. Las perturbaciones térmicas tienen una mayor probabilidad de ser detectadas con éste método puesto que presentan tres criterios de identificación (figura 2.9) además, la temperatura en la cuba del transformador puede ser monitoreada con una simple inspección visual y al ser combinada con los análisis de Rogers en el aceite permite establecer una relación entre los históricos de temperatura y los aumentos de generación de gases combustibles. Para las fallas en altas temperaturas, se sospecha que el aceite ha perdido sus propiedades de fabricación y que sus funciones dieléctrica y refrigerante han decrecido en grandes proporciones; también es posible estimar que la celulosa del papel

aislante presenta una descomposición acelerada e incluso generar residuos sólidos (en ppm) que aumentan el material particulado en el aceite.

No se encontraron fallas eléctricas en los protocolos bajo estudio, reforzando la capacidad del análisis de Rogers para un mayor acierto en la detección de fallas térmicas.

Finalmente, al comparar los resultados de este análisis con la correlación DGA-Megger DC (ver figura 4.12), nuevamente se encuentran más protocolos en falla en la correlación puesto que ésta considera una gran cantidad de protocolos con falla eléctrica mientras Rogers se concentra especialmente en fallas térmicas.

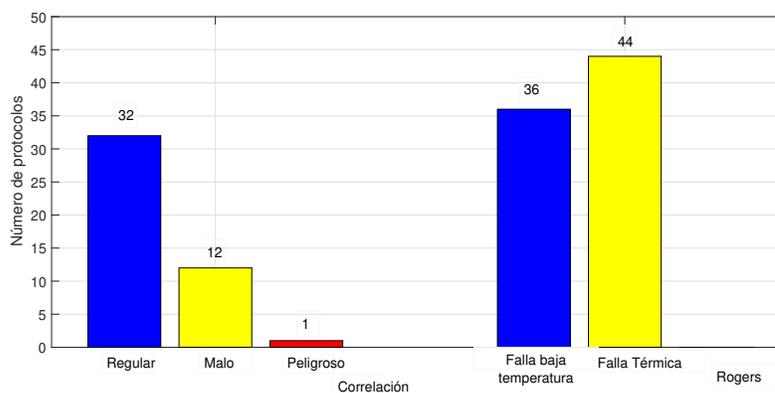


Figura 4.12: Comparativo Correlación y Rogers

4.6. Análisis de protocolos - técnica de Duval

En la cuarta técnica de los análisis DGA, el triángulo de Duval, se encuentra que el 81.31 % de los protocolos clasifican en la zona de falla tipo D1, es decir, se sospecha que en esos transformadores existen perforaciones en la celulosa del papel aislante en los devanados del mismo debido a descargas eléctricas de baja energía, siendo esto una falla eléctrica menor en el interior de la cuba; con el 2.97 % la zona de falla DT ocupa el segundo lugar de fallas identificadas en la muestra bajo estudio, ésta corresponde a una mezcla de fallas tanto térmicas como eléctricas originadas por cambios en la condición de carga del transformador y también a su temperatura de operación. Las demás zonas de falla presentan un total de 2.08 % de ocurrencia, siendo esto un indicador de que bajo esta técnica no se presentan fallas para altas temperaturas y tampoco descargas de alta energía. La figura 4.13 presenta los resultados del triángulo de Duval.

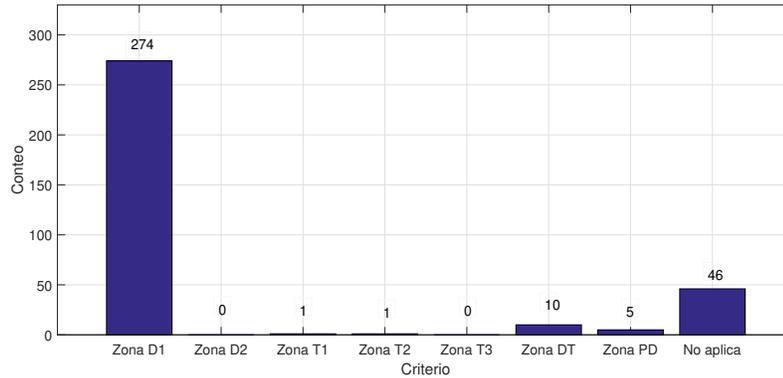


Figura 4.13: Resultados de protocolos según Duval

Para esta técnica se presentan 46 protocolos en los cuales las concentraciones en ppm de Metano, Etileno y Acetileno son iguales a cero, por lo tanto las ecuaciones de Duval (ver sección 2.4) son indeterminadas. A pesar de esto, le técnica de Duval tiene un porcentaje menor de indeterminaciones o análisis no aplicable respecto a la técnica de Rogers, con un valor de 13.65 % mientras que en Rogers es de 51.04 %. Respecto a Dornenburg, las indeterminaciones de éste son del 4.15 %.

El triángulo de Duval permite entonces identificar con mayor eficacia la presencia de fallas eléctricas de baja energía, las cuales se presentan en forma de chispas generadas por partes activas que se encuentran a menor diferencia de potencial en la cuba del transformador [58]. A pesar de que sean descargas de baja energía es posible que se presenten altas temperaturas en un periodo de tiempo muy corto (menor a un segundo). La formación de altas cantidades de Hidrógeno favorecen al aumento de las descargas de baja energía, las cuales pueden evolucionar en arcos de alta intensidad derivados de la combinación Acetileno-Hidrógeno.

Aunque en los protocolos bajo estudio no se encontró un porcentaje representativo para la zona de falla DT, la cual corresponde a una mezcla entre fallas térmicas y eléctricas, es importante mencionar que la técnica del triángulo de Duval es la única en la actualidad que puede catalogar una falla en ambos tipos. Esta cualidad permite relacionar bajos porcentajes relativos de Etileno ($\%C_2H_4$) con altos porcentajes relativos de Metano ($\%CH_4$) y Acetileno ($\%C_2H_2$), es decir, cuando en una prueba DGA se identifica la presencia de estos gases es posible sospechar de una falla tipo mixta. La zona de falla DT es típica para transformadores que tienen periodos considerables de operación o cuando ya se ha sobrepasado la vida útil del equipo determinada por el fabricante.

Finalmente, comparando los resultados de esta técnica con el análisis de correlación, se encuentra que aplicando Duval el número de protocolos en falla es mayor debido a que Duval considera que las descargas de baja intensidad se presentan frecuentemente en un transformador y que por lo general no afectan la vida útil del mismo, pero se deben tener en cuenta para iniciar los estadísticos de gases en el equipo. Por otro lado, la correlación inicia en las condición regular y malo, por lo tanto ya debe existir una falla o principios de la misma. Además la correlación analiza ambos tipos de falla al mismo tiempo, térmica y eléctrica, mientras que los resultados para la muestra de estudio aplicando Duval solo indentifico fallas de origen eléctrico. La figura 4.14 muestra el comparativo de ambos análisis.

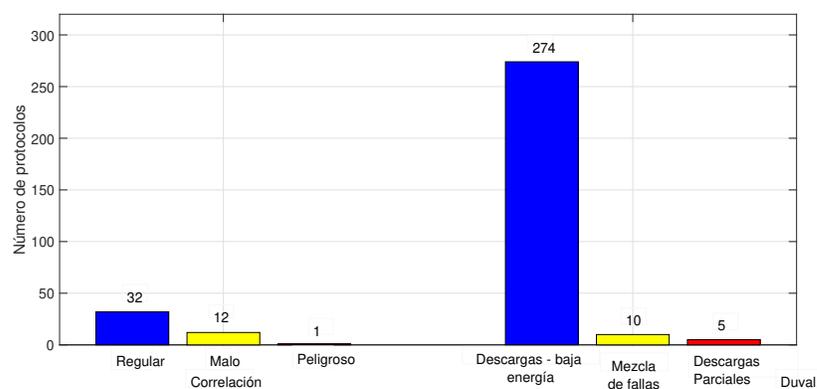


Figura 4.14: Comparativo Correlación y Duval

4.7. Resultados análisis DGA

Luego de aplicar los respectivos análisis a los protocolos de pruebas DGA se destacan los siguientes resultados:

Aplicando las concentraciones de gases de la norma IEEE Std C57.104-2008 (sección 5.1), el estado de falla más representativo es regular, mientras que la condición peligrosa es casi nula. El Etileno es el gas con mayor número de protocolos en estado regular y el Hidrógeno aquel con mayor número de protocolos en condición normal. El Monóxido de Carbono es el gas que por lo general tiene una concentración mayor a cero ppm, y el Acetileno el gas que menos se encuentra en las pruebas DGA.

Utilizando la técnica de Dornenburg, las fallas térmicas son las más identificadas puesto que el Hidrógeno y el Metano son gases que por lo general aparecen desde la energización de un transformador. En ocasiones el método no puede ser aplicado por indeterminaciones en

las relaciones.

El Gas Clave permite identificar fallas térmicas, específicamente en la celulosa del papel aislante generado por altas concentraciones de Monóxido de Carbono, y cómo pueden evolucionar hacia un sobrecalentamiento en el aceite dieléctrico.

El análisis de Rogers permite estimar la generación de gases a partir de la temperatura de operación en el transformador, desde 65°C hasta valores mayores a los 800°C. Tiende a presentar varias indeterminaciones en sus relaciones pero permite discriminar diferentes rangos de fallas térmicas.

Por último, el triángulo de Duval es un método gráfico eficaz para identificar fallas eléctricas. En general determina fácilmente fallas de descargas de baja energía generadas por la interacción conjunta de Etileno, Metano y Acetileno. También permite establecer fallas mixtas en el aceite.

Capítulo 5

Conclusiones

5.1. Conclusiones generales

Basados en la teoría y el desarrollo de los modelos expuestos en este trabajo, se observa que las pruebas DGA y las técnicas disponibles para sus respectivos análisis son una herramienta sólida para el diagnóstico predictivo/preventivo del sistema de aislamiento en un transformador de potencia. Los estudios realizados permiten diferenciar entre fallas térmicas y fallas eléctricas según la presencia de gases específicos, además de que es posible disponer de un histórico de la generación de gases con la ventaja de prever fallas futuras sin la necesidad de desenergizar el transformador.

La correlación de variables existe entre los resultados de las pruebas DGA y las pruebas Megger DC, por lo tanto es posible diagnosticar el estado de aislamiento en un transformador de potencia basados en los resultados de la concentraciones de gases, con un acierto del 80.45 % cuando la condición DGA se ubica en regular o mala. Estimar el estado de aislamiento del equipo sin la necesidad de desenergizarlo es una ventaja en el sistema en el cual opera, minimizando las paradas y con ello aumentando su disponibilidad, además de brindar una mayor confiabilidad puesto que se podrían identificar fallas en sus etapas iniciales, precisamente para ser tratadas a tiempo.

De igual forma, basados en el DGA, se podría estimar el estado de aislamiento en aquellos transformadores que debido a su operación en el sistema eléctrico de una industria no pueden ser des-energizados con la frecuencia deseada para un mantenimiento preventivo. La parada de un equipo incurre en altos costos y en algunas ocasiones, como por ejemplo en industrias de manufactura o en el sector petrolero, no es posible asumirlos. Por lo tanto, una prueba DGA es una medida acertada para al menos conocer la información mínima sobre el estado del equipo.

Los conceptos de las técnicas DGA pueden ser enlazados con las teorías estadísticas, puesto que la correlación de variables identifica fallas de una forma aproximada al igual que las técnicas DGA. La comparación de ambos métodos garantiza que, a pesar de utilizar diferentes ecuaciones, los análisis confluyen cuando se requiere caracterizar un aceite dieléctrico. Por lo tanto, se recomienda aplicar tanto la correlación como todos los análisis DGA para diagnosticar completamente la condición de un aceite y de paso estimar el estado del aislamiento en el respectivo transformador.

Los gases con mayor probabilidad de ocurrencia en una prueba de cromatografía de gases disueltos son el Hidrógeno y el Monóxido de Carbono, los cuales son inherentes a la energización de un transformador de potencia y debido a esto la norma permite un amplio rango en sus concentraciones. En contraste, el Acetileno es el gas con menos probabilidad de presentarse en altas concentraciones puesto que este gas está ligado a condiciones de falla, en especial del tipo eléctrico en el aceite.

Las fallas más comunes detectadas aplicando las técnicas DGA son: las fallas térmicas, ya sean de baja o alta temperatura; y las descargas parciales de baja intensidad, principalmente en la celulosa. Estas fallas se encuentran relacionadas directamente con la condición de carga del transformador puesto que los cambios de carga inducen variaciones de temperatura que son soportados por el sistema de aislamiento, incluyendo el aceite dieléctrico. Por lo anterior, es recomendable ejecutar estudios de cargabilidad en el equipo, que permitan observar y disponer los cambios de carga del transformador en el sistema que opera para relacionarlos con la generación de gases.

5.2. Aportes

Los aportes derivados de este trabajo son:

Primero, se logra determinar una relación entre dos pruebas diferentes de mantenimiento aplicadas a los transformadores de potencia que se presentan en diferentes ámbitos, es decir, la prueba DGA perteneciente a la rama del mantenimiento predictivo que puede ser ejecutada con el equipo en operación, y la prueba Megger DC que hace parte al conjunto de pruebas de mantenimiento preventivo y solo puede ser realizada con el equipo desenergizado. La relación encontrada aplica para los estados regular y malo en ambas pruebas, pero posiblemente se puede profundizar hacia los diferentes estados ya definidos por las respectivas normas IEEE.

Segundo, calcular el valor de acierto para la relación encontrada entre las pruebas DGA y Megger DC, cuando ambas pruebas se encuentran en los estados regular y malo. Éste valor numérico es 80.45 % y debe ser interpretado como una probabilidad para estimar el aislamiento del transformador a partir de las pruebas DGA, sin embargo este valor no es aplicable para otros estados de las pruebas puesto que la correlación de variables no puede extrapolarse.

Tercero, caracterizar cada técnica DGA existente, observando sus respectivas ventajas y desventajas. Con esto, se brinda una mayor confiabilidad en los tipos de fallas a detectar según los gases característicos en un transformador. Además, la combinación de las diferentes técnicas DGA pueden llegar a ser una herramienta completa para diagnosticar el estado de un transformador, sin la necesidad de pruebas complejas o logística de paradas de mantenimiento.

Por último, permitir el mejoramiento de los planes de mantenimiento para los transformadores con la inclusión de las pruebas DGA. Con ello, incentivar la investigación y el desarrollo de estudios enfocados hacia los aceites dieléctricos, los cuales presentan un potencial importante en las disciplinas tanto de la ingeniería eléctrica como de la ingeniería química.

5.3. Trabajos futuros

Basados en los resultados encontrados, los trabajos futuros sugeridos para los temas tratados son:

Primero, implementación de un algoritmo computacional que permita encontrar el coeficiente de correlación de una forma más rápida y exacta para muestras con mayores bases de datos.

Segundo, desarrollar a fondo el caso de estudio II para observar si existe la correlación entre los estados normal en las pruebas DGA y regular o malo en las pruebas Megger DC. Para ello se requiere de una muestra de datos mayor a la de este trabajo.

Tercero, utilizar la ventaja de la técnica de Duval para identificar fallas mixtas aplicadas a una muestra de datos mayor, con el objetivo de observar si este análisis tendría un peso mayor sobre las demás técnicas DGA.

Referencias

- [1] J. F. Mora. *Máquinas Eléctricas*. Séptima edición. España. Garceta Grupo. 2015.
- [2] J. Schneider, A. Gaul, C. Neumann, J. Hografer W. and M. Schwan A. S. “Asset Management Techniques”. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*. Vol 15. pp 3-11. Review July 2012 (published 2006). [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0142061506000834>
- [3] G. C. Sánchez. *Transformadores: Diagnóstico, mirada científica a tendencias actuales*. Primera edición. España. Editorial Académica Española. 2016. Available: https://www.researchgate.net/publication/322993152_Diagnostico_de_Transformadores_Una_mirada_cientifica_a_las_tendencias_actuales
- [4] ANSI/NETA ATS. “Standar for Acceptance Testing Specifications for Electrical Power Equipment Systems”. 2017. [Online]. Available: <https://www.netaworld.org/standards/ansi-neta-ats>
- [5] E. A. Mackenzie. “On-line monitoring and diagnostic for Power Transformers”. *IEEE International Symposium on Electrical Insulation (ISEI)*. pp 1-5. Review June 2010 (published 1996). [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/554973?arnumber=554973>
- [6] IEEE Standards Association. “*IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers - C57.104*”. 2008. [Online]. Available: https://standards.ieee.org/standard/C57_104-2008.html
- [7] MEGGER. “Aislamiento de transformadores”. *Compañía líder en pruebas y mediciones eléctricas*. Fabricante de equipos para pruebas eléctricas. 2014. [Online]. Available: <https://es.megger.com/applications/transformadores/aislamiento-transformadores>
- [8] M. Márquez y G. Molina. “Evaluación de la vida útil del aislamiento en transformadores de potencia a partir del ciclo térmico del calentamiento del transformador”. *Universidad de*

- El Salvador*. Facultad - Escuela de Ingeniería Eléctrica. Junio 2016. [Online]. Available: <http://ri.ues.edu.sv/id/eprint/10341/>
- [9] M. Anglhuber “Moisture in Power Transformer Insulation”. *Omicron Electronics GmbH*. Manufacturer of electrical test equipments. Product Manager. Austria. June 2015. [Online]. Available: <https://www.omicronenergy.com/en/search/search/%20Page%201%20Why%20is%20water%20killing%20power%20transformer%20insulation?>
- [10] LEA S.A. “Riesgos en Transformadores de potencia”. *Leza, Escriña Asociados S.A.*. Consultores en Ingeniería de Riesgos y Valoraciones. Argentina. Circular 09-14. 2014. [Online]. Available: <https://www.lea-global.com/circulares>
- [11] A. Cerón, I. Orduña, G. Aponte y A. Romero. “Panorama de la Gestión de Activos para transformadores de Potencia”. *Información Tecnológica*. Volumen 26-4. Páginas 99-110. Noviembre 2014. Grupo de Investigación en Alta Tensión GRAL-TA. Universidad del Valle, Ciudad Universitaria Meléndez, Cali-Colombia. [Online]. Available: https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642015000300014
- [12] M. kruger and C. Engelen “Diagnostic testing of cast resin transformers”. *Omicron Electronics GmbH*. Manufacturer of electrical test equipments. Product Manager. Austria. April 2018. [Online]. Available: <https://www.omicronenergy.com/es/novedades/details/pruebas-de-diagnostico-de-los-transformadores-con-aislamiento-de-resina-fundida/>
- [13] IEC - 60060-3. “*High Voltage Techniques Part 3 - Definitions and Requirements for on-site testing*”. Electrical and electronic testing 19-080. February 2006. [Online]. Available: <https://standards.globalspec.com/std/618502/IEC%2060060-3>
- [14] IEEE Standards Association. “*IEEE Guide for Evaluation and Reconditioning of Liquid Immersed Power Transformers - C57.140*”. 2017. Revision of IEEE Std C57.140-2006. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8106924>
- [15] “Cromatografía de Gases y HPLC”. Ingeniería Agronómica y del Medio Natural. Universidad Politécnica de Valencia. Grabación para práctica de desarrollo de laboratorio. I. Sanz B. Abril 2008. [Online]. Available: <https://riunet.upv.es/handle/10251/1674>
- [16] Facultad de Química. “*Técnicas Cromatográficas*”. Universidad Nacional Autónoma de México. Notas de clase. Química Analítica Instrumental. Diciembre 2007. [Online]. Available: https://repositorio.unam.mx/contenidos?c=pQ8wXB&q=T%C3%A9cnicas_._Cromatogr%C3%A1ficas&t=search_0&as=0&d=false&a=-1&v=0

- [17] S. Díaz M. and E. Schmidt. "Diagnóstico del estado de Transformadores de Potencia mediante análisis DGA". *TECNOTRANS*. Vol 2. pp 62-69. 2014. [Online]. Available: <http://revistas.unne.edu.ar/index.php/eitt/article/view/281>
- [18] ONAC - "Organismo Nacional de Acreditación de Colombia". Laboratorios acreditados para ensayos y pruebas eléctricas. 2018. [Online]. Available: <https://onac.org.co/directorio-de-acreditacion-buscador>
- [19] A. Sarria J. T, B. Guerrero N. A. and T. Rivas E. "Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia". *Revista facultad de Ingeniería Francisco José de Caldas*. Vol 23. pp 105-122. Enero 2014. [Online]. Available: <https://revistas.uptc.edu.co/index.php/ingenieria/article/view/2716>
- [20] M. Duval, K. Sung W., D. S. Hwang, J. Jae and Y. Hang. "New Methods of DGA Diagnosis using IEC TC10 and Related Databases, Part 1 and 2". *IEEE Dielectrics and Electrical Insulation Society*. Vol 20. pp 691-696. April 2013. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/abstract/document/6508774>
- [21] S. Hou-Ching, H. Yann-Chang and H. Chao-Ming. "A Review of Dissolved Gas Analysis in Power Transformers". *ELSERVIER - ScienceDirect*. Energy Procedia Vol 14. pp 1220-1225. 2012. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610211044997>
- [22] M. Wang, J. Vandermaar and K. Srivastava D. "Review of Condition Assessment of Power Transformers in Service". *IEEE Electrical Insulation Magazine*. pp 12-25. Review April 2013 (published 2002). [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1161455>
- [23] G. S. Crespo. "Análisis de gases disueltos para monitoreo y diagnóstico de transformadores de fuerza en servicio". *Aplicaciones Industriales - SciELO*. Ingeniería Energética. Vol XXXVI. pp 180-189. 2015. [Online]. Available: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012015000200007
- [24] E. Vélez and C. España. "Diagnóstico y mantenimiento en transformadores de gran potencia en aceite". *Universidad Politécnica Salesiana*. Sede Guayaquil. Ingeniería Eléctrica. Tesis. Marzo 2010. [Online]. Available: <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/2109>
- [25] A. Gil. "Tutoriales de lubricación - Módulo 8: Transformadores". *Brettis Soluciones para la Industria*. Documentación técnica. Madrid. 2017. [Online]. Available: <https://www.brettis.com/documentacion-tecnica>

- [26] E. Dornenburg and W. Strittmatter “Monitoring Oil-Cooled Transformers by Gas Analysis ”. *Brown Boveri Review*. Baden, Switzerland. Volume 61. pp 238-247. May 1974. [Online]. Available: https://library.e.abb.com/public/cdc962c43094467dbb58f2644878cf9b/bbc_mitteilungen_1974_e_05.pdf?x-sign=gKTF1MR/Ij2AxXpZF7pBzo0DivgLkmS29BBPGV1c0z09AKitWMGDteFyiIDvjLkb
- [27] J. Piegari, R. Alvarez and L. Catalano J. “Herramienta de Gestión y Análisis para los ensayos DGA en Transformadores de Potencia Inmersos en Aceite Mineral”. *XVI Encuentro Regional Iberoamericano de CIGRÉ*. Mayo 2015. [Online]. Available: <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/51477>
- [28] KREMPEL -“Materiales aislantes eléctricos para transformadores de aceite”. Fabricante de materiales aislantes. Alemania. 2019. [Online]. Available: <https://www.krempele.com/es/soluciones/materiales-aislantes-electricos/transformadores-de-aceite/>
- [29] R. Gómez G y A. Jiménez G. “Comportamiento de los aislamientos sólidos de transformadores de potencia en condiciones ambientales no controladas”. *Tecnología en Marcha*. Vol 29. pp 99-116. Enero 2016. [Online]. Available: http://revistas.tec.ac.cr/index.php/tec_marcha/article/view/2891
- [30] W. Martínez, L. Ramírez y P. Soto “Evaluación térmica en transformadores de potencia, cargabilidad y efectos en la vida del sistema de aislamiento ”. *Universidad de El Salvador*. San Salvador, El Salvador. Octubre 2014. [Online]. Available: <http://ri.ues.edu.sv/6538/>
- [31] G. Crespo, Y. Fernández, N. Cano, R. Fundora y A. Reyes “Diagnóstico de transformadores de potencia a partir de compuestos furanos ”. *Universidad de Ciencias, revista e-ISSN*. Cuba. Volumen XXXVI. pp 270-280. Marzo 2016. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/317515665_Diagnostico_de_transformadores_de_potencia_a_partir_de_compuestos_furanos
- [32] “Aumento de la temperatura Rise y eficiencia del transformador”. *Eléctrica aplicada*. GeneratePress. 2015. [Online]. Available: <https://www.electricaplicada.com/aumento-de-la-temperatura-rise-y-eficiencia-del-transformador/>
- [33] R. Rogers and CEGB Transmission Division. “IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient Faults in Transformers Using Gas in Oil Analysis ”. *IEEE Xplore Digital Library*. Guildford, England. Vol EI-13 5. Oct 1978. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4080560>

- [34] FIST3-30. "Transformer Maintenance - Facilities Instructions Standards and Techniques". *United States Department of the Interior. Bureau of Reclamation*. Denver, Colorado. Group D-8450. Oct 2000. [Online]. Available: https://www.usbr.gov/power/data/RETIRED_fist_pub.html
- [35] Rodríguez J. "Análisis de gases disueltos en el líquido aislante de un transformador a escala: comparación entre un aceite vegetal y un aceite mineral". *Tecnológico de Monterrey*. Monterrey, N.L. Maestría en ciencias. Diciembre 2009. [Online]. Available: <https://repositorio.tec.mx/handle/11285/569403>
- [36] Wang H. "A Novel Extension Method for Transformer Fault Diagnosis". *IEEE Transactions On Power Delivery*. Chin-Yi University of Technology. Vol 18-No 1. January 2003. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/4312484>
- [37] Athira A. and Archana R. "A Review of Dissolved Gas Analysis and Transformer Health Condition". *Ijariie Institution*. IJARIE-ISSN(O)-2395-4396. Vol 2 - Issue 4. 2017. [Online]. Available: <http://ijariie.com/Pastissue.aspx>
- [38] P. Reyes I. "Procedimiento para realizar e interpretar la prueba de cromatografía de gases en transformadores de potencia". Tesis. Universidad Nacional Autónoma de México, México D.F. 2010. [Online]. Available: <http://132.248.9.195/ptb2011/enero/0665575/Index.html>
- [39] ASTM INTERNATIONAL. "Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulation Liquids Using VDE Electrodes". 2012. [Online]. Available: <https://www.astm.org/Standards/D1816.htm>
- [40] "Partes constructivas de los transformadores". *RTE México*. México. 2013. [Online]. Available: <http://rte.mx/partes-constructivas-de-los-transformadores>
- [41] V. Mercado y J. Peña. "Modelo de gestión de mantenimiento enfocado en la eficiencia y optimización de la energía eléctrica". *Revista Multidisciplinaria del Consejo de Investigación Universidad de Oriente*. Vol 28. pp 99-105. Marzo 2016. [Online]. Available: <http://www.redalyc.org/pdf/4277/427746276011.pdf>
- [42] G. Taberero A. "Mantenimiento de los transformadores de potencia - Ensayos de campo". *Revista Mantenimiento*. Vol 184. pp 5-20. Mayo 2005. [Online]. Available: <https://www.sistelvic.com.mx/molienda/6469/manual-mantenimiento-ensayos.html>
- [43] S. B. Dawson and R. Trapp. *Bioestadística Médica*. Cuarta edición. México. Editorial Manual Moderno. 2005.

- [44] S. Fernández, and P. Díaz. “Investigación: Relación entre variables cuantitativas”. *Unidad de Epidemiología Clínica y Bioestadística*. Actualización Marzo 2001 (publicado 1997). [Online]. Available: https://www.fisterra.com/mbe/investiga/var_cuantitativas/var_cuantitativas.asp
- [45] S. Fernández. “Correlación frente a causalidad”. *Universidad Complutense de Madrid*. 1996. [Online]. Available: [http://alfama.sim.ucm.es/wwwisis2/wwwisis.exe/\[in=enfispo2.in\]/?format=breve&boolean=\[NR:0210220x](http://alfama.sim.ucm.es/wwwisis2/wwwisis.exe/[in=enfispo2.in]/?format=breve&boolean=[NR:0210220x)
- [46] IEEE Standards Association. “*IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators and Reactors - C57.152*”. 2013. [Online]. Available: https://standards.ieee.org/standard/C57_152-2013.html
- [47] “Ingeniería Especializada en Sistematización de Mantenimiento - INESSMAN LTDA”. Empresa colombiana especializada en pruebas eléctricas a equipos eléctricos en CCMs, patio, generación e industria petrolera. [Online]. Available: <http://www.inessman.com>
- [48] R. Pandey and M. Deshpande. “*Dissolved Gas Analysis (DGA) of Mineral Oil Used in Transformer*”. *International Journal of Application or Innovation in Engineering Management*. 2012. [Online]. Available: <https://www.ijaiem.org/V1I2.html>
- [49] J. S. Milton. “*Estadística para Biología y Ciencias de la Salud*”. Tercera edición ampliada. Madrid. Editorial McGraw Hill. Universidad de Radford. 2007.
- [50] R. E. Walpole, R. H. Myers, S. L. Myers y K. Ye. “*Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias*”. Novena edición. México. Editorial Pearson. University of Texas at San Antonio. 2012.
- [51] J. L. Devore. “*Probabilidad y estadística para ingeniería y ciencias*”. Novena edición. México. Editorial Cengage Learning. California Polytechnic State University. 2016.
- [52] C. H. Achen. “Interpreting and using regression ”. *University of California*. 1982. Sage Publications London. [Online]. Available: [https://scholar.google.com.co/scholar?q=Achen,+C.+H.+\(1982\).+Interpreting+and+using+regression.+London:+Sage.&hl=es&as_sdt=0&as_vis=1&oi=scholar](https://scholar.google.com.co/scholar?q=Achen,+C.+H.+(1982).+Interpreting+and+using+regression.+London:+Sage.&hl=es&as_sdt=0&as_vis=1&oi=scholar)
- [53] J. Amon. “*Estadística para psicólogos I*”. Quinceava edición. Madrid. Editorial Pirámide. 1990.
- [54] B. Sánchez y A. Borges. “Transformación Z de Fisher para la determinación de intervalos de confianza del coeficiente de correlación de Pearson ”. *Universidad de Oviedo - España*.

- Red de revistas científicas Psicothema volumen 17. Páginas 148 - 153. 2005. [Online]. Available: <https://www.redalyc.org/toc.oa?id=727&numero=4395>
- [55] StuDocu. *Tabla t-student*. Universitat Politècnica de Catalunya. Estadística II. [Online]. Available: <https://www.studocu.com/es/document/universitat-politecnica-de-catalunya/estadistica-2/apuntes/tabla-t-student/2377472/view>
- [56] R. Arias and J. Mejía. “Principal Components Analysis and Adaptive Decision System Based on Fuzzy Logic for Power Transformer”. *Pontificia Universidad Católica del Perú*. Enero 2018. [Online]. Available: https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1616865817303114?lipi=urn%3Ali%3Apage%3Ad_flagship3_pulse_read%3Blq4VXuPRS1i3GqfgEqeLLg%3D%3D
- [57] M. Duval. “A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers”. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. June 2002. Vol 18. [Online]. Available: <https://ieeexplore.ieee.org/document/1014963>
- [58] NOVA MIRON. “Propiedades aislantes de los aceites dieléctricos - Resistencia al stress eléctrico”. *Servicios y Transformadores*. Villa Martelli - Buenos Aires, Argentina. [Online]. Available: <http://www.novamiron.com.ar/analisis.php>

Anexos

Anexo A - Estadística Gases Combustibles

Como se explicó en la **sección 4.1**, cada uno de los gases combustibles fué clasificado según su condición a partir de la tabla 1 de la norma IEEE Std.C57.104-2008 [6] considerando las concentraciones en ppm. Las figuras A-1, A-3, A-5, A-7, A-9 y A-11 corresponden a los comportamientos del Hidrógeno, Metano, Monóxido de Carbono, Etileno, Etano y Acetileno respectivamente. Las figuras A-2, A-4, A-6, A-8, A-10 y A-12 presentan las distribuciones de los gases basados en el conteo de protocolos con los límites de las condiciones según la norma mencionada anteriormente.

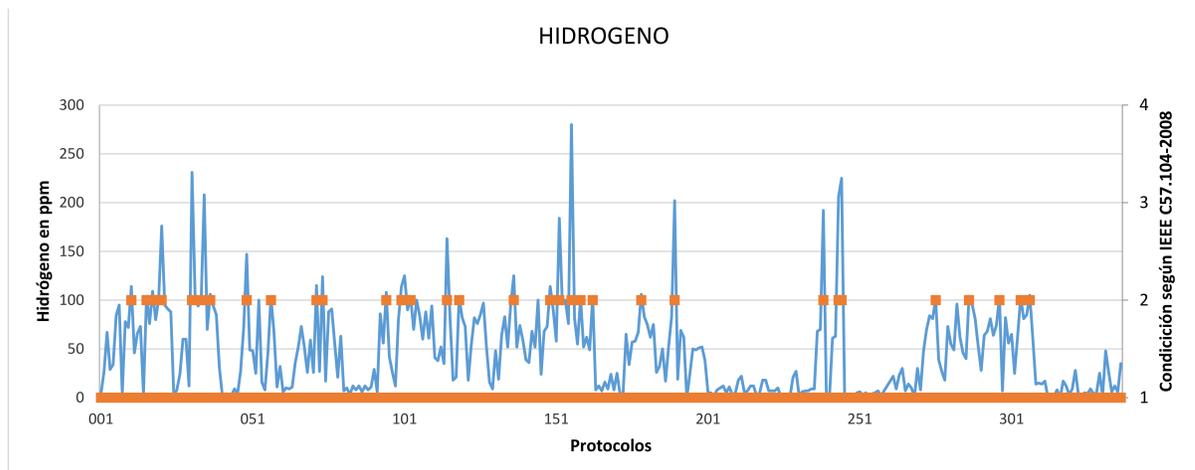


Figura A-1. Comportamiento del Hidrógeno

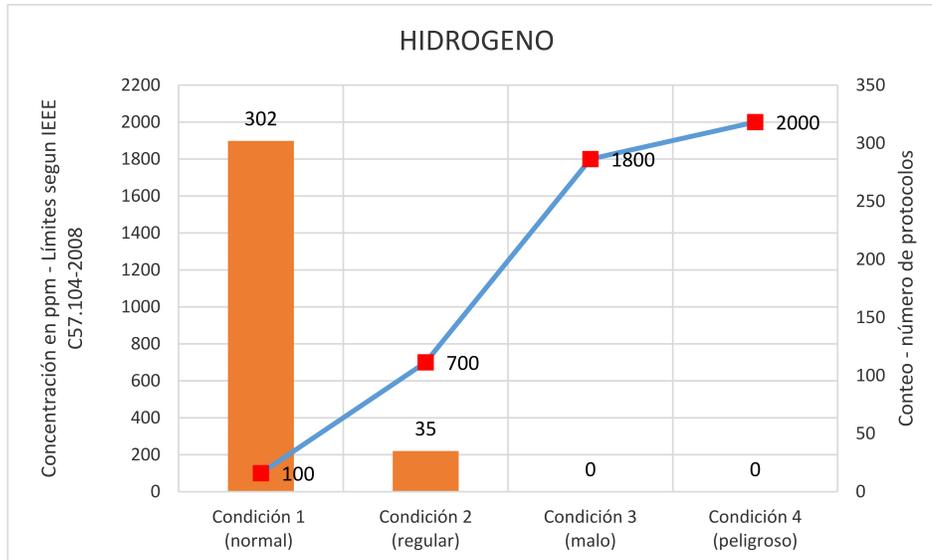


Figura A-2. Distribución del Hidrógeno

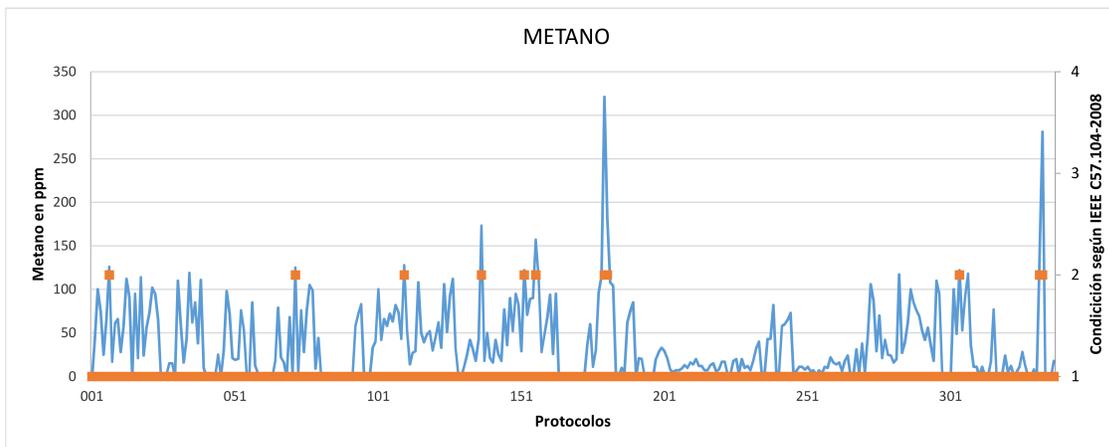


Figura A-3. Comportamiento del Metano

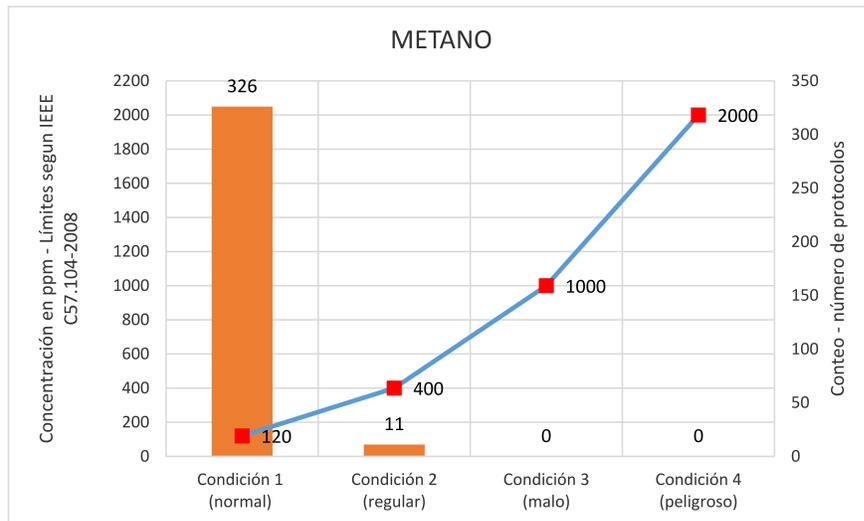


Figura A-4. Distribución del Metano

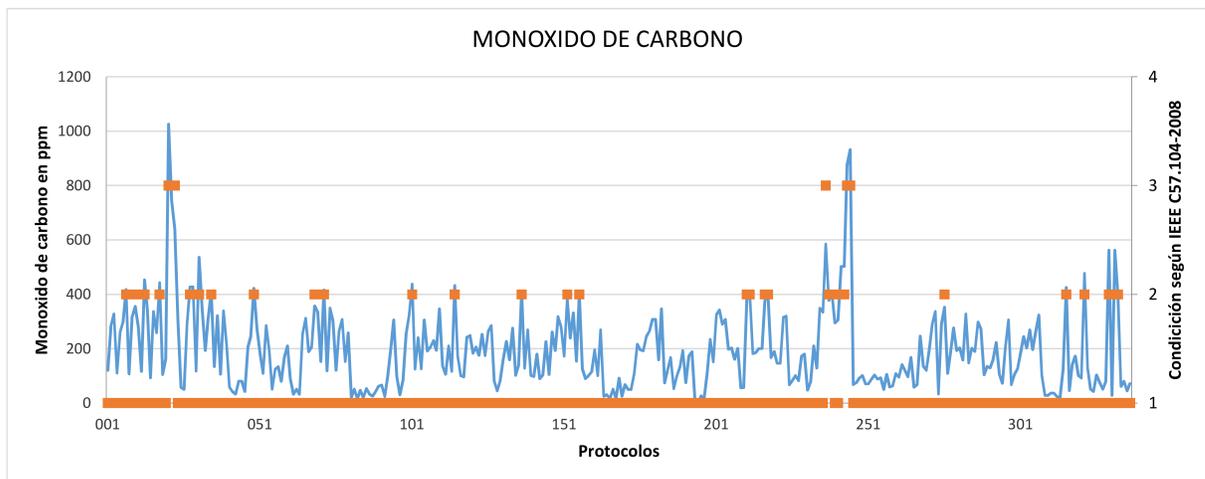


Figura A-5. Comportamiento del Monóxido de Carbono

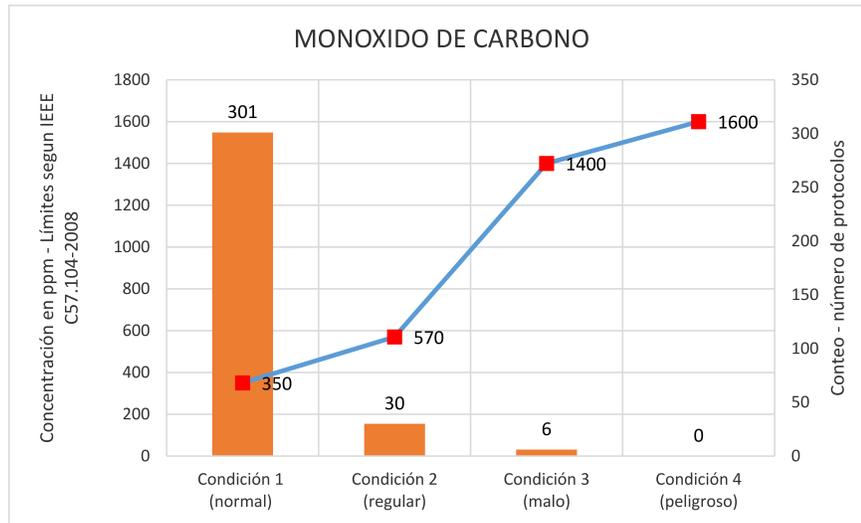


Figura A-6. Distribución del Monóxido de Carbono

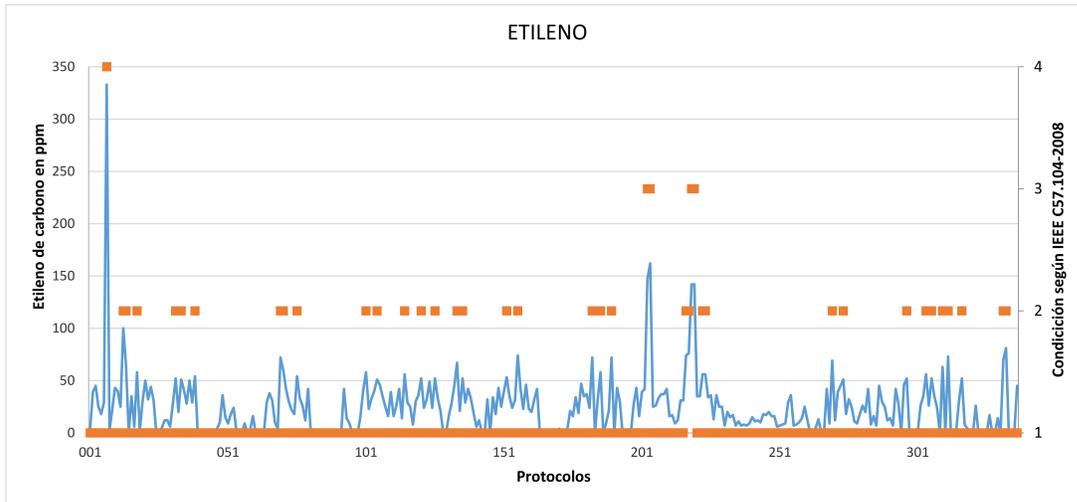


Figura A-7. Comportamiento del Etileno

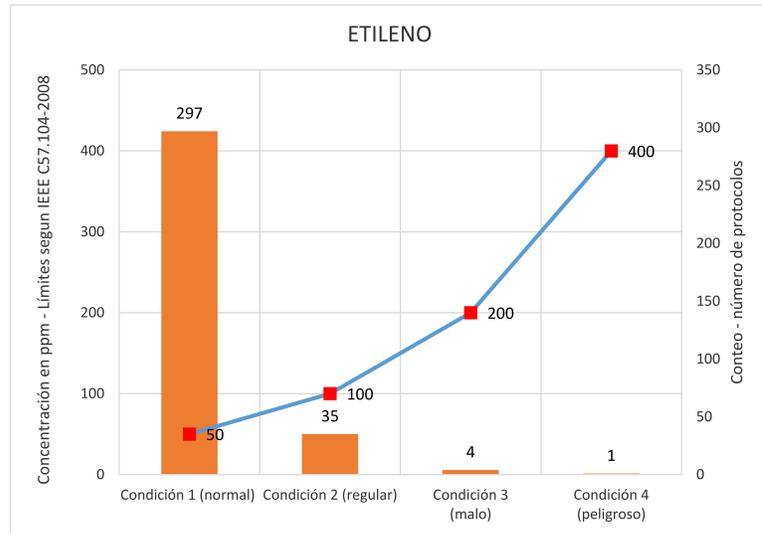


Figura A-8. Distribución del Etileno

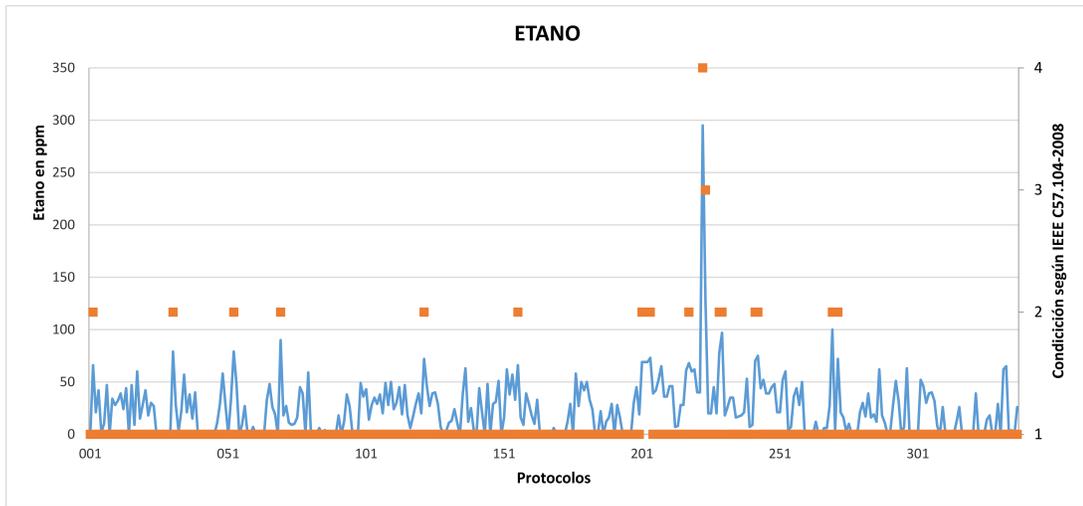


Figura A-9. Comportamiento del Etano

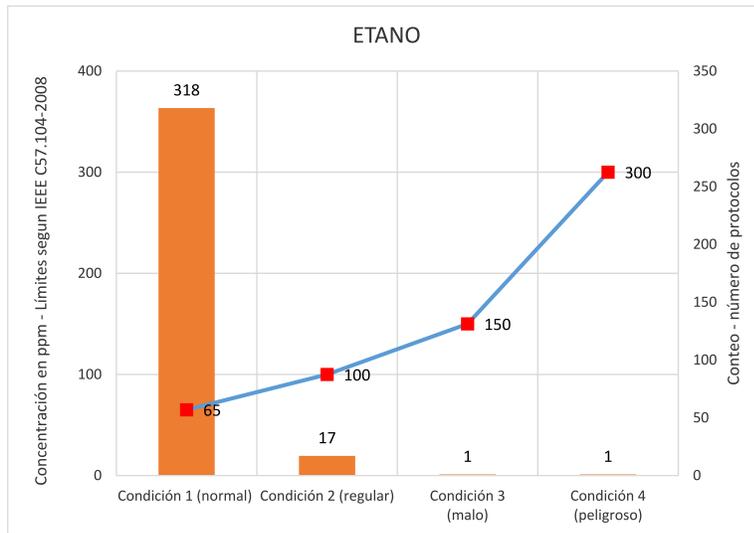


Figura A-10. Distribución del Etano

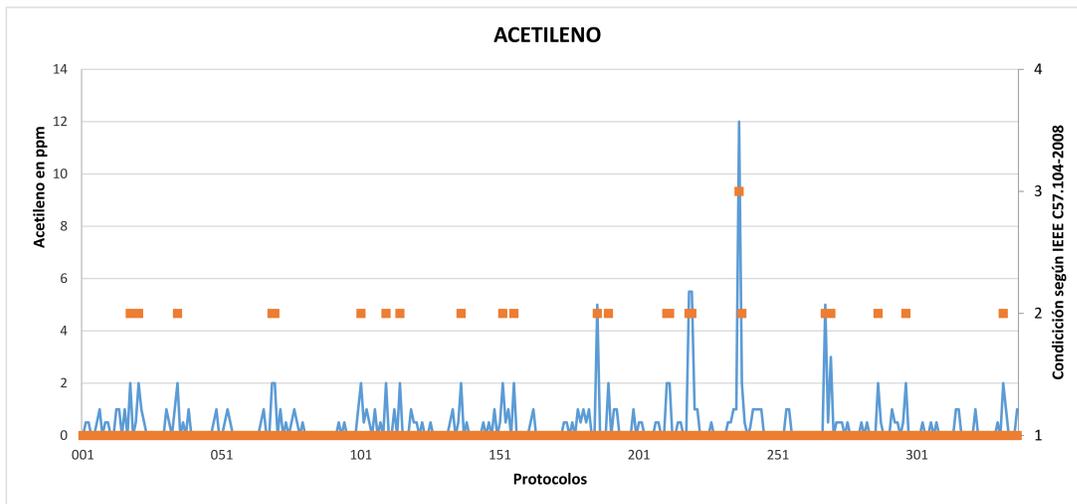


Figura A-11. Comportamiento del Acetileno

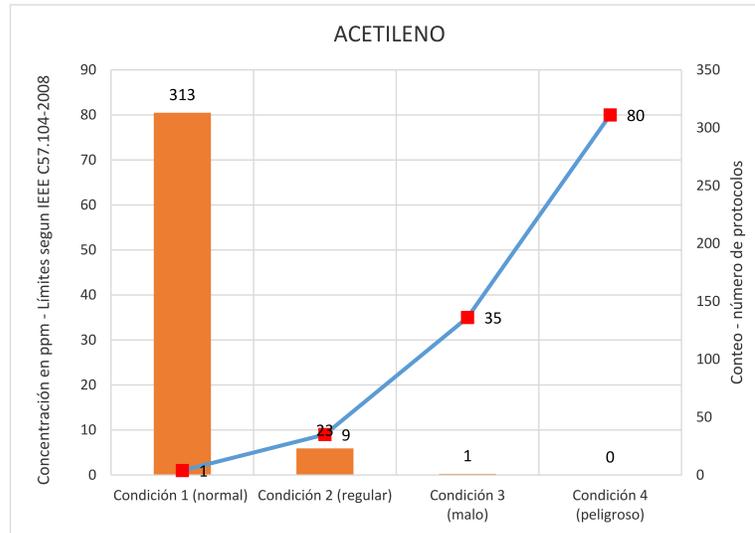


Figura A-12. Distribución del Acetileno

Las siguientes tablas presentan la estadística básica aplicada a los conteos realizados en las concentraciones de cada gas combustible.

Tabla A-1. Estadística - Hidrógeno

Intervalos	Frecuencia absoluta f_i	Marca de clase X_i	Frecuencia acumulada F_i
[0-28)	155	14	155
[28-56)	50	42	205
[56-84)	68	70	273
[84-112)	46	98	319
[112-140)	7	126	326
[140-168)	2	154	328
[168-196)	3	182	331
[196-224)	3	210	334
[224-252)	2	238	336
[252-280)	1	266	337

Tabla A-2. Estadística - Metano

Intervalos	Frecuencia absoluta (fi)	Marca de clase (Xi)	Frecuencia acumulada (Fi)
[0-33)	201	16.5	201
[33-66)	56	49.5	257
[66-99)	46	82.5	303
[99-132)	28	115.5	331
[132-165)	2	148.5	333
[165-198)	2	181.5	335
[198-231)	0	214.5	335
[231-264)	0	247.5	335
[264-297)	1	280	336
[297-330)	1	313.5	337

Tabla A-3. Estadística - Monóxido de Carbono

Intervalos	Frecuencia absoluta (fi)	Marca de clase (Xi)	Frecuencia acumulada (Fi)
[1-127)	142	52.5	142
[127-253)	94	155.5	236
[253-379)	70	258.5	306
[379-505)	22	361.5	328
[505-631)	4	464.5	332
[631-757)	2	567.5	334
[757-883)	1	670.5	335
[883-1009)	1	773.5	336
[1009-1135)	1	876.5	337
[1135-1261)	0	979.5	337

Tabla A-4. Estadística - Etileno

Intervalos	Frecuencia absoluta (fi)	Marca de clase (Xi)	Frecuencia acumulada (Fi)
[0-34)	239	17	239
[34-68)	82	51	321
[68-102)	11	85	332
[102-136)	0	119	332
[136-170)	4	153	336
[170-204)	0	187	336
[204-238)	0	221	336
[238-272)	0	255	336
[272-306)	0	289	336
[306-340)	1	323	337

Tabla A-5. Estadística - Etano

Intervalos	Frecuencia absoluta (fi)	Marca de clase (Xi)	Frecuencia acumulada (Fi)
[0-40)	258	15	258
[40-80)	74	45	332
[80-120)	3	75	335
[120-160)	1	105	336
[160-200)	0	135	336
[200-240)	0	165	336
[240-280)	0	195	336
[280-320)	1	225	337
[320-360)	0	255	337
[360-400)	0	285	337

Tabla A-6. Estadística - Acetileno

Intervalos	Frecuencia absoluta (fi)	Marca de clase (Xi)	Frecuencia acumulada (Fi)
[0-5)	332	1	332
[5-10)	4	3	336
[10-15)	1	5	337
[15-20)	0	7	337
[20-25)	0	9	337
[25-30)	0	11	337
[30-35)	0	13	337
[35-40)	0	15	337
[40-45)	0	17	337
[45-50)	0	19	337

Anexo B - Estadística Pruebas Megger

Para los protocolos de las pruebas Megger se grafica el comportamiento del Índice de Polarización (IP) de acuerdo a las configuraciones vistas en la **sección 3.3.2**. Las gráficas B-1, B-2 y B-3 presentan las variaciones del IP para los 337 protocolos bajo estudio. Las gráficas inician en el valor de 1 puesto que aquellos transformadores que no cuentan con la prueba Megger, tienen un valor de IP desconocido y por lo tanto fueron excluidos de las gráficas para evitar interpretaciones erróneas en las mismas.

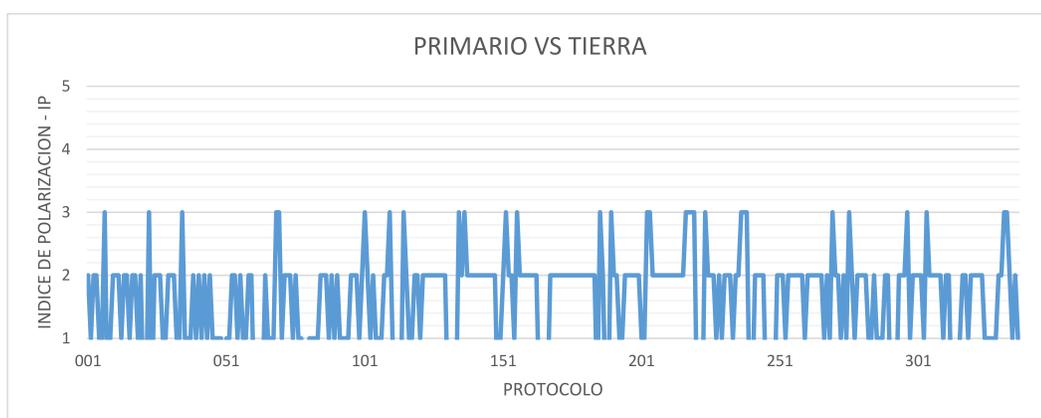


Figura B-1. IP-Configuración primario vs tierra

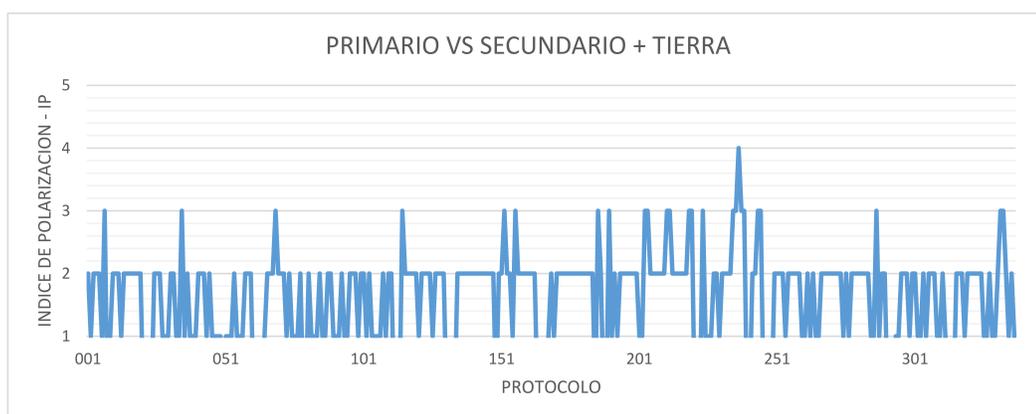


Figura B-2. IP-Configuración primario vs secundario + tierra

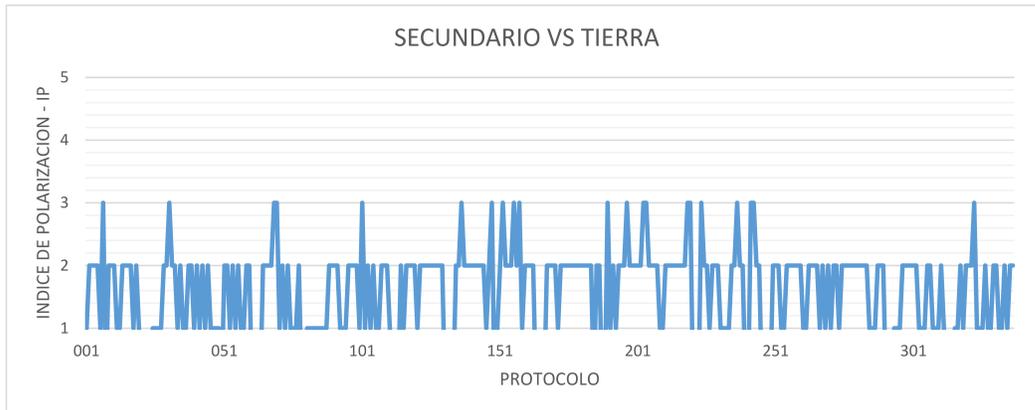


Figura B-3. IP-Configuración secundario vs tierra

Las siguientes tablas presentan la estadística básica aplicada a los conteos realizados en los protocolos de las pruebas Megger para las tres configuraciones de las mismas.

Tabla B-1. Estadística - Primario vs Tierra

Intervalos	Frecuencia absoluta (fi)	Marca de clase (Xi)	Frecuencia acumulada (Fi)
[0-1.2)	85	1.1	85
[1.2-1.4)	0	1.3	85
[1.4-1.6)	0	1.5	85
[1.6-1.8)	0	1.7	85
[1.8-2.0)	0	1.9	85
[2.0-2.2)	181	2.1	266
[2.2-2.4)	0	2.3	266
[2.4-2.6)	0	2.5	266
[2.6-2.8)	0	2.7	266
[2.8-3.0)	29	2.9	295

Tabla B-2. Estadística - Primario vs Secundario + Tierra

Intervalos	Frecuencia absoluta (fi)	Marca de clase (Xi)	Frecuencia acumulada (Fi)
[0-1.3)	86	1.15	86
[1.3-1.6)	0	1.45	86
[1.6-1.9)	0	1.75	86
[1.9-2.2)	184	2.05	270
[2.2-2.5)	0	2.35	270
[2.5-2.8)	0	2.65	270
[2.8-3.1)	24	2.95	294
[3.1-3.4)	0	3.25	294
[3.4-3.7)	0	3.55	294
[3.7-4.0)	1	3.85	295

Tabla B-3. Estadística - Secundario vs Tierra

Intervalos	Frecuencia absoluta (fi)	Marca de clase (Xi)	Frecuencia acumulada (Fi)
[0-1.2)	93	1.1	93
[1.2-1.4)	0	1.3	93
[1.4-1.6)	0	1.5	93
[1.6-1.8)	0	1.7	93
[1.8-2.0)	0	1.9	93
[2.0-2.2)	181	2.1	274
[2.2-2.4)	0	2.3	274
[2.4-2.6)	0	2.5	274
[2.6-2.8)	0	2.7	274
[2.8-3.0)	21	2.9	295

Anexo C - Estadística Técnicas DGA

Las siguientes tablas presentan los conteos de protocolos para cada técnica de los análisis DGA según el tipo de falla identificada, además de su respectiva comparación con los resultados de la correlación de variables.

Tabla C-1. Conteo - Técnica de Dornenburg

Sin Falla	Análisis de relación no aplicable	Falla no identificable	Falla térmica	Efecto corona - PD de baja intensidad	Arco interno - PD de alta intensidad
313	3	11	8	0	2
Total conteo de protocolos					337

Tabla C-2. Conteo - Técnica de Gas Clave

Sin Falla	Posible falla térmica en el aceite	Posible falla térmica en la celulosa	Efecto corona - PD de baja intensidad	Arco interno - PD de alta intensidad
316	0	20	1	0
Total conteo de protocolos				337

Tabla C-3. Conteo - Rogers

Sin Falla	Análisis no aplicable	Falla no identificable	Sobrecarga térmica a baja temperatura	Falla térmica <700°C	Falla térmica >700°C	Efecto corona - PD de baja intensidad	Arco interno - PD de alta intensidad
69	106	66	52	36	8	0	0
Total conteo de protocolos							337

Tabla C-4. Conteo - Duval

Zona	Zona	Zona	Zona	Zona	Zona	Zona	Análisis
D1	D2	T1	T2	T3	DT	PD	no aplicable
274	0	1	1	0	10	6	46
Total conteo de protocolos							337

Tabla C-5. Comparativo Correlación - Dornenburg

	Regular	32
Correlación	Malo	12
	Peligroso	1
	Falla térmica	8
Dornenburg	Falla no identificable	11
	Arco interno	2

Tabla C-6. Comparativo Correlación - Gas Clave

	Regular	32
Correlación	Malo	12
	Peligroso	1
	Falla térmica	20
Gas Clave	Efecto corona	1

Tabla C-7. Comparativo Correlación - Rogers

	Regular	32
Correlación	Malo	12
	Peligroso	1
	Sobrecarga térmica	36
Rogers	Falla térmica	44

Tabla C-8. Comparativo Correlación - Duval

	Regular	32
Correlación	Malo	12
	Peligroso	1
	Descargas de baja intensidad	274
Duval	Mezcla de fallas	10
	Descargas parciales	5