

**DETERMINACIÓN DE UNA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO BASADA EN
LA CONDICIÓN PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA A 33KV Y
115KV DE LA EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A ESP**

PAOLA OSPINA CARVAJAL



**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
PROGRAMA DE POSGRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ÉNFASIS INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2018**

**DETERMINACIÓN DE UNA METODOLOGÍA DE MANTENIMIENTO BASADA EN
LA CONDICIÓN PARA LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA A 33KV Y
115KV DE LA EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A ESP**

PAOLA OSPINA CARVAJAL

**Trabajo de investigación presentado ante el Programa de Posgrado en
Ingeniería Eléctrica y Electrónica como requisito para optar al título de
Magister en Ingeniería**

DIRECTORES:

GUILLERMO APONTE MAYOR

**Director Grupo de Investigación en Alta Tensión GRALTA
Ingeniero Electricista, Ph. D.
Universidad del Valle, Cali-Colombia**

ANDRÉS FELIPE CERÓN PIAMBA

**Ingeniero Electricista, M. Sc.
Grupo de Investigación en Alta Tensión GRALTA
Universidad del Valle, Cali-Colombia**

UNIVERSIDAD DEL VALLE

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

PROGRAMA DE POSGRADO EN INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA

MAESTRÍA EN INGENIERÍA ÉNFASIS INGENIERÍA ELÉCTRICA

SANTIAGO DE CALI

2018

NOTA DE ACEPTACIÓN

Firma del Presidente del Jurado

Firma Jurado 1

Firma Jurado 2

Santiago de Cali, Junio de 2018

DEDICATORIA

A Dios,
por salvaguardarme cada día y
permitirme cumplir un reto más en mi vida.

A mi madre,
por enseñarme que todas las cosas se hacen con amor y dedicación.

A mi familia,
por confiar siempre en mí y darme su apoyo incondicional.

A mis amigos,
por hacer de mí una persona más íntegra cada día
y ayudarme a ver el mundo de forma diferente.

AGRADECIMIENTOS

A mis sobrinos, por permitirme orientarlos por el buen camino, siempre con amor y respeto.

A la Empresa de Energía de Pereira S. ESP y en especial a la Doctora Yulieth Porras Osorio, por la oportunidad brindada para ayudarme a crecer profesionalmente.

Al Ingeniero Fernando Valencia, por su sabiduría y apoyo incondicional en el desarrollo de este trabajo.

A mis directores Guillermo Aponte Mayor y Andrés Felipe Cerón Piamba, por sus conocimientos y el acompañamiento en este proceso que hoy se convierte en una realidad.

A Darwin Tobar, por brindarme sus conocimientos y experiencias laborales para que este trabajo gozara de un alto componente técnico.

A mis compañeros de Maestría, con quienes empecé este proceso y siempre me brindaron incondicionalmente su generosidad en una de las ciudades más lindas de Colombia.

En fin, a todas las personas que de una u otra forma contribuyeron en que pueda estar conquistando otra meta más en mi vida personal y profesional.

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Diagrama Unifilar	5
Figura 2: Esquema de obtención del Índice de Salud	51
Figura 3: Funciones de membresía para el índice de salud	52
Figura 4. Ubicación de avería en el triángulo de Duval 1	
Falla en Transformadores Con Aceite Mineral.	65
Figura 5: Triángulo de Duval	67
Figura 6: Triángulo de Duval 5	67
Figura 7: Representación Pentágono de Duval	69
Figura 8. Determinación de las zonas del Pentágono 1	71
Figura 9. Representación Pentágono 2 de Duval.	73
Figura 10: Interfaz de selección DGA	97
Figura 11: Ingreso de archivos para DGAF	98
Figura 12: Selección datos de prueba	99
Figura 13: Ingreso de datos a la interfaz DGAF	99
Figura 14: Generar diagnóstico DGAF	100
Figura 15: Selección Método de Prueba Triángulo Duval	101
Figura 16: Ingreso de archivos para Triángulo	102
Figura 17: Ingreso de datos a la interfaz Triángulo	102
Figura 18: Generar diagnóstico Triángulo	102
Figura 19: Metodología HI Clásica	104
Figura 20: Metodología HI Mejorada con Inclusión DGAF	104
Figura 21: Clasificación de Condición DGAF	105
Figura 22: Funciones de membresía DGAF	105

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Condición Relativa del Aceite Mineral Basada en el Color	21
Tabla 2: Relación de Metodologías acorde a parámetros de entrada	40
Tabla 3: Relación de Metodologías según proceso matemático	41
Tabla 4: Relación de pruebas ejecutadas por la empresa para la aplicación de las metodologías.	42
Tabla 5: Relación de ventajas y desventajas de los procesos matemáticos faltantes	43
Tabla 6. Resultados Caso 1- Valor de Furanos Asumido	45
Tabla 7. Resultados Caso 2- Valor de Furanos Asumido	47
Tabla 8: Relación Proveedores	54
Tabla 9: Relación de Gases Utilizada por Métodos de Interpretación DGA	59
Tabla 10. Determinación valores de cada gas (L1)	60
Tabla 11: Interpretación del origen de la avería de acuerdo con Dornengurg	61
Tabla 12: Proporción de Rogers	63
Tabla13: Pesos para cada gas	80
Tabla 14: Puntuación y pesos de los gases (ppm)	80
Tabla 15: Clasificación de los transformadores basado en factor DGA	81
Tabla 16: Factores de puntuación y peso por gas	83
Tabla 17: Porcentaje del factor de índice de salud DGA	84
Tabla 18: Valores del factor de ponderación	86
Tabla 19: Factores de puntuación y peso para cada gas	89
Tabla 20: Calificación del transformador basado en el Factor DGA	89
Tabla 21: Factores de peso por niveles de gas	90
Tabla 22: Fórmulas DGAF acorde a Metodologías	92

Tabla 23: Resultados DGAF usando fórmulas Smaxi y normal con diferentes valores en el gas C ₂ H ₆	94
Tabla 24: Factores de puntuación y peso para cada gas según metodología K. Chitnavis	96
Tabla 25: Calificación del transformador basado en el Factor DGA según metodología K. Chitnavis	96
Tabla 26: Resultados DGAF	108
Tabla 27: Resultados HI Clásico y HI con DGAF	111
Tabla 28: Resultados Evaluación de Condición DGAF, HI Clásico y HI con DGAF	114
Tabla 29: Top 5 de transformadores que se encuentran en peor condición por metodología	114
Tabla 30: Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas	116
Tabla 31: Actividades de Mantenimiento Propuestas	120
Tabla 32: Caso de Estudio T17	126
Tabla 33: Caso de Estudio T5	127
Tabla 34: Caso de Estudio T6	128
Tabla 35: Caso de Estudio T9	129
Tabla 37: Caso de Estudio T3	130

CONTENIDO

	Pág.
DEDICATORIA	4
AGRADECIMIENTOS.....	5
LISTA DE FIGURAS	6
LISTA DE TABLAS	7
CONTENIDO	9
INTRODUCCIÓN	1
1 GENERALIDADES.....	4
1.1 CONTEXTO DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A ESP.....	4
1.2 MANTENIMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES Y PROBLEMÁTICA IDENTIFICADA	5
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO.....	6
1.4 CONTEXTO REGULATORIO	7
1.5 IMPORTANCIA DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS	10
1.6 OBJETIVOS.....	12
1.6.1 Objetivo general	12
1.6.2 Objetivos específicos	12
1.7 EXPLICACIÓN DE SIGLAS	13
2 METODOLOGÍAS IDENTIFICADAS PARA DETERMINAR EL ÍNDICE DE SALUD	14
2.1 GENERALIDAD DEL ÍNDICE DE SALUD	14
2.2 PRUEBAS FÍSICOQUÍMICAS	15
2.2.1 Contenido de humedad	15
2.2.2 Acidez o número de neutralización	16
2.2.3 Factor de disipación	17
2.2.4 Análisis del contenido de furanos.....	18
2.2.5 Tensión interfacial	18

2.2.6	Densidad relativa.....	19
2.2.7	Rigidez dieléctrica	20
2.2.8	Color.....	20
2.3	PRUEBAS ELÉCTRICAS	22
2.3.1	Relación de transformación.....	22
2.3.2	Resistencia de devanados	23
2.3.3	Factor de potencia.....	25
2.3.4	Resistencia de aislamiento.....	26
2.4	METODOLOGÍAS DE CÁLCULO DEL ÍNDICE DE SALUD	28
2.4.1	Metodología de ANDRÉS F. CERÓN, Diego F. Echeverry y Guillermo Aponte	28
2.4.2	Metodología H. ZEINODDINI, Meymand y B. Vahidi,.....	29
2.4.3	Metodología W. ZUO, H. Yuan, Y. Shang, Y. Liu, y T. Chen	31
2.4.4	Metodología F. O. FERNÁNDEZ, A. Ortiz, F. Delgado, I. Fernández, A. Santisteban, y A. Cavallini.	32
2.4.5	Metodología R. J. HEYWOOD y T. Mcgrail.....	33
2.4.6	Metodología ASHKEZARI, Atefeh Dehghani, Ma, Hui, Saha, Tapan, Ekanayake, Chandima).....	34
2.4.7	Metodología A. JAHROMI, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan	35
2.4.8	Metodología J. HAEMA y R. Phadungthin.....	36
2.4.9	Metodología J. C. Gonzales y E. E. Mombello	37
2.4.10	Metodología J. Haema	38
2.4.11	Metodología Kittanut Taengko	39
2.5	RELACIÓN DE METODOLOGÍAS	39
2.6	METODOLOGÍA A IMPLEMENTAR	41
2.6.1	Selección de la Metodología	41
2.6.2	Corrida de Casos para Variable Furanos	46
2.6.3	Descripción de la metodología a implementar.	51
2.7	RELACIÓN PROVEEDORES.....	55

3	METODOLOGÍAS PARA ESTIMAR EL ÍNDICE DE SALUD CON BASE EN LA PRUEBA DGA.....	58
3.1	CROMATOGRAFÍA DE GASES.....	58
3.2	METODOLOGÍAS DE INTERPRETACIÓN GASES DISUELTOS.....	60
3.2.1	Método Dornenburg	62
3.2.2	Método Gases Clave.....	64
3.2.3	Método Rogers.....	65
3.2.4	Método IEC 60599	66
3.2.5	Método Triángulo de Duval	67
3.2.6	Método Pentágono de Duval	71
3.2.7	Cálculo del centroide.....	73
3.2.8	Zonas de Falla	73
3.2.9	Método Pentágono de Mansour	76
3.2.10	Relación de Fallas Principales	77
3.2.11	Aplicaciones del Pentágono	78
3.3	FACTOR DE ÍNDICE DE SALUD DGAF	81
3.4	DESCRIPCIÓN METODOLOGÍAS DGAF	81
3.4.1	Metodología A. Naderian, S. Cress y R. Piercy.....	81
3.4.2	Metodología W. Flores, E. Mombello, J.A. Jardini y G. Rattá.....	83
3.4.3	Metodología Ali Naderian Jahromi	84
3.4.4	Metodología J. Haema y R. Phadungthin.....	85
3.4.5	Metodología J. Haema y R. Phadungthin.....	86
3.4.6	Metodología Atefeh Dehghani Ashkezari, Hui Ma, Tapan K. Saha, y Chandima Ekanayake.....	87
3.4.7	Metodología Kittanut Taengko y Parnjit Damrongkulkamjorn.....	88
3.4.8	Metodología Atefeh Dehghani Ashkezari, Hui Ma, Tapan K. Saha e Yi Cui	89
3.4.9	Metodología W. Wattakapaiboon y N. Pattanadech	90
3.4.10	Metodología Kanika Chitnavis y Dr. N. R. Bhasme	92
3.4.11	Metodología Norazhar Abu Bakar, A. Abu-Siada, Huize Cui, and Shengtao Li.....	93

3.5	SELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA DGAF	94
3.6	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN SOFTWARE MATLAB.....	98
4	DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA Y SU APLICACIÓN EN MANTENIMIENTO.....	106
4.1	ANÁLISIS APLICANDO HI Y DGAF	108
4.2	PROPUESTA DE APLICACION DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO 117	
5	CASOS DE APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS	125
5.1	RESULTADOS EVALUACIÓN DE CONDICIÓN	125
5.2	CASOS DE ESTUDIO	127
5.2.1	Caso de Estudio Transformador 17.....	128
5.2.2	Caso de Estudio Transformador 5.....	130
5.2.3	Caso de Estudio Transformador 6.....	129
5.2.4	Caso de Estudio Transformador 9.....	131
5.2.5	Caso de Estudio Transformador 3.....	132
6	CONCLUSIONES	133
7	RECOMENDACIONES	135
8	BIBLIOGRAFÍA	136
9	ANEXOS	141

INTRODUCCIÓN

El transformador de potencia es un componente importante de la red de transmisión y distribución de energía. Sus funciones son transferir energía eléctrica y regular los niveles de voltaje en un valor apropiado para el adecuado funcionamiento de los equipos conectados a la red¹. *La vida ordinaria del transformador de potencia es de unos 25 a 40 años; sin embargo, esto depende de las características de su uso*².

Los fallos en los transformadores no sólo ocasionan impactos importantes en el sistema eléctrico, sino que también representan para las compañías grandes pérdidas económicas, que desde el punto de vista técnico se asocian a la consecución, reparación, mantenimiento y puesta en servicio de un equipo eléctrico reparado o de nueva adquisición; y desde el punto de vista de calidad del servicio, se asocia a las compensaciones e incentivos que debe reconocerse al usuario final.

Actualmente el programa de mantenimiento ejecutado a los transformadores de potencia de la Empresa de Energía de Pereira S.A ESP, se realiza aplicando una metodología empírica propia, creada por uno de los ingenieros con más experiencia, conocimiento y profesionalismo en el manejo y operación de subestaciones. La compañía no cuenta con una herramienta que apropie la experiencia de su personal y que haga uso de los resultados de las diferentes pruebas y análisis (fisicoquímicas, cromatográficas, eléctricas, termográficas, etc.) que se realizan a los equipos a lo largo del tiempo, con el fin de que sean

¹ J. Haema and R. Phadungthin, "Condition assessment of the health index for power transformer," Power Engineering and Automation Conference. 2012 pp. 1–4, 2012.

² W. Wattakapaiboon and N. Pattanadech, "The new developed Health Index for transformer condition assessment," International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD). 2016 pp. 32–35, 2016.

utilizados en establecer una metodología de mantenimiento con base en la condición para los transformadores de potencia de la empresa.

Frente a esta situación, con este trabajo de investigación se pretende definir una metodología de mantenimiento que permita estimar la condición real o índice de salud de los transformadores de potencia en los niveles de tensión 33 kV y 115 kV pertenecientes al Sistema de Distribución Local de la Empresa, que sirva de base para definir una política de mantenimiento interna. La evaluación completa de la condición de los transformadores se debe desarrollar para lograr la fiabilidad sostenible del sistema de energía³.

Se busca entonces, que la metodología sirva de apoyo para establecer un conjunto de acciones oportunas, continuas y permanentes que aseguren el funcionamiento normal y eficiente de dichos equipos eléctricos; toda vez que su ciclo de vida útil se vea beneficiado al realizar un ajuste en el actual plan de mantenimiento, que conlleve a actuar con mayor rapidez y responsabilidad ante alguna variación o comportamiento anormal de algún parámetro de tipo eléctrico, químico o mecánico presente en los equipos; permitiendo minimizar fallas y maximizar la operatividad de los mismos.

Al final se busca preservar en buenas condiciones el transformador y garantizar su disponibilidad permanente, al aplicar una metodología que pueda ser considerada en el plan de mantenimiento y que conlleve a conocer el estado real del equipo; haciendo que la empresa se encuentre en posición de tomar decisiones estratégicas que desde la operación, garanticen alta confiabilidad y continuidad en la transmisión de energía dentro del sistema.

³ H. Zeinoddini-Meymand and B. Vahidi, "Health index calculation for power transformers using technical and economical parameters," IET Science, Measurement & Technology, vol. 10, no. 7 2016. pp. 823–830,

Para contextualizar al lector, dentro del documento se tienen cinco capítulos detallados de la siguiente forma:

En el capítulo 1 se brinda información general de la Compañía, la justificación del proyecto de investigación enmarca el contexto regulatorio vigente, detalla la importancia de la gestión de activos y presenta los objetivos del proyecto.

El segundo capítulo describe las diferentes metodologías existentes para determinar el índice de salud del transformador de potencia; y hace una generalidad de los métodos utilizados para la interpretación de gases disueltos (DGA). También detalla una generalidad sobre pruebas fisicoquímicas y eléctricas.

En el capítulo 3 se explica al detalle la selección e implementación de la metodología para estimar el índice de salud.

El cuarto capítulo describe la propuesta de mantenimiento que la Empresa debe implementar, acorde a los resultados DGA e índice de salud de su parque de transformación.

Finalmente, en el capítulo 5 se detalla la aplicación práctica y recomendaciones para la Empresa. Al mismo tiempo que relaciona para los proveedores, los certificados de acreditación en la ejecución de las pruebas.

1 GENERALIDADES

1.1 CONTEXTO DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A ESP

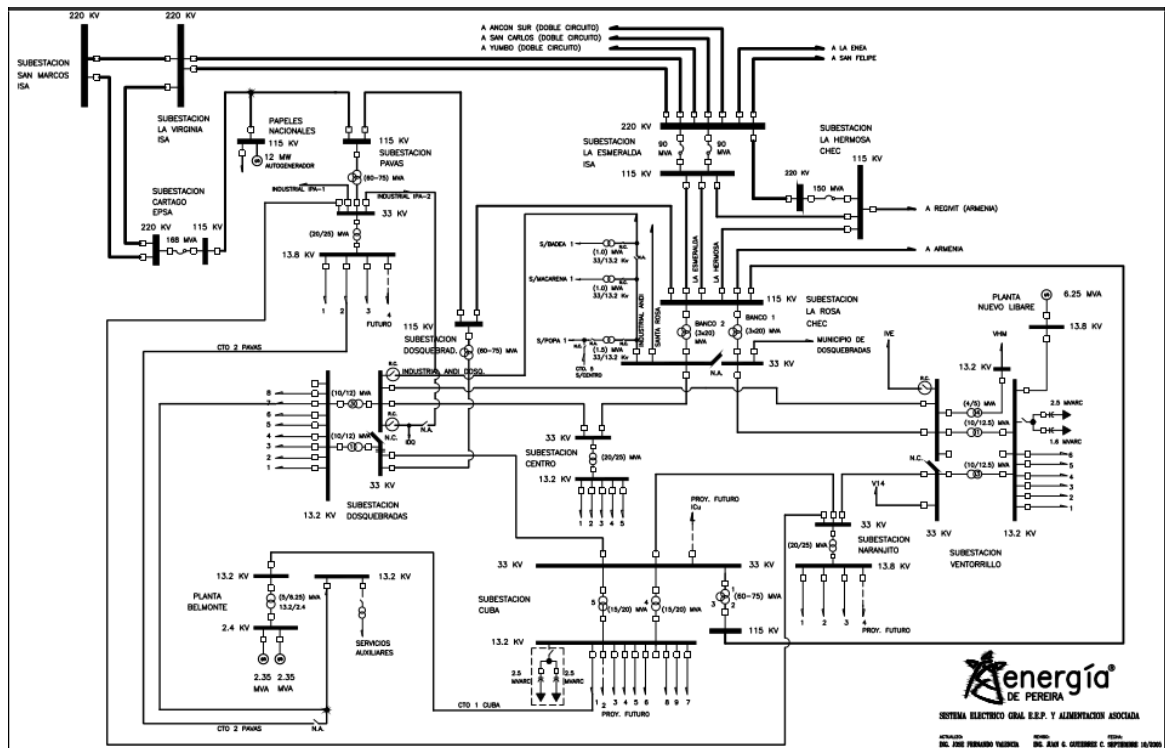
La Empresa de Energía de Pereira S.A. ESP. (EEP), es una empresa de servicios públicos domiciliarios de carácter mixto, dedicada a la generación, distribución y comercialización de energía eléctrica.

La empresa opera la red de distribución y además comercializa la energía eléctrica en la zona urbana y rural del municipio de Pereira y algunos sectores del municipio de Dosquebradas en el departamento de Risaralda; su sistema de distribución local se encuentra conectado al Sistema de Transmisión Regional (STR) a través de las líneas a 115 kv La Rosa–Cuba, La Rosa – Dosquebradas y Pavas – Cartago.

Hoy la empresa cuenta con una capacidad instalada de 225 MVA en el nivel de tensión 115 kV y de 173.5 MVA en el nivel de tensión 33 kV, para un total de 398.5 MVA; que le permite atender una demanda promedio mensual de 54.5 GWh a casi 173000 usuarios distribuidos en 37 circuitos a 13.2 kV y 6 circuitos industriales a 33 kV. El parque de transformación de la empresa cuenta con 21 transformadores de potencia.

La Figura 1 ilustra el diagrama unificar del Sistema de Distribución Local y su interconexión con el Sistema de Transmisión Regional.

Figura 1: Diagrama Unifilar



Fuente: Empresa de Energía de Pereira

1.2 MANTENIMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES Y PROBLEMÁTICA IDENTIFICADA

Los transformadores en servicio están sujetos continuamente a esfuerzos eléctricos y mecánicos, que pueden afectar el núcleo, los devanados y demás accesorios del transformador. Aunque el diseño de los transformadores toma en consideración estos fenómenos y su protección ha sido mejorada, estos eventos pueden causar afectaciones, Por lo tanto las inspecciones y mantenimiento son esenciales para estos transformadores⁴.

⁴ T. E. P. R. R. I. Epri, "Power Transformer Maintenance and Application Guide," vol. 3, no. 3, 2002.p. 288,

La inspección periódica puede identificar posibles problemas para evitar complicaciones adicionales, siendo un factor clave para alargar la vida del transformador y garantizar que éste funcione adecuadamente con el menor número de interrupciones⁵.

Es muy importante contar con inspecciones frecuentes y con la realización de diferentes pruebas que permitan evaluar la condición del transformador, lo que conlleva a determinar el tipo de mantenimiento que se debe hacer, acorde a los resultados obtenidos.

En el mundo actual, el mantenimiento se está enfocando en función del estado del equipo; es decir, hacer un diagnóstico para conocer su condición; y a partir de esta información definir la frecuencia de las pruebas y los ensayos adicionales a realizar; donde no sólo interesan los valores medidos, sino que muchas veces resulta ser más importante la tendencia que toman estos resultados con el paso del tiempo.

Por lo tanto, el plan de mantenimiento debe ayudar a aumentar la confiabilidad del sistema eléctrico y a reducir la tasa de fallos presente en los equipos, independiente de su condición operativa y tiempo de uso.

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

Para la Empresa es de suma importancia prestar un servicio de energía eléctrica confiable a todos los usuarios de su sistema de distribución; y uno de los aspectos para que esto se logre, es el contar con un adecuado plan de mantenimiento.

⁵ T. E. P. R. R. I. Epri, "Power Transformer Maintenance and Application Guide," vol. 3, no. 3, p. 288, 2002.

En la actualidad la Empresa tiene un parque de transformación importante, que cuenta con una edad de uso y operación considerable; lo que constituye en cierta medida un riesgo, ya que, ante la pérdida de continuidad en la prestación del servicio, por una falla representativa que deje fuera de servicio el transformador, se podría presentar una contingencia de racionamiento, por no disponer en el stock de activos de tal magnitud.

La anterior situación, generó que este trabajo de investigación busque inicialmente conocer el estado real o índice de salud de los transformadores de potencia con que cuenta la Compañía; y a partir de esa valiosa información, proponer una metodología de mantenimiento con base en la condición, que permita reducir las fallas en estos equipos. Uno de los principales aspectos a considerar es el análisis de los gases generados en el interior del transformador mediante la cromatografía de gases, ya que a la fecha es considerada una herramienta poderosa para evaluar el estado en que se encuentra el transformador, sin necesidad de sacarlo de operación y afectar la prestación del servicio.

1.4 CONTEXTO REGULATORIO

La Empresa de Energía S.A ESP se encuentra sujeta a las disposiciones regulatorias del gobierno, como la Resolución CREG 097 de 2008, que enmarca la Calidad del Servicio en cuanto a garantizar la seguridad de su sistema de distribución local, y al mismo tiempo cumplir con los estándares de calidad establecidos para medir su desempeño frente a la continuidad y confiabilidad del servicio brindado a todos los usuarios.

La medición de la Calidad del Servicio se mide en términos de un estándar internacional, a través del análisis de los indicadores SAIDI y SAIFI.

De acuerdo con la norma internacional IEEE 1366, el indicador SAIDI (System Average Interruption Duration Indicator, por sus siglas en ingles), mide la duración promedio por usuario (medido en horas) de las interrupciones del servicio de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico. El cálculo de este indicador determina la relación entre todas las horas de interrupción del servicio, y el número de usuarios de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico.

Por otro lado, el indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Indicator), mide la frecuencia con la que se presentan las interrupciones en promedio por usuario, en el mismo periodo de tiempo. El cálculo de este indicador determina la relación entre, el número de veces que se produjo una interrupción del servicio y el número de usuarios de un sistema de distribución, en un periodo de tiempo específico.

Ambos indicadores se calculan con base en la información que la Empresa reporta a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Para mejorar los indicadores se debe aumentar la confiabilidad del servicio, lo cual está muy ligado a la condición de los transformadores.

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, "Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional"; para las empresas es de gran importancia determinar la condición actual de sus equipos; porque la metodología considera la estimación de la vida útil, para aplicar el respectivo reconocimiento vía tarifa.

Además, las empresas deben orientar el plan de inversión acorde al tipo de proyecto que se ajuste a su necesidad inmediata, y sobre el cual deben identificar y valorar los beneficios esperados y los costos asociados

Bajo este contexto y considerando la aplicación del nuevo período tarifario, cuando se hace la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional; la Empresa deberá presentar un plan de inversión que se ajuste a uno de estos dos tipos de proyectos. 1) proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el reemplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema; 2) proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos existentes.

En la actualidad, la condición de los activos existentes se estima aceptable, a pesar de contar con equipos que a la fecha tienen una larga vida útil, y que por condiciones operativas en algunos momentos han presentado sobrecargas. No obstante, puede suceder que el desarrollo de este trabajo arroje otra conclusión frente a la condición de estos.

De acuerdo con lo anterior, este trabajado de investigación representa una herramienta valiosa para que la Empresa conozca la condición real o índice de salud de los transformadores de potencia, y pueda determinar acciones a seguir en sus planes de inversión o de mantenimiento. Es decir, la Empresa reconoce que el transformador es el activo más importante del sistema eléctrico y por tanto considera significativo evaluar su índice de salud o condición.

Esta información sirve como insumo principal para trabajar en el tema de la gestión de activos de transformadores de potencia; con el objetivo de reducir el número de fallos, mejorar la fiabilidad operativa y permitir un aumento de su ciclo de vida, al darle a este tipo de recurso un uso más efectivo.

Cabe mencionar que las inversiones deben ser económicamente eficientes, para garantizar la prestación del servicio con un menor costo económico en el mediano y largo plazo.

1.5 IMPORTANCIA DE LA GESTIÓN DE ACTIVOS

Los transformadores de potencia pertenecientes a las redes de transmisión y subtransmisión son activos con un elevado costo de inversión inicial. Por sus características constructivas son equipos muy confiables, de envejecimiento progresivo y una vida útil promedio de 40 años⁶. La mala administración de activos dentro de una empresa del sector energético puede ser desastrosa, no solo en su funcionamiento como organización, sino también para el servicio que ofrecen a los usuarios⁷.

La falla o indisponibilidad de un transformador produce impactos negativos en el sistema eléctrico, como alteraciones en la estabilidad del sistema, sobrecargas en otros elementos de la red o un suministro de energía con baja calidad a los clientes. Enmarcado dentro de la gestión de activos, es de gran importancia conocer el estado de las unidades de transformación de potencia, esta evaluación es necesaria ya que los tiempos de construcción de una unidad nueva o la reparación de una existente, puede tomar entre 12 a 24 meses; este tiempo de indisponibilidad es elevado y se torna inaceptable el sistema de transmisión de energía eléctrica. En la evaluación se deben considerar muchos aspectos, como parámetros de carga, temperatura, estado del papel, condición del aceite aislante,

⁶ J. P. Lata, R. D. Medina, W. P. Borja, and D. X. Morales, "Transformer common test description for condition management," 2016 IEEE Int. Conf. Autom. ICA-ACCA 2016,

⁷ K. C. Bustamante, W. P. Borja, B. B. Miranda, L. A. Zhunio, and R. D. Medina, "Power transformers risk index assessment in the ecuadorian context," 2016 IEEE International Conference on Automatica (ICA-ACCA). 2016.pp. 1–6,

entre otros, con el fin de obtener un buen estimativo de la condición que tiene el transformador evaluado⁸.

De otro lado, para los propietarios de parques de transformadores de potencia es valiosa una herramienta para evaluar el estado de sus unidades; pues les aporta elementos para priorizar inversiones, así como para planear las acciones de mantenimiento que permitan mantener la confiabilidad y disponibilidad de los equipos⁹.

Por lo tanto, una gestión adecuada de los activos permitirá realizar una evaluación de la calidad de las condiciones y desarrollar estrategias de gestión futuras de los activos eléctricos. Para la gestión de activos del transformador puede evaluarse su condición empleando el índice de salud del transformador (THI)¹⁰.

Los expertos afirman que alrededor del 53% de las fallas de los transformadores se pueden prevenir, por ejemplo analizando los gases que produce, por lo tanto una detección temprana podría ser clave para evitar una contingencia futura¹¹.

En conclusión, la gestión de transformadores de potencia cobra cada día mayor importancia para las empresas, ya que los beneficios incluyen: mejoras en el rendimiento financiero, reducción de costos, información para decisiones de inversión, mejoras en la gestión del riesgo, mejora de la continuidad y calidad del servicio, mejora de la eficiencia en el uso de activos, entre otros¹².

⁸ J. P. Lata, R. D. Medina, W. P. Borja, and D. X. Morales, "Transformer common test description for condition management," 2016 IEEE Int. Conf. Autom. ICA-ACCA 2016,

⁹ Ibidem.

¹⁰ A. Azmi, J. Jasni, N. Azis, and M. Z. A. A. Kadir, "Evolution of transformer health index in the form of mathematical equation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, no. January, pp. 687–700, 2017.

¹¹ A. F. Cerón, I. F. Orduña, G. Aponte, and A. A. Romero, "Panorama de la gestión de activos para transformadores de potencia," *Inf. Tecnol.*, vol. 26, no. 3, pp. 99–110, 2015.

¹² Ibidem.

1.6 OBJETIVOS

1.6.1 Objetivo general

Proponer para la Empresa de Energía de Pereira S.A ESP una metodología de mantenimiento basada en la condición, que sea aplicable a transformadores de potencia de 33 kV y 115 kV

1.6.2 Objetivos específicos

1. Seleccionar un procedimiento que permita establecer la condición de los transformadores de potencia de la Empresa de Energía de Pereira S.A.ESP.
2. Verificar que las pruebas usadas en la evaluación de la condición de los transformadores sigan procedimientos de acuerdo con normas nacionales e internacionales.
3. Definir una estrategia de mantenimiento con base en la estimación de la condición de los transformadores, que sea aplicable a los transformadores de potencia de la Empresa de Energía de Pereira S.A ESP.

1.7 EXPLICACIÓN DE SIGLAS

TDCG: Total de gases combustibles disueltos

OLTC: Cambiador de tomas bajo carga

PD: Descarga Parcial

D1: Descarga de baja energía

D2: Descarga de alta energía

T1: Falla térmica $< 300^{\circ}\text{C}$

T2: Falla térmica $>300^{\circ}\text{C}$ y $<700^{\circ}\text{C}$

T3: Falla térmica $> 700^{\circ}\text{C}$

EdP: Excesiva degradación del papel de aislamiento

CeO: Sobrecalentamiento de celulosa

CdC: Degradación continua de la celulosa

HI: Índice de salud

HIF: Factor de índice de salud

DGAF: Factor de índice de salud DGA

DGA: Análisis de gases disueltos

DRM: Relación Doernenburg

RRM: Método de razón de Rogers

IRM: Método de relación IEC

DTM: Método de triángulo Duval

PPM: Partes por millón

2 METODOLOGÍAS IDENTIFICADAS PARA DETERMINAR EL ÍNDICE DE SALUD

2.1 GENERALIDAD DEL ÍNDICE DE SALUD

El índice de salud se utiliza para la gestión de activos de transformadores de potencia con el objetivo de reducir su número de fallas, mejorar la fiabilidad operativa y permitir un uso más efectivo de los recursos en la gestión de transformadores¹³.

Es por esto que, la evaluación de salud del transformador es un método para gestionar el transformador, a través de su ciclo de vida mediante la cuantificación de la condición del transformador de acuerdo con ciertos parámetros¹⁴.

Uno de los elementos principales en la condición real del transformador, es el papel aislante; el cual se compone de cadenas de polímeros, que cuando se descomponen y se disuelven, son indicadores del fin de su vida. El nuevo papel Kraft tiene un DP de alrededor de 1200 ppm, mientras que el papel con una DP que se aproxima a 200 ppm tiene poca fuerza mecánica restante y se considera que se aproxima al final de su vida útil¹⁵.

Los furanos en el aceite se usan como una medición indirecta del grado de polimerización (DP) del aislamiento del papel en un transformador. Alternativamente, el grado de polimerización se puede determinar analizando una muestra del aislamiento del papel del transformador, pero esto generalmente tiene complicaciones operativas.

¹³ A. Singh, Asset Health Appraisal of Transformers in Eskom's Distribution Network. 2017.

¹⁴ Ibidem

¹⁵ Ibidem.

2.2 PRUEBAS FÍSICOQUÍMICAS

Estas pruebas proporcionan información asociada a la calidad del aceite, indicando sus condiciones químicas y mecánicas, así como una proyección de los efectos que las condiciones del aceite puedan aportar al sistema de aislamiento.

Las pruebas tienen como objetivo diagnosticar la condición del papel aislante en cuanto a su porcentaje de agua y grado de impregnación de productos de oxidación generados por el aceite aislante del transformador; lo cual define el tipo de mantenimiento efectivo que pueda requerir el transformador para garantizar su vida útil.

Es importante considerar que cada prueba tiene su jerarquía y aporte individual; no obstante, la combinación de los resultados de estas y la calidad en la ejecución de cada prueba, son factores determinantes para el diagnóstico del transformador.

Las pruebas que componen los Análisis Fisicoquímicos se detallan a continuación:

2.2.1 Contenido de humedad

Mide la cantidad de agua presente en el aceite a través de la titulación coulométrica de Karl Fischer. Este método de prueba es conocido por su alto grado de sensibilidad con detecciones hasta de 10 pg. de agua¹⁶.

Esta prueba consiste en medir el nivel de contenido de humedad, con el fin de mantener bajas las características de pérdidas dieléctricas y a su vez minimizar la corrosión interna en el transformador¹⁷.

¹⁶ A. F. Cerón, D. F. Echeverry, G. Aponte, and A. A. Romero, "Índice de salud para transformadores de potencia inmersos en aceite mineral con voltajes entre 69kV y 230kV usando lógica difusa," Inf. Tecnol., vol. 26, no. 2, pp. 107–116, 2015.

El contenido de humedad en un transformador afecta tanto al papel como al aceite, por ejemplo, un alto contenido de humedad puede reducir la resistencia mecánica de la celulosa, así como la rigidez dieléctrica del aceite mineral¹⁸.

2.2.2 Acidez o número de neutralización

El número de neutralización es la cantidad de miligramos de hidróxido de potasio necesarios para neutralizar la acidez de un gramo de muestra de aceite aislante¹⁹. *La acidez del aceite dieléctrico es una medida de los componentes ácidos existentes en el aceite*²⁰.

El valor de la acidez presente en el aceite se incrementa continuamente cuando el transformador es expuesto a períodos de servicio extendidos. Un aumento en este parámetro provoca el deterioro del sistema de aislamiento sólido, así como la pérdida de capacidad dieléctrica del aceite además de la oxidación del núcleo magnético. Cuando el aceite usado de un transformador tiene un alto grado de acidez, indica que está contaminado con sustancias internas como: pintura, barniz y otros materiales presentes en el interior de la cuba del transformador. La presencia de dicha contaminación puede derivar en la formación de sedimentos (lodos) en el interior de la cuba del transformador, es posible que las partes metálicas se oxiden dando lugar a daños considerables en el núcleo del

¹⁷ I. Electricista, L. Viridiana, G. Olivares, M. C. René, and T. Eslava, "Predicción de fallas en los transformadores de potencia mediante la técnica de cromatografía de gases," 2015.

¹⁸ A. F. Cerón, D. F. Echeverry, G. Aponte, and A. A. Romero, "Índice de salud para transformadores de potencia inmersos en aceite mineral con voltajes entre 69kV y 230kV usando lógica difusa," Inf. Tecnol., vol. 26, no. 2, pp. 107–116, 2015.

¹⁹ Ibidem.

²⁰ I. Electricista, L. Viridiana, G. Olivares, M. C. René, and T. Eslava, "Predicción de fallas en los transformadores de potencia mediante la técnica de cromatografía de gases," 2015.

transformador, es por eso que la estimación de la acidez del aceite nos permite saber cuándo es que el aceite debe ser cambiado²¹.

Un número de neutralización alto indica la presencia de compuestos ácidos en el aceite que son el producto de la oxidación junto con los lodos y el agua²².

2.2.3 Factor de disipación

Conocido también como factor de potencia, es una medida de las pérdidas dieléctricas disipadas en forma de calor en el aceite cuando se somete a un campo eléctrico alterno²³. La potencia disipada se transfiere al aceite del transformador en forma de energía térmica, lo que aumenta la temperatura global del transformador y puede acelerar su proceso de envejecimiento. El factor de disipación o factor de potencia es una medida de las pérdidas dieléctricas disipadas en forma de calor en el aceite cuando se usa en un campo eléctrico alterno. Un factor de disipación bajo indica pérdidas dieléctricas muy pequeñas. Esta prueba puede ser útil para la indicación de cambios en la calidad del aceite, producto de la contaminación por deterioro en servicio o como resultado de una mala manipulación²⁴. Esta prueba se mide la corriente de fuga que existe en el aceite del transformador²⁵.

²¹ J. P. Lata, R. D. Medina, W. P. Borja, and D. X. Morales, "Transformer common test description for condition management," 2016 IEEE Int. Conf. Autom. ICA-ACCA 2016.

²² A. F. Cerón, D. F. Echeverry, G. Aponte, and A. A. Romero, "Índice de salud para transformadores de potencia inmersos en aceite mineral con voltajes entre 69kV y 230kV usando lógica difusa," *Inf. Tecnol.*, vol. 26, no. 2, pp. 107–116,

²³ J. P. Lata, R. D. Medina, W. P. Borja, and D. X. Morales, "Transformer common test description for condition management," 2016 IEEE Int. Conf. Autom. ICA-ACCA 2016, 2016.

²⁴ A. F. Cerón, D. F. Echeverry, G. Aponte, and A. A. Romero, "Índice de salud para transformadores de potencia inmersos en aceite mineral con voltajes entre 69kV y 230kV usando lógica difusa," *Inf. Tecnol.*, vol. 26, no. 2, pp. 107–116,

²⁵ I. Electricista, L. Viridiana, G. Olivares, M. C. René, and T. Eslava, "Predicción de fallas en los transformadores de potencia mediante la técnica de cromatografía de gases," 2015.

2.2.4 Análisis del contenido de furanos

El contenido de furanos en el aceite se considera como uno de los factores más relevantes a la hora de evaluar el estado de salud de un transformador, con este análisis se valora directamente la salud del aislamiento (papel), parámetro que con el cual está ligado directamente el final de la vida de un transformador²⁶.

Cuando en los devanados del transformador existe una mayor temperatura de operación del transformador y un índice de humedad elevado, la estructura química del papel se deteriora, provocando con esto que el grado de polimerización (DP) del papel disminuya²⁷.

El decrecimiento del DP es proporcional al incremento de los compuestos furánicos disueltos en el aceite, especialmente del compuesto 2-furaldehído cuya proporción es más del 90 % comparada con la de los demás furanos. El contenido de 2-furaldehído (2-FAL) se considera el factor más importante en la evaluación de la salud del transformador, ya que evalúa directamente la salud del aislamiento sólido (papel)²⁸.

2.2.5 Tensión interfacial

Esta prueba mide la afinidad del aceite con el agua debido a la presencia de sustancias polares. Esta prueba es muy sensible a la aparición de los primeros

²⁶ J. P. Lata, R. D. Medina, W. P. Borja, and D. X. Morales, "Transformer common test description for condition management," 2016 IEEE Int. Conf. Autom. ICA-ACCA 2016.

²⁷ Ibidem.

²⁸ A. F. Cerón, D. F. Echeverry, G. Aponte, and A. A. Romero, "Índice de salud para transformadores de potencia inmersos en aceite mineral con voltajes entre 69kV y 230kV usando lógica difusa," Inf. Tecnol., vol. 26, no. 2, pp. 107–116, 2015.

compuestos hidrofílicos o contaminantes polares solubles, productos del proceso de oxidación que se está desarrollando incipientemente en el aceite.

La tensión interfacial entre el aceite mineral y agua en condiciones de no equilibrio tiene relación directa a la capacidad del aceite para admitir humedad. Las mediciones se realizan bajo condiciones de no equilibrio estandarizada en la que la medición se realiza durante 60 segundos. Esta prueba permite detectar pequeñas cantidades de contaminantes polares solubles y productos de la oxidación. Se espera que el valor de tensión interfacial sea elevado para aceite nuevo ya que indica ausencia de la mayoría de los contaminantes polares indeseables²⁹.

2.2.6 Densidad relativa

La densidad relativa es la relación de los pesos de volúmenes iguales del aceite y el agua, probados a 15 ° C³⁰. Ayuda a verificar la contaminación por diferentes fluidos en el aceite del transformador (lodo, polvo, partículas conductoras, etc.). Esta prueba se realiza con un medidor de densidad relativa, llamado hidrómetro o con un picnómetro³¹.

²⁹ J. P. Lata, R. D. Medina, W. P. Borja, and D. X. Morales, "Transformer common test description for condition management," 2016 IEEE Int. Conf. Autom. ICA-ACCA 2016.

³⁰ IEEE.C57.106, IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment, vol. 2015, no. June. 2015.

³¹ I. Electricista, L. Viridiana, G. Olivares, M. C. René, and T. Eslava, "Predicción de fallas en los transformadores de potencia mediante la técnica de cromatografía de gases," 2015.

Cuando se considera junto con otras propiedades del aceite, la densidad relativa puede ser un indicador de la calidad del mismo aceite³².

2.2.7 Rigidez dieléctrica

La rigidez dieléctrica es una medida de la capacidad del aceite aislante para resistir un determinado nivel de tensión eléctrica. La medida de la rigidez dieléctrica es una de las valoraciones más fiables de la calidad del aceite, una baja resistencia puede causar aumento de las descargas y chispas internas parciales que aceleran el envejecimiento de los transformadores³³.

Esta prueba sirve para indicar la presencia de agentes tales como agua, suciedad, contaminación de fibras celulósicas o partículas en el aceite. Un valor de tensión de ruptura dieléctrica bajo, puede indicar la presencia de una concentración significativa de uno o más de estos agentes (IEEE C57.140, 2006). Sin embargo, un alto valor de tensión de ruptura dieléctrica, necesariamente no indica la ausencia de contaminantes, pero puede ser indicio de concentraciones no tan grandes de estos agentes³⁴.

2.2.8 Color

El aceite aislante debe tener un color claro y ser ópticamente transparente para permitir la inspección visual del aparato ensamblado dentro del tanque del equipo.

³² IEEE.C57.106, IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment, vol. 2015, no. June. 2015.

³³ J. P. Lata, R. D. Medina, W. P. Borja, and D. X. Morales, "Transformer common test description for condition management," 2016 IEEE Int. Conf. Autom. ICA-ACCA 2016.

³⁴ A. F. Cerón, D. F. Echeverry, G. Aponte, and A. A. Romero, "Índice de salud para transformadores de potencia inmersos en aceite mineral con voltajes entre 69kV y 230kV usando lógica difusa," Inf. Tecnol., vol. 26, no. 2, pp. 107–116, 2015.

Cualquier cambio en el color de un aceite a lo largo del tiempo es una indicación de deterioro o contaminación del aceite³⁵.

El color se usa para indicar el cambio relativo en el líquido aislante durante el uso y se expresa mediante un valor numérico o una descripción de color basada en la comparación con una serie de patrones de color. No debe haber una correlación directa entre un cambio en el color del líquido aislante y un problema específico dentro del equipo. Los cambios normalmente ocurren durante largos períodos de tiempo. Un número en rápido aumento debería ser indicativo de un cambio dramático en las condiciones de funcionamiento y generalmente precede a otras indicaciones de un problema³⁶.

La interpretación del color para el aceite mineral aislante se da en la Tabla 1

Tabla 1: Condición Relativa del Aceite Mineral Basada en el Color

Número Comparador de Color	Color ASTM	Condición Aceite Mineral
0.0 A 0.5	Claro	Nuevo
0.5 A 1.0	Amarillo Pálido	Bueno
1.0 A 2.5	Amarillo	Servicio Envejecido
2.5 A 4.0	Amarillo Brillante	Marginal
4.0 A 5.5	Ámbar	Malo
5.5 A 7.0	Marrón	Severo
7.0 A 8.5	Marrón Oscuro	Extremo

Fuente: Elaboración Propia

³⁵ IEEE.C57.106, IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment, vol. 2015, No. June. 2015.

³⁶ I. S. C57.152-2013, IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers , Regulators , and Reactors, vol. 2013. 2013.

2.3 PRUEBAS ELÉCTRICAS

El análisis conjunto de la evaluación de las condiciones del estado de aislamiento de un transformador, y las pruebas realizadas al aceite; permiten conseguir un conocimiento correcto del estado interno del transformador.

Durante la puesta en servicio y funcionamiento, es esencial que el transformador de potencia esté en buenas condiciones. Sobre éste, se pueden presentar diversas influencias que pueden afectar la vida útil prevista a lo largo del ciclo de vida. Es por tal razón, que las pruebas de diagnóstico y monitoreo ayudan a determinar el estado del activo y a elegir las medidas correctivas que pueden ser aplicadas para garantizar un funcionamiento confiable que ayude a extender o prolongar la vida del transformador.

2.3.1 Relación de transformación

Esta prueba también es conocida como TTR. Mide la relación de espiras que existe entre el devanado primario y secundario; es decir, verifica que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del tap de un transformador están dentro de la tolerancia de medición.

Esta prueba se utiliza principalmente para identificar espiras cortocircuitadas, circuitos abiertos y conexiones incorrectas

Existen 3 métodos de prueba para la determinación de la relación de transformación:

- El método del voltímetro.
- El método de comparación.

- El método del puente.

La presente especificación está referida al método del puente para conocer la relación ya que es el método más preciso de los 3 y no se requiere de un segundo transformador de condiciones idénticas al de prueba, por lo que esta prueba se aplica fácilmente en el campo.

Procedimiento: La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap's) para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación 0% de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de estos transformadores se deberá determinar para todos los tap's y para todo el devanado.

2.3.2 Resistencia de devanados

Las mediciones de resistencia se tomarán en todas las fases de cada devanado primario y secundario en la conexión de derivación nominal. Si se va a realizar un ensayo de aumento de temperatura, también se tomarán mediciones de resistencia al frío en todas las fases de cada devanado primario y secundario en la combinación de conexiones y grifos que se utilizarán para la prueba de aumento de temperatura³⁷.

³⁷ I. S. IEEE.C57.12.91, IEEE Standard Test Code for Dry-Type Distribution and Power Transformers, vol. 2011, No. February. 2012.

Para la resistencia de cada devanado, se registrarán los terminales entre los que se mide y la temperatura de los devanados. Se utilizará corriente continua para la medición.

En todas las mediciones de resistencia, se debe tener cuidado de que los efectos de autoinducción se minimicen.

Antes de la medición, la temperatura del medio de enfriamiento externo no deberá haber cambiado más de 3°C durante al menos 3 h y todas las temperaturas de bobinado del transformador³⁸.

La resistencia del devanado y la temperatura del devanado se medirán al mismo tiempo. La temperatura del devanado se medirá mediante sensores colocados en posiciones representativas, preferentemente dentro del conjunto de devanados, por ejemplo, en un conducto entre los devanados de alto y bajo voltaje

Para transformadores de tipo inmersos en aceite; se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

Después de que el transformador haya estado bajo líquido sin excitación durante al menos 3 horas, se determinará la temperatura media del líquido y se considerará que la temperatura del devanado es la misma que la temperatura media del líquido. La temperatura media del líquido se toma como la media de las temperaturas del líquido superior e inferior³⁹.

Al medir la resistencia en frío para la determinación del aumento de la temperatura, se hará un esfuerzo especial para determinar con precisión la

³⁸ IEC 60076-1, International Standard. 2011.

³⁹ I. S. IEEE.C57.12.91, IEEE Standard Test Code for Dry-Type Distribution and Power Transformers, vol. 2011, no. February. 2012.

temperatura media del devanado. Por lo tanto, la diferencia de temperatura entre el líquido superior e inferior no debe exceder de 5 K. Para obtener este resultado más rápidamente, el líquido puede circular por una bomba⁴⁰.

Finalmente, esta prueba permite detectar arrollamientos abiertos o vueltas cortocircuitadas, al igual que la presencia de fallas incipientes al interior del transformador.

Esta prueba es justificada cuando se presenta alguna de las siguientes situaciones; vibraciones, cortocircuito o corrosión (debilitamiento de la conexión del devanado)

2.3.3 Factor de potencia

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

Entre los factores que afectan la prueba y tienden a aumentar el valor de factor de potencia de los aislamientos de una manera notable son: la suciedad, la humedad relativa, la temperatura y la inducción electromagnética

La prueba consiste en aplicar un potencial determinado al aislamiento que se desea probar, medir la potencia en Watts que se disipa a través de él y medir la carga de este en Volts - Amperes. El Factor de Potencia se calcula dividiendo los Watts entre los Volts - Amperes y el resultado se multiplica por 100

⁴⁰ IEC 60076-1, International Standard. 2011.

Mediante la aplicación de esta prueba se busca detectar cambios en la característica del aislamiento, producidos por envejecimiento y contaminación de este, como resultado del tiempo y condiciones de operación del equipo y los producidos por el efecto corona

2.3.4 Resistencia de aislamiento

Esta prueba se realiza para determinar la resistencia de aislamiento de bobinados individuales a tierra o entre arrollamientos individuales. La prueba comúnmente se mide en megaohmios o se pueden calcular a partir de mediciones del voltaje aplicado y la corriente de fuga.

La prueba permite tener una idea rápida y confiable de las condiciones del aislamiento del transformador; al poder determinar si existe un camino de baja resistencia en el aislamiento. Con la prueba resulta muy valioso conocer e identificar la tendencia que toman los datos con el paso del tiempo

Nota 1: Cuando la resistencia de aislamiento cae por debajo de los valores prescritos, puede ajustarse al estándar requerido mediante la limpieza y el secado del equipo. Por lo tanto, la resistencia de aislamiento puede ser útil para indicar si el equipo está en condiciones adecuadas para la aplicación de prueba dieléctrica⁴¹.

Nota 2: Los valores de significancia de las pruebas de resistencia al aislamiento generalmente requieren alguna interpretación, dependiendo del diseño y la sequedad y limpieza del aislamiento involucrado. Cuando un comprador decide realizar pruebas de resistencia de aislamiento, se recomienda que los valores de resistencia de aislamiento se midan periódicamente (durante el apagado de

⁴¹ H. Ri, IEEE Std C57.12.90-2010 Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. 2010.

mantenimiento) y se tracen. Se deben investigar las variaciones sustanciales en los valores de resistencia de aislamiento trazados para determinar la causa⁴².

Nota 3: las resistencias de aislamiento pueden variar con la tensión aplicada, y cualquier comparación debe hacerse con mediciones con la misma tensión.

Nota 4: En ninguna circunstancia se deben realizar pruebas mientras el transformador está en vacío.

El procedimiento de medición descrito en la Norma indica que las pruebas de resistencia de aislamiento deben realizarse con todos los circuitos de igual tensión sobre la tierra conectados entre sí.

Los circuitos o grupos de circuitos de diferentes tensiones sobre el suelo deben probarse por separado.

Los ejemplos de procedimientos incluyen lo siguiente:

- a) Alto voltaje a bajo voltaje y tierra, bajo voltaje a alto voltaje y tierra.
- b) El voltaje debe aumentarse en incrementos, típicamente de 1 kV a 5 kV, y mantenerse durante 1 minuto mientras se lee la corriente.
- c) La prueba debe discontinuarse inmediatamente si la corriente comienza a aumentar sin estabilizarse.
- d) Una vez completada la prueba, todos los terminales deben estar conectados a tierra durante el tiempo suficiente para permitir que las cargas atrapadas disminuyan a un valor insignificante⁴³.

⁴² H. Ri, IEEE Std C57.12.90-2010 Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. 2010.

Algunas ocasiones es necesario complementar esta prueba de resistencia de aislamiento, con la prueba de índice de polarización y la prueba de índice de absorción; lo que conlleva a incrementar la exactitud del estado de la prueba.

2.4 METODOLOGÍAS DE CÁLCULO DEL ÍNDICE DE SALUD

Se presenta a continuación, algunas de las metodologías que se encontraron en la revisión bibliográfica, enfocadas en determinar la condición o índice de salud del transformador de potencia.

2.4.1 Metodología de ANDRÉS F. CERÓN, Diego F. Echeverry y Guillermo Aponte

La metodología presenta una revisión detallada de los límites de aceptación existentes según la normatividad vigente, para las siguientes variables de entrada:

- Contenido de humedad
- Acidez
- Rigidez dieléctrica
- Factor de disipación del aceite
- Contenido total de gases disueltos
- Contenido de furanos

Mediante lógica difusa, se desarrollan funciones de membresía; es decir, se establecen funciones que representan el grado de pertenencia de un elemento a un subconjunto definido previamente por una etiqueta; posteriormente, se

⁴³ H. Ri, IEEE Std C57.12.90-2010 Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. 2010.

relacionan los valores de entrada con el valor de salida, lo que representa el índice de salud del transformador por medio de 80 reglas de inferencia; que definen el conjunto de proposiciones que moldean el problema que se quiere resolver.

Las reglas de inferencia están basadas en expresiones no numéricas (lingüísticas), por lo que no se necesita un peso para cada prueba de diagnóstico; lo que, si se requiere en el diseño de las reglas, es identificar la criticidad de cada prueba y su relación con la condición del transformador.

En la aplicación de lógica difusa, se deben primero fusificar las entradas, lo que se traduce en convertir límites de aceptación numéricos en funciones lingüísticas, definidas a través de funciones de membresía o grados de pertenencia. Para cada prueba de diagnóstico, se deben identificar funciones de membresía, que se cruzan entre sí, por lo que no se necesitan límites de aceptación exactos.

Finalmente, el índice de salud se obtiene de la combinación de la información resultante de las pruebas de diagnóstico que previamente se han realizado al transformador de potencia. Su objetivo, es proporcionar un único índice cuantitativo que representa su estado general de salud. El resultado de este índice varía desde cero (transformadores en óptimas condiciones) hasta uno para (transformadores deteriorados)⁴⁴.

2.4.2 Metodología H. ZEINODDINI, Meymand y B. Vahidi,

La metodología presenta dos modelos de inteligencia artificial que incluyen una red neuronal artificial y modelos de sistema de inferencia neuro-difusa adaptativa para determinar el índice de salud para los transformadores. Los parámetros

⁴⁴ A. F. Cerón, D. F. Echeverry, G. Aponte, and A. A. Romero, "Índice de salud para transformadores de potencia inmersos en aceite mineral con voltajes entre 69kV y 230kV usando lógica difusa," *Inf. Tecnol.*, vol. 26, no. 2, pp. 107–116, 2015.

técnicos y económicos se utilizan como parámetros de entrada para desarrollar los modelos. Los parámetros técnicos se extraen de las características del aceite y análisis de gas disuelto de diferentes transformadores. Los parámetros económicos se construyen con inversiones de capital del transformador, mantenimiento y costos de operación.

La metodología presenta un enfoque cuantitativo para calcular el índice de salud (HI) de los transformadores, que combina los resultados de varias pruebas químicas y eléctricas, y la información de los costos de operación y mantenimiento de los transformadores

Los métodos ANFIS y ANN se utilizan como herramientas de modelado para calcular el índice de salud en transformador con parámetros técnicos y económicos.

Se proponen 10 parámetros de entrada para los modelos ANN y ANFIS, y un parámetro de salida que corresponde al índice de salud; estos son:

- Tensión de ruptura (BDV)
- Factor de disipación
- Acidez
- Tensión interfacial (IFT)
- Contenido de Agua
- Porcentaje de Agua en el papel
- Furanos
- Factor DGA (DGAF).
- Porcentaje de vida económica (parámetro económico)
- Factor de aceleración de envejecimiento (parámetro económico)

Para aplicar las técnicas del modelo, se emplea para el caso de la ANN una red neuronal de retroalimentación de tres capas (una capa oculta); y para el caso de

ANFIS una red adaptativa, que consiste en una serie de nodos conectados a través de enlaces direccionales, que utiliza algoritmos de aprendizaje de red neuronal y razonamiento difuso para asignar entradas a una salida; la que resulta ser una herramienta sólida para la predicción y simulación de sistemas complejos no lineales.

En cuanto a los parámetros económicos; la vida económica se calcula mediante el análisis del costo del ciclo de vida de adquisición, propiedad y disposición del transformador.

Finalmente, se asignan cinco categorías como valores cuantitativos para determinar el estado general de salud de cada transformador; dentro de los cuales, estar en un valor en la escala de 0 significa que el transformador se encuentra completamente degradado, y si la valoración es 1, significa que condición es muy buena⁴⁵.

2.4.3 Metodología W. ZUO, H. Yuan, Y. Shang, Y. Liu, y T. Chen

Se plantea la obtención de un índice de salud del transformador, con los siguientes datos de entrada:

- Contenido de agua en el aceite
- Acidez total del aceite
- Análisis de Gases Disueltos DGA
- Factor de disipación
- Contenido de 2-furfuraldehído
- Voltaje de ruptura del aceite- BDV

⁴⁵ H. Zeinoddini-Meymand and B. Vahidi, "Health index calculation for power transformers using technical and economical parameters," IET Science, Measurement & Technology, vol. 10, no. 7. pp. 823–830, 2016.

La metodología propuesta calcula mediante regresión logística binaria, el mejor modelo de ajuste para describir la relación entre el índice de salud del transformador y el conjunto de variables independientes como voltaje de ruptura del aceite, acidez total del aceite, contenido de 2-furfuraldehído y análisis de gases disueltos, para determinar el estado de salud del transformador.

Cada muestra puede estar en una de las dos clases: clase 0 (saludable) y clase 1 (no saludable). Donde, "saludable" significa que el transformador acaba de ponerse en funcionamiento y "no saludable" significa que el transformador está en un estado extremadamente pobre y es necesario reemplazarlo. La regla basada en regresión logística binaria se usa para determinar la probabilidad de que una muestra pertenezca a una de las dos clases⁴⁶.

2.4.4 Metodología F. O. FERNÁNDEZ, A. Ortiz, F. Delgado, I. Fernández, A. Santisteban, y A. Cavallini.

En la metodología, la temperatura del punto caliente se determina mediante un software basado en el método de elementos finitos, en el que es necesario definir la geometría del devanado, un modelo fluido-térmico que considere un transformador bajo carga y las características de los materiales que componen el devanado.

Posteriormente, la fuente de calor se modifica, es decir, el nivel de corriente a través de los conductores del devanado. Por lo tanto, se calcula el calor producido cuando circulan diferentes corrientes en los devanados. Estos valores están en un rango desde la carga óptima hasta la carga completa.

⁴⁶ A. Azmi, J. Jasni, N. Azis, and M. Z. A. A. Kadir, "Evolution of transformer health index in the form of mathematical equation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, no. January, pp. 687–700, 2017.

Como resultado del paso anterior, se obtiene una ecuación que relaciona el índice de carga con la temperatura del punto caliente. Por lo tanto, la velocidad de envejecimiento del sistema de aislamiento puede estar relacionada con el índice de carga al que opera el transformador. El factor de carga corresponderá a cualquier valor de la corriente demandada y serviría para obtener el coeficiente de envejecimiento, definido por el índice básico de salud.

La metodología incorpora la distribución de la temperatura a lo largo de los devanados dependiendo de la carga, lo que proporciona una medida más precisa del estado de un transformador.

Se establece un índice básico de salud que consta de cuatro subíndices, tres de ellos analizan aspectos como el papel, los gases disueltos y la calidad del aceite, y el cuarto evalúa el envejecimiento del transformador. La metodología propone un cálculo alternativo para los subíndices considerando la condición del papel y el envejecimiento del transformador. *El subíndice que evalúa el estado del papel aislante consta de dos factores, el primero de los cuales tiene en cuenta el contenido de gases compuestos de carbono-oxígeno y el segundo considera el contenido de 2-furaldehído disuelto en aceite. Los pesos asignados a ambos factores son 30% y 70%, respectivamente. El subíndice que evalúa el envejecimiento del transformador aumenta con el tiempo de operación siguiendo una función exponencia⁴⁷.*

2.4.5 Metodología R. J. HEYWOOD y T. Mcgrail

La metodología determina una condición relativa para los transformadores de potencia, al agrupar en evaluaciones lógicas los modos de falla de un activo o un

⁴⁷ A. F. Cerón, I. F. Orduña, G. Aponte, and A. A. Romero, "Panorama de la gestión de activos para transformadores de potencia," *Inf. Tecnol.*, vol. 26, no. 3, pp. 99–110, 2015.

subsistema de activos; en el que los modos de falla se asocian con el aislamiento del devanado, los bujes y el rendimiento térmico.

Se utilizan escalas logarítmicas, donde los puntajes permisibles son, 1-3-10-30-100, logrando que los parámetros cuya información inicial de fallas es muy poca, se destaquen tanto de manera individual, como al ser combinada con otros parámetros.

A las fuentes de datos individuales se les puede dar una puntuación en una escala de 1 a 10, o una escala logarítmica de 1 a 100, y combinarse para obtener una puntuación general para un modo de falla. Los modos de falla se pueden calificar y combinar de manera similar para dar una evaluación. Las evaluaciones lógicas se combinan para proporcionar un puntaje general de la salud de los activos⁴⁸.

2.4.6 Metodología ASHKEZARI, Atefeh Dehghani, Ma, Hui, Saha, Tapan, Ekanayake, Chandima)

Es un algoritmo inteligente que adopta un enfoque de máquina de vector de soporte difuso (FSVM), para construir un modelo estadístico; cuya base de datos es la obtenida por los resultados de las pruebas de aceite realizadas al transformador.

Primero se describe el procedimiento de construcción del conjunto de datos de entrenamiento para la FSVM; lo que logra mediante el cálculo de cuatro diferentes índices de salud usando relaciones lineales. Estos índices se calculan con los resultados de las pruebas de diagnóstico realizadas al transformador, conocimiento experto y un algoritmo difuso.

⁴⁸ R. J. Heywood and T. Mcgrail, "Generating Asset Health Indices Which Are Useful and Auditable," *Doble PowerTest Ltd, pp. 1–6, 2016.

Dado que se presentan errores de medición por influencia ambiental, lo que da origen a discrepancias entre los conjuntos de índices de salud; se hace necesario aplicar la técnica de máquina de vector de soporte SVM, cuya tarea es construir un hiperplano (modelo) para separar las muestras en diferentes categorías.

Como se presenta un problema de desequilibrio de clase que conduce a una clasificación sesgada de la información; la metodología implementa tres métodos de preprocesamiento de datos: sobremuestreo que cambia la distribución de las muestras, submuestreo que modifica la distribución de la muestra al eliminar algunas muestras, y técnica de sobremuestreo de minorías sintéticas (SMOTE) que guarda todas las muestras originales y genera muestras sintéticas.

Finalmente, con la aplicabilidad de los algoritmos inteligentes basados en los enfoques SVM y FSVM, se tiene mayor precisión al momento de determinar el índice de salud del transformador⁴⁹.

2.4.7 Metodología A. JAHROMI, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan

La metodología requiere evaluar el grado relativo de importancia de 24 componentes de condición para determinar la salud del transformador; entre los cuales se encuentra:

- Análisis de gases disueltos
- Calidad del aceite
- Furanos
- Factor de Potencia
- Cambiador de taps

⁴⁹ A. D. Ashkezari, H. Ma, T. Saha, and C. Ekanayake, "Application of fuzzy support vector machine for determining the health index of the insulation system of in-service power transformers," IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 20, no. 3, pp. 965–973, 2013.

- Historial de carga
- Datos de mantenimiento

Se usa un sistema cuantificado de puntuación para representar apropiadamente la salud del transformador; en el cual las evaluaciones o puntajes están en un rango definido de "salud perfecta" a "condición muy pobre"; y en el que además a cada parámetro o factor de condición se asigna un rango de importancia.

Para cada componente, el cálculo de índice de salud (HI) implica dividir su puntaje de condición total por su puntaje de condición máxima.

El transformador se clasifica según un conjunto de criterios para cada parámetro de condición. La clasificación (A, B, C, D, E) se convierte a un factor entre 4 y 0, respectivamente, denominado factor de índice de salud-HIF.

Finalmente, el IH cuantifica la condición del equipo en función de numerosos criterios de condición que están relacionados con los factores de degradación a largo plazo que acumulativamente conducen al fin de la vida del activo⁵⁰.

2.4.8 Metodología J. HAEMA y R. Phadungthin

Para determinar la salud del transformador, la metodología utiliza 21 pruebas que se clasifican en tres tipos: pruebas eléctricas, de inspección visual y de aislamiento del aceite.

Se procede a analizar de manera individual cada prueba y se calcula el respectivo factor de índice de salud para cada una. Dentro de esta etapa se asigna

⁵⁰ A. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan, "An approach to power transformer asset management using health index," IEEE Electr. Insul. Mag., vol. Vol.25, no. No.2, p. 2, 2009.

previamente un valor K a cada parámetro, el cual representa su importancia dentro de la evaluación general del transformador.

El resultado final del índice de salud se obtiene de la sumatoria de los factores de índices de salud individual de las 21 pruebas; se asigna una ponderación del 60% para aquellas pruebas que representan en conjunto al transformador y un 40% para aquellas pruebas asociadas al intercambiador de taps.

Finalmente se obtiene una condición de índice de salud evaluada entre valores de 0 y 100 por ciento; en la que valores de 0-30 significa muy mala condición y debe evaluarse de manera inmediata el riesgo; y para valores entre 86–100 por ciento significa buena condición, es decir, el equipo está dentro de un mantenimiento normal[2] .

2.4.9 Metodología J. C. Gonzales y E. E. Mombello

La metodología combina técnicas de verificación de la integridad del sistema de aislamiento aceite y papel por medio de DGA, con técnicas de verificación de la condición para los devanados y el núcleo del transformador a través de FRA y otros ensayos electromagnéticos.

Inicialmente se evalúa el diagnóstico por DGA, donde los rangos de valoración de fallas están definidos según relación de gases claves y se definen tres tipos de fallas; seguidamente se evalúa el diagnóstico por FRA utilizando el indicador matemático de Desviación Efectiva -DE, clasificando también tres tipos de fallas en función del grado de severidad en las distintas regiones de frecuencia.

Debido a que se presenta un cierto grado de incertidumbre en la clasificación inicial de las fallas; es necesario evaluar la adecuada severidad de la falla,

unificando los resultados parciales de las técnicas DGA y FRA mediante el empleo de conjuntos difusos que utilizan funciones de membrecía Demi Cauchi.

Finalmente la condición del transformador se establece a través de un criterio general unificado mediante un indicador global; en el que debe elegirse el máximo valor de los diagnósticos parciales DGA y FRA⁵¹.

2.4.10 Metodología J.Haema

Estima la condición general del transformador al realizar pruebas a 21 parámetros. Estos parámetros están divididos en tres bloques: pruebas eléctricas, pruebas al aceite aislante e inspección visual.

La evaluación de la condición del transformador es obtenida del análisis de las 21 pruebas realizadas a cada parámetro; a los cuales se les asigna un factor de puntuación y ponderación, conocido como HIF.

El índice de salud será calculado como la sumatoria del sesenta por ciento de los factores de condición asociados al transformador, más la sumatoria del cuarenta por ciento de los factores asociados al intercambiador de taps⁵².

⁵¹ J. G. Arispe and E. Mombello, "Power Transformer Condition Assessment Using DGA and FRA," IEEE Latin America Transactions, vol. 14, no. 11. pp. 4527–4533, 2016.

⁵² J. Haema, "Development of Condition Evaluation for Power Transformer Maintenance," no. May, pp. 620–623, 2013.

2.4.11 Metodología Kittanut Taengko

La metodología calcula una matriz de índice de salud para la evaluación del riesgo del transformador de potencia.

Se estima el cálculo separando en dos grandes grupos los factores que se asocian a la condición del equipo, a saber, los factores referentes a la historia, como la edad y el historial de carga; y los factores referentes a la condición, como el contenido de agua, DGA y resistencia de aislamiento entre otros.

El valor del índice de salud se calcula asignando diferentes ponderaciones a los parámetros antes de combinarlos. Cuando se han determinado los puntajes para todos los factores de riesgo, el puntaje de la historia ponderada y los puntajes de condición ponderada se calculan por separado.

2.5 RELACIÓN DE METODOLOGÍAS

A continuación, se lista para cada una de las metodologías; los parámetros de entrada en la Tabla 2 y en la **Tabla 3** (Páginas siguientes) el proceso matemático considerado en cada cálculo.

Tabla 2: Relación de Metodologías acorde a parámetros de entrada

METODOLOGÍA /PARÁMETROS DE ENTRADA	DGA Total	FRA	DGA Factor	Pruebas Aceite	Pruebas Eléctricas	Furanos	Inspección Visual	Humedad	Acidez	Rigidez Dieléctrica	Factor Disipación	Grado de Polimerización	Tensión interfacial (IFT)	Porcentaje de Agua en el papel	Porcentaje de vida económica	Factor de aceleración de envejecimiento
Metodología ANDRÉS F. CERÓN, Diego F. Echeverry y Guillermo Aponte	X	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	-	-	-	-	-
Metodología H. ZEINODDINI, Meyman d y B. Vahidi	-	-	X	-	-	X	-	X	X	X	X	-	X	X	X	X
Metodología W. ZUO, H. Yuan, Y. Shang, Y. Liu, y T. Chen	X	-	-	-	-	X	-	X	X	X	X	-	-	-	-	-
Metodología F. O. FERNÁNDEZ, A. Ortiz, F. Delgado, I. Fernández, A. Santisteban, y A. Cavallini	X	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Metodología R. J. HEYWOOD y T. Mcgrail	-	-	-	-	X	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Metodología ASHKEZARI, Atefeh Dehghani, Ma, Hui, Saha, Tapan, Ekanayake, Chandima)	X	-	-	-	-	X	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-
Metodología A. JAHROMI, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan	X	-	-	X	-	X	-	-	-	-	X	-	-	-	-	-
Metodología J. HAEMA y R. Phadungthin	-	-	-	X	X	-	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Metodología J. C. Gonzales y E. E. Mombello	X	X	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Fuente. Elaboración propia

Tabla 3: Relación de Metodologías según proceso matemático

METODOLOGÍA /PROCESO MATEMÁTICO	Lógica Difusa	Red Neuronal Artificial	Regresión Logística Binaria	Elementos Finitos	Evaluación Lógica	Máquina de Vector de Soporte Difuso	Relación Lineal
Metodología ANDRÉS F. CERÓN, Diego F. Echeverry y Guillermo Aponte	X	-	-	-	-	-	-
Metodología H. ZEINODDINI, Meymand y B. Vahidi	-	X	-	-	-	-	-
Metodología W. ZUO, H. Yuan, Y. Shang, Y. Liu, y T. Chen	-	-	X	-	-	-	-
Metodología F. O. FERNÁNDEZ, A. Ortiz, F. Delgado, I. Fernández, A. Santisteban, y A. Cavallini	-	-	-	X	-	-	-
Metodología R. J. HEYWOOD y T. Mcgrail	-	-	-	-	X	-	-
Metodología ASHKEZARI, Atefeh Dehghani, Ma, Hui, Saha, Tapan, Ekanayake, Chandima)	-	-	-	-	-	X	-
Metodología A. JAHROMI, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan	-	-	-	-	-	-	X
Metodología J. HAEMA y R. Phadungthin	-	-	-	-	-	-	X
Metodología J. C. Gonzales y E. E. Mombello	X	-	-	-	-	-	-

Fuente. Elaboración propia

2.6 METODOLOGÍA A IMPLEMENTAR

2.6.1 Selección de la Metodología

Dentro de la revisión de las diferentes metodologías existentes para determinar el Índice de salud del transformador, se hace necesario revisar qué pruebas o parámetros de entrada tiene o ejecuta la compañía. Esto es muy importante, porque puede suceder que la empresa cuente con todos o algunos parámetros de entrada requeridos en la metodología.

Para tal fin, la Tabla 4 relaciona las pruebas o parámetros que la empresa tiene en su paquete de información.

Tabla 4: Relación de pruebas ejecutadas por la empresa para la aplicación de las metodologías.

METODOLOGÍA /PARÁMETROS DE ENTRADA	DGA Total	FRA	DGA Factor	Pruebas Aceite	Pruebas Eléctricas	Furanos	Inspección Visual	Humedad	Acidez	Rigidez Dieléctrica	Factor Disipación	Grado de Polimerización	Tensión interfacial (IFT)	Porcentaje de Agua en el papel	Porcentaje de vida económica	Factor de aceleración de envejecimiento
Metodología ANDRÉS F. CERÓN, Diego F. Echeverry y Guillermo Aponte	SI	NO	SI*	NO	NO	NO	NO	SI	SI	SI	SI	NO	NO	NO	NO	NO
Metodología H. ZEINODDINI, Meymand y B. Vahidi	NO	NO	SI*	NO	NO	NO	NO	SI	SI	SI	SI	NO	SI	NO	NO	NO
Metodología W. ZUO, H. Yuan, Y. Shang, Y. Liu, y T. Chen	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	SI	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO
Metodología F. O. FERNÁNDEZ, A. Ortiz, F. Delgado, I. Fernández, A. Santisteban, y A. Cavallini	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Metodología R. J. HEYWOOD y T. Mcgrail	NO	NO	NO	NO	SI**	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Metodología ASHKEZARI, Atefeh Dehghani, Ma, Hui, Saha, Tapan, Ekanayake, Chandima)	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Metodología A. JAHROMI, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan	SI	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO
Metodología J. HAEMA y R. Phadunghin	NO	NO	NO	SI	SI**	NO	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
Metodología J. C. Gonzales y E. E. Mombello	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Fuente: Elaboración Propia

- * Parámetro que puede calcularse con la información de DGA
- ** Parámetro del cual se tiene información incompleta, por equipo y por año de ejecución.

Dado que, dentro del paquete de información suministrado por la empresa, las pruebas eléctricas están incompletas, estas no se toman como un criterio de selección de la metodología.

Por lo tanto, se descartan las siguientes metodologías:

- Metodología R. J. HEYWOOD y T. Mcgrail
- Metodología J. HAEMA y R. Phadungthin

Se listan a continuación, aquellas metodologías que consideran menos de cuatro parámetros de entrada; lo cual no es representativo como criterio de selección porque al momento de analizar sus resultados, quedan limitadas para evaluar la condición del transformador.

- Metodología W. ZUO, H. Yuan, Y. Shang, Y. Liu, y T. Chen
- Metodología F. O. FERNÁNDEZ, A. Ortiz, F. Delgado, I.
- Metodología ASHKEZARI, Atefeh Dehghani, Ma, Hui, Saha, Tapan, Ekanayake, Chandima)
- Metodología A. JAHROMI, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan
- Metodología J. C. Gonzales y E. E. Mombello

Asociado a las metodologías descartadas, no se descartan los siguientes procesos matemáticos:

- Regresión Logística Binaria
- Elementos Finitos
- Evaluación Lógica
- Máquina de Vector de Soporte Difuso
- Relación Lineal

Continuando con la selección, se presentan en la Tabla 5 las ventajas y desventajas de los procesos matemáticos restantes.

Tabla 5: Relación de ventajas y desventajas de los procesos matemáticos faltantes

Proceso Matemático Empleado	Ventajas	Desventajas
Lógica Difusa	* Simplifica la adquisición y representación del conocimiento en unas pocas reglas que abarcan gran cantidad de complejidades. * Maneja sencillez para desarrollar aplicaciones (sin utilizar complejos modelos matemáticos), gracias a las reglas de inferencia. * Capacidad de manejar información que contiene gran incertidumbre. * Es capaz de funcionar similar al comportamiento humano. * No se requiere conocer el modelo matemático que rige su funcionamiento. * No depende de ecuaciones matemáticas complejas o extensas [3].	* Considera dependencia en la experiencia de un experto, para desarrollar adecuadamente las reglas de inferencia.
Red Neuronal Artificial	* Habilidad de proporcionar varios datos como entrada, al tiempo que se le puede indicar cuál es la salida o respuesta esperada. * Maneja auto organización; es decir, crea su propia representación de la información. * Almacena información de forma redundante (puede seguir respondiendo de manera aceptable aun si se daña parcialmente) * La estructura de una RNA es paralela, por lo cual, si esto es implementado con computadoras o en dispositivos electrónicos especiales, se pueden obtener respuestas en tiempo real	* Complejidad de aprendizaje para grandes tareas. * Tiempo de aprendizaje elevado. Esto depende de dos factores: primero si se incrementa la cantidad de patrones a identificar o clasificar y segundo si se requiere mayor flexibilidad o capacidad de adaptación de la red neuronal para reconocer patrones que sean sumamente parecidos, se deberá invertir más tiempo en lograr que la red converja a valores de pesos que representen lo que se quiera enseñar. * No permite interpretar lo que se ha aprendido, la red por si sola proporciona una salida, un número, que no puede ser interpretado por ella misma; sino que se requiere de la intervención del programador y de la aplicación en si para encontrar un significado a la salida proporcionada. * Elevada cantidad de datos para el entrenamiento, cuanto más flexible se requiera que sea la red neuronal, más información tendrá que enseñarle para que realice de forma adecuada la identificación.

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, se escoge la metodología correspondiente al Índice de Salud para Transformadores de Potencia Inmersos en Aceite Mineral con Voltajes hasta 230kV Usando Lógica Difusa.

2.6.2 Corrida de Casos para Variable Furanos

A continuación, se detallan algunos casos de estudio basados en investigaciones previas, sobre los cuales el valor de la variable furanos se ha tomado como valor asumido. Dado que, como ya se había mencionado en otro aparte del documento; la empresa no cuenta con información para la variable furanos; por lo tanto, se presenta a continuación un estudio de casos, en los que se asume un valor para este parámetro para niveles de tensión <69kV y niveles de tensión entre 69kV y 230kV. Estos valores son tomados de recomendaciones hechas por investigadores que encontraron que dicho valor ha sido tomado como un rango “aceptable” para ayudar a determinar la condición real de los equipos.

Debe tenerse presente que la metodología escogida para el análisis del factor de condición DGAF se aplica a todos los transformadores sin precisar niveles de tensión; lo que se traduce en que las funciones de membresía definidas se aplican a todos los transformadores por igual.

1. Caso 1: Se recomienda asumir como condición aceptable, el valor de 0.465 ppm de contenido de 2-FAL para transformadores con tensión nominal menor a 69kV; y un valor de 0.235 ppm de contenido de 2-FAL para transformadores con tensión nominal entre 69kV y 230kV.

Se toman valores aleatorios para los parámetros de humedad, acidez, rigidez dieléctrica, DGAF y factor de disipación. Para los furanos se toman los valores asumidos y se procede a calcular el HI obteniendo los siguientes resultados.

Tabla 6. Resultados Caso 1- Valor de Furanos Asumido

	HUMEDAD	ACIDEZ	RIGIDEZ DIELECTRICA	FP	DGAF	FURANOS VALOR ASUMIDO	HI	CONDICIÓN	CONCLUSIÓN DE SENSIBILIDAD
CASO 1 CON 69KV	3.7	0.15	11.9	0.542	2.5	0.465	0.525	Aceptable	Se registran valores aceptables y buenos para los parámetros; aun así, se conserva la condición de aceptable dado por furanos.
	3.7	0.15	11.9	0.542	0.674	0.465	0.3	Buena	Con DGAF muy bueno, aun siendo furanos aceptables; la condición es ahora buena
	48	0.27	28.3	0.53	1.59	0.465	0.525	Aceptable	Con algunos valores fuera de rango se obtiene una condición es aceptable
	44.6	0.231	24.9	1.3	4.85	0.465	0.775	Mala	Aun siendo furanos aceptables, la salida hi es mala, al cambiar valores en los demás parámetros.
CASO 1 ENTRE 69KV Y 230KV	15	0.09	5.87	0.177	0.457	0.235	0.3	Buena	A pesar de tener valores buenos y aceptables en otros parámetros, la condición hi es buena. No se conserva la condición aceptable de los furanos
	2.83	0.0352	9.26	0.286	2.76	0.235	0.525	Aceptable	Se tienen valores aceptables y se obtiene un hi con una condición aceptable
	48.9	0.275	17.9	0.286	4.28	0.235	0.775	Mala	La condición final de hi no permanece aceptable, cambia a mala al tener valores fuera de rango para parámetros diferentes a furanos.
	4.13	0.207	22.3	0.663	3.37	0.235	0.525	Aceptable	La condición es aceptable al modificar el valor de algunos parámetros.

Fuente: Elaboración Propia

2. Caso 2: Se recomienda asumir como condición regular, el valor de 2 ppm de contenido de 2-FAL para transformadores con tensión nominal menor a

69kV y de 1.8 ppm de contenido de 2-FAL para transformadores con tensión nominal entre 69kV y 230kV.

Se hacen los cálculos con valores aleatorios, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 7. Resultados Caso 2- Valor de Furanos Asumido

	HUMEDAD	ACIDEZ	RIGIDEZ DIELECTRICA	FP	DGAF	FURANOS	VALOR HI	CONDICIÓN	CONCLUSIÓN DE SENSIBILIDAD
CASO 2 CON 69KV	10.7	0.09	4.57	0.383	1.46	2	0.525	Aceptable	Con valores entre del rango bueno se tiene un hi en condición aceptable
	18.5	0.158	4.57	0.0384	2.46	2	0.615	Aceptable	La condición es aceptable a pesar de tener valores dentro del rango
	47.6	0.158	4.57	0.0384	2.2	2	0.562	Aceptable	Solo se cambian los valores de humedad y DGAF y la condición es aceptable
	38.5	0.3	0	25.2	4.93	2	0.775	Mala	Algunos valores están fuera de rango y la condición es mala
CASO 2 ENTRE 69KV Y 230KV	0	0.15	57.1	0.5	2.5	1.8	0.625	Aceptable	Aun con valores buenos para los demás parámetros, la condición es aceptable
	2.39	0.0196	9.46	0.0652	0.457	1.8	0.525	Aceptable	Aun con valores buenos para los demás parámetros, la condición es aceptable
	35	0.0352	9.46	0.813	1.5	1.8	0.775	Mala	Alguno valores están fuera de rango y la condición es mala; mas no regular como la definida por furanos
	25.9	0.127	33.6	0.813	1.89	1.8	0.632	Aceptable	Otros parámetros definen la condición del equipo, y no precisamente los furanos.

Fuente: Elaboración Propia

De este análisis, se tienen las siguientes observaciones:

- Los resultados obtenidos en los casos anteriores muestran un análisis de sensibilidad en el que la condición final del equipo, en ocasiones no corresponde a la condición dada para la variable furanos; es decir, la condición del equipo no siempre resulta ser una condición aceptable o regular, aun siendo la variable furanos, uno de los parámetros más fuertes al momento de determinar la condición del equipo.
- Para el caso 1, se observa que, al dar valores en rangos muy buenos o no tan buenos para los parámetros de humedad, rigidez, acidez, factor de potencia y DGAF, y conservar los furanos en un mismo valor (valor aceptable), la condición del equipo puede ser muy buena o mala; lo que indica que no se conserva la condición de aceptable dada por los furanos en el diagnóstico final de equipo.

Lo anterior, permite indicar que la evaluación de la condición del equipo es sensible a los cambios de otros parámetros no tan relevantes y decisivos como los furanos, definidos previamente en las reglas de inferencia y funciones de membresía.

- Puede notarse que la salida del cálculo del HI es mucho más sensible, debido al aporte e importancia de la variable DGAF; al considerar dentro de su estructura el análisis particular del tipo de gas presente en el equipo y no el total de gases disueltos.
- Frente al caso 2, se observa que esta condición, no resulta ser adecuada y apropiada para determinar la condición del equipo, porque aun considerando parámetros de mala y óptima condición; la salida HI para determinar la condición del equipo es generalmente aceptable. Lo que indica que no es un buen criterio de sensibilidad a la hora de evaluar el impacto que tiene la variable furanos en el cálculo de HI.

En conclusión, de todo lo anterior, finalmente se recomienda:

1. Descartar los valores propuestos en el caso 2 donde los furanos adoptan una condición regular.
2. Quedarse con la condición aceptable para la variable furanos, porque esta condición entrega un HI mucho más sensible al combinarse con los demás parámetros.
3. Como en la empresa no se hace la prueba de furanos, se recomiendan los siguientes valores para calcular HI con la metodología propuesta:

Así las cosas, el valor aceptable para aquellos transformadores con tensión nominal menor a 69kV es 0.465 ppm de contenido de 2-FAL.

Para transformadores con tensión nominal entre 69kV y 230kV el valor es 0.235 ppm de contenido de 2-FAL.

De otra parte, y antes de proceder con la descripción de la metodología HI, es importante tener presente las siguientes consideraciones para la variable Rigidez Dieléctrica:

1. Para el cálculo del HI con DGAF que se describirá más adelante, se tomará la condición de (2mm) de la norma ASTM D-1816
2. Los niveles de aceptación, cuyos valores son 40 y 45 usados en la metodología dentro de la lógica difusa para una tensión nominal menor a 69 kV son tomados de las normas IEEE.C57.106.2015, IEEE.C57.152.2013. Los niveles de aceptación, cuyos valores son 41 y 44 son asumidos por no encontrarse otro valor semejante en documentos y normas.

3. Los niveles de aceptación, cuyos valores son 47 y 55 usados en la metodología dentro de la lógica difusa para una tensión nominal entre 69kV y 230kV son tomados de las normas IEEE.C57.106.2015, IEEE.C57.152.2013.

El nivel de aceptación, cuyo valor es 48 es asumido por no encontrarse otro valor semejante en documentos y normas.

2.6.3 Descripción de la metodología a implementar.

La metodología consiste en calcular el índice de salud para transformadores de potencia con tensión nominal menor a 69 kV y tensión nominal entre 69 kV y 230 kV mediante el uso de lógica difusa. El índice varía desde cero (0) hasta uno (1), que equivale a un estado óptimo y un estado deteriorado del aislamiento respectivamente. Esta metodología evalúa la condición tanto del papel como del aceite dieléctrico.

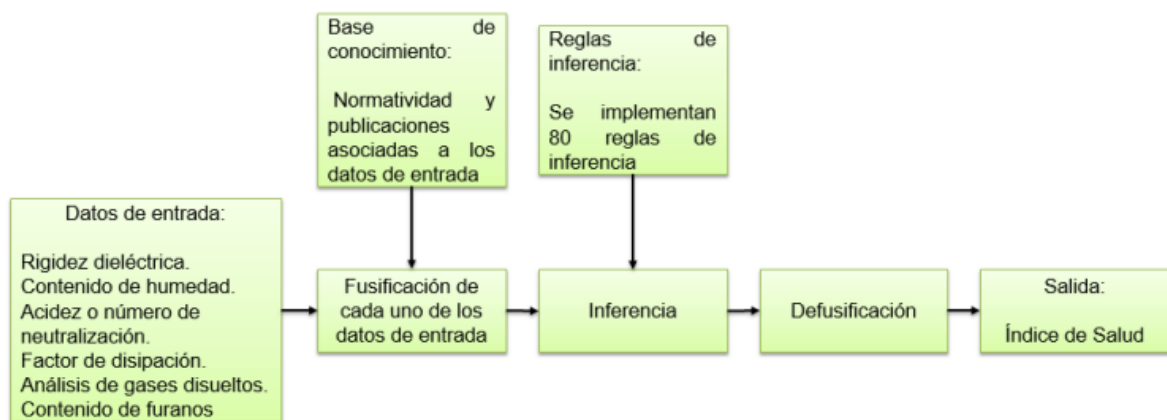
El procedimiento consiste en fusificar los resultados de las pruebas fisicoquímicas según la normatividad existente, es decir, transformar límites de aceptación numéricos de las normas que apliquen, en funciones lingüísticas denominadas funciones de membresía. Establecer una señal de salida difusa para el índice de salud y establecer mediante reglas de inferencia el conocimiento lingüístico que le permite obtener el índice.

El índice de salud se obtiene a partir del resultado de las siguientes pruebas: Rigidez dieléctrica, Contenido de humedad, Acidez o número de neutralización, Factor de disipación, DGAF Factor d Índice de Salud DGA que reemplaza el Totalidad del Análisis de gases disueltos y contenido furanos.

Se crean funciones de membresía para los resultados de las pruebas anteriormente nombradas y mediante 80 reglas de inferencia se relacionan 6 funciones de membresía de entrada con la función de membresía de la salida, para así obtener el índice de salud para los transformadores de potencia.

La Figura 2 representa el esquema de obtención del Índice de Salud para esta metodología.

Figura 2: Esquema de obtención del Índice de Salud



Fuente: Elaboración Propia

Lo primero es fusificar las entradas, lo que significa convertir límites de aceptación numéricos en funciones lingüísticas, denominadas funciones de membresía. Por cada prueba de diagnóstico, deben identificarse funciones de membresía que pueden cruzarse entre sí, lo que significa que no se necesitan límites de aceptación exactos

Los resultados de las pruebas de rigidez dieléctrica, contenido de humedad, acidez y factor de disipación proporcionan información relevante para determinar la condición del aislamiento líquido (aceite). El análisis de los gases combustibles disueltos en el aceite es un indicador para detectar problemas o fallas incipientes

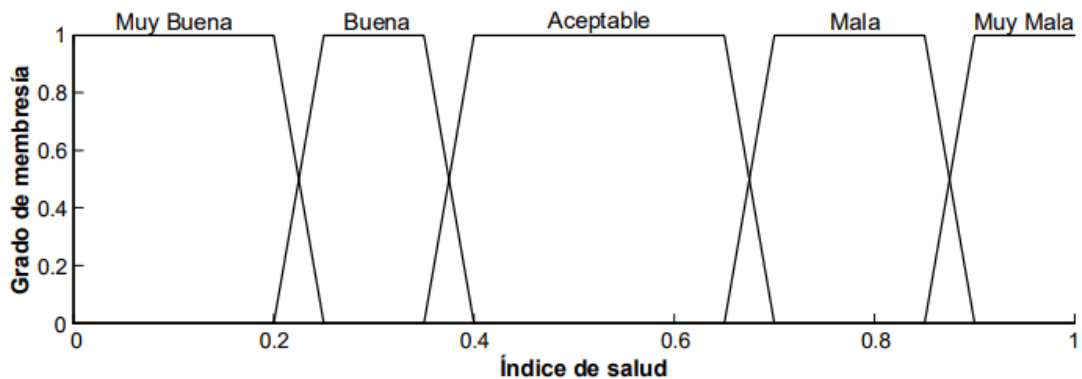
al interior del transformador, tales como: descargas eléctricas, arcos, y puntos calientes. El contenido de furanos proporciona una indicación sobre el estado del aislamiento sólido (papel) del transformador, debido a que este se puede relacionar con el grado de polimerización.

Para determinar el índice de salud, se definen cinco condiciones con los siguientes rangos:

- Muy Buena: Desde 0 hasta 0.25
- Buena: Desde 0.2 hasta 0.4
- Aceptable: Desde 0.35 hasta 0.7
- Mala: Desde 0.65 hasta 0.9
- Muy Mala: Desde 0.85 hasta 1

La Figura 3 ilustra las funciones de membresía utilizadas.

Figura 3: Funciones de membresía para el índice de salud



A partir de los datos de entrada y haciendo uso de las reglas de inferencia, se obtiene un conjunto de salida, pero en términos difusos. Por lo tanto, se debe realizar un proceso de defusificación, con la finalidad de obtener un valor exacto del índice de salud. La defusificación es un proceso matemático usado para convertir el conjunto de salida difuso obtenido en un número real.

2.6.3.1 Beneficios de la aplicación de lógica difusa

La comprensión total de la metodología escogida se realizó con el Toolbox Fuzzy Logic de Matlab, que permite editar las características del más alto nivel del sistema de lógica difusa, como el número de variables de entrada y salida, el método de fusificación utilizado, las reglas de inferencia y así sucesivamente. Esta interfaz permite un cómodo acceso a otros editores, con énfasis en la máxima flexibilidad para la interacción con el sistema difuso⁵³.

Es importante indicar, que las variables de entrada o pruebas que usa la metodología que se implementará son:

- Rigidez Dieléctrica
- Contenido de Humedad
- Acidez o Número de Neutralización
- Factor de Disipación o Factor de Potencia
- Factor de Índice de Salud de Gases Disueltos DGAF
- Contenido de Furanos

La variable DGAF antes de ser ingresada como variable de entrada para conocer el HI general del transformador, será calcula de manera independiente aplicando la metodología de cálculo DGAF definida en el capítulo 3. Se hará un análisis previo de las concentraciones individuales de gases, que será de gran ayuda para conocer la condición de salud de los equipos al identificar posibles fallas por sobrecalentamiento, descargas parciales y arcos.

⁵³ K. C. Bustamante, W. P. Borja, B. B. Miranda, L. A. Zhunio, and R. D. Medina, "Power transformers risk index assessment in the ecuadorian context," 2016 IEEE International Conference on Automatica (ICA-ACCA). pp. 1–6, 2016.

2.7 RELACIÓN PROVEEDORES

La Empresa tiene como política contratar la ejecución de las pruebas con proveedores que cumplan normas de acreditación y que se encuentren avalados ante un ente de certificación.

Es de suma importancia que las pruebas sean ejecutadas en un laboratorio acreditado bajo normas internacionalmente reconocidas y bajo la auditoría de un este acreditador debidamente autorizado de tal manera que se garantice:

- Que el personal del laboratorio sea competente, responsable y comprometido profesionalmente.
- Que los equipos con que se ejecutan las pruebas sean adecuados en especificaciones técnicas para las mediciones que se realicen.
- Que estos equipos tengan un programa periódico de calibración de acuerdo con su uso como lo establece la norma.
- Que los mismos equipos tengan también un programa permanente y periódico de mantenimiento y ajustes⁵⁴.

La Empresa ha sido conservadora y reservada, en cuanto a no contar con un amplio portafolio de proveedores.

La Tabla 8 relaciona los proveedores con los cuales la Empresa ha contratado la ejecución de pruebas.

⁵⁴ K. Taengko and P. Damrongkulkamjorn, "Risk assessment for power transformers in PEA substations using health index," 2013 10th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology. pp. 1–6, 2013.

Tabla 8: Relación Proveedores

Nombre Proveedor
ABB Transformadores
Potencia y Tecnologías Incorporadas S.A (PTI)
FYR Ingenieros
PSI Especializados S.A.S
Trafoil

Fuente: Elaboración Propia

Estos proveedores se encuentran debidamente acreditados ante organismos de certificación que avalan la prestación de sus servicios, cumpliendo estándares de calidad y monitoreo de equipos utilizados en las prácticas de laboratorio.

Esta validación se hace, con el fin de corroborar que la empresa realiza las pruebas con empresas que cumplen los lineamientos establecidos por la normatividad metrológica, garantizando que los resultados entregados para cada prueba cumplen los parámetros técnicos establecidos por el ente certificador.

Las pruebas que la Empresa ha realizado son los diferentes proveedores son:

- Relación de Transformación
- Resistencia de Arrollamientos/ Resistencia de Devanados
- Capacidad y F.P del aislamiento
- Resistencia del Aislamiento
- Corriente de Excitación
- Espectroscopia en el Barrido de la Frecuencia
- Impedancia de Cortocircuito

En definitiva, por tratarse de pruebas muy complejas asociadas a proyectos específicos, la Empresa contrata su ejecución con compañías acreditadas para verificar el cumplimiento de la norma.

Aclaración: Los soportes de certificación de los entes de acreditación que avalan la idoneidad de estos proveedores para prestar sus servicios se han consignado en este documento como anexos.

3 METODOLOGÍAS PARA ESTIMAR EL ÍNDICE DE SALUD CON BASE EN LA PRUEBA DGA

El análisis de gases disueltos es la herramienta más usada para estimar las posibles fallas incipientes que al interior del transformador puedan presentarse.

Existen diferentes metodologías DGA que se utilizan para determinar la condición de salud de los transformadores de potencia, al evaluar de manera particular la concentración individual de los siete gases combustibles; entregando al final una clasificación de la condición y criticidad de cada equipo.

En cuanto a conocer el tipo de falla que puede tener un equipo, se utilizan diferentes métodos de interpretación DGA, como son las relaciones entre gases y de manera más precisa el uso del triángulo y pentágono de Duval.

3.1 CROMATOGRAFÍA DE GASES

Normalmente la cromatografía se usa como prueba rutinaria para detectar fallas incipientes cuando aún no alcanzan el grado de hacer operar cualquiera de las protecciones del transformador de potencia. La realización de las pruebas de cromatografía de gases disueltos en el aceite ayuda en la clasificación del tipo de falla y en la determinación de la participación del propio aceite aislante, papel y núcleo durante el desarrollo de la falla.

El diagnóstico de fallas incipientes a partir de la detección de los gases generados dentro del transformador de potencia se basa principalmente en el análisis de los gases muestreados en el relé Buchholz o la válvula de muestreo. Esto es, ciertos gases se generan conforme el transformador se somete a esfuerzos térmicos y/o eléctricos anormales, debido a la degradación del sistema

aislante mezclándose directamente en el aceite, convirtiéndose en una clara evidencia de un funcionamiento anormal.

El tipo y las concentraciones de gases generados son importantes, ya que a pesar de que el envejecimiento normal produce cantidades extremadamente pequeñas de gases, las fallas incipientes generan mayores cantidades de estos gases. La cromatografía de gases es el método más usado para identificar los gases que salen de su rango. Ya que determina cualitativa y cuantitativamente los gases disueltos en el aceite del transformador.

Los indicadores de calidad del aceite se introducen en la evaluación del índice de salud. La razón de esto es que la vida del transformador está determinada por la vida del papel, que a su vez se basa en la calidad del aceite aislante.

Las pruebas de evaluación de la edad, se realizan para determinar las características de envejecimiento del sistema de aislamiento de aceite / papel mediante análisis químico del aceite aislante⁵⁵.

El aceite aislante envejece en presencia de oxígeno, calor y humedad. La descomposición de los resultados del aceite en la producción del ácido, de la humedad y del lodo que impacta la integridad del papel, reduce la circulación del aceite y el enfriamiento, y agrava aún más la velocidad de envejecimiento del aceite. Las mediciones de la calidad del aceite, tales como la resistencia eléctrica, la tensión interfacial y la humedad en el aceite, la acidez y el factor de disipación, se utilizan para determinar la idoneidad del aceite para realizar su función en el transformador.

⁵⁵ W. Zuo, H. Yuan, Y. Shang, Y. Liu, and T. Chen, "Calculation of a health index of oil-paper transformers insulation with binary logistic regression," Math. Probl. Eng., vol. 2016, 2016.

Los aceites aislantes minerales contienen mezclas de moléculas de hidrocarburos y moléculas de gas se forman debido a la degradación del aceite e incluyen: Hidrógeno (H_2) -Metano CH_4 -Etano (C_2H_6)- Etileno (C_2H_4) y Acetileno (C_2H_2).

La formación de los gases depende de la temperatura, a temperaturas bajas pueden formarse H_2 , CH_4 y C_2H_6 , a temperaturas intermedias C_2H_4 ya altas temperaturas (como cuando se produce el arco) se forma C_2H_2 .

La degradación térmica del aislamiento del papel conduce a la producción de dióxido de carbono (CO_2) a bajas temperaturas y monóxido de carbono (CO) a altas temperaturas. El oxígeno (O_2) y el nitrógeno (N_2) están presentes adicionalmente en el aceite, pero no se forman debido a los procesos de degradación. Sin embargo, la formación de CO_2 y CO depende de la cantidad de O_2 en el aceite⁵⁶.

Es importante mencionar que en esta ocasión se trabajará con los gases: Hidrógeno (H_2) -Metano CH_4 -Etano (C_2H_6)- Etileno (C_2H_4) - Acetileno (C_2H_2) - Dióxido de Carbono (CO_2) y Monóxido de Carbono (CO), para ayudar a determinar la condición de los equipos. Los demás gases son informativos.

Finalmente, los tópicos que la Cromatografía de Gases permite resolver son: gases representativos en las diferentes fallas, niveles totales o parciales de gases aceptables, velocidad en la generación de gases, grupos de gases generados por una falla determinada y efecto corona o descargas parciales

3.2 METODOLOGÍAS DE INTERPRETACIÓN GASES DISUELTOS

Existen varias técnicas para el mantenimiento y el diagnóstico de averías en transformadores de potencia en funcionamiento, entre ellas, el análisis de gases

⁵⁶ W. Wattakapaiboon and N. Pattanadech, "The new developed Health Index for transformer condition assessment," 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD). pp. 32–35, 2016.

disueltos (DGA). El DGA es un método popular para diagnosticar e interpretar los diferentes tipos de averías en transformadores de potencia⁵⁷.

La Cromatografía de Gases tiene por objeto, predecir o descartar la presencia de fallas mediante el análisis de gases disueltos en el aceite aislante, monitoreando la unidad en operación que presente la posible falla para determinar la naturaleza de esta y así tomar la decisión de sacar de servicio la unidad en forma inmediata o programada. Permite además verificar el funcionamiento de una unidad nueva, monitoreándola mientras se encuentra en su periodo de garantía.

Cuando se presenta una falla dentro del transformador, éste es sometido a un estrés eléctrico y/o térmico, que causa descomposición química del aislamiento del aceite. Los gases, son producto de esta descomposición y pueden disolverse en el aceite del transformador⁵⁸. *La distribución de estos gases puede estar relacionada con el tipo de avería y la tasa de concentración de gases puede indicar su severidad*⁵⁹.

El aceite aislante es una mezcla adecuada de hidrocarburos, lograda a través de procesos especializados de destilación y refinación; lo que se espera entonces, es que el aceite cumpla con las funciones de ser buen aislante eléctrico, refrigerar adecuadamente el transformador, proteger las partes internas del transformador y tener buena estabilidad a la oxidación.

⁵⁷ J. T. Sarria Arias and N. A. Guerrero, "Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia," Rev. Fac. Ing. Dist. "Francisco José Caldas, vol. 23, no. 36, pp. 105–122, 2014.

⁵⁸ J. Faiz and M. Soleimani, "Dissolved gas analysis evaluation in electric power transformers using conventional methods a review," IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 24, no. 2, pp. 1239–1248, 2017.

⁵⁹ J. T. Sarria Arias and N. A. Guerrero, "Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia," Rev. Fac. Ing. Dist. "Francisco José Caldas, vol. 23, no. 36, pp. 105–122, 2014.

Cuando el aceite no cumple con alguna de estas funciones, la unidad debe ser sometida a servicio de mantenimiento para asegurar la máxima vida útil del transformador y la mayor confiabilidad de operación posible.

A continuación, se presentan algunos métodos y técnicas de diagnóstico más conocidos y utilizados para establecer un pronóstico del estado del funcionamiento del transformador.

La Tabla 9 presenta algunos métodos que utilizan los gases Hidrógeno (H₂) - Metano CH₄-Etano (C₂H₆)- Etileno (C₂H₄) - Acetileno (C₂H₂) en sus relaciones.

Tabla 9: Relación de Gases Utilizada por Métodos de Interpretación DGA

Método	R1	R2	R3	R4	R5	R6
Dornenburg	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	C ₂ H ₂ /CH ₄	C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	N/A	N/A
Rogers	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	N/A	N/A	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	C ₂ H ₆ /CH ₄ *
IEC 60599	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	N/A	N/A	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	N/A

Fuente: Elaboración Propia

3.2.1 Método Dornenburg

Ha sido el primer método propuesto para la interpretación de DGA, que busca diferenciar el origen térmico y eléctrico de las averías.

Esta técnica maneja cuatro relaciones entre gases, a saber: R1=(CH₄/H₂), R2=(C₂H₂/C₂H₄), R3=(C₂H₂/CH₄) y R4=(C₂H₆/C₂H₂).

Inicialmente, se definen unos valores en partes por millón (ppm) para cada gas (tabla 1), y luego se comparan las concentraciones para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ con el doble de los valores dados, para determinar la presencia de una falla⁶⁰.

Este método unifica dos tipos de diagnóstico, el primero basado en concentraciones independientes de cada gas de acuerdo con la Tabla 1 y el segundo basado en la combinación de relaciones.

Si al menos una de las concentraciones de los gases combustibles excede el valor del doble de los valores iniciales y una de las concentraciones de los demás gases excede el límite mostrado, la unidad puede considerarse defectuosa y con ello establecer que existe realmente un problema con el transformador.

Tabla 10. Determinación valores de cada gas (L1)

TIPO DE GAS	L1 (ppm)
Hidrógeno (H ₂)	100
Metano (CH ₄)	120
Monóxido de Carbono (CO)	350
Acetileno (C ₂ H ₂)	1
Etileno (C ₂ H ₄)	50
Etano (C ₂ H ₆)	65

Fuente: Elaboración Propia

Esta técnica se puede aplicar solo si existe una cantidad adecuada de gases disueltos en el aceite, lo que es una desventaja, dado que las relaciones que se obtienen de los análisis no se ajustan a la interpretación del origen de la avería tabla 11⁶¹.

⁶⁰ J. Faiz and M. Soleimani, "Dissolved gas analysis evaluation in electric power transformers using conventional methods a review," IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 24, no. 2, pp. 1239–1248, 2017.

⁶¹ J. T. Sarria Arias and N. A. Guerrero, "Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia," Rev. Fac. Ing. Dist. "Francisco José Caldas, vol. 23, no. 36, pp. 105–122, 2014.

Tabla 11: Interpretación del origen de la avería de acuerdo con Dornengurg

FALLA	R1		R2		R3		R4	
	ACETE	ESPACIO DE GAS	ACETE	ESPACIO DE GAS	ACETE	ESPACIO DE GAS	ACETE	ESPACIO DE GAS
Descomposición Térmica	>1	>0.1	<0.75	<1	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Descarga Parcial (Baja Intensidad PD)	<0.01	<0.01	NO SIGNIFICATIVO		<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Arcos (Alta Intensidad PD)	0.1 A 1	0.01 A 1	>0.75	>1	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2

Fuente: Elaboración Propia

3.2.2 Método Gases Clave

Este método utiliza un criterio de diagnóstico en el cual se detectan averías mediante la medición de gases individuales, en lugar de calcular proporciones entre ellos; es decir, cada falla en el transformador está originada por un gas particular⁶². El método difiere de los métodos Dornenburg y Roger.

A continuación, se indican algunos criterios en cuanto al análisis de las concentraciones de los gases.

- *Falla tipo arco o descargas de alta densidad; el gas clave que marca la condición es el Acetileno (C₂H₂), al alcanzar concentraciones significativas en su descomposición.*
- *Falla tipo descarga parcial (corona); el gas clave significativo es el Hidrógeno (H₂).*
- *Falla cuyo origen de la avería es el sobrecalentamiento del aceite; considera como gas clave el Etileno (C₂H₄)*

⁶² J. Faiz and M. Soleimani, "Dissolved gas analysis evaluation in electric power transformers using conventional methods a review," IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 24, no. 2. pp. 1239–1248, 2017.

- *Falla tipo descomposición térmica (sobrecalentamiento) de la celulosa; el porcentaje de gas presente significativo es el Monóxido de Carbono (CO)*⁶³.

3.2.3 Método Rogers

Rogers observa que la concentración de cada gas varía con la temperatura de la avería, e introduce una nueva relación entre las concentraciones de los gases (Etileno y Acetileno) que requieren una temperatura más elevada para generarse. Concluye que el Etano y el metano no ayudan en la identificación de la avería, y, por ende, las elimina de las relaciones utilizadas para esta técnica⁶⁴.

Propone inicialmente trabajar el método usando 4 relaciones de concentraciones de gases, a saber: $R1=(CH_4/H_2)$, $R2=(C_2H_2/C_2H_4)$, $R5=(C_2H_4/C_2H_6)$ y $R6=(C_2H_6/CH_4)$; de las cuales, sólo los valores de R1, R2 y R5 son los necesarios para la detección de fallas en el transformador. Los límites de estas proporciones se encuentran en la tabla 12

Tabla12: Proporción de Rogers

FALLA	R1	R2	R5
Normal	>0.1 a <1	<0.1	< 1
Descargas Parciales	< 0.1	< 0.1	< 1
Arcos	0.1 a 1	0.1 a 3	>3
Temperatura Térmica Baja	0.1 a 1	<0.1	1 a 3
Térmica < 700°C	>1	<0.1	1 a 3
Térmica > 700°C	>1	<0.1	>3

Fuente: Elaboración Propi

⁶³ J. T. Sarria Arias and N. A. Guerrero, "Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia," Rev. Fac. Ing. Dist. "Francisco José Caldas, vol. 23, no. 36, pp. 105–122, 2014.

⁶⁴ Ibidem.

Aunque los métodos Dornenburg y Rogers utilizan las relaciones entre gases, existe una diferencia entre ellos marcada por Roger, en cuanto al uso específico de las relaciones R1,R2 y R5 para la detección de fallas⁶⁵.

El método de Rogers es más preciso que el método de Dornenburg en casos saludables, y éste puede detectar un tercio de todos los casos y dos tercios de los casos con resultado, su exactitud no es aceptable.

Los casos normales son evaluados antes del diagnóstico la mayoría del tiempo, y ellos no significan casos de falla; sin embargo se omiten casos normales, en la comparación de los métodos⁶⁶.

3.2.4 Método IEC 60599

Se basa en las relaciones R1, R2 y R5. El método sólo es usado si la concentración de la tasa de crecimiento de uno o de varios gases es mayor que sus valores normales.

Se presenta algo particular del método en cuanto a que algunas veces se muestra superposición en la tabla de resultados para las descargas de baja y alta energía; y cuando las proporciones de gas se encuentran en el área de superposición, ambas fallas deben ser consideradas⁶⁷.

⁶⁵ Ibidem.

⁶⁶ J. Faiz and M. Soleimani, "Dissolved gas analysis evaluation in electric power transformers using conventional methods a review," IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 24, no. 2, pp. 1239–1248, 2017.

⁶⁷ Ibidem.

3.2.5 Método Triángulo de Duval

Duval, en lugar de relaciones, utiliza tres de los seis gases empleados por Dornenburg para clasificar averías en el transformador, y concluye que el hidrógeno se difunde más rápido en el metal que los otros gases hidrocarburos, lo que genera distorsión del diagnóstico.

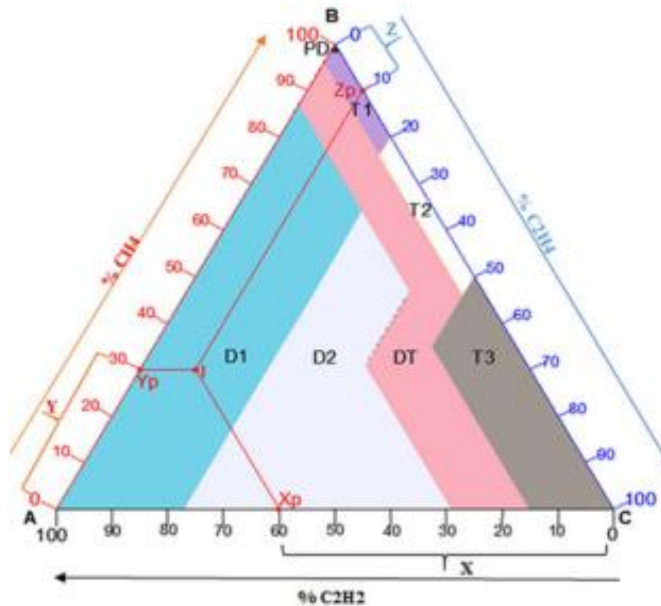
Para la interpretación gráfica, el método utiliza un triángulo equilátero compuesto por tres vértices CH₄ (Metano), C₂H₄ (Etileno) y C₂H₂ (Acetileno); en cuya técnica propone un sistema de concentraciones en ppm (parte por millón), para identificar las fallas presentes en el transformador.

$$\begin{aligned}\%C_2H_2 &= 100 \frac{X}{X + Y + Z} \\ \%CH_4 &= 100 \frac{Y}{X + Y + Z} \\ \%C_2H_4 &= 100 \frac{Z}{X + Y + Z}\end{aligned}$$

Donde X corresponde a la concentración en ppm de CH₄, Y es la concentración en ppm de C₂H₄; Z es la concentración en ppm de C₂H₂. A continuación se cita el siguiente ejemplo para ilustrar la forma de detectar una avería en el transformador. Las concentraciones CH₄, C₂H₄ y C₂H₂ son los ejes coordenados del triángulo equilátero, donde se ha tomado X= X_p= 60 ppm, Y= Y_p= 30 ppm y Z= Z_p= 10 ppm.

Se traza para X_p una recta paralela a BC; para Y_p, una recta paralela a CA, y para Z_p, una recta paralela a AB, siendo la intersección de estas rectas el punto de ubicación de la avería.

Figura 4. Ubicación de avería en el triángulo de Duval 1 Falla en Transformadores Con Aceite Mineral.



Fuente: Elaboración Propia

En este método, el punto que está relacionado con el porcentaje de los tres gases especificado debe estar situado en el triángulo. Entonces, basándose en la región en la que se encuentra el punto, se determinará la falla.

A continuación, se detalla en términos generales, el estado del arte de la técnica de Michael Duval.

- Entre 1974 y 1990, utiliza tres de los seis gases empleados por Dornenburg para clasificar averías en transformadores; y tras varios análisis, concluye que los transformadores de potencia son más propensos a la formación de puntos calientes y a averías por éstos; y menos susceptibles a arcos eléctricos
- Año 2001: Clasifica averías utilizando inspección visual

- ✓ PD - Descargas Parciales (corona); con posible formación de cera que provocan la inducción de pequeñas punciones carbonizadas en papel.
 - ✓ D1 - Descargas de Baja Energía; evidenciadas por grandes perforaciones en el papel o partículas de carbono en el aceite
 - ✓ D2 - Descargas de Alta Energía; evidencias por carbonización
 - ✓ T1 - Averías Térmicas por debajo de 300°C; sí el papel se torna color marrón
 - ✓ T2 - Averías Térmicas por encima de 300°C; sí el papel se ha carbonizado
 - ✓ T3 - Averías Térmicas por encima de 700°C; desplegado por la carbonización del aceite y la coloración del metal.
- Año 2002: Define seis tipos de averías principales: PD, D1, D2, T1, T2 T3
Concluye que la avería T3 en servicio, tiende a relacionarse con un punto caliente en el aceite; que las averías T1 y T2, se relacionan con puntos calientes en el papel y que la avería PD es potencialmente perjudicial para el transformador
 - Entre 2006 y 2008, Analiza cómo los resultados del laboratorio pueden afectar a la fiabilidad del diagnóstico; por lo que sugiere que los laboratorios cumplan normas y propone varias técnicas para el cálculo de límites de gases individuales e intervalos de muestreo.
 - Para el año 2012, presenta una actualización de los triángulos 4 y 5 y aclara que el triángulo 4 utiliza los gases H₂, CH₄ y C₂H₆; y éste sólo se usa para averías identificadas en primer lugar por el triángulo 1 como PD, T1 y T2; que el triángulo 5 se utiliza si en el triángulo 1 se encuentran averías tipo T2 o T3 y finalmente indica que los triángulos 4 y 5 nunca se deben utilizar ante fallas tipo D1.

Figura 5: Triángulo de Duval 4

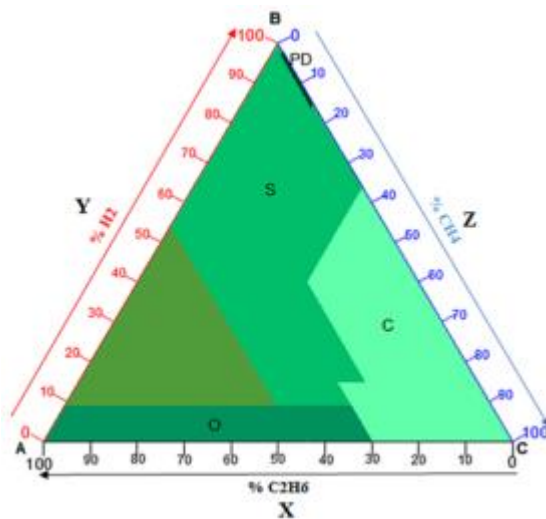
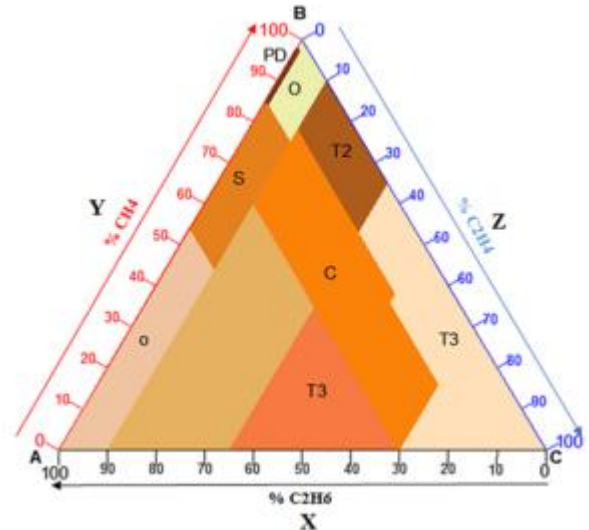


Figura 6: Triángulo de Duval 5



Fuente: Elaboración Propia

- Año 2013: Propone para el diagnóstico el uso de gases combustibles (hidrógeno, acetileno, etileno y metano) generados por averías internas en transformadores y analiza el porcentaje relativo de estos gases en función de los seis tipos de averías (PD, D1, D2, T1, T2 y T3); esto mediante dos técnicas: una consiste en distinguir entre averías basadas en el porcentaje relativo de esos cuatro gases, y la otra, en el uso de combinaciones del porcentaje relativo de dos de los cuatro gases.

Propone una nueva técnica de diagnóstico en la que las 5 razones de gases, R1 a R5, usadas en las técnicas de diagnóstico de Dornenburg, Rogers y la IEC; pueden reorganizarse en 10 razones de gases. La nueva técnica de diagnóstico clasifica cada avería en fases, mediante el uso de 3 combinaciones de razones de gas (R1-R2, R2-R5 y R5-R6). La relación R1-R2 se utiliza para diferenciar entre averías térmicas y eléctricas. La relación R5-R6, para identificar averías T1 de otras averías térmicas y la relación R2-R5, para posteriormente identificar averías entre T2 y T3.

Finalmente, es importante mencionar que Duval también ha utilizado los triángulos 2, 3, 6 y 7 a lo largo de su trayectoria, para ayudar a precisar averías en los transformadores. Para este caso de estudio, sólo se aplicarán los triángulos 1, 4 y 5.

3.2.6 Método Pentágono de Duval

Este método utiliza relaciones para los cinco principales gases de hidrocarburos formados, estos gases son: Hidrógeno (H_2), Metano(CH_4), Etano (C_2H_6), Etileno(C_2H_4) y Acetileno (C_2H_2 ; la interpretación del análisis de gases disueltos se hace a través de una representación gráfica, tipo “pentágono”.

El orden en que se ubican los gases en cada vértice del pentágono se hace acorde a la energía que cada uno requiere para formarse, iniciando por el Hidrógeno seguido en sentido antihorario por el Etano, Metano y Etileno, hasta concluir con el Acetileno que es el gas más difícil de producir [7].

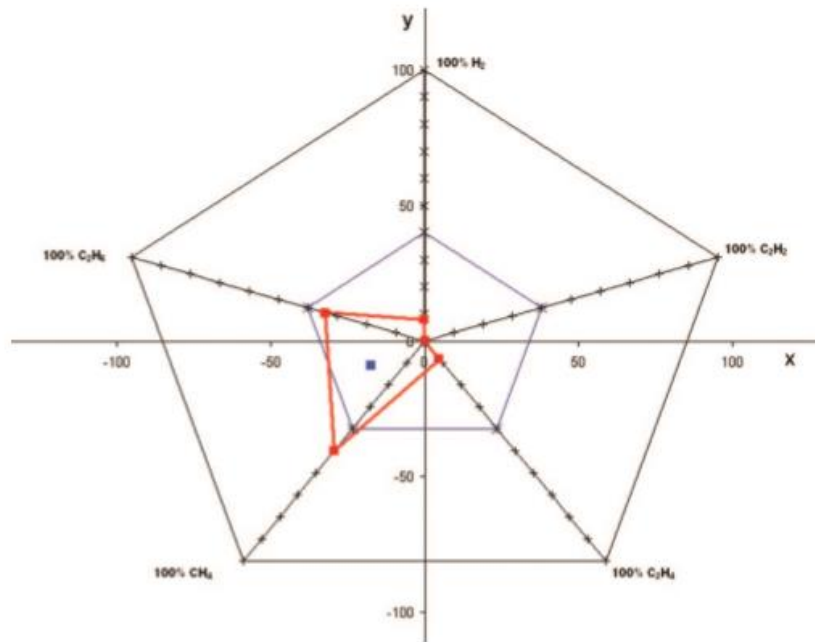
Se debe ubicar dentro del plano cartesiano del pentágono, el centro de coordenadas (0,0); sobre el cual se proyectan cinco rectas hacia cada vértice; allí el porcentaje de 0% a 100% de cada recta, representa la cantidad de cada gas.

Las coordenadas de cada vértice son las siguientes:

H_2 : (0,100)
 C_2H_6 : (-95.11,30.9)
 CH_4 : (-58.78,-80.9)
 C_2H_4 : (58.78,80.9)
 C_2H_2 : (95.11,30.9)

La Figura 7 es un ejemplo de representación del Pentágono de Duval

Figura 7: Representación Pentágono de Duval



Fuente: Elaboración Propia

La representación en porcentaje de cada gas se hace en términos de proporciones, permitiendo el cálculo de relaciones entre los estos.

$$\%H_2 = \frac{H_2}{C_2H_2 + H_2 + C_2H_4 + CH_4 + C_2H_6} * 100$$

$$\%C_2H_6 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2 + H_2 + C_2H_4 + CH_4 + C_2H_6} * 100$$

$$\%CH_4 = \frac{CH_4}{C_2H_2 + H_2 + C_2H_4 + CH_4 + C_2H_6} * 100$$

$$\%C_2H_4 = \frac{C_2H_4}{C_2H_2 + H_2 + C_2H_4 + CH_4 + C_2H_6} * 100$$

$$\%C_2H_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_2 + H_2 + C_2H_4 + CH_4 + C_2H_6} * 100$$

De la figura anterior, se aprecia que cada porcentaje es una coordenada, las cinco coordenadas forman una figura geométrica con cada gas de la muestra como vértice; normalmente es irregular debido a que la creación de gases difícilmente es simétrica.

3.2.7 Cálculo del centroide

El centroide se define como el centro de simetría de la figura geométrica formada por las coordenadas de cada gas, y este es el mecanismo que ha propuesto Duval para determinar el problema que afecta al transformador. Cada problema es una zona de falla; el centroide es el punto que se ubica dentro de una de estas zonas concentrando la información de dichos gases.

$$A = 1/2 + \sum_{i=0}^{n-1} (X_i * Y_{i+1} - X_{i+1} * Y_i)$$

Donde;

A: Área del polígono formado por los porcentajes de todos los gases

X_i: Coordenada x de un vértice del polígono

Y_i: Coordenada y de un vértice del polígono

n: Número de vértices del polígono

i: Límite inferior toma los valores de 0,1,2,3 y 4

3.2.8 Zonas de Falla

La siguiente figura muestra la representación del Pentágono 1 que contiene las fallas generales detectables por el análisis DGA; las cuales corresponden a tres fallas eléctricas y 4 fallas térmicas

PD: Descargas parciales

D1: Descargas de baja energía

D2: Descargas de alta energía

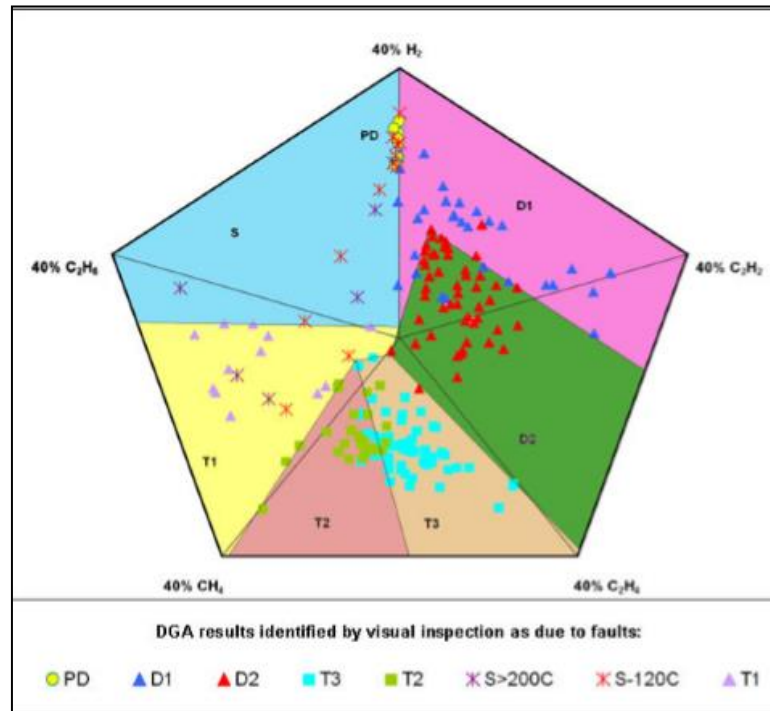
T3: Térmicas mayores a 700°C

T2: Fallas térmicas entre 300 y 700°C

T1: Fallas térmicas menores a 300°C

S: Gasificación inesperada

Figura 8. Determinación de las zonas del Pentágono 1



Fuente: Elaboración Propia

Las coordenadas de estas zonas son las siguientes:

PD: (0,24.5) ;(0,33) ;(-1,33); (-1,24.5)

D1: (0,40); (38.04,12.36); (32,-6); (4,16); (0,1.5)

D2: (4,16); (32,-6); (24.3,-30); (-1,-2)

T1: (-22.5,-32.36); (-21,-32.36); (-6,-4); (-1,-2); (0,1.5); (-35,3)

T2: (-1,32.36); (-6,-4); (-21,-32.36)

T3: (24.3,-30); (-1,-2); (-6,-4); (-1,-32.36); (23.51,-32.36)

S: (-35,3); (0,1.5); (0,24.5); (-1,24.5); (-1,33); (0,33); (0,40); (-38.04,12.36)

Con la necesidad de determinar con mayor exactitud las consecuencias de una falla térmica, siendo éstas la afectación de sólo papel, o sólo aceite; conlleva a la modelación de un segundo pentágono con distinta delimitación de zonas.

El pentágono 2 contiene fallas térmicas más específicas conservando las mismas zonas de fallas eléctricas y de gasificación inesperada propuestas en el Pentágono 1.

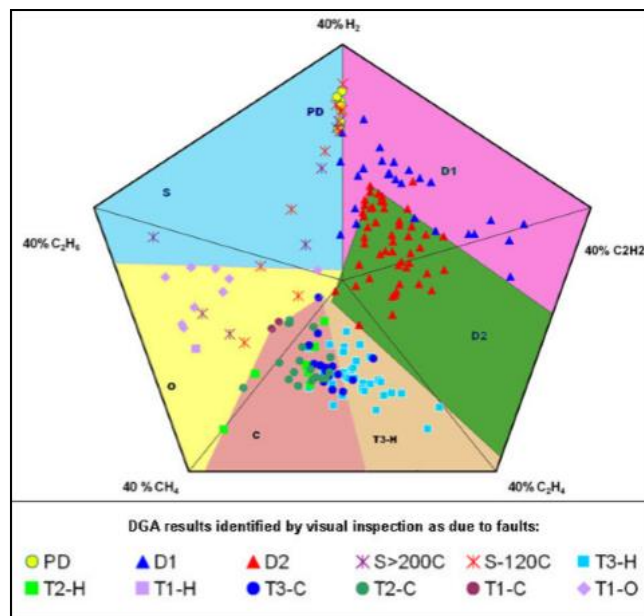
Se encuentra que:

T3-H: Fallas térmicas mayores a los 700°C sólo en el aceite

C: Fallas térmicas T1, T2, T3 con carbonización del papel en un 80% de los casos

O: Sobrecalentamiento menor a 250°C

Figura 9. Representación Pentágono 2 de Duval.



Fuente: Elaboración Propia

Las coordenadas de cada zona son las siguientes:

PD: (0,24.5); (0,33); (-1,33); (-1,24.5)

D1: (0,40); (38.04,12.36); (32,-6); (4,16); (0,1.5)

D2: (4,16); (32,-6); (24.3,-30); (-1.6,-3.7)

O: (-23.51,-32.36); (-21,-32.36); (-11,-9); (-3.5,-3.1); (-1.6,-3.7); (0,1.6); (-35,3)

C: (-21,-32.36); (-11,-9); (-3.5,-3.1); (4,-32.36)

T3H: (24.3,-30); (23.51,-32.36); (4,-32.36); (-3.5,-3.1); (-1.6,-3.7)

S: (-35,3); (0,1.6); (0,24.5); (-1,24.5); (-1,33); (0,33); (0,40); (-38.04,12.36)

3.2.9 Método Pentágono de Mansour

Su principal ventaja es el uso de la concentración de los cinco gases clave (H_2 , C_2H_6 , C_2H_4 y CH_4) en una sola forma.

Esta forma es modificada por el Método del Pentágono de Duval, y dos pentágonos diferentes son introducidos con el fin de determinar en más detalle fallas de tipo térmico.

Debe notarse que la principal desventaja de los métodos de Rogers, Dornenburg, IEC 60599 y Gases Claves, es que ellos no proporcionan resultados de fallas en casi la mitad de los casos.

Sin embargo, esto puede tener una ventaja porque no se propone ningún resultado, en lugar de dar una alerta errada; en este método el porcentaje de alerta de error es bajo.

Los triángulos de Duval y el método del pentágono no tienen en sus salidas ningún resultado; son menos precisos comparados con los cuatro métodos, cuando no se tienen resultados de casos abandonados o de descuido, los métodos de Rogers y Dornenburg son capaces de detectar casos saludables.

Dornenburg no puede determinar correctamente los casos saludables, y no da ningún resultado como salida para la mayoría de los casos.

El pentágono de Mansour resulta ser el mejor método para detectar descargas parciales PD, seguidas del pentágono de Duval que puede ser una opción

adecuada. Este método puede identificar fallas menos severas y es mejor que otros para PD⁶⁸.

Dentro de la clasificación de fallas, puede decirse que:

El uso del triángulo 1 de Duval es mucho más preciso que usar el triángulo 4 y el triángulo 5 para más fallas.

La mejor interpretación de DGA la tienen el pentágono de Duval y el triángulo 1; y el método más débil Rogers.

La clasificación unificada de fallas estaría dada por:

1. Pentágono de Duval
2. Triángulo 1 de Duval
3. Triángulos de Duval 1 y 5
4. Triángulos de Duval 1 y 4
5. Norma IEC 60699
6. Pentágono de Mansour
7. Método de Rogers

En la clasificación el método del pentágono de Mansour tiene resultados satisfactorios; sin embargo, en la clasificación general de fallas, puede tener una mejor actuación.

3.2.10 Relación de Fallas Principales

Las principales fallas son arcos (D), descargas parciales (PD) y sobrecalentamiento (OH); las cuales han sido investigadas por Rogers, IEC60599, triángulo de Duval, pentágono de Duval y pentágono de Mansour.

⁶⁸ J. Faiz and M. Soleimani, "Dissolved gas analysis evaluation in electric power transformers using conventional methods a review," IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 24, no. 2, pp. 1239–1248, 2017.

Para la detección de fallas de arco pueden ser muy efectivo trabajar con el triángulo y pentágono de Duval y también con Mansour; no obstante, se aclara que, para este diagnóstico, Rogers, Dornenburg y Gases Clave resultan ser débiles.

En cuanto a descargas parciales los métodos del pentágono tienen una buena actuación; aquí el método de Dornenburg no es muy conveniente.

Para fallas de tipo calentamiento excesivo, el mejor método es el pentágono de Duval; y el más débil el método de gases clave.

Frente a todos estos métodos se puede concluir, que el triángulo de Duval y el pentágono de Duval, resultan ser los mejores métodos para detectar fallas principales; sin embargo, el método de Mansour es más exacto en cada falla principal identificada⁶⁹.

Una vez expuestas las diferentes técnicas de diagnóstico DGA, así como la precisión de cada una, se observa, al compararlas, que las nuevas técnicas de Duval presentadas más del 95% de precisión y son capaces de diagnosticar casi todo tipo de avería⁷⁰.

3.2.11 Aplicaciones del Pentágono

El pentágono 1 de Duval se creó con el fin de identificar los diferentes tipos de fallas que pueden presentarse en un transformador que esté en servicio; tales

⁶⁹ J. Faiz and M. Soleimani, "Dissolved gas analysis evaluation in electric power transformers using conventional methods a review," IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 24, no. 2, pp. 1239–1248, 2017.

⁷⁰ J. T. Sarria Arias and N. A. Guerrero, "Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia," Rev. Fac. Ing. Dist. "Francisco José Caldas, vol. 23, no. 36, pp. 105–122, 2014.

como: descargas parciales, descargas eléctricas, fallas térmicas; también puede conocerse que partes del aislamiento es la afectada (papel o aceite) o incluso si se presenta gasificación inesperada a bajas temperaturas⁷¹.

Por lo pronto este método tiene aplicación en aquellos transformadores cuyo material aislante es el aceite mineral; no se ha desarrollado aún en otros tipos de aceite como vegetal o siliconado.

Dentro del pentágono, la zona de descarga de alta y baja intensidad, fue establecida para los análisis de DGA provenientes del aceite del tanque principal y no para el cambiador de tomas; pues en este no existe aislamiento de papel y el aceite produce mayores cantidades de Acetileno (C_2H_2) en su operación normal⁷².

Cabe mencionar que el pentágono siempre provee un resultado independientemente que los niveles de gases disueltos sean bajos o altos; por tanto, es necesario identificar en primera instancia que el transformador se encuentre en una condición normal de operación, en la que los niveles de gases se encuentren por debajo de los valores típicos sin que representen un motivo de preocupación.

El método del pentágono puede aplicarse a cualquier transformador que cumpla con las anteriores características; no obstante se recomienda aplicarlo a aquellos transformadores cuya potencia sea superior a 5MVA, debido a los altos costos que tiene un análisis cromatográfico⁷³.

⁷¹ M. Duval and L. Lamarre, "The Duval Pentagon — A New Complementary Tool for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers," IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 30, no. 6, pp. 1–4, 2014.

⁷² M. Duval and L. Lamarre, "The Duval Pentagon — A New Complementary Tool for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers," IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 30, no. 6, pp. 1–4, 2014.

⁷³ Ibidem.

El análisis de gases disueltos (DGA) es un método importante y ampliamente utilizado para la evaluación de las condiciones de aislamiento del transformador. La interpretación de los gases disueltos es uno de los procedimientos más significativos para identificar las causas del fallo y / o el grado de degradación del aislamiento.

Se ha identificado que el método del triángulo Duval proporciona la interpretación DGA más exacta en comparación con otros métodos. Sin embargo, hay que tener en cuenta algunos puntos de vista de la ingeniería para evaluar el rendimiento de las técnicas de interpretación de la DGA, por ejemplo, condición de aislamiento de envejecimiento normal, identificación correcta e incorrecta de fallos y la identificación de casos de fallo poco claros, sin identificación de los casos de fallo. Por lo tanto, el rendimiento del método Triángulo de Duval puede ser reducido mientras que el del Pentágono Duval puede ser incrementado cuando se consideran tales parámetros⁷⁴.

En definitiva, se trabajará con los métodos del Triángulo y Pentágono de Duval para conocer las posibles fallas que puedan presentar los equipos bajo estudio.

Se aclara que estos métodos de DGA conllevan a una posible condición al evaluar cada transformador de acuerdo con el contenido y concentración de uno o más gases; pero estos métodos no clasifican la condición de un transformador con respecto a los otros, que es lo que se espera tener con un índice de salud que combina todos los gases para cada transformador.

Los métodos de interpretación de gases disueltos citados nos aproximan a la identificación de la condición individual de cada transformador de acuerdo con el contenido de uno o más gases, aproximándose al diagnóstico de una falla; pero ninguno de estos métodos va a dar un ranking o clasificación para los equipos.

⁷⁴ W. Wattakapaiboon and N. Pattanadech, "The State of The Art for Dissolved Gas Analysis Based on Interpretation Techniques," pp. 60–64, 2016.

Lo que se quiere hacer a través del índice de salud, es combinar resultados individuales no para decir que un gas determinado conlleva a una falla particular; sino que, al conocer la clasificación acorde a su condición, se puedan analizar de manera general todos los factores y situaciones que han llevado al equipo a tener una condición de falla.

3.3 FACTOR DE ÍNDICE DE SALUD DGAF

Es un indicador de la condición para transformadores de potencia, que se evalúa en función de la puntuación y peso de la concentración individual de los gases: H₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, CO y CO₂; y que permite conocer el estado del transformador según el rango de condición que se encuentre.

3.4 DESCRIPCIÓN METODOLOGÍAS DGAF

Es importante mencionar que estas metodologías utilizan el factor de análisis de gases disuelto (DGAF), como un parámetro requerido para determinar el índice de salud general de los transformadores de potencia. Las metodologías describen de forma global el cálculo y el uso del factor dentro de la evaluación de la condición final del equipo.

3.4.1 Metodología A. Naderian, S. Cress y R. Piercy

Esta metodología define los pesos y puntajes basándose en las recomendaciones de la IEC, la IEEE y la relación de Dornenburg:

Para conocer el factor DGAF, se utilizan 4 condiciones que evalúan la condición de equipo, las cuales dependen principalmente de la concentración de los gases individuales.

La siguiente fórmula indica la manera de hallar el DGAF

Ecuación 1

$$DGAF = \frac{\sum_{i=1}^7 Si \times Wi}{\sum_{i=1}^7 Wi}$$

Donde Si es el puntaje de evaluación de la concentración de gases y es igual a 1, 2, 3, 4, 5 o 6; y Wi es el factor de ponderación de la concentración de gases, que toma los siguientes valores de la Tabla 13.

Tabla13: Pesos para cada gas

GAS	Wi
CO	1
CO2	1
H2	2
CH4	3
C2H6	3
C2H4	3
C2H2	5

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 11: Puntuación y pesos de los gases (ppm)

GAS	PUNTUACIÓN						Wi
	1	2	3	4	5	6	
H2	<=100	100-200	200-300	300-500	500-700	>700	2
CH4	<=75	75-125	125-200	200-400	400-600	>600	3
C2H6	<=65	65-80	80-100	100-120	120-150	>150	3
C2H4	<=50	50-80	80-100	100-150	150-200	>200	3
C2H2	<=3	3-7	7-35	35-50	50-80	>80	5
CO	<=350	350-700	700-900	900-1100	1100-1400	>1400	1
CO2	<=2500	<=3000	<=4000	<=5000	<=7000	>7000	1

Fuente: A. Naderian, S. Cress y R. Piercy

Finalmente se determina la condición del equipo al evaluar la Tabla 12.

Tabla 12: Clasificación de los transformadores basado en factor DGA

Rango	Condición	Descripción
A	Bueno	$DGAF < 1.2$
B	Aceptable	$1.2 \leq DGAF < 1.5$
C	Precaución	$1.5 \leq DGAF < 2$
D	Malo	$2 \leq DGAF < 3$
E	Muy Malo	$DGAF \geq 3$

Fuente: A. Naderian, S. Cress y R. Piercy

3.4.2 Metodología W. Flores, E. Mombello, J.A. Jardini y G. Rattá

El algoritmo usado por esta metodología considera como parámetro de entrada el DGA, cuyos métodos de interpretación son la relación de gases de IEC y el triángulo de Duval.

El resultado del algoritmo es un vector definido por unos y ceros, al corresponder con la detección o no de una falla presente en el transformador.

El sistema de lógica difusa se utiliza para representar y manipular numéricamente las reglas lingüísticas de forma natural mediante el uso de conjuntos difusos, que requiere de entradas nítidas para establecer las reglas y definir las funciones de pertenencia del antecedente (todas las posibles fallas) y del consecuente (condición del equipo).

Dentro de la metodología, cada regla define nueve antecedentes (PD, D1, D2, T1, T2, T3, EdP, CeO y CdC) y un consecuente.

Al final, el algoritmo funciona como un traductor, que "convierte" los valores de cada falla detectada (PD, D1, etc.) a valores lingüísticos que permiten conocer la condición del equipo⁷⁵.

A diferencia de la metodología anterior, esta metodología no utiliza factores de peso ni clasificación por gases. La metodología utiliza el DGA para evaluar mediante técnicas de diagnóstico, la condición real del equipo.

3.4.3 Metodología Ali Naderian Jahromi

En esta metodología los factores de ponderación se pueden ajustar de acuerdo con la práctica actual de cada equipo y los pesos utilizados intentan dar una cifra global de resultados de DGA, en un marco de tiempo a largo plazo.

La metodología considera las recomendaciones entregadas por la IEC y la IEEE, en cuanto a los límites recomendados para el Acetileno (C_2H_2); el cual presenta un mayor valor en la norma IEEE.

Además, la norma IEEE, estima un valor más conservador para el Monóxido de Carbono (CO) de 350 ppm.

El factor DGAF, se calcula utilizando exactamente la expresión descrita en la ecuación 1; y en la que se consideran los pesos definidos en la Tabla 14.

En cuanto a la variable S_i , los puntajes de evaluación de la concentración de los gases serán igual a 1, 2, 3, 4, 5 o 6

⁷⁵ N. A. Bakar, A. Abu-Siada, H. Cui, and S. Li, "Improvement of DGA interpretation using scoring index method," ICEMPE 2017 - 1st Int. Conf. Electr. Mater. Power Equip., pp. 502–506, 2017.

Finalmente, la condición del transformador evaluada desde el factor DGAF, es la ya descrita en la Tabla 12. Para la metodología, la tasa de producción de gases es el mejor análisis para determinar la condición del equipo⁷⁶.

3.4.4 Metodología J. Haema y R. Phadungthin

La metodología enmarca tres tipos de pruebas para determinar la salud del transformador de potencia:

1. Pruebas eléctricas (inspeccionan el estado de la bobina)
2. Pruebas de inspección visual (referente del estado general del equipo)
3. Pruebas de aislamiento de aceite (evalúan condición del aceite).

Dentro del tercer grupo de pruebas, se consideran la calidad del aceite, el análisis de furanos y el factor de porcentaje DGA; siendo este último el de nuestro interés.

La metodología define el cálculo del DGAF, como:

Ecuación 2

$$(\%)DGAF = \frac{\sum_{i=H_2}^{i=CO_2}(S_i \times W_i)}{\sum_{i=H_2}^{i=CO_2}(S_{maxi} \times W_i)}$$

La Tabla 16 presenta estos valores; donde S_i es el puntaje de evaluación de la concentración de gases, W_i es el factor de ponderación de la concentración de gases y S_{maxi} puede interpretarse como el valor máximo de S_i tomado para cada gas (la metodología no precisa de manera clara este último parámetro)

⁷⁶ A. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan, "An approach to power transformer asset management using health index," IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 25, no. 2. pp. 20–34, 2009.

Tabla 13: Factores de puntuación y peso por gas

GAS	PUNTUACIÓN (<i>Si</i>)						Wi(1-5)
	1 Buena	2	3	4	5	6	
H2	<=100	101-200	201-300	301-500	501-700	>700	2
CH4	<=75	76-125	126-200	201-400	401-600	>600	3
C2H6	<=65	66-80	81-100	101-120	121-150	>150	1
C2H4	<=50	51-80	81-100	101-150	151-200	>200	3
C2H2	<=3	4 _ 7	8 _ 35	36-50	51-80	>80	5
CO	<=350	351-700	701-900	901-1100	1100-1400	>1400	1
CO2	<=2500	<=3000	<=4000	<=5000	<=6000	>7000	1

Fuente: A. Naderian, S. Cress y R. Piercy

De la tabla se observa que el factor de ponderación del gas C2H6 es igual a 1; lo que puede indicar que la metodología considera este gas no tan representativo dentro del cálculo del factor. Este aspecto difiere fuertemente frente a las anteriores metodologías, donde el valor de puntuación (*Si*) para el gas C2H6 es igual a 3.

Al final, el método clasifica el porcentaje de factor de índice de salud DGA en códigos: 0, 1, 2, 3 y 4. Donde el código “0” representa la peor condición del equipo, y el código “4” indica una buena condición; como se aprecia en la tabla 14.

Tabla 14: Porcentaje del factor de índice de salud DGA

Factor índice de Salud	Condición	Descripción
4	Bueno	DGAF<=20%
3	Aceptable	21%<=DGAF<30%
2	Precaución	31%<=DGAF<40%
1	Malo	41%<=DGAF<50%
0	Muy Malo	DGAF>51%

3.4.5 Metodología J. Haema y R. Phadungthin

Para el año 2013 los investigadores mencionados en esta metodología determinan que los factores de ponderación *Wi*, se obtienen por consenso de la amplia experiencia del personal de diseño y mantenimiento.

Indican además que, la puntuación del indicador de la condición del transformador es algo subjetiva, y que depende de algunas características del transformador, como el diseño del equipo y su aceptación en la industria.

Finalmente, indican que la variable Si de puntuación, depende de la tasa de generación de gases; y que ésta a su vez ayuda a la determinación del indicador de condición del transformador.

Esta metodología define el factor DGAF aplicando exactamente la ecuación 2⁷⁷; y la condición final de los equipos está determinada por los criterios de la Tabla 14

3.4.6 Metodología Atefeh Dehghani Ashkezari, Hui Ma, Tapan K. Saha, y Chandima Ekanayake

La metodología utiliza un algoritmo inteligente que adopta un enfoque de máquina de vector de soporte difuso (FSVM), para construir un modelo estadístico; cuya base de datos es la obtenida por los resultados de las pruebas de aceite realizadas al transformador.

Dentro de la metodología, el Factor DGA (DGAF) para determinar el índice de salud se define como:

Ecuación 3

$$DGAF = \frac{\sum_{i=1}^7 Si \times Wi}{\sum_{i=1}^7 Wi}$$

⁷⁷ J. Haema, "Development of Condition Evaluation for Power Transformer Maintenance," no. May, pp. 620–623, 2013.

Donde S_i es el puntaje de evaluación de la concentración de gases y es igual a 1, 2, 3, 4, 5 o 6; y W_i es el factor de ponderación de la concentración de gases, que toma los siguientes valores de la Tabla 15:

Tabla 15: Valores del factor de ponderación

GAS	W_i
CO	1
CO ₂	1
H ₂	2
CH ₄	3
C ₂ H ₆	3
C ₂ H ₄	3
C ₂ H ₂	5

Fuente: Elaboración Propia

Después de aplicar la fórmula de DGAF, se obtiene una clasificación de la condición del transformador al evaluar las concentraciones de los gases.

La clasificación se define por cinco condiciones: bueno, aceptable, precaución, malo y muy malo. La condición buena se da cuando el DGAF es menor a 1.2 y la peor condición se presenta cuando DGAF es mayor o igual a 3⁷⁸.

3.4.7 Metodología Kittanut Taengko y Parnjit Damrongkulkamjorn

Esta metodología aplica una fórmula más simple y directa, que las citadas anteriormente

La fórmula de cálculo está definida sólo por la multiplicación directa de $W_i \times S_i$ para hallar el valor DGA; y sólo se utilizan dentro del cálculo 5 gases (CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ y H)

⁷⁸ A. D. Ashkezari, H. Ma, T. Saha, and C. Ekanayake, "Application of fuzzy support vector machine for determining the health index of the insulation system of in-service power transformers," IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 20, no. 3, pp. 965–973, 2013.

Los valores de S_i dependen de la clasificación de los factores de condición del transformador; y estos están clasificados de 1 a 4.

El peso para cada factor lo determina la experiencia del personal de mantenimiento y la información que se disponga durante un tiempo prolongado del equipo objeto de evaluación.

Los pesos se determinan en función de la gravedad de los factores que afectan el estado de salud de los transformadores de potencia. Para este caso puntual, la metodología le ha asignado al DGA un peso igual a 3.

Finalmente a través de la aplicación de una matriz, se combinan todos los cálculos realizados para cada parámetro (contenido de humedad, inspección y mantenimientos, prueba de resistencia de devanados, ente otras); aplicando la fórmula directa y asignando a cada factor un valor definido previamente por la experticia del personal de mantenimiento⁷⁹.

3.4.8 Metodología Atefeh Dehghani Ashkezari, Hui Ma, Tapan K. Saha e Yi Cui

La metodología aplica un algoritmo inteligente que utiliza la máquina de vector de soporte difuso, para evaluar las condiciones del aislamiento del transformador utilizando las características del aceite.

Para estimar el factor DGAF, es utilizada la fórmula de la ecuación 1.

⁷⁹ K. Taengko and P. Damrongkulkamjorn, "Risk assessment for power transformers in PEA substations using health index," 2013 10th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology. pp. 1–6, 2013.

El criterio utilizado para determinar el valor de la variable Si , es el correspondiente al valor del puntaje basado en el volumen de gases disueltos. Además de considerar la recomendación de la Norma IEC 60599 y la Norma C57.104⁸⁰.

Finalmente la clasificación de la condición del equipo se obtiene al revisar lo descrito en la metodología⁸¹.

3.4.9 Metodología W. Wattakapaiboon y N. Pattanadech

El método confronta una metodología de tipo convencional y una nueva metodología para calcular el IH general del transformador utilizando expresiones matemáticas no tan complejas.

La metodología convencional, requiere un total de veinticuatro parámetros de prueba para evaluar la condición del equipo; y en ocasiones algunos parámetros no se encuentran claramente definidos. Dentro del cálculo, se asigna a cada parámetro de prueba un coeficiente de multiplicación “K”; que guarda relación con lo representativo del parámetro en la determinación de la condición del equipo; y un número de evaluación “HIF” para cada parámetro de prueba.

De otro lado, el nuevo desarrollado propone el uso parámetros de pruebas más simples para evaluar la condición del transformador. La puntuación para evaluar la condición de los transformadores se hace de la misma manera que el método convencional. Aquí solo se utilizan quince parámetros; entre ellos el cálculo del factor de DGA, el factor de calidad del aceite y la inspección visual; esta última

⁸⁰ A. Ashkezari, H. Ma, T. Saha, and Y. Cui, “Investigation of feature selection techniques for improving efficiency of power transformer condition assessment,” IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 21, no. 2, pp. 836–844, 2014.

⁸¹ A. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan, “An approach to power transformer asset management using health index,” IEEE Electr. Insul. Mag., vol. Vol.25, no. No.2, p. 2, 2009.

agrupa algunos parámetros ambiguos ya evidenciados en la metodología convencional. Ahora bien, cómo el objetivo principal de la presentación de esta metodología es conocer la propuesta para calcular el factor de DGA; se tiene que la metodología utiliza la misma estructura matemática definida previamente en la ecuación 1.

La Tabla 16 define los valores de las variables S_i (puntaje de evaluación de la concentración de gases) y W_i (factor de ponderación de la concentración de gases).

Tabla 16: Factores de puntuación y peso para cada gas

GAS	PUNTUACIÓN						Wi
	1 Buena	2	3	4	5	6	
H ₂	<=100	100-200	200-300	300-500	500-700	>700	2
CH ₄	<=75	75-125	125-200	200-400	400-600	>600	3
C ₂ H ₆	<=65	65-80	80-100	100-120	120-150	>150	3
C ₂ H ₄	<=50	50-80	80-100	100-150	150-200	>200	3
C ₂ H ₂	<=3	3-7	7-35	35-50	50-80	>80	5
CO	<=350	350-700	700-900	900-1100	1100-1400	>1400	1
CO ₂	<=2500	<=3000	<=4000	<=5000	<=6000	>7000	1

Fuente: Elaboración Propia

La evaluación de la condición del transformador, según los resultados del factor de índice de salud del análisis de gases disuelto, se presenta en la Tabla 17; donde se observa que la condición más crítica la tiene un DGAF mayor a tres⁸².

Tabla 17: Calificación del transformador basado en el Factor DGA

Rango	Condición	Descripción
A	Bueno	DGAF<1.2
B	Aceptable	1.2<=DGAF<1.5
C	Precaución	1.5<=DGAF<2
D	Malo	2<=DGAF<3
E	Muy Malo	DGAF>3

⁸² W. Wattakapaiboon and N. Pattanadech, "The new developed Health Index for transformer condition assessment," 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD). pp. 32–35, 2016.

3.4.10 Metodología Kanika Chitnavis y Dr. N. R. Bhasme

En la metodología los datos de entrada se procesan en una puntuación por módulos de funciones de evaluación; en la que estos puntajes se comparan relativamente entre sí en función del factor de peso asignado y finalmente se resumen para calcular un puntaje final del índice de salud del equipo.

Todos los mecanismos de falla y degradación relevantes, junto con sus consecuencias e implicaciones prácticas se identifican y enumeran como el paso previo hacia la creación de un modelo de índice de salud; es decir, se reconoce qué parte del transformador está especialmente expuesta a fallas y cómo pueden interpretarse los datos medidos para proporcionar información relevante y confiable.

El modelo considera como parámetros de entrada, el factor de análisis de gases disueltos (DGAF), la calidad del aceite, el factor de potencia, el cambiador de taps, el historial de carga y el récord de mantenimientos.

Para el caso particular del DGAF, esta metodología aplica el mismo cálculo de la metodología. Los valores de los parámetros S_i (puntaje de evaluación de la concentración de gases) y W_i (factor de ponderación de la concentración de gases), se presentan a continuación en la Tabla 18

Tabla 18: Factores de peso por niveles de gas

GAS	PUNTUACIÓN						Wi
	1 Buena	2	3	4	5	6	
H ₂	<=100	100-200	200-300	300-500	500-700	>700	2
CH ₄	<=75	75-125	125-200	200-400	400-600	>600	3
C ₂ H ₆	<=65	65-80	80-100	100-120	120-150	>150	3
C ₂ H ₄	<=50	50-80	80-100	100-150	150-200	>200	3
C ₂ H ₂	<=3	3_7	7_35	35-50	50-80	>80	5
CO	<=350	350-700	700-900	900-1100	1100-1400	>1400	1
CO ₂	<=2500	<=3000	<=4000	<=5000	<=6000	>7000	1

Finalmente, la condición del equipo determinada por el DGAF, se clasifica en cinco códigos; donde el código “A” representa la mejor condición y el código “E” representa la condición más crítica⁸³.

3.4.11 Metodología Norazhar Abu Bakar, A. Abu-Siada, Huize Cui, and Shengtao Li

La metodología utiliza para la identificación de fallas, cuatro métodos de interpretación de DGA existentes; relación Doernenburg (DRM), método de razón de Rogers (RRM), método de relación IEC (IRM) y método de triángulo Duval (DTM). La precisión de cada método se calcula en función del número de predicciones exitosas de todas las fallas (se utiliza una fórmula para definir este parámetro).

El método incorpora los cuatro métodos y luego asocia los resultados utilizando la técnica de índice de puntuación para proporcionar una decisión más confiable y consistente sobre la condición de falla. A cada método de interpretación se le asigna un peso y una clasificación, acorde a la precisión en cuanto a la definición de fallas.

Esta metodología no utiliza ninguna de las fórmulas definidas previamente, para calcular el factor de DGAF.

Se proponen cuatro rangos de índice de puntuación para representar la condición del transformador: insignificante, menos significativo, significativo y muy significativo⁸⁴.

⁸³ K. Chitnavis, “Review of Critical Analysis for Life Estimation of Power Transformer,” pp. 0–5, 2017.

⁸⁴ N. A. Bakar, A. Abu-Siada, H. Cui, and S. Li, “Improvement of DGA interpretation using scoring index method,” ICEMPE 2017 - 1st Int. Conf. Electr. Mater. Power Equip., pp. 502–506, 2017.

3.5 SELECCIÓN DE LA METODOLOGÍA DGAF

A continuación, la Tabla 19 relaciona para cada metodología, la fórmula aplicada en su cálculo DGAF.

Tabla 19: Fórmulas DGAF acorde a Metodologías

Año	Metodología	Valor de los pesos	$\begin{aligned} &(\%)DGAF \\ &= \frac{\sum_{i=H_2}^{i=CO_2} (SixWi)}{\sum_{i=H_2}^{i=CO_2} (SmaxiWi)} \end{aligned}$	$\begin{aligned} &DGAF \\ &= \frac{\sum_{i=1}^7 SixWi}{\sum_{i=1}^7 Wi} \end{aligned}$
2008	A. Naderian, S. Cress, R. Piercy	H2=2; CH4=3; C2H6=3; C2H4=3; C2H2=5; CO=1; CO2=1	NO	SI
2008	W. Flores, E. Mombello, J. a. Jardini, and G. Ratta,	No utiliza pesos	NO	NO
2009	Ali Naderian Jahromi.	H2=2; CH4=3; C2H6=3; C2H4=3; C2H2=5; CO=1; CO2=1	NO	SI
2012	J. Haema and R. Phadungthin	H2=2; CH4=3; C2H6=1; C2H4=3; C2H2=5; CO=1; CO2=1	SI	NO
2013	J.Haema	H2=2; CH4=3; C2H6=1; C2H4=3; C2H2=5; CO=1; CO2=1	SI	NO
2013	A. D. Ashkezari, H. Ma, T. Saha, and C. Ekanayake	H2=2; CH4=3; C2H6=3; C2H4=3; C2H2=5; CO=1; CO2=1	NO	SI
2013	Kittanut Taengko	No utiliza pesos	NO	NO
2014	Atefeh Dehghani Ashkezari, Hui Ma, Tapan K. Saha and Yi Cui	H2=2; CH4=3; C2H6=3; C2H4=3; C2H2=5; CO=1; CO2=1	NO	SI
2016	W. Wattakapaiboon and N. Pattanadech	H2=2; CH4=3; C2H6=3; C2H4=3; C2H2=5; CO=1; CO2=1	NO	SI
2017	K. Chitnavis	H2=2; CH4=3; C2H6=3; C2H4=3; 2H2=5; CO=1; CO2=1	NO	SI
2017	N. A. Bakar, A. Abu-Siada, H. Cui, and S. Li	No utiliza pesos	NO	NO

Fuente: Elaboración Propia

De la tabla anterior, se observa que en principio los investigadores no consideraban dentro del cálculo del DGAF la expresión ***S_{maxi}***; a diferencia de las metodologías J. Haema and R. Phadungthin para los años 2012 y 2013. La misma formulación permite apreciar que estas metodologías asignan un valor de 1 “uno” de peso para el gas Etano C₂H₆; lo que podría interpretarse como que, la importancia de este gas al momento de aplicar el factor de análisis de gases disuelto no resulta ser tan relevante para conocer la condición del equipo.

En definitiva, no se precisa una razón clara por la cual se justifique el valor de ***S_{maxi}*** en la formulación y la forma en que este ayuda a la identificación de la real condición de los transformadores.

De otra parte, la fórmula normal o tradicional para calcular el factor de DGA, aplicada en 6 de las 11 metodologías citadas, permite inferir, que para la mayoría de los autores e investigadores resulta ser la más usada y confiable al momento de acercarse de manera acertada al diagnóstico real del transformador.

La metodología asigna un valor de 3 “tres” de peso para el gas Etano C₂H₆; indicando un grado de importancia mayor a este gas al momento de conocer la condición del transformador.

De las anteriores metodologías, se selecciona la metodología K. Chitnavis, porque introduce un método de clasificación para calcular el factor de análisis de gas disuelto (DGAF), que combina y tiene en cuenta varias recomendaciones para los límites de gas dados por deferentes técnicas de interpretación de gases, tales como Durenburg, IEC, IEEE; y además sugiere continuar con las recomendaciones dadas por norma IEEE.C57.104.1991 en cuanto a realizar monitores frecuentes de acuerdo con la producción diaria o mensual de gases

La metodología de Wattakapaiboon, también aplica los mismos pesos y la misma calificación de condición que la metodología K. Chitnavis, pero se queda un poco corta en sus consideraciones y recomendaciones.

Con el propósito de justificar aún más las razones por las cuales para este trabajo de investigación se aplica la fórmula normal o tradicional para conocer el factor de DGA; a continuación, se hace un análisis entre ambas fórmulas asumiendo de manera hipotética la aplicación de los mismos pesos a todos los gases. Se toma una base de datos de 80 registros para los años 2015, 2016, 2017 y 2018, en la que se relaciona la concentración de gases individuales para los transformadores de la Empresa; obteniéndose los siguientes resultados de la Tabla 20:

Tabla 20: Resultados DGAF usando fórmulas *Smaxi* y normal con diferentes valores en el gas C₂H₆

CONDICIÓN EVALUADA	Smax con Wi=3 para C ₂ H ₆ (Hipotético)	Fórmula Tradicional con Wi=1 para C ₂ H ₆ (Hipotético)
Smax con Wi=1 para C ₂ H ₆	Bueno: 58 Aceptable: 19 Precaución: 0 Malo: 3	Bueno: 58 Aceptable: 10 Precaución: 9 Malo: 3
Fórmula Tradicional con Wi= 3 para C ₂ H ₆	Bueno: 58 Aceptable: 12 Precaución: 7 Malo: 3	No aplica

Fuente: Elaboración Propia

1. Al hacer los cálculos con la fórmula de la variable ***Smaxi***, y aplicar primero un peso con valor de 1 y luego un peso con valor de 3 al gas Etano, se obtiene que la condición de los equipos es exactamente igual, es decir, esto no representa variaciones en la evaluación de la condición del equipo.
2. Al hacer los cálculos aplicando un peso de valor 1 a la fórmula de la variable ***Smaxi*** y luego aplicar hipotéticamente un peso de valor 1 a la

fórmula tradicional o normal; se tiene que frente a los cálculos realizados se observa más estricto el diagnóstico en los equipos al hacerlo con DGAF normal, porque se aprecia una condición de precaución a un total de 9 equipos que antes no estaba presente; lo que permite inferir que en el uso de la fórmula que aplica el concepto ***S_{maxi}***, algunos equipos se están quedando en una condición de “aceptable” que al parecer no es la acertada frente a la condición real de los equipos evaluados.

3. Finalmente, se manejan al tiempo los mismos rangos y pesos para ambas fórmulas y se comparan los resultados del factor DGA de los equipos; de forma tal, que sea fácil visualizar los cambios en la condición del transformador. Se hace ahora la evaluación de la condición, aplicando a ambas fórmulas un peso de 3 valor al gas Etano. Se toma de manera hipotética este valor para la fórmula que usa el ***S_{maxi}***. Se aprecia que una vez más, la fórmula que aplica el DGAF normal se observa más estricta y exigente al acercarse a la condición real de los equipos.

La mayoría de los autores trabajan con la fórmula que no tiene la variable ***S_{maxi}***, por lo tanto, se usará para el desarrollo de este trabajo, la fórmula que no considera esta variable; es decir, se escoge la fórmula tradicional o normal; la cual resulta ser un poco más exigente al momento de dar una condición del estado de salud del equipo al analizarlo por DGA.

La fórmula que se aplicará corresponde a la definida en la ecuación 1:

$$DGAF = \frac{\sum_{i=1}^7 S_i x W_i}{\sum_{i=1}^7 W_i}$$

Y los valores de las variables S_i (puntaje de evaluación de la concentración de gases) y W_i (factor de ponderación de la concentración de gases), son los siguientes:

Tabla 21: Factores de puntuación y peso para cada gas según metodología K. Chitnavis

GAS	PUNTUACIÓN						Wi
	1 Buena	2	3	4	5	6	
H ₂	<=100	100-200	200-300	300-500	500-700	>700	2
CH ₄	<=75	75-125	125-200	200-400	400-600	>600	3
C ₂ H ₆	<=65	65-80	80-100	100-120	120-150	>150	3
C ₂ H ₄	<=50	50-80	80-100	100-150	150-200	>200	3
C ₂ H ₂	<=3	3-7	7-35	35-50	50-80	>80	5
CO	<=350	350-700	700-900	900-1100	1100-1400	>1400	1
CO ₂	<=2500	<=3000	<=4000	<=5000	<=6000	>7000	1

Fuente: Elaboración Propia

Por lo tanto, se va a considerar la siguiente clasificación para determinar la condición de los equipos.

Tabla 22: Calificación del transformador basado en el Factor DGA según metodología K. Chitnavis

Rango	Condición	Descripción
A	Bueno	DGAF<1.2
B	Aceptable	1.2<=DGAF<1.5
C	Precaución	1.5<=DGAF<2
D	Malo	2<=DGAF<3
E	Muy Malo	DGAF>=3

Fuente: Elaboración Propia

3.6 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA EN SOFTWARE MATLAB

Como aporte adicional para la empresa, se ha desarrollado mediante el Software Matlab una interfaz que da la opción de seleccionar el método de prueba que se quiera para conocer la condición de los equipos al usar las concentraciones individuales de los gases.

Se puede seleccionar el Método de Duval para la interpretación de fallas mediante el uso del Triángulo o el Pentágono; o sólo seleccionar el Factor de Índice de Salud DGAF.

El Software se ha validado, utilizando la información más reciente de análisis de gases disueltos con que cuenta la empresa; esto es enero de 2018.

A continuación, una breve descripción de su aplicabilidad:

Primero, en la interfaz se selecciona el método de análisis para el factor de índice de salud DGAF; y una vez cargada la información mediante un archivo plano, se visualizan los campos para los siete gases de análisis: Hidrógeno (H₂), Metano (CH₄), Etano (C₂H₆), Etileno (C₂H₄), Acetileno (C₂H₂), Monóxido de Carbono (CO) y Dióxido de Carbono (CO₂).

Figura 10: Interfaz de selección DGA

TIPO DE GAS	CONCENTRACIÓN [ppm]	TIPO DE GAS
Hidrógeno [H ₂]		Acetileno [C ₂ H ₂]
Metano [CH ₄]		Monóxido de C [CO]
Etano [C ₂ H ₆]		Dióxido de C [CO ₂]
Etileno [C ₂ H ₄]		Total Gases Combustibles

El ingreso de los datos para análisis, se pueden hacer de forma manual o mediante archivo (que se exporta de una carpeta previamente establecida). Una

vez que se selecciona el archivo y se carga a la aplicación, se pueden tener los datos técnicos básicos del equipo; tales como: subestación, código del transformador, capacidad, nivel de tensión y la fecha de la prueba del equipo que se seleccione

Figura 11: Ingreso de archivos para DGAF

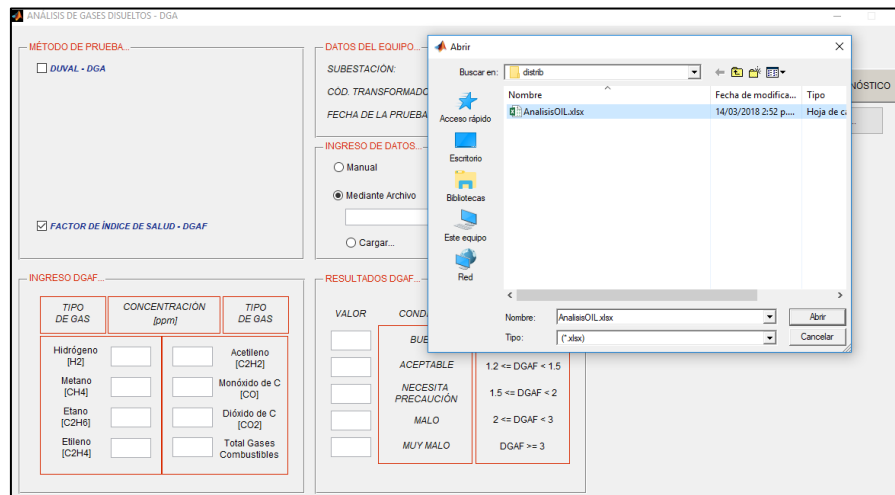
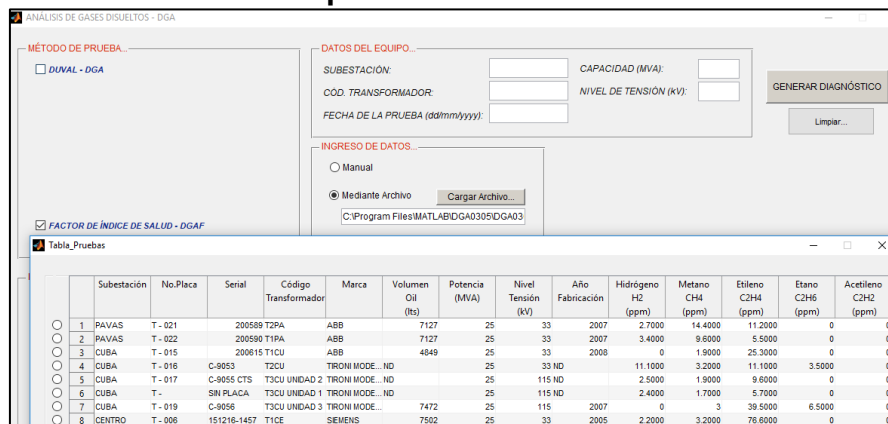


Figura 12: Selección datos de prueba



Para este caso se toma el primer transformador de la lista.

Figura 13: Ingreso de datos a la interfaz DGAF

The screenshot shows the 'ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS - DGA' window. The 'MÉTODO DE PRUEBA' section has 'DUVAL - DGA' selected. The 'DATOS DEL EQUIPO' section contains: SUBESTACIÓN: PAVAS, CAPACIDAD (MVA): 25, CÓD. TRANSFORMADOR: T2PA, NIVEL DE TENSION (KV): 33, and FECHA DE LA PRUEBA (dd/mm/yyyy): 05/01/2018. The 'INGRESO DE DATOS' section has 'Manual' selected. The 'INGRESO DGAF' table is as follows:

TIPO DE GAS	CONCENTRACIÓN [ppm]	TIPO DE GAS
Hidrógeno [H2]	2.7	0
Metano [CH4]	14.4	748.6
Etano [C2H6]	0	1914.7
Etileno [C2H4]	11.2	

The 'RESULTADOS DGAF' table is as follows:

VALOR	CONDICIÓN	DESCRIPCIÓN
	BUENA	DGAF < 1.2
	ACEPTABLE	1.2 <= DGAF < 1.5
	NECESITA PRECAUCIÓN	1.5 <= DGAF < 2
	MALO	2 <= DGAF < 3
	MUY MALO	DGAF >= 3

Ahora se selecciona en la parte superior derecha la opción generar diagnóstico, y se obtiene para este equipo su condición de salud, evaluada desde el análisis de gases disueltos. Su resultado corresponde a un valor DGAF de 1.11 que indica una buena condición.

Figura 14: Generar diagnóstico DGAF

The screenshot shows the same DGAF interface as Figure 13, but with the 'GENERAR DIAGNÓSTICO' button clicked. The 'RESULTADOS DGAF' table now shows the calculated value:

VALOR	CONDICIÓN	DESCRIPCIÓN
1.11111	BUENA	DGAF < 1.2
	ACEPTABLE	1.2 <= DGAF < 1.5
	NECESITA PRECAUCIÓN	1.5 <= DGAF < 2
	MALO	2 <= DGAF < 3
	MUY MALO	DGAF >= 3

Segundo, la interfaz permite seleccionar el método de análisis Duval, para identificar las posibles fallas de los equipos bajo estudio; tanto por Triángulo como por Pentágono. En esta oportunidad se selecciona el Triángulo de Duval.

Figura 15: Selección Método de Prueba Triángulo Duval

MÉTODO DE PRUEBA

☒ **DUVAL - DGA**

☒ **Triángulo de Duval** Duval_1

Aceite Mineral

☐ **Pentágono de Duval** Pentagono_1

☐ **FACTOR DE ÍNDICE DE SALUD - DGAF**

DATOS DEL EQUIPO

SUBESTACIÓN: CAPACIDAD (MVA):

CÓD. TRANSFORMADOR: NIVEL DE Tensión (KV):

FECHA DE LA PRUEBA (dd/mm/yyyy):

INGRESO DE DATOS

☒ **Manual**

☐ **Mediante Archivo** Cargar Archivo...

☐ **Cargar...**

INGRESO DGA

TIPO DE GAS	CONCENTRACIÓN	
	(ppm)	(%)
Acetileno [C ₂ H ₂]	0	
Metano [CH ₄]	0	
Etileno [C ₂ H ₄]	0	
Etano [C ₂ H ₆]		
Hidrógeno [H ₂]		

Triángulo de Duval

Diagrama de triángulo de Duval con ejes: %CH₄, %C₂H₄, %C₂H₂. El triángulo está dividido en zonas de color (azul, magenta, rojo, verde) que representan diferentes tipos de fallas.

Se selecciona el cargue de la información mediante archivo y los datos del equipo que será analizado, pueden visualizarse.

Figura 16: Ingreso de archivos para Triángulo

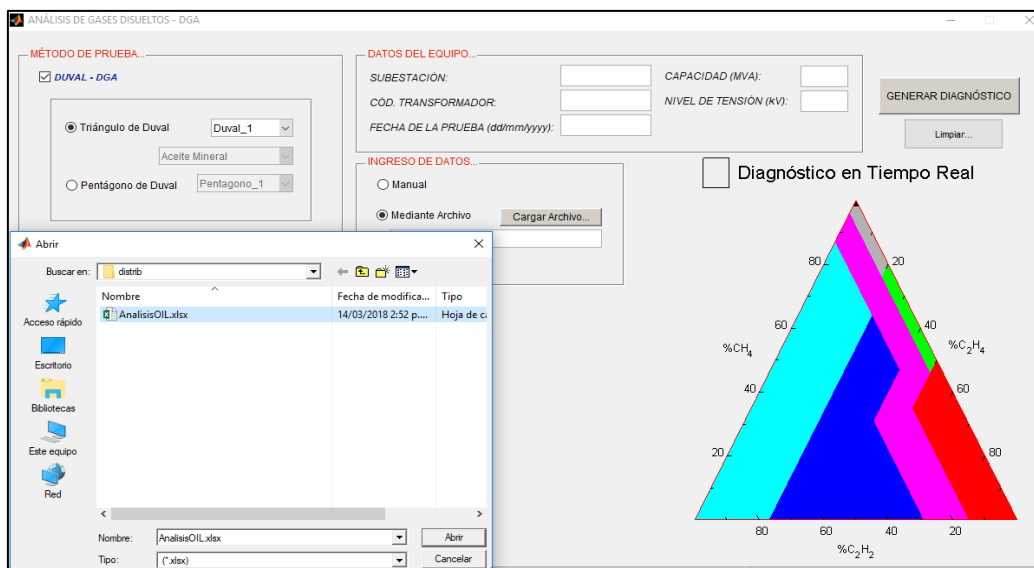
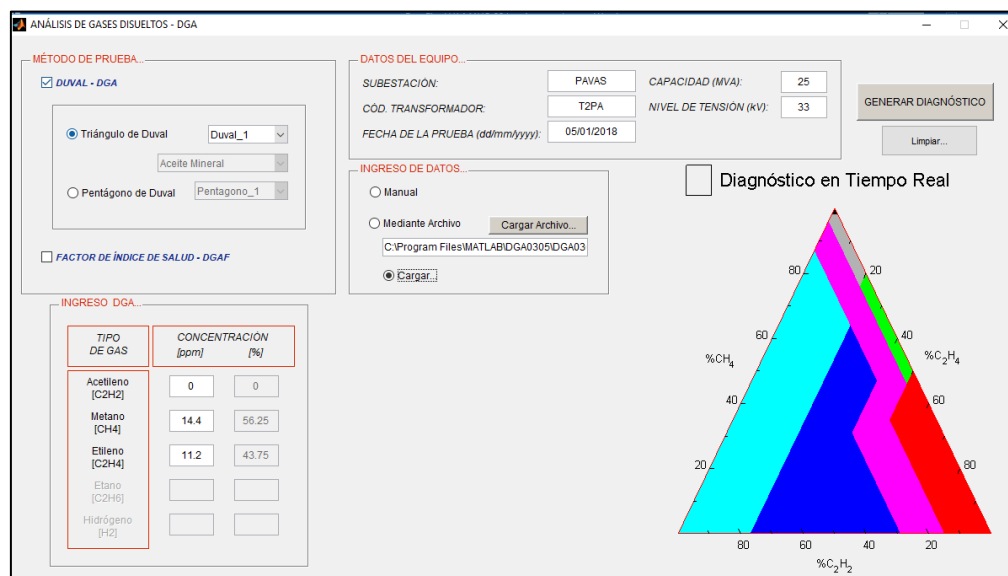
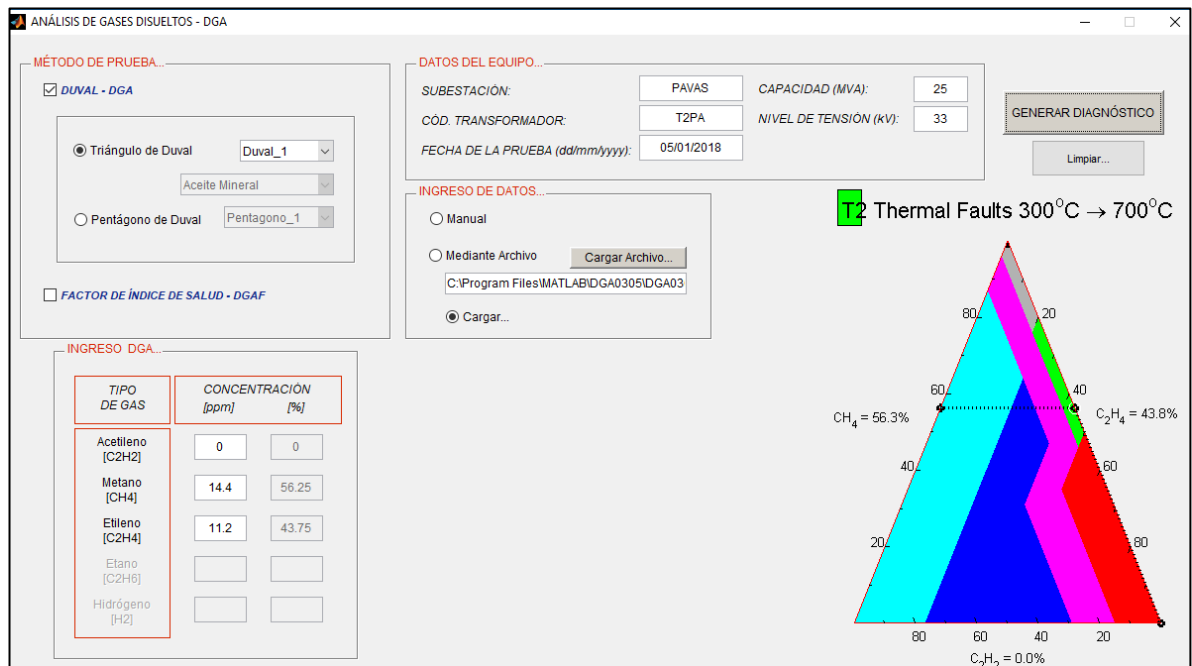


Figura 17: Ingreso de datos a la interfaz Triángulo



Se procede ahora a generar el reporte de la posible falla que tenga el transformador.

Figura 18: Generar diagnóstico Triángulo



Finalmente, como resultado del ejercicio anteriormente descrito, se obtiene que la posible falla del equipo es una Falla Térmica T2 cuya temperatura se encuentra entre los 300°C y los 700°C

Al ejecutar la aplicación a todos los equipos de la empresa, se obtienen los siguientes resultados con el DGAF y el Triángulo de Duval 1:

CÓDIGO DEL TRANSFORMADOR	RESULTADO DGAF	RESULTADO TRIÁNGULO DE DUVAL 1
T1	Bueno	T3
T2	Bueno	T3
T3	Bueno	T3
T4	Bueno	T3
T5	Aceptable	T2
T6	Aceptable	T1
T7	Bueno	T3
T8	Bueno	T2
T9	Aceptable	T3
T10	Bueno	T3
T11	Bueno	T3
T12	Bueno	T2
T13	Bueno	T3

CÓDIGO DEL TRANSFORMADOR	RESULTADO DGAF	RESULTADO TRIÁNGULO DE DUVAL 1
T14	Bueno	T3
T15	Bueno	T3
T16	Bueno	T3
T17	Malo	T1
T18	Bueno	T3
T19	Bueno	T3
T20	Bueno	T3
T21	Bueno	T3

Acorde a los resultados DGAF, se encontraron 17 equipos en condición “buena”, 3 equipos en condición “aceptable” y sólo un equipo en “mala” condición, al tener un valor DGAF mayor a 3.

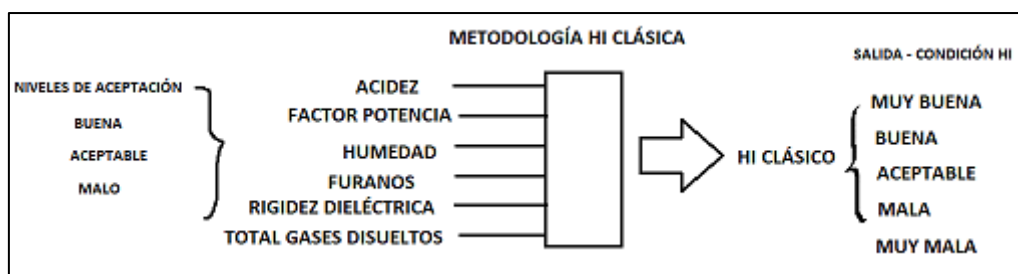
Frente al Triángulo de Duval, se encontraron 2 equipos con tipo de falla T1, 3 equipos con tipo de falla T2 y 16 con tipo de falla T3.

En el capítulo 4, se presentan las causas de estas fallas y la recomendación de acciones de mantenimiento.

4 DESARROLLO DE LA METODOLOGÍA Y SU APLICACIÓN EN MANTENIMIENTO

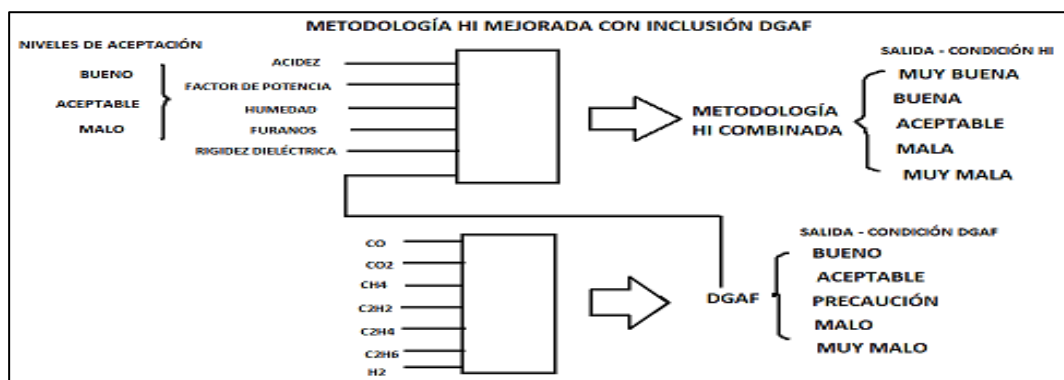
En el capítulo 2 se presentaron las diferentes metodologías de cálculo de HI y se definió que la metodología para trabajar en esta investigación era la metodología que consideraba dentro de sus variables de entrada, la variable Total de Gases Disueltos TDCG; como se ilustra a continuación.

Figura 19: Metodología HI Clásica



El aporte de este trabajo de investigación es mejorar el cálculo del HI Clásico al retirar la variable TDCG y reemplazarla por la metodología DGAF Factor de Índice de Salud de Análisis de Gases Disueltos; obteniendo como resultado final una metodología de índice de salud combinada que incorpora los resultados obtenidos a través del DGAF y que además conserva las funciones de membresía de todas las variables de entrada previamente definidas en la metodología seleccionada.

Figura 20: Metodología HI Mejorada con Inclusión DGAF

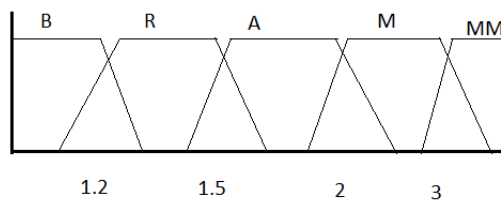


Como se modifica la metodología clásica HI, al cambiar el TDCG por el DGAF y conservar las demás variables fisicoquímicas; para aplicar la lógica difusa, es necesario que la clasificación de las cinco salidas de condición de DGAF, se ajusten y se combinen en tres niveles de aceptación (bueno-aceptable y malo); a fin de no cambiar las reglas de inferencia previamente definidas en la metodología clásica ya seleccionada.

Dentro de la metodología HI clásica, la normativa establece que cuando el total de gases disueltos del aceite del transformador es menor que 400 ppm su condición es buena; que valores entre 400 y 1200 ppm representa una condición aceptable y que por encima de 1200 ppm su condición es mala.

Clasificación de condición del DGAF

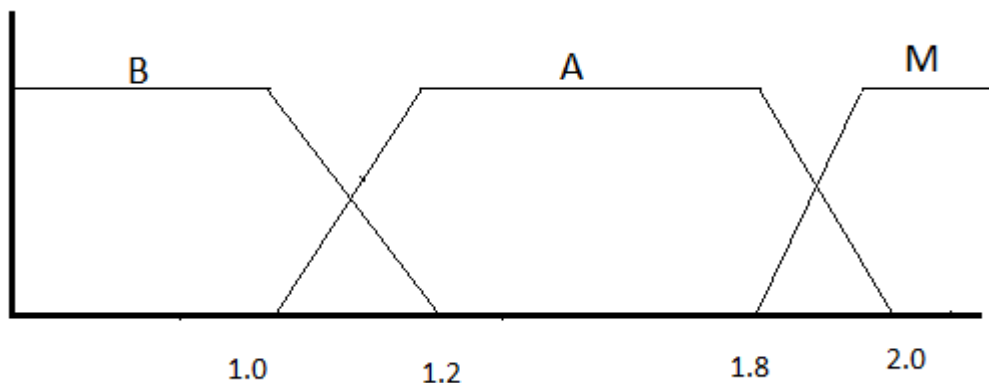
Figura 21: Clasificación de Condición DGAF



La condición del aceite del transformador con respecto al factor de análisis de gases disueltos se divide en tres tipos: bueno, aceptable y malo.

Funciones de membresía para el Factor de Análisis de Gases Disueltos (DGAF)

Figura 22: Funciones de membresía DGAF



Como la metodología seleccionada referente al HI ha sido validada previamente y corrida en varios escenarios por diferentes autores e investigadores; para el desarrollo de este trabajo se define su uso como apropiada para conocer la condición de los transformadores de la empresa.

Este ajuste es válido y puede hacerse porque el parámetro DGAF permite analizar al detalle la concentración de los gases individuales, y acorde a esto, se puede asignar un peso o grado de importancia a cada gas para indicar la condición de salud del equipo y la posterior identificación de fallas incipientes.

En conclusión, puede obtenerse a la salida, un nuevo método combinado para calcular el índice de salud general (HI Clásico con DGAF), cuyo resultado es la combinación de las pruebas fisicoquímicas de acidez, factor de disipación, humedad, furanos, rigidez dieléctrica y DGA; este último interpretado como un factor previo de análisis de condición.

La salida HI presenta cinco estados de condición; muy buena, buena, aceptable, mala y muy mala (esta clasificación está definida en el capítulo 2)

4.1 ANÁLISIS APLICANDO HI Y DGAF

Con el propósito de conocer la clasificación o ranking de los transformadores acorde al resultado de la evaluación de condición utilizando información del año 2018; se realiza un ejercicio de comparación de resultados de la evaluación de condición entre el análisis DGAF independiente, metodología HI Clásico y la metodología propuesta HI Clásico con DGAF.

Se propone entonces, hacer el análisis de resultados de la siguiente forma:

1. Tomar datos de entrada de gases y calcular el DGAF independiente y listar los transformadores en el orden de peor a mejor condición. (Tabla 23)
2. Tomar datos de entrada de pruebas fisicoquímicas y calcular HI Clásico y el HI con DGAF y listar los transformadores en el orden de peor a mejor condición de acuerdo con los resultados HI con DGAF (Tabla 24)
3. Comparar resultados DGAF, HI Clásico y HI con DGAF
4. Seleccionar los 5 transformadores que se encuentren en la peor condición y estudiarlos de manera particular en el Capítulo 5.
5. Proponer acciones de mantenimiento, basadas en la condición general de los transformadores.

Tabla 23: Resultados DGAF

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO								RESULTADOS DGAF	
CÓDIGO TRANSFORMADOR	HIDRÓGENO (H)	METANO (CH ₄)	ETILENO (C ₂ H ₄)	ETANO (C ₂ H ₆)	ACETILENO (C ₂ H ₂)	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	DIOXIDO DE CARBONO (CO ₂)	VALOR NUMÉRICO	VALOR LINGÜÍSTICO
T17	2486.4	252.1	20.8	180.9	0	311.2	1789.8	2.89	Malo
T5	388.1	39.4	11.9	28.4	0	220.5	1731	1.33	Aceptable
T6	230.7	17.4	1.1	16.8	0	191.4	2394.3	1.22	Aceptable
T9	17.8	7.9	17.8	4.3	0	269.6	6872.1	1.22	Aceptable

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO								RESULTADOS DGAF	
CÓDIGO TRANSFORMADOR	HIDRÓGENO (H)	METANO (CH4)	ETILENO (C2H4)	ETANO (C2H6)	ACETILENO (C2H2)	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	VALOR NUMÉRICO	VALOR LINGÜÍSTICO
T3	2.2	3.2	76.6	0	0	315.7	1837.8	1.17	Bueno
T12	2.7	14.4	11.2	0	0	748.6	1914.7	1.11	Bueno
T7	14.5	18.2	23.5	0.7	0	771.1	2267.7	1.11	Bueno
T8	3.4	9.6	5.5	0	0	449.4	1870.4	1.06	Bueno
T15	0	3	39.5	6.5	0	178.9	2962.3	1.06	Bueno
T4	0	1.9	25.3	0	0	125.3	1302.5	1.0	Bueno
T11	11.1	3.2	11.1	3.5	0	236.4	2442.2	1.0	Bueno
T14	2.5	1.9	9.6	0	0	112.5	1669.7	1.0	Bueno
T13	2.4	1.7	5.7	0	0	135.1	1938.6	1.0	Bueno

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO								RESULTADOS DGAF	
CÓDIGO TRANSFORMADOR	HIDRÓGENO (H)	METANO (CH4)	ETILENO (C2H4)	ETANO (C2H6)	ACETILENO (C2H2)	MONOXIDO DE CARBONO (CO)	DIOXIDO DE CARBONO (CO2)	VALOR NUMÉRICO	VALOR LINGÜÍSTICO
T21	0	2.1	11.6	0	0	92.8	1000.2	1.0	Bueno
T20	2.7	2.5	12.9	0.3	0	108.4	1595.1	1.0	Bueno
T19	1.9	2.5	39.5	0	0	174	1974	1.0	Bueno
T16	12.7	8.6	31.1	3.6	0	169.9	1354.9	1.0	Bueno
T2	44.9	36	42.9	5.5	0	128.7	990.8	1.0	Bueno
T10	2.3	1.8	5.5	25.5	0	117.8	965.4	1.0	Bueno
T18	6.2	2	21.1	3.5	0	86.4	1023	1.0	Bueno
T1	0	3.6	17.3	5.2	0	176.3	2177.2	1.0	Bueno

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 24. Resultados HI Clásico y HI con DGAF

ANÁLISIS FÍSICO QUÍMICO								RESULTADOS HI CLÁSICO		RESULTADOS HI CON DGAF	
CÓDIGO TRANSFORMADOR	Rigidez Dieléctrica ASTM D-1816-(2mm)	Contenido de Agua ASTM D-1533	Número de Neutralización ASTM D-974	FURANOS ASTM D5837-15	FACTOR DE POTENCIA ASTM D924 -25º	TOTAL, GASES DISUELTOS COMBUSTIBLES	DGAF	VALOR NUMÉRICO	VALOR LINGÜÍSTICO	VALOR NUMÉRICO	VALOR LINGÜÍSTICO
T17	48.7	16.4	0.0311	0.465	0.173	3251.4	2.89	0.525	Aceptable	0.525	Aceptable
T6	42.6	34.1	0.0251	0.465	0.107	457.4	1.22	0.501	Aceptable	0.501	Aceptable
T5	43.1	33.6	0.0442	0.465	0.132	688.3	1.33	0.487	Aceptable	0.487	Aceptable
T12	35.1	12.2	0.0061	0.465	0.096	776.9	1.11	0.3	Buena	0.459	Aceptable
T15	45.9	22.1	0.0117	0.235	0.095	227.9	1.06	0.3	Buena	0.434	Aceptable
T8	44.9	12.9	0.0061	0.235	0.063	467.9	1.06	0.221	Muy Buena	0.406	Aceptable
T2	48	17.6	0.0184	0.465	0.132	258	1	0.3	Buena	0.3	Buena
T21	46.5	13.7	0.0084	0.235	0.036	106.5	1	0.3	Buena	0.3	Buena

CÓDIGO TRANSFORMADOR	Rigidez Dieléctrica ASTM D-1816-(2mm)	Contenido de Agua ASTM D-1533	Número de Neutralización ASTM D-974	FURANOS ASTM D5837-15	FACTOR DE POTENCIA ASTM D924 -25º	TOTAL, GASES DISUELTOS COMBUSTIBLES	DGAF	VALOR NUMÉRICO	VALOR LINGÜÍSTICO	VALOR NUMÉRICO	VALOR LINGÜÍSTICO
T13	46.3	12.9	0.0061	0.235	0.054	144.9	1	0.158	Muy Buena	0.3	Buena
T1	43.8	13.6	0.0084	0.465	0.059	202.4	1	0.113	Muy Buena	0.3	Buena
T19	58.4	15.5	0.0118	0.235	0.106	217.9	1	0.3	Buena	0.3	Buena
T16	43.7	17	0.0339	0.465	0.101	225.9	1	0.121	Muy Buena	0.3	Buena
T11	46.9	32.1	0.0172	0.465	0.116	265.3	1	0.3	Buena	0.3	Buena
T9	41.8	23.7	0.0273	0.465	0.118	317.4	1.22	0.281	Buena	0.3	Buena
T3	42.1	28.1	0.0398	0.465	0.127	397.7	1.17	0.3	Buena	0.3	Buena

CÓDIGO TRANSFORMADOR	Rigidez Dieléctrica ASTM D-1816-(2mm)	Contenido de Agua ASTM D-1533	Número de Neutralización ASTM D-974	FURANOS ASTM D5837-15	FACTOR DE POTENCIA ASTM D924 -25º	TOTAL, GASES DISUELTOS COMBUSTIBLES	DGAF	VALOR NUMÉRICO	VALOR LINGÜÍSTICO	VALOR NUMÉRICO	VALOR LINGÜÍSTICO
T4	50.2	16.6	0.0084	0.465	0.078	152.5	1	0.113	Muy Buena	0.11	Muy Buena
T10	59.9	14.8	0.0115	0.465	0.087	152.9	1	0.113	Muy Buena	0.11	Muy Buena

Fuente:
Elaboración Propia

La pretensión no es evaluar la condición de los transformadores analizando en detalle sólo las concentraciones individuales de los gases combustibles; por el contrario, la intención es que al aplicar la metodología (HI con DGAF) que combina los gases disueltos con los resultados de las otras pruebas fisicoquímicas, se obtenga mayor precisión al momento de determinar el índice de salud general del equipo y su clasificación o ranking acorde a su condición y esto facilite la propuesta de actividades de mantenimiento para aquellos transformadores que representen un riesgo en la operatividad del sistema de potencia.

Tabla 25: Resultados Evaluación de Condición DGAF, HI Clásico y HI con DGAF

Descripción de Condición	Análisis DGAF	HI Clásico*	HI Clásico* con DGAF (Metodología Propuesta)
Muy buena	0	7	3
Buena	17	11	12
Aceptable	3	3	6
Mala	1	0	0
Muy Mala	0	0	0

- Utiliza valores asumidos para la variable furanos

Tabla 26: Top 5 de transformadores que se encuentran en peor condición por metodología

ORDEN DE CONDICIÓN	DGAF		HI CLÁSICO		HI CON DGAF	
	Código del Transformador	Valor Lingüístico	Código del Transformador	Valor Lingüístico	Código del Transformador	Valor Lingüístico
1	T17	Malo	T17	Aceptable	T17	Aceptable
2	T5	Aceptable	T6	Aceptable	T6	Aceptable
3	T6	Aceptable	T5	Aceptable	T5	Aceptable
4	T9	Aceptable	T11	Buena	T12	Aceptable
5	T3	Bueno	T15	Buena	T15	Aceptable

*Orden en que se pondrán actividades de mantenimiento

De la tabla anterior se observa que la evaluación de condición entre las metodologías HI Clásico y HI con DGAF guardan relación; no obstante, la idea principal es analizar los resultados obtenidos con la metodología propuesta HI con DGAF, que trae inmerso un análisis previo de la condición al considerar las concentraciones de gases individuales para todos los equipos y no un total de gases. Se puede observar que la metodología propuesta es mucho más estricta al entregar el resultado final de la condición de los equipos.

De aquí se tomarán los transformadores T17 y T5 como casos de estudio particular y su posterior propuesta de mantenimiento.

Ahora bien, la evaluación de la condición con DGAF, se observa muy conveniente, porque complementa la clasificación inicial de condición dada por el HI con DGAF que presenta sólo dos transformadores en condición aceptable. Se observa que el análisis DGAF de los gases individuales ratifica una mala condición para el T17 e incluye el T9 en condición de aceptable, para que sea analizado dentro de los casos de estudio.

4.2 PROPUESTA DE APLICACION DE ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

Para facilitar la comprensión de la metodología de mantenimiento propuesta, se presenta a continuación una relación para cada falla de Duval, las causas que la originan y las actividades de mantenimiento recomendadas.

Tabla 27: Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas

PARÁMETRO EVALUADO	PROPUESTA ACCIONES DE MANTENIMIENTO
FALLA T1: AVERÍAS TÉRMICAS A $T < 300^{\circ}\text{C}$ *Sobrecarga del transformador en situaciones de emergencia *Objeto bloqueado que restringe en flujo de aceite en el devanado *Flujo de dispersión en las piezas de apriete de la culata *Defecto térmico inferior a 300°C si el papel se torna marrón es una falla T1 y superiores a 300°C si se carboniza (T2)	*Hacer pruebas eléctricas, como la prueba de resistencia de aislamiento (megger) *Hacer prueba de humedad en el papel. *Hacer termografía *Verificar radiadores y ventiladores por posibles problemas de refrigeración *Revisar historial de carga del equipo *Hacer prueba de viscosidad del aceite (1)
FALLA T2: AVERÍAS TÉRMICAS A $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$ *Contactos defectuosos en conexiones atornilladas. *Corrientes circulatorias entre piezas de apriete y bulones de la culata, piezas de apriete y chapa magnética, puestas a tierra, soldaduras o sujeciones defectuosas en las pantallas magnéticas. *Rotura de aislamiento entre conductores paralelos adyacentes de los devanados. *Aislamiento del papel destruido. Aceite muy carbonizado. (2)	*Verificar condiciones de refrigeración del transformador por posible sobrecalentamiento en el papel. *Hacer pruebas eléctricas: resistencia de devanados (identificar estado de bobinas) y prueba de corriente de excitación (identificar estado del núcleo) *Si CO es alto puede presentarse carbonización del papel: se propone prueba DFR (para verificar humedad en papel) y furanos. (1)
FALLA T3: AVERÍAS TÉRMICAS A $T > 700^{\circ}\text{C}$ *Pequeñas corrientes en las paredes de la cuba originadas por un campo magnético altamente descompensado *Cortocircuitos en las juntas de las chapas magnéticas del núcleo. *Carbonización del aceite, coloración de metales (800°C) o fusión de metales ($>1000^{\circ}\text{C}$) *Producción de grandes cantidades de Hidrógeno y Acetileno, con menor cantidad de Metano y Etileno. Si la falla involucra la celulosa se presenta monóxido y dióxido de carbono (2)	*Verificar condiciones de refrigeración del transformador *Verificar tendencias de acuerdo con condición de la total de gases combustibles. (1)

PARÁMETRO EVALUADO	PROPUESTA ACCIONES DE MANTENIMIENTO
DP DESCARGAS PARCIALES: (H2, posible traza de CH4 y C2H6. Posible CO) *Aislamiento debilitado por envejecimiento y/o esfuerzo dieléctrico *Descargas en cavidades llenas de gases como consecuencia de una impregnación incompleta, alta humedad en el papel, sobresaturación de aceite o cavitación, y que conduce a la formación de cera X *Aislamiento debilitado por envejecimiento y esfuerzo dieléctrico. (2)	*Hacer muestreos semanales para hacer seguimiento a la tasa de crecimiento de los gases. (1) *Realizar inspecciones termográficas periódicas a todo el exterior del transformador, con equipos apropiados y personal calificado; con el fin de detectar zonas o puntos calientes, radiadores que no operen, bombas de aceite fuera de servicio u operando deficientemente, temperaturas indirectas indicadoras de posibles fallas internas
D1: DESCARGAS DE BAJA ENERGÍA (H2, CH4 (cierto nivel de CO2 si las descargas guardan relación con aislamiento de papel). Posibles cantidades trazables de C2H6 *Chispas o arcos entre malas conexiones a potenciales diferentes o a potencial flotante, en anillos estáticos, discos o conductores, adyacentes de devanados, soldaduras defectuosas o bucles cerrados en el núcleo. *Descargas entre piezas de sujeción, bornas y cuba, entre alta tensión y tierra en los devanados, en las paredes de la cuba. *Micro perforación carbonizada del papel, que puede ser fácilmente detectada. *Formación de caminos conductores en bloques de madera, en el adhesivo del aislante, en espaciadores de devanados; debido a grandes perforaciones carbonizadas en el papel, carbonización de la superficie del papel. *Ruptura dieléctrica del aceite, corriente de corte del selector. (2)	Hacer pruebas eléctricas generales al equipo para evaluar componentes. (1)

PARÁMETRO EVALUADO	PROPUESTA ACCIONES DE MANTENIMIENTO
D2: DESCARGAS DE BAJA ENERGÍA (H₂, CH₄, C₂H₆, C₂H₄ y el gas clave para la formación de un arco C₂H₂ estarán presentes quizás en grandes cantidades. Si se está generando C₂H₂, sigue formándose un arco. CO estará presente si se está calentando el papel.) *Contorneamiento, formación de caminos conductores o arcos de alta energía local o de potencia. *Arcos de potencia, evidenciados por la destrucción extensiva y la carbonización del papel, fusión de metales en los extremos de la descarga, excesiva carbonización del aceite, y en algunos casos, desconexión del equipo, lo que confirma la gran cantidad de corriente de la descarga. *Aislamiento debilitado por envejecimiento y esfuerzo dieléctrico. Aceite carbonizado. *Destrucción del papel si está en la trayectoria del arco o sobrecalentado. (2)	Pruebas eléctricas generales (revisar con detalle resultados de prueba resistencia de devanados) (1)

Fuente: Elaboración Propia

1.Experto

2.Norma 60599:2016

Acorde a los resultados del ejercicio anterior donde se evaluó la condición de cada transformador, se presentará la propuesta de las actividades de mantenimiento.

Dado que los transformadores T17, T6, T5, T12 y T15 presentaron la peor condición, se analizarán de manera individual como casos de estudio de acciones de mantenimiento propuestas.

Esta propuesta de mantenimiento tiene inmersa una componente de “conocimiento” enmarcado por el criterio de los expertos (internos y externos) de la empresa, y la experiencia del personal de mantenimiento con que cuenta la compañía.

Se consideran inicialmente los resultados obtenidos con DGA al aplicar el Software Matlab (encontrando fallas según Duval) y posteriormente se analizan los resultados de las pruebas fisicoquímicas; aunque además se considera de forma general el comportamiento de los gases N₂ y O₂ al interior de los transformadores.

Las siguientes actividades de mantenimiento van encaminadas a orientar acciones y buenas prácticas por parte de los responsables del proceso, para que sobre los activos se haga una mejor gestión y los equipos adquieran más valor al aumentar su ciclo de vida útil.

Tabla 28: Actividades de Mantenimiento Propuestas

PARÁMETRO EVALUADO	POSIBLES CAUSAS	PROPUESTA ACCIONES DE MANTENIMIENTO
Falla T1: Averías Térmicas a $t < 300^{\circ}\text{C}$ (2)	Revisar lo indicado según tabla Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas	
Falla T2: averías térmicas a $300^{\circ}\text{C} < t < 700^{\circ}\text{C}$ (2)	Revisar lo indicado según tabla Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas	
Falla T3: Averías Térmicas a $t > 700^{\circ}\text{C}$ (2)	Revisar lo indicado según tabla Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas	
DP Descargas Parciales: (3)	Revisar lo indicado según tabla Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas	
D1 Descargas de Baja Energía: (2)	Revisar lo indicado según tabla Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas	
D2 Descargas de Alta Energía (2)	Revisar lo indicado según tabla Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas	
Humedad de aceite con valores altos (3)	Cerca del valor límite, puede indicar que el aislamiento principal (papel) ya tenga retenida bastante humedad (1)	*Realizar prueba de respuesta de frecuencia dieléctrica o punto de rocío para verificar contenido de humedad en el papel. (1) *Ante presencia de humedad en el papel, se recomienda en última instancia, hacer un proceso de secado de parte activa, porque un proceso de termo vacío no resultaría efectivo. (1)
Grado de humedad superficial	Medio ambiente debido alguna fuga (1) Humedad residual de un proceso de mantenimiento. Formación interna debido a degradación del papel. (1)	Termovacio que ayuda a disminuir la humedad y aumenta la rigidez dieléctrica. (1)
Contenido de inhibidor muy bajo	Inicio de un proceso de oxidación del aceite (1)	Iniciar inhibición mediante termovacio. No esperar demasiado tiempo para hacer una regeneración que puede salir mucho más costosa para la empresa. (1)

PARÁMETRO EVALUADO	POSIBLES CAUSAS	PROPUESTA ACCIONES DE MANTENIMIENTO
Parámetros dentro de los límites	Condiciones normales de operación	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias. (1) Ejecutar pruebas en 6 meses acorde al plan de mantenimiento que se defina (1)
Valores de tensión interfacial y acidez cerca o por encima de valores límite.	Oxidación del aceite o degradación.	Hacer regeneración para mejorar condición del aceite (1)
Densidad relativa (ayuda a determinar qué tipo de aceite se tiene: parafínico o neftálico)	Agentes contaminantes dentro del aceite (cuando la densidad relativa es alta)	Detallar los posibles incrementos de este parámetro entre pruebas, a fin de identificar una posible contaminación del aceite. (1) Apoyarse en otros parámetros (Tensión interfacial y acidez). Ayuda a indicar presencia de agua libre en el aceite. (1)
Relación índice de Calidad inferior a 1000 (1)	Relación entre la tensión interfacial y el número de neutralización [4]	Hacer regeneración al aceite (1)
Color fuera de rango (1)	Proceso de oxidación del equipo (1)	Inhibición del aceite para ayudar a retrasar el proceso de oxidación. (color leve) y se debe complementar con tensión interfacial y acidez (1)
El N2 con traza de CO2 o CO puede indicar que el transformador esté sobrecargado u operando a alta temperatura causando daño en el papel [4] .	Transformador sobrecargado u operando a alta temperatura causando daño en el papel. (1)	*Hacer una prueba de furanos para confirmar si el aislamiento está involucrado en esta falla. *Revisar que relación CO2/CO no esté por encima de 10; podría indicar un ligero calentamiento del papel, o una oxidación del aceite. *Chequear condiciones de operación [4] .
Monóxido de Carbono CO Altos niveles de CO y CO2 indican la presencia de una falla eléctrica que, acompañada de una alta relación entre ellos, es un claro indicio de que la celulosa está involucrada [4].	Sobrecalentamiento de celulosa (1)	*Hacer la prueba de furanos para verificar el deterioro de la celulosa por razones térmicas, lo cual representa una ayuda adicional de vital importancia para tipificar con mayor precisión una falla térmica en la celulosa. (1) *Pruebas eléctricas incluida la prueba DFR y furanos que ayudan a detectar deterioro térmico, hidrolítico y oxidativo del aislamiento sólido. (determino punto caliente y valores de temperatura del papel) (1)
Gases N2 + O2 (1)	Introducción de aire Subproducto de procesos anteriores. (1)	Hacer Cromatografía de gases, verificación de fugas, verificación de sílica gel (si se observa que la sílica gel está al 50%, es ideal cambiarla) (1)

PARÁMETRO EVALUADO	POSIBLES CAUSAS	PROPUESTA ACCIONES DE MANTENIMIENTO
Total de gases combustibles: TDCG (3)	Interpretación de resultados (3)	Condición 1: Continuar operación normal del equipo Condición 2: Mensualmente analizar gases individuales, revisar cargabilidad del equipo y tomar precauciones. Condición 3: Semanalmente analizar gases individuales, contactar al fabricante y tomar precauciones extremas. Condición 4: Semanalmente analizar gases individuales, contactar al fabricante, tomar precauciones extremas y considerar el retiro del equipo de servicio. (3)

(1) Experto

(2) Norma 60599:2016

(3) IEEE.C57.104.2008

Fuente: Elaboración Propia

5 CASOS DE APLICACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

5.1 RESULTADOS EVALUACIÓN DE CONDICIÓN

Una vez realizado el análisis de la evaluación de condición e índice de salud para todos los transformadores de la empresa; esto es, aplicando DGAF para conocer la condición sólo por gases individuales y comparando los cálculos de HI con metodología clásica y cálculo HI con variable de entrada el DGAF; se toman como casos de estudio los transformadores T17, T6, T5, T12 y T15; a los cuales se les hará un análisis más profundo y minucioso acorde a los resultados de las pruebas físico químicas y cromatográficas para el año 2018.

El criterio de selección empleado para determinar estos 5 equipos obedece a los resultados de condición de “Aceptable” que arrojaron los cálculos de las metodologías.

Es importante resaltar que, para el detalle de los casos de aplicación, en principio se analizan aquellas pruebas fisicoquímicas y cromatográficas asociadas a las metodologías aplicadas que dieron lugar a la evaluación de la condición de cada equipo. No obstante, en algún momento pueden considerarse otras variables o pruebas que no fueron aplicadas en las metodologías y que son de gran ayuda e importancia cuando se evalúa el contexto general del transformador objeto de análisis.

Como parte del análisis para evaluar la condición de los equipos, se definió en el capítulo 3 que el mejor método de interpretación de gases individuales es el Triángulo y Pentágono de Duval porque son más precisos para determinar las posibles fallas presentes en los equipos.

Al hacer la interpretación utilizando la aplicación desarrollada en el Software Matlab a los transformadores que se clasificaron en peor condición; se tienen los siguientes resultados al aplicar los Triángulos 1, 4 y 5 y los Pentágonos 1 y 2 de Duval; los cuales sirven como insumo para la propuesta de actividades de mantenimiento acorde a los posibles fallos presentes en los equipos de la empresa.

CÓDIGO DEL TRANSFORMADOR	FALLA TRIÁNGULO 1	TRIÁNGULO QUE SE APLICA	FALLA DETECTADA EN TRIÁNGULO 4 - 5	PENTÁGONO 1	PENTÁGONO 2
T17	T1: AVERÍAS TÉRMICAS A $T < 300^{\circ}\text{C}$	Triángulo 4	Zona S: Pérdida de Aceite $T < 200^{\circ}\text{C}$	Zona S: Gasificación Inesperada	Zona S: Gasificación Inesperada
T6	T1: AVERÍAS TÉRMICAS A $T < 300^{\circ}\text{C}$	Triángulo 4	Zona S: Pérdida de Aceite $T < 200^{\circ}\text{C}$	Zona S: Gasificación Inesperada	Zona S: Gasificación Inesperada
T5	T2: AVERÍAS TÉRMICAS A $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$	Triángulo 4	Zona S: Pérdida de Aceite $T < 200^{\circ}\text{C}$	Zona S: Gasificación Inesperada	Zona S: Gasificación Inesperada
T12	T2: AVERÍAS TÉRMICAS A $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$	Triángulo 4	Zona C: Posible carbonización del papel $T > 300^{\circ}\text{C}$	T3: Térmica mayor a 700°C	Zona C: Gasificación Inesperada
T15	T3: AVERÍAS TÉRMICAS A $T > 700^{\circ}\text{C}$	Triángulo 5	T3 Averías Térmicas $> 700^{\circ}\text{C}$	T3: Térmica mayor a 700°C	T3H: Gasificación Inesperada

Fuente: Elaboración Propia

La metodología que se recomienda una vez se han identificado los transformadores en peor condición es la siguiente:

1. Aplicar triángulo y pentágono de Duval para encontrar el tipo de falla.
2. Identificar las acciones recomendadas para cada tipo de falla según Duval, de acuerdo con lo descrito en la tabla general de mantenimiento.
3. Revisar en detalle los resultados de las pruebas fisicoquímicas, cuyos valores están fuera o muy próximos a los rangos establecidos por la normatividad vigente y tomar las acciones recomendadas en la tabla general de mantenimiento.

5.2 CASOS DE ESTUDIO

Para los transformadores T17, T6, T5, T12 y T15, se desarrolla el siguiente análisis, considerando el procedimiento descrito anteriormente

Se utiliza la siguiente numeración, para indicar la referencia de los parámetros evaluados, la situación presentada y las recomendaciones de mantenimiento:

- (1) Recomendación del Experto
- (2) Norma ASTM D-1533
- (3) ASTM D-1816-(2mm)
- (4) ASTM D-974
- (5) Norma IEEE.C57.104.2008
- (6) ASTM D-971
- (7) Aplicación Software Matlab
- (8) ASTM D-1298
- (9) ASTM D-1500
- (10) Norma EN 60599:2016

5.2.1 Caso de Estudio Transformador 17

Tabla 29: Caso de Estudio T17

PARÁMETRO	SITUACIÓN PRESENTADA	RECOMENDACIÓN
DGA	De acuerdo con Triángulo de Duval es FALLA T1: AVERÍAS TÉRMICAS A $T < 300^{\circ}\text{C}$	Revisar lo indicado según tabla Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas
Humedad del aceite	No representa riesgo porque está dentro de los valores límite dados por la norma (2)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias. (1)
Rigidez Dieléctrica	No se presenta desviaciones significativas frente a los valores límite (3)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias. (1)
Número de neutralización	Se observa dentro de los rangos límite (4)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias.
Densidad Relativa	Los valores límite cambian, depende del tipo de aceite que se maneje (parafínico o neftálico). (8)	Detallar los posibles incrementos de este parámetro entre pruebas, a fin de identificar una posible contaminación del aceite. (1)
Color	No se presenta desviaciones significativas frente a los valores límite (9)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias.
Relación índice de Calidad	Valor calculado en 810.3 (1)	Regenerar el aceite (1)
Total Gases Combustibles	Indica una condición 3 tipo moderado (5)	Revisar concentraciones de algunos gases individuales porque seguramente son altas. (1)
Hidrógeno – H ₂	La condición de este equipo puede suponer sobrecarga o un bloqueo o restricción del flujo normal del aceite en los devanados o posibles problemas de regeneración (1)	*Hacer muestreos semanales para hacer seguimiento a la tasa de crecimiento de los gases. (1) Por el volumen de gas que contiene el equipo se recomienda regenerar para poner todo en cero y evaluar resultados de pruebas eléctricas. Si se mejora el aceite mejora la condición del aceite porque algún punto energizado hacia la tierra produce corto o pequeñas descargas parciales. (1)
Tensión Interfacial	Está cerca al valor límite de referencia. Resulta ser un mal indicio al intentar evaluar la condición del equipo. (6)	Regenerar el aceite (1)

Fuente: Elaboración Propia

5.2.2 Caso de Estudio Transformador 6

Tabla 30: Caso de Estudio T6

PARÁMETRO	SITUACIÓN PRESENTADA	RECOMENDACIÓN
DGA	De acuerdo con Triángulo de Duval es FALLA T1: AVERÍAS TÉRMICAS A $T < 300^{\circ}\text{C}$	Revisar lo indicado según tabla Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas
Número de neutralización	Se observa dentro de los rangos límite (4)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias.
Humedad del aceite	Se observa alta. Esto puede indicar que el aislamiento principal (papel) ya tenga retenida bastante humedad. (1)	*Regenerar el aceite (1) *Verificar el contenido de humedad en el papel con prueba de respuesta de frecuencia dieléctrica (FDS) o punto de rocío para evaluar grado de humedad en el papel. * Si se observa presencia de humedad en el papel, se recomienda en última instancia, hacer un proceso de secado de parte activa, porque un proceso de termovacío o regeneración no resultaría efectivo. (1)
Densidad Relativa y Color	Se encuentran dentro de rango. (8) y (9) respectivamente.	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias.
Tensión Interfacial	Se encuentran dentro de los valores límite, indicando en principio una buena condición. (6)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias. (1)
Color	No se presenta desviaciones significativas frente a los valores límite (9)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias. (1)
Hidrógeno – H ₂	Se encuentra en condición 2. Dado que el gas clave es el H ₂ y se tiene trazas de Metano CH ₄ , Etano C ₂ H ₆ , y cierto nivel de Monóxido de Carbono CO, se puede decir que esta falla térmica es debida a descargas de baja energía (chispas), que se pueden estar originando por posibles partículas de carbono en el aceite o una posible pantalla suelta. (1)	Hacer muestreos semanales para hacer seguimiento a la tasa de crecimiento de los gases (1)

Fuente: Elaboración Propia

5.2.3 Caso de Estudio Transformador 5

Tabla 31: Caso de Estudio T5

PARÁMETRO	SITUACIÓN PRESENTADA	RECOMENDACIÓN
DGA	De acuerdo con Triángulo de Duval es T2: AVERÍAS TÉRMICAS A $300^{\circ}\text{C} < T < 700^{\circ}\text{C}$	Revisar lo indicado según tabla Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas
Número de neutralización	Por debajo de valores límite, pero se está incrementando	
Rigidez Dieléctrica	No se presenta desviaciones significativas frente a los valores límite (3)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias.
Humedad del aceite	Está cerca de valor límite. Esto puede indicar que el aislamiento principal (papel) ya tenga retenida bastante humedad. (1)	*Regenerar el aceite (1) *Verificar el contenido de humedad en el papel con prueba de respuesta de frecuencia dieléctrica (FDS) o punto de rocío. * Si se observa presencia de humedad en el papel, se recomienda en última instancia, hacer un proceso de secado de parte activa, porque un proceso de termo vacío o regeneración no resultaría efectivo. (1)
Tensión Interfacial	Está cerca al valor límite de referencia. Resulta ser un mal indicio al intentar evaluar la condición del equipo. (6)	Regenerar el aceite (1)
Color	Tiene un valor de 3, indica que hay un proceso de oxidación evidente en el transformador.	Inhibición del aceite para ayudar a retrasar el proceso de oxidación. (color leve) y se debe complementar con tensión interfacial y acidez (1)
Hidrógeno – H2	*Se encuentra en condición 2 y se está incrementando. (5) *Este punto caliente pudo producirse en cualquier momento de la operación y desaparecer, o tal vez continúe incrementándose al interior del equipo. (1)	*Analizar la tasa de incremento del gas para ver si la falla persiste, es decir, dar una periodicidad de muestreo mensual. * Revisar pruebas eléctricas, para este caso la prueba de resistencia de devanados porque una falla térmica es indicio de un punto caliente, originado tal vez por un punto flojo o mal contacto. Es importante analizar qué componente pueda estar dañando la celulosa. *Revisión de contenido de

		Oxígeno y Nitrógeno; porque un valor elevado de O₂ puede indicar posibilidad de oxidación del aceite o que ayuda a incrementar o acelerar el proceso de oxidación del aceite. *Realizar prueba contenido de furanos, porque se pueden analizar las temperaturas de trabajo y la degradación de la celulosa. Además de ayudar a estimar la vida útil del equipo. (1)
--	--	--

Fuente: Elaboración Propia

5.2.4 Caso de Estudio Transformador 12

Tabla 32: Caso de Estudio T12

PARÁMETRO	SITUACIÓN PRESENTADA	RECOMENDACIÓN
DGA	De acuerdo con Triángulo de Duval 1 es FALLA T2: AVERÍAS TÉRMICAS A 300°C<T<700°C	Revisar lo indicado según tabla Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas
Rigidez Dieléctrica	No se presenta desviaciones significativas frente a los valores límite (3). Está en una condición aceptable, lo cual es muy bueno porque indica que este equipo no presenta indicios de contaminantes tales como agua, impurezas, fibras de celulosa o partículas conductoras	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias. (1)
Densidad Relativa	No se presenta desviaciones significativas frente a los valores límite (8)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias. (1)
Humedad del aceite	No representa riesgo porque está dentro de los valores límite dados por la norma (2)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias.
Gases Individuales	*Indica condición 2. (5)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias. (1)

Fuente: Elaboración Propia

5.2.5 Caso de Estudio Transformador 15

Tabla 33: Caso de Estudio T15

PARÁMETRO	SITUACIÓN PRESENTADA	RECOMENDACIÓN
DGA	De acuerdo con Triángulo de Duval es FALLA T3: AVERÍAS TÉRMICAS A $T > 700^{\circ}\text{C}$	Revisar lo indicado según tabla Fallas Triángulo de Duval y Acciones Recomendadas
Humedad del aceite	No representa riesgo porque está dentro de los valores límite dados por la norma (2)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias.
Tensión Interfacial	Se encuentran dentro de los valores límite, indicando en principio una buena condición. (6)	Hacer seguimiento a resultados de futuras pruebas para evaluar tendencias. (1)
Concentración Total Gases Individuales	Uno de los gases clave que predomina en este análisis es el Dióxido de Carbono CO_2 , que se encuentra en una condición 2 (1) Lo que podría indicar un ligero sobrecalentamiento del papel o una oxidación del aceite. (10) Altos niveles de CO y CO_2 indican la presencia de una falla eléctrica que, acompañada de una alta relación entre ellos, es un claro indicio de que la celulosa está involucrada.[4]	Hacer la prueba de furanos para verificar el deterioro de la celulosa por razones térmicas, lo cual representa una ayuda adicional de vital importancia para tipificar con mayor precisión aún una falla térmica en la celulosa [4]

Fuente: Elaboración Propia

6 CONCLUSIONES

1. La nueva metodología combinada para calcular el índice de salud general (HI Clásico con DGAF) aplicada a los transformadores de la Empresa de Energía de Pereira, clasifica los equipos de acuerdo con su condición y permite definir actividades de mantenimiento que mejoren y aumenten su vida útil. Para este caso de estudio en particular, se evidencia que la clasificación de condición dada por la metodología HI con DGAF resulta ser mucho más estricta al identificar la condición, pues se definen 6 equipos cuya condición amerita mayor atención por parte de la empresa. (T17, T6, T5, T12, T15 y T8)
2. Los valores medios asumidos para la variable furanos definidos mediante el análisis de sensibilidad; resultaron convenientes para evaluar la condición de los equipos, a pesar de ser una de las variables más representativas dentro del cálculo y de la cual la Empresa no tiene información
3. Acorde al resultado de índice de salud general obtenido para todos los transformadores de la empresa, se analiza de manera particular y detallada un total de 5 transformadores, cuya evaluación de condición se ubica en el rango “Aceptable”.
4. La incorporación del Factor de Índice de Salud DGAF dentro de la nueva metodología combinada para calcular el índice de salud general no cambia las reglas de inferencia de la lógica difusa definida previamente por la metodología HI clásica, ya que la condición de salida del DGAF se adapta a los niveles de aceptación requeridos en las variables de entrada.
5. La metodología DGAF independiente, resulta ser una herramienta de gran ayuda para la empresa, porque facilita la identificación de fallas incipientes

al analizar en primera instancia la concentración individual de los gases. Esta condición debe confrontarse con los resultados de la metodología HI con DGAF para dar mayor confiabilidad en el diagnóstico del equipo.

6. Se constata el cumplimiento por parte de la empresa para contratar proveedores cuyos equipos y procesos están debidamente certificados ante un organismo de acreditación.
7. En ocasiones las propuestas de mantenimiento se tornan algo subjetivas al depender de la percepción del experto cuando se analizan resultados de pruebas ejecutadas a los equipos; por tal razón es muy conveniente combinar esta experticia con lo indicado y referenciado en la normatividad vigente; para que al final se cuente con un diagnóstico acertado de la condición real del equipo ante la presencia de posibles fallas.
8. El objetivo del índice de salud es combinar resultados individuales, no para indicar que un gas o un parámetro determinado conlleva a una falla particular; sino para conocer la clasificación acorde a su condición y evaluar de manera conjunta todos los factores y situaciones que han llevado al equipo a tener una condición de falla.

7 RECOMENDACIONES

Las siguientes son algunas recomendaciones que la empresa puede considerar en pro de la mejora continua.

1. Estudiar la factibilidad de implementar una herramienta tecnológica que ayude a administrar adecuadamente las actividades programadas en el plan de mantenimiento, que considere además la evaluación de la condición de los equipos en función de aumentar la vida útil de los activos.
2. Introducir nuevos ensayos de diagnóstico en el paquete de pruebas eléctricas, físico químicas y cromatográficas que la empresa contrate, para ayudar a soportar las decisiones de mantenimiento que se tomen acorde a la evaluación de la condición de los equipos.
3. Considerar la adquisición de un sistema de monitoreo y diagnóstico en tiempo real para aquellos transformadores en condición crítica. Esto permitirá suministrar al personal operativo información en cada momento, acerca del estado técnico del equipo, las causas y los defectos que condicionan la desmejora de su estado y su tiempo de vida remanente [10].
4. Mejorar la forma en que se gestiona la información asociada a las pruebas eléctricas, cromatográficas y físico químicas, que facilite el análisis de resultados en cuanto a comportamientos y tendencias y su posterior cálculo de índice de salud.
5. Extender a otros equipos la metodología de evaluación de la condición para determinar el índice de salud e incorporar, de ser posible, otras variables de entrada.

8 BIBLIOGRAFÍA

A. Ashkezari, H. Ma, T. Saha, and Y. Cui, "Investigation of feature selection techniques for improving efficiency of power transformer condition assessment," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 21, no. 2, pp. 836–844, 2014.

A. Azmi, J. Jasni, N. Azis, and M. Z. A. A. Kadir, "Evolution of transformer health index in the form of mathematical equation," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 76, no. January, pp. 687–700, 2017.

A. D. Ashkezari, H. Ma, T. Saha, and C. Ekanayake, "Application of fuzzy support vector machine for determining the health index of the insulation system of in-service power transformers," *IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul.*, vol. 20, no. 3, pp. 965–973, 2013.

A. F. Cerón, D. F. Echeverry, G. Aponte, and A. A. Romero, "Índice de salud para transformadores de potencia inmersos en aceite mineral con voltajes entre 69kV y 230kV usando lógica difusa," *Inf. Tecnol.*, vol. 26, no. 2, pp. 107–116, 2015.

A. F. Cerón, I. F. Orduña, G. Aponte, and A. A. Romero, "Panorama de la gestión de activos para transformadores de potencia," *Inf. Tecnol.*, vol. 26, no. 3, pp. 99–110, 2015.

A. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan, "An approach to power transformer asset management using health index," *IEEE Electr. Insul. Mag.*, vol. Vol.25, no. No.2, p. 2, 2009.

A. Jahromi, R. Piercy, S. Cress, J. Service, and W. Fan, "An approach to power transformer asset management using health index," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 25, no. 2. pp. 20–34, 2009.

A. Naderian, S. Cress, R. Piercy, F. Wang, and J. Service, "An Approach to Determine the Health Index of Power Transformers," Conf. Rec. 2008 IEEE Int. Symp. Electr. Insul., pp. 192–196, 2008.

A. Singh, Asset Health Appraisal of Transformers in Eskom's Distribution Network. 2017.

Ernesto Gallo Martínez, Diagnóstico y Mantenimiento a Transformadores en Campo. 2010.

F. O. Fernández, A. Ortiz, F. Delgado, I. Fernández, A. Santisteban, and A. Cavallini, "Transformer health indices calculation considering hot-spot temperature and load index," IEEE Electrical Insulation Magazine, vol. 33, no. 2. pp. 35–43, 2017.

H. Ri, IEEE Std C57.12.90-2010 Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. 2010.

H. Zeinoddini-Meymand and B. Vahidi, "Health index calculation for power transformers using technical and economical parameters," IET Science, Measurement & Technology, vol. 10, no. 7. pp. 823–830, 2016.

I. Electricista, L. Viridiana, G. Olivares, M. C. René, and T. Eslava, "Predicción de fallas en los transformadores de potencia mediante la técnica de cromatografía de gases," 2015.

I. S. C57.152-2013, IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers , Regulators , and Reactors, vol. 2013. 2013.

I. S. IEEE.C57.12.91, IEEE Standard Test Code for Dry-Type Distribution and Power Transformers, vol. 2011, no. February. 2012.

IEC 60076-1, International Standard. 2011.

IEEE.C57.106, IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment, vol. 2015, no. June. 2015.

J. Faiz and M. Soleimani, "Dissolved gas analysis evaluation in electric power transformers using conventional methods a review," IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, vol. 24, no. 2. pp. 1239–1248, 2017.

J. Faiz and M. Soleimani, "Dissolved gas analysis evaluation in electric power transformers using conventional methods a review," IEEE Trans. Dielectr. Electr. Insul., vol. 24, no. 2, pp. 1239–1248, 2017.

J. G. Arispe and E. Mombello, "Power Transformer Condition Assessment Using DGA and FRA," IEEE Latin America Transactions, vol. 14, no. 11. pp. 4527–4533, 2016.

J. Haema and R. Phadungthin, "Condition assessment of the health index for power transformer," 2012 Power Engineering and Automation Conference. pp. 1–4, 2012.

J. Haema, "Development of Condition Evaluation for Power Transformer Maintenance," no. May, pp. 620–623, 2013.

J. P. Lata, R. D. Medina, W. P. Borja, and D. X. Morales, "Transformer common test description for condition management," 2016 IEEE Int. Conf. Autom. ICA-ACCA 2016.

J. T. Sarria Arias and N. A. Guerrero, "Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia," Rev. Fac. Ing. Dist. "Francisco José Caldas, vol. 23, no. 36, pp. 105–122, 2014.

K. C. Bustamante, W. P. Borja, B. B. Miranda, L. A. Zhunio, and R. D. Medina, "Power transformers risk index assessment in the ecuadorian context," 2016 IEEE International Conference on Automatica (ICA-ACCA). pp. 1–6, 2016.

K. Chitnavis, "Review of Critical Analysis for Life Estimation of Power Transformer," pp. 0–5, 2017.

K. Taengko and P. Damrongkulkamjorn, "Risk assessment for power transformers in PEA substations using health index," 2013 10th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology. pp. 1–6, 2013.

M. Duval and L. Lamarre, "The Duval Pentagon — A New Complementary Tool for the Interpretation of Dissolved Gas Analysis in Transformers," IEEE Electr. Insul. Mag., vol. 30, no. 6, pp. 1–4, 2014.

M. S. Esp, J. Juan, M. García, and C. S. A. Dorrbercker, "Sistema de monitoreo y diagnóstico para transformador de fuerza de una central termoeléctrica cubana," vol. 30, no. Mayo, pp. 21–50, 2017.

N. A. Bakar, A. Abu-Siada, H. Cui, and S. Li, "Improvement of DGA interpretation using scoring index method," ICEMPE 2017 - 1st Int. Conf. Electr. Mater. Power Equip., pp. 502–506, 2017.

R. J. Heywood and T. Mcgrail, "Generating Asset Health Indices Which Are Useful and Auditable," *Doble PowerTest Ltd, pp. 1–6, 2016.

T. E. P. R. R. I. Epri, "Power Transformer Maintenance and Application Guide," vol. 3, no. 3, p. 288, 2002.

W. Flores, E. Mombello, J. a. Jardini, and G. Ratta, "A novel algorithm for the diagnostics of power transformers using type-2 fuzzy logic systems," 2008

IEEE/PES Transm. Distrib. Conf. Expo., pp. 1–5, 2008.

W. Wattakapaiboon and N. Pattanadech, "The new developed Health Index for transformer condition assessment," 2016 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD). pp. 32–35, 2016.

W. Wattakapaiboon and N. Pattanadech, "The State of The Art for Dissolved Gas Analysis Based on Interpretation Techniques," pp. 60–64, 2016.

W. Zuo, H. Yuan, Y. Shang, Y. Liu, and T. Chen, "Calculation of a health index of oil-paper transformers insulation with binary logistic regression," Math. Probl. Eng., vol. 2016, 2016.

9 ANEXOS

Soportes de acreditación para algunos proveedores.

ONAC
ORGANISMO NACIONAL DE ACREDITACIÓN DE COLOMBIA

EL ORGANISMO NACIONAL DE ACREDITACIÓN DE COLOMBIA
acredita a:

FYR INGENIEROS LTDA
NIT: 860.451.569-3
Carrera 23 # 28-16, Bogotá D.C., Colombia.

La evaluación y acreditación de este organismo de evaluación de la conformidad,
se han realizado con respecto a los requisitos especificados en la norma internacional:

ISO/IEC 17025:2005

Esta Acreditación es aplicable al alcance establecido en el anexo
11-LAB-054

Esta Acreditación está sujeta a que el organismo de evaluación de la conformidad se mantenga
conforme con los requisitos especificados, lo cual será evaluado por ONAC.
La vigencia de este certificado se puede verificar en www.onac.org.co

Certificado de Acreditación 11-LAB-054

Fecha de Otorgamiento: 2012-10-03 Fecha Última Modificación: 2016-12-12

Fecha de Renovación: 2018-10-03 Fecha de Vencimiento: 2020-10-02

Director Ejecutivo

Página 1 de 11

IAAC IDO-MRA ONAC
ORGANISMO NACIONAL DE ACREDITACIÓN DE COLOMBIA

PE-2-3-12-Módulo 1 - Acordado 2008-05-09



ANEXO DE CERTIFICADO

FYR INGENIEROS LTDA
11-LAB-054
ACREDITACIÓN ISO/IEC 17025:2005

Alcance de la acreditación aprobado / Documento Normativo

Áreas cubiertas por la acreditación
Laboratorio de Deliberación Carrera 20 # 28-16, Bogotá D.C., Colombia

CÓDIGO SECTOR GENERAL	CÓDIGO SECTOR ESPECÍFICO	ENSAYO	TÉCNICA / MÉTODO	SUSTANCIA, MATERIAL, SUMINISTRO O PRODUCTO A ENSAYAR	INTERVALO DE MEDICIÓN	DOCUMENTO NORMATIVO
036	C26	Medición de la resistencia de los devanados o transformadores	Electrométrica	Transformadores eléctricos monofásicos y trifásicos sumergidos en aceite desde 3 kVA hasta 800 kVA serie 15/1,2 kV y tipo seco desde 30 kVA hasta 800 kVA serie 15/1,1 kV	30 mVA a 180 G	NFC 375: 1979* (Reaprobada 2000-03-17) Numeral 1, 2.1.2-3.2
036	C26	Medición de relación de transformación, polaridad y verificación de fase	Electrométrica	Transformadores eléctricos monofásicos y trifásicos sumergidos en aceite desde 3 kVA hasta 800 kVA serie 15/1,2 kV y tipo seco desde 30 kVA hasta 800 kVA serie 15/1,1 kV	30 a 1800 Adimensional	NFC 471: 1979* (Reaprobada 1999-08-25) Numeral 4.1.1, 4.1.2, 4.2.1 y 4.2.2
036	C26	Medición de pérdidas con carga y tensión de cortocircuito	Electrométrica	Transformadores eléctricos monofásicos y trifásicos sumergidos en aceite desde 3 kVA hasta 800 kVA serie 15/1,2 kV y tipo seco desde 30 kVA hasta 800 kVA serie 15/1,1 kV	370 mVA a 25 AC 30 VAC a 600 VAC 15 m a 10 kW	NFC 1005: 2008* (Reaprobada 2008-10-26) Numeral 8.4.1, 4.2, 4.3 y 4.5

Fecha de Otorgamiento: 2012-10-03

Fecha Última Modificación: 2016-12-12

Fecha de Renovación: 2015-10-03

Fecha de Vencimiento: 2020-10-02

Director Ejecutivo

Página 2 de 11



EL ORGANISMO NACIONAL DE ACREDITACIÓN DE COLOMBIA
acredita a:

SIEMENS SOCIEDAD ANÓNIMA

NIT: 860.031.028-9
Autopista Medellín, km 8.5 costado sur, Tenjo, Cundinamarca, Colombia.

La evaluación y acreditación de este organismo de evaluación de la conformidad,
se han realizado con respecto a los requisitos especificados en la norma internacional:

ISO/IEC 17025:2005

Esta Acreditación es aplicable al alcance establecido en el anexo

10-LAB-005

Esta Acreditación está sujeta a que el organismo de evaluación de la conformidad se mantenga
conforme con los requisitos especificados, lo cual será evaluado por ONAC.
La vigencia de este certificado se puede verificar en www.onac.org.co

Certificado de Acreditación

10-LAB-005

Fecha de Otorgamiento: 2010-08-27

Fecha Última Modificación: 2016-01-12

Fecha de Renovación: 2013-08-27

Fecha de Vencimiento: 2018-08-26


Director Ejecutivo

Página 1 de 4



FR-4.3-19 Versión 1 - Aprobado 2013-07-03