



***Trabajo final presentado
en opción al Título de
Máster en Automática***

Autor: Félix Herminio Hernández González

Tutor: MSc. Luisa Villafruela Loperena

Santiago de Cuba

2022



UNIVERSIDAD
DE ORIENTE

Facultad de Ingeniería Eléctrica

Departamento de Ingeniería en Automática

*Trabajo final presentado
en opción al Título de
Máster en Automática*

Título: Diagnóstico de fallos en transformadores de potencia utilizando lógica difusa.

Autor: Félix Herminio Hernández González

Tutor: MSc. Luisa Villafruela Loperena

Pensamientos.

“Si no te gusta algo cámbialo. Si no lo puedes cambiar, cambia tu actitud.”

Maya Angelou

Dedicatoria

A la memoria de Margarita González González:

A la memoria de Julio Herminio Hernández García:

Mis queridos padres.

A mi hija Yesmín Hernández González.

A mi nieta María Isabela.

Agradecimientos

- *A mi compañero y amigo Juan Carlos que sin su guía, exigencia y ayuda incondicional el desarrollo de mi tesis no se hubiera podido realizar.*
- *A mi compañero y amigo Guillermo por su sabia dirección del Proyecto y su apoyo al desarrollo de mi Tesis.*
- *A mi Tutora Luisa por su apoyo y orientación.*
- *a la profe. Mercedes por su exigencia y profesionalidad.*
- *A todos los profesores de esta edición porque me permitieron adquirir conocimientos actualizados en las diferentes asignaturas cursadas, A mis compañeros de la maestría que de una forma u otra me prestaron ayuda.*

Resumen

Los transformadores de potencia son equipos de gran importancia y su disponibilidad es fundamental para la seguridad y continuidad del servicio eléctrico en los procesos industriales. Existen varios métodos de diagnóstico que utilizan diferentes técnicas para la detección de fallos en los mismos. Estos métodos, aunque tienen buenos resultados, son difíciles de ejecutar en la práctica y encuentran restricciones en la detección de los fallos. Este proyecto propone un método para el diagnóstico de fallos en un transformador de 40MVA utilizando la lógica difusa a partir del análisis de los gases disueltos en el aceite. La propuesta es simple, de fácil implementación y posee una buena precisión en la detección de fallos múltiples. El método, basado en datos históricos, permite determinar la condición del transformador sin que se afecte la continuidad del servicio.

Palabras claves: diagnóstico de fallos, lógica difusa, análisis de gases disueltos, transformador de potencia.

Abstract

Power transformers are equipment of great importance and their availability is essential for the safety and continuity of electrical service in industrial processes. There are different diagnostic methods that use smart techniques to detect power transformer faults. These methods, although successful, are difficult to implement in practice and encounter restrictions in the detection of failures. This document proposes a method for the diagnosis of incipient failures in a 40MVA transformer using fuzzy logic from the analysis of the gases dissolved in the oil. The proposal is simple, easy to implement and has good precision in detecting multiple failures. The method, based on historical data, makes it possible to determine the condition of the transformer without affecting the continuity of the service.

Keywords: fault diagnosis, fuzzy logic, dissolved gas analysis, power transformer

Índice

<i>“Si no te gusta algo cámbialo. Si no lo puedes cambiar, cambia tu actitud.”</i>	3
Introducción.....	1
Capítulo I Marco Teórico.....	6
1.1. Introducción.....	6
1.1.1. <i>El Transformador de Potencia.</i>	6
1.1.2. <i>Vida útil del transformador.</i>	7
1.1.3. <i>El aislamiento de los transformadores de potencia.</i>	7
1.1.4. <i>Degradación del aceite dieléctrico.</i>	7
1.1.5. <i>El papel aislante</i>	8
1.1.6. <i>El comportamiento de los gases disueltos en el aceite de los transformadores de potencia.</i>	8
1.1.7. <i>Acetileno.</i>	10
1.1.8. <i>Etileno.</i>	10
1.1.9. <i>Dióxido de Carbono.</i>	10
1.1.10. <i>Hidrógeno.</i>	10
1.2. Métodos de diagnósticos de fallos basados en los gases disueltos en los transformadores de potencia.....	11
1.2.1. <i>Método de Dornenburg.</i>	13
1.2.2. <i>Método de Gases Claves.</i>	14
1.2.3. <i>Método de Rogers.</i>	15
1.2.4. <i>Método IEC.</i>	15
1.2.5. <i>Métodos de Duval.</i>	17
1.3. Consideraciones sobre la aplicación de la inteligencia artificial en el análisis de los gases disueltos en el aceite de los transformadores de potencia.....	22
1.4. Conclusiones	24

Capítulo 2. Diseño de un método de diagnóstico de fallos en transformadores de potencia utilizando lógica difusa.....	25
2.1. Introducción.....	25
2.2. Descripción del transformador de 40mva de un horno de arco eléctrico.....	25
2.3. Análisis de las interrupciones eléctricas ocurridas en la acería.....	26
2.4. Fundamentos teóricos de método de diagnóstico de fallos propuesto.....	27
2.5. Método de diagnóstico de fallos para el transformador de 40mva.....	31
2.6. Valoración o corroboración de los resultados alcanzados.....	34
2.7. Análisis valorativo de los aspectos económicos y medioambientales.....	40
Conclusiones.....	42
Recomendaciones.....	43
Bibliografías.....	44

Lista de símbolos, términos especiales y abreviaturas no normalizadas.

FDI-Métodos de diagnósticos de fallos.
DGA-Análisis de gases disueltos.
OLTC-Cambiador de tomas bajo carga.
ANN-Redes neuronales artificiales.
SVN-Máquinas de soporte vectorial.
Acinox-Empresa de Aceros Inoxidables.
HAE-Horno de arco eléctrico.
HC-Horno cuchara.
EE-Estación de espera.
IVC-Estación de vaciado continuo.
ECIE-Empresa de construcciones de la empresa eléctrica.
GP-Grado de polimerización.
CO-Monóxido de carbono.
CO₂-Dioxido de carbono.
H₂-Hidrógeno.
C₂H₂-Acetileno.
CH₄-Metano.
C₂H₄-Etileno.
TDCG-Total de gases combustibles.
DRM-Método de Doernenburg.
DRM-Método de Rogers.
RRM-Método IEC.
WinCC-Sistema de supervisión, control y adquisición de datos.
FDIp-Método de diagnósticos de fallos propuesto.
IEC-Comisión Electrotécnica Internacional.
SEP-Sistemas eléctricos de potencia.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de transmisión de energía eléctrica comprenden un enlace fundamental en el sector productivo y social de un país. Uno de los principales componentes de estos sistemas son los transformadores de potencia que permiten la exportación de energía en alta tensión a grandes distancias, además, reducir los valores de tensión que se necesiten para las diferentes aplicaciones. El fallo de un transformador de potencia puede afectar la seguridad de las personas, del equipamiento e inclusive dañar la imagen de la empresa además de conllevar al colapso parcial o total de un sistema eléctrico.

Se considera que un transformador ha dejado de operar correctamente cuando, por un daño, este se vuelve incapaz de prestar el servicio que se define por diseño. Cuando este defecto le impide funcionar de forma normal, poniéndolo en riesgo de deterioro, se dice que ha ocurrido un fallo [1]. La disponibilidad de los transformadores de potencia es fundamental para la continuidad del suministro de energía en los sistemas eléctricos industriales. Por este motivo, es indispensable que en los sistemas eléctricos se incorporen sistemas de diagnósticos de fallos que permitan mantener una operación satisfactoria, a partir de compensar los efectos de las perturbaciones y los cambios que ocurren en los procesos industriales.

En [2] se presenta un esquema donde aparecen los principales métodos de diagnóstico de fallos (FDI, por sus siglas en inglés). Estos, se dividen en dos grandes grupos: los métodos basados en modelos y los basados en datos históricos del proceso. Los FDI que utilizan datos históricos son considerados un tema de gran importancia para las industrias actuales ya que constituyen una ventaja en sistemas muy complejos, donde las relaciones entre variables son no lineales y resulta muy difícil determinar un modelo de forma eficiente.

Se han realizado múltiples análisis y aplicaciones, basados en la historia del proceso, que utilizan técnicas de lógica difusa para la detección de los fallos en los transformadores de potencia [3]. En estos trabajos, el estudio de la cromatografía de los gases disueltos en el aceite (DGA, por sus siglas en inglés) se considera la técnica de mayor éxito en el diagnóstico de fallos. En [3] se han utilizado las Redes

Neuronales Artificiales (ANN, por sus siglas en inglés) y en [4] las Máquinas de Soporte Vectorial (SVM, por sus siglas en inglés) como las técnicas más usadas para la clasificación de fallos.

Aunque, estas investigaciones obtienen buenos resultados en la identificación de fallos en los transformadores de potencia utilizando los métodos de identificación de fallos convencionales que se describen en [1], encuentran restricciones para reconocer la existencia simultánea de más de un fallo. Otro inconveniente que poseen estos sistemas, es que buscan elevar la precisión del diagnóstico de fallos utilizando solamente muestras de gases que corresponden a datos de fallos reales en los transformadores [5]. Este aspecto disminuye la capacidad de diagnóstico, debido a que la detección de los fallos se realiza usando métodos que no identifican un estado normal o zona libre de fallos en los transformadores de potencia.

En el mundo, las estadísticas de los fallos en los transformadores de potencia hasta 700 kV indican que el 38 % de ellos están relacionados con los devanados; el 31 % con los cambiadores de tomas o derivaciones bajo carga (OLTC, por sus siglas en inglés); el 17 % en los bushings, el 8 % en el aislamiento y el 6% en los accesorios [1]. En Cuba, las estadísticas de los fallos típicos para transformadores potencia del Sistema Electro-energético Nacional (SEN) muestran que los puntos principales de fallos y, por tanto, los que deben ser monitoreados con máxima prioridad, son los devanados y los OLTC [2].

En [3] se presenta un análisis de las principales interrupciones eléctricas en la empresa de Aceros Inoxidables (ACINOX) Las Tunas, Cuba. Se determinó que en el área del horno de arco eléctrico (HAE) ocurren 272 interrupciones eléctricas, equivalente al 25,8 % del total de las interrupciones, en el horno cuchara (HC) ocurre el 21,5 %, en la estación de espera (EE) el 19,9 %, en el IVC el 18,2 % y en otras áreas el 14,6 %. Como puede apreciarse, el HAE presenta una incidencia superior al resto de las áreas. En este circuito el 16,5 % están relacionadas con el interruptor principal del HAE, el 31,6% con los motores eléctricos de la Planta de Depuración de Humos, el 45,6 % con el transformador del HAE y el 6,3 % con los demás elementos del sistema eléctrico del HAE.

Del estudio en [3], se demostró que los fallos más frecuentes que incidieron en las interrupciones del HAE estaban en el transformador de potencia ubicándose en los bushings, los devanados y los cambiadores de derivaciones, siendo el punto más débil el aislamiento. La consecuencia de estos fallos ha tenido un impacto desfavorable en la disponibilidad del suministro eléctrico en el HAE en ACINOX. Por este motivo, el transformador es considerado un elemento crítico en el sistema ya que sus fallos provocan grandes pérdidas económicas en la producción del acero.

El diagnóstico de fallos en los transformadores de ACINOX se realiza por especialistas en mantenimiento industrial pertenecientes a las Empresas de Construcciones de la Industria Eléctrica (ECIE) en Camagüey y Santiago de Cuba. Para el diagnóstico de los fallos en transformadores estas entidades utilizan los métodos convencionales de relaciones que su identificación se basa en el análisis cromatográfico de los gases disueltos en el aceite. Aunque estas guías constituyen uno de los métodos de diagnóstico de fallos que más éxito tienen en las industrias actuales los umbrales límites de cada relación son tan estrictos que tienden a malinterpretar los resultados de clasificación de los fallos. Otro inconveniente, es que encuentran restricciones para determinar fallos múltiples [5, 6].

En base a lo mencionado anteriormente se plantea como **problema de la investigación** la insuficiencia en los métodos para el diagnóstico de fallos en los transformadores de potencia, de ACINOX Las Tunas lo que provoca paradas inesperadas del proceso productivo de la acería y como **objeto de la investigación** los métodos de análisis de los gases disueltos en el aceite de los transformadores de potencia.

El objetivo de la investigación es diseñar un método de diagnóstico de fallos utilizando lógica difusa para el análisis de los gases disueltos en el aceite de los transformadores de potencia.

Como **campo de acción se tiene el** diagnóstico de fallos a través de la técnica del análisis de los gases disueltos en el aceite de los transformadores de potencia.

Por tanto, del análisis efectuado se arriba a la siguiente **hipótesis**: Si se diseña un método de diagnóstico de fallo utilizando lógica difusa para el análisis de los gases disueltos en el aceite de los transformadores de potencia, que permita conocer el

estado técnico de los mismos ante fallos incipientes entonces se pueden planificar eficazmente sus mantenimientos, alargar la vida útil de estos equipos y por consiguiente se reducen las paradas inesperadas del proceso productivo y las pérdidas económicas innecesarias para la empresa.

Para el cumplimiento del objetivo propuesto nos hemos planteado las siguientes **tareas de la investigación:**

- 1.-Caracterizar desde el punto de vista teórico, histórico y contextual los métodos de análisis de los gases disueltos en el aceite de los transformadores de potencia.
2. Caracterizar las técnicas más usadas en los métodos de diagnóstico de fallos en los transformadores de potencia para el análisis de los gases disueltos en el aceite.
3. Diseñar un método de diagnóstico de fallos utilizando lógica difusa para el análisis de los gases disueltos en el aceite de los transformadores de potencia.
4. Realizar la valoración teórico-práctica del método de diagnóstico de fallos propuesto.

El aporte de este trabajo consiste en el diseño de un sistema de diagnóstico de fallos basado en datos históricos, a partir del análisis de los gases disueltos en el aceite, utilizando herramientas de lógica difusa. Otras contribuciones científicas fundamentales que se hacen en este trabajo son la obtención de un método que permite elevar la capacidad de detección de fallos múltiples y una estrategia para determinar la condición del transformador, planificar adecuadamente los mantenimientos sin que se afecte la continuidad del servicio eléctrico.

Para la realización de esta tesis se emplearon métodos de investigación teóricos y experimentales. Se inició con el método histórico-lógico a través de la revisión bibliográfica del estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia, así como de las diferentes técnicas para interpretar los resultados del DGA, profundizando en aquellas más abordadas en la bibliografía utilizada. El método de análisis-síntesis se utilizó para analizar las ventajas y desventajas de las diferentes técnicas de análisis de los gases disueltos en el aceite y a partir de estas seleccionar la más adecuada para este proyecto.

El informe de esta investigación se organiza en introducción, desarrollo que contiene dos capítulos, las conclusiones, las recomendaciones, las referencias bibliográficas y

los anexos. En el primer capítulo se resumen las características de los transformadores de potencia y de los sistemas de diagnóstico basado en los gases disueltos en el aceite. Además, se analizan las ventajas y desventajas de las principales técnicas de diagnóstico basada en los gases disueltos en el aceite que ofrece la literatura sobre este tema y a partir de ellas se selecciona la más adecuada para el sistema objeto de la investigación. En el segundo capítulo se presenta el estudio estadístico de los principales fallos en los transformadores de potencia y el caso particular del transformador de 40MVA y una descripción de la propuesta del diseño así como de los resultados obtenidos.

CAPÍTULO I MARCO TEÓRICO.

1.1. INTRODUCCIÓN.

En este capítulo se describen las principales características de los transformadores de potencia, los factores que influyen en la degradación de su aceite aislante, los gases disueltos en el aceite y su comportamiento, los métodos de diagnósticos de fallos en los transformadores de potencia para los gases disueltos en el aceite, así como las técnicas que permiten interpretar los resultados de la aplicación de cada uno.

1.1.1. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

El transformador de potencia es un elemento fundamental en la transmisión y distribución de energía eléctrica en la industria, por esta razón, conocer su estado operativo es de vital importancia para garantizar un funcionamiento fiable y libre de fallos. Adicionalmente, la sustitución de dichos activos después de un fallo súbito, a menudo no es una alternativa económicamente óptima, ya que los costos asociados a esta pueden ser enormes y muchos de los modos de fallo dependen de las condiciones de trabajo de cada transformador.[7].En la foto de la Fig.1 se puede apreciar un transformador de potencia y sus partes fundamentales.



Partes fundamentales del transformador.

- Núcleo magnético.
- Bobina primaria.
- Bobina secundaria.
- Cuba.
- Aisladores
- Aislamiento(aceite y papel)

Figura 1.1. Transformador de potencia. (Foto del autor)

1.1.2. VIDA ÚTIL DEL TRANSFORMADOR.

Tomando como referencia la vida útil de un transformador señalada por el fabricante, ésta puede prolongarse varios años más, dependiendo de varios factores eléctricos, mecánicos y ambientales a los que esté sometido el transformador además por la efectividad de las estrategias de mantenimiento que se le aplique. [8]

1.1.3. EL AISLAMIENTO DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Los devanados de los transformadores van aislados del núcleo de hierro magnético mediante papel, madera o cartón y a su vez introducidos en un recipiente (cuba) lleno de aceite aislante que le sirve de protección, a continuación en la tabla 1 se muestran los tipos de aislamiento de los transformadores de potencia así como sus funciones principales.

Tabla 1.1. Tipos de aislamiento de los transformadores de potencia.

Tipos de Aislamientos.	Componentes.	Funciones.
Líquido.	Aceite aislante.	Refrigerantes. Aislante eléctrico. Protege el papel. Extinguir arcos eléctricos. Disuelve contaminantes.
Sólido.	Papel, madera o cartón.	Soporta estrés mecánico y eléctrico. Excelente aislante. Provee el espacio interno.

El aceite mineral utilizado en los transformadores es un derivado del petróleo que resulta de un proceso de destilación. Se puede mencionar que hay tres funciones principales que el aceite mineral aislante realiza en un transformador y estas son: aislar, refrigerar y proteger el papel Kraft. Adicionalmente, el aceite es uno de los medios que puede utilizarse para evaluar las condiciones internas del transformador.[9]

1.1.4. DEGRADACIÓN DEL ACEITE DIELECTRICO.

Cuando el transformador funciona en condiciones normales y temperaturas nominales, su aceite aislante entra en proceso de degradación debido a la oxidación. Este efecto puede ser causado por agentes tales como: radiación solar, sobrecargas, sobretensiones transitorias o permanentes, temperatura, humedad, deterioro de los barnices, celulosa, partículas de cobre y materiales metálicos de la cuba.[10]

1.1.5. EL PAPEL AISLANTE

Este elemento que se utiliza en los transformadores eléctricos es resultante del proceso Kraft aplicado a la madera. Su componente mayoritario es la celulosa (cerca del 90%), en menor proporción están la lignina (7%) y la hemicelulosa (3%) [11].

Las funciones básicas que cumple el papel aislante en un transformador son:

1. Resistencia dieléctrica.
2. Resistencia mecánica.
3. Resistencia térmica.
4. Capacidad de mantener sus características por largo tiempo.

El papel contenido en los arrollamientos del transformador es afectado por el envejecimiento del mismo. Existe un parámetro que mide la resistencia mecánica del aislamiento (papel) denominado grado de polimerización (GP) o (DP) el cual constituye un indicador clave para la toma de decisiones de mantenimiento. [6]

Por otra parte, la relación dióxido – monóxido de carbono CO_2/CO es un indicador útil para determinar la degradación del papel. Se usa como un índice de descomposición de la celulosa y su relación normal oscila entre 3 y 10. Un valor fuera de este rango es un indicador de problemas en el papel aislante. La literatura recomienda un análisis de furanos cuando crece la relación CO_2/CO debido a que estos son los principales productos que degradan al papel [6].

1.1.6. EL COMPORTAMIENTO DE LOS GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

En el proceso de envejecimiento normal de un transformador de potencia se producen cantidades extremadamente pequeñas de gases [5]. La primera señal de existencia de problemas en transformadores de potencia es la aparición de gases

excesivos que se generan en el aceite como resultado de los fenómenos térmicos y eléctricos a que están permanentemente sometidos; que degradan el aislamiento y ocasionan fallas incipientes que, si no se detectan a tiempo, pueden devenir en defectos mayores y costosos. El tipo y la magnitud de las concentraciones de los gases generados son importantes. [11]

Cuando se detectan gases en cantidad suficiente como para suponer la existencia de un fallo, es necesario conocer su severidad, lo cual se determina en base a la tasa de crecimiento por día de cada gas en particular, o del total de gases combustibles disueltos en el aceite. [11, 12]

La detección de una condición anormal requiere de una evaluación de la concentración del gas generado y de la tendencia de generación. La cantidad de cada gas, con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de falla que está en proceso [5,6]. Existen dos maneras de representar los resultados de gases disueltos: A partir de las concentraciones individuales y por las relaciones entre gases, a continuación en la Tabla 2 se muestra los materiales asociados al tipo de fallo diagnosticado y sus gases representativos.

Tabla 1.2. Principales gases de fallo.

Material asociado	Tipo de fallo	Gases presentes
Aceite.	Descargas parciales.	H ₂
	Calentamiento térmico a bajas temperaturas.	CH ₄ C ₂ H ₆
	Calentamiento térmico a altas temperaturas.	C ₂ H ₄ C ₂ H ₆
Celulosa.	Descargas parciales.	H ₂ , CO, CO ₂
	Calentamiento térmico a bajas temperaturas.	CO ₂ (CO)
	Calentamiento térmico a altas temperaturas.	CO(CO ₂)
Núcleo, devanados.	Arco eléctrico.	H ₂ , C ₂ H ₂ (CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄)

1.1.7. ACETILENO.

La presencia del acetileno en los gases disueltos en el aceite siempre se debe a un fallo eléctrico. Si el acetileno está acompañado solamente de CH_4 y de H_2 , se trata de arco eléctrico de duración limitada en el aceite. Si estos elementos son acompañados de CO y CO_2 , este arco eléctrico implica o compromete el aislamiento sólido. Si esos mismos elementos (C_2H_2 ; CH_4 y H_2) sin CO ni CO_2 son acompañados de C_2H_6 , C_3H_8 , C_2H_4 y C_3H_6 , significa que existen descargas parciales fuertes o arcos eléctricos en el aceite. Si, además se observa CO , significa que las descargas se producen en el aislamiento sólido.[9, 13]

1.1.8. ETILENO.

Si los productos de degradación contienen C_2H_4 (sin C_2H_2) se trata siempre de una degradación térmica. Si no hay CO_2 , en el punto caliente no interviene el aislamiento sólido. La temperatura de este fallo será superior o inferior a $500\text{ }^\circ\text{C}$, según sea mayor la cantidad de C_2H_4 o de CH_4 respectivamente, entre los productos detectados. En general están acompañados de H_2 , C_2H_6 , C_3H_8 y C_3H_6 . Cuando, además de estos compuestos (H_2 , C_2H_6 , C_3H_8 y C_3H_6), se constata la presencia de CO_2 , y eventualmente de CO , el fallo consiste en un punto caliente de temperatura igual o superior a $130\text{ }^\circ\text{C}$. Mientras no se alcance $300\text{ }^\circ\text{C}$ la relación CO/CO_2 permanece en el orden de 0,1. [9, 13]

1.1.9. DIÓXIDO DE CARBONO.

En ausencia de C_2H_2 y del C_2H_4 , el CO_2 , solo acompañado de un poco de CO o de CH_4 , es característico de un envejecimiento térmico normal del papel. Cuando predomina el H_2 y los hidrocarburos saturados, tales como C_2H_6 , C_3H_8 y C_3H_6 , con una relación CO/CO_2 superior a 0,1, se trata de la existencia de pequeñas descargas parciales en el aislamiento sólido.[9, 13]

1.1.10. HIDRÓGENO.

La presencia de H₂, solo acompañado eventualmente de una cantidad de CH₄ se debe a descargas parciales, ya sea en el aislamiento, en la superficie libre de aceite, o bien, es la primera manifestación de una falla eléctrica más grave. [9, 13]

1.2. MÉTODOS DE DIAGNÓSTICOS DE FALLOS BASADOS EN LOS GASES DISUELTOS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

La probabilidad de fallas se incrementa significativamente con el envejecimiento del transformador, por lo que es importante contar con alguna herramienta de diagnóstico confiable que identifique el estado actual para realizar las acciones correctivas adecuadas y así evitar fallas catastróficas [8]. Existen distintas técnicas para la detección de fallos incipientes en transformadores inmersos en aceite mineral aislante. La técnica más conocida es el Análisis de Gases Disueltos (DGA) [3], la cual consiste en la obtención de una muestra de aceite de un transformador en servicio para cuantificar las concentraciones de algunos compuestos ligeros específicos durante la descomposición de las moléculas disueltas en fase líquida [6]. Para la medición de DGA se realiza la extracción del gas problema mediante las técnicas descritas en (IEC 60567) [7]. Una vez extraído el gas, es analizado mediante cromatografía de gases siguiendo la norma ASTM D 3612-02 [8]. El análisis de los niveles y proporciones de los gases combustibles disueltos en transformadores inmersos en fluidos, ha sido una de las técnicas más importantes disponibles para diagnosticar posibles fallos incipientes en transformadores. Con base en el DGA, han surgido diversas técnicas interpretativas para detectar las fallas en transformadores, sin embargo, producen resultados discrepantes. Uno de los desafíos para la determinación de fallas en los transformadores es que no es posible cuantificar la severidad total de la falla dependiendo exclusivamente del DGA ya que la interpretación no es concluyente [9].

El Análisis de Gases Disueltos (DGA) es una técnica confiable para la detección de fallas incipientes en transformadores inmersos en aceite, a través del análisis de la concentración de gases disueltos, de sus tasas y relaciones, los métodos DGA pueden determinar el tipo de falla. Los gases comúnmente colectados y analizados

son: hidrógeno (H₂), etileno (C₂H₄), acetileno (C₂H₂), dióxido de carbono (CO₂), etano (C₂H₆), metano (CH₄) y monóxido de carbono (CO) [4].

Considerando lo descrito en la Guía IEEE Std C57.104-2008, cuando se presentan aumentos repentinos de las concentraciones de gases combustibles en transformadores que operan con normalidad y se sospecha que hay una falla interna se utiliza la clasificación de condiciones que se observa en la Tabla 3. En la Tabla 4 se observan los límites de las concentraciones de gases combustibles disueltos en el aceite mineral y el total de gases combustibles disueltos (TDCG) y con ello, se clasifica en condición 1, 2, 3 o 4 como se muestra en la Tabla 3. La Tabla 4 es ampliamente utilizada para la evaluación de la condición de los gases en los transformadores, los operadores de los transformadores pueden elegir si utilizan las distintas concentraciones de gases disueltos para los gases individuales y o para TDCG [10].

Tabla 1.3. Condición del transformador.

Condición del transformador	Descripción
1	El transformador opera satisfactoriamente.
2	Niveles mas altos de lo normal. Revizar funcionamiento. (Hacer seguimiento)
3	Altos niveles de descomposición. Revizar inmediatamente su funcionamiento. (Realizar pruebas)
4	Descomposición exesiva, si continua funcionando ocurrirá un fallo grave.

Tabla 1.4. Límites de concentración de los gases disueltos.

Estado								
	Hidrogeno (H ₂)	Metano (CH ₄)	Acetileno (C ₂ H ₂)	Etileno (C ₂ H ₄)	Etano (C ₂ H ₆)	Monoxido de carbono (CO)	Dioxido de carbono (CO ₂)	TDCG*
Condición 1	100	120	1	50	65	350	2500	720
Condición 2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2501-4000	721-1920
Condición 3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630

Condición 4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630
--------------------	-------	-------	-----	------	------	-------	--------	-------

*Total de gases combustibles disueltos.

El estado del aceite viene determinado por el rango más alto de cada uno de los gases que aparecen en la Tabla 1.4.

- La condición 1 indica un buen funcionamiento.
- La condición de 2 ó 3 significa que el transformador necesita una revisión de su funcionamiento.
- La condición 4 quiere decir que, si continúa así el transformador, se producirá un fallo seguro.

Cuando los valores de los gases son conocidos, se introducen en la tabla y se obtiene como resultado un estado o condición determinada.

Para la detección de fallos incipientes en los transformadores de potencia a partir del análisis DGA, los métodos de diagnósticos convencionales más usados en la industria son los siguientes: Método de los Gases Claves, Método de Doernenburg (DRM, por sus siglas en inglés), Método de Rogers (RRM, por sus siglas en inglés), Método de IEC (IRM, por sus siglas en inglés) y los Métodos de Duval [13]. Estas técnicas utilizan para la interpretación de los fallos los gases siguientes: hidrógeno (H₂), etano (C₂H₆), metano (C₂H₄), etileno (CH₄) y acetileno (C₂H₂).

1.2.1. MÉTODO DE DORNENBURG.

En 1970, Dornenburg propone una técnica para diferenciar el origen térmico o eléctrico de las averías; esta se basa en las cuatro relaciones entre concentraciones de gases. (Ecuación 1) [10].

$$R1=\text{Razón 1}=\text{CH}_4/\text{H}_2; R2=\text{Razón 2}=\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4; \quad (1)$$

$$R3=\text{Razón 3}=\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4; R4=\text{Razón 4}=\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2.$$

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 1.5).

Tabla 1.5. Interpretación del origen de la avería de acuerdo a Dornenburg.

Avería originada por.	R1	R2	R3	R4
Descomposición térmica.	>1.0	<0.75	<0.3	>0.4
Corona (PD de baja intensidad).	<0.1	No es significativa	<0.3	>0.4
Arco (PD de alta intensidad).	>0.1 y <1.0	>0.75	>0.3	<0.4

1.2.2. MÉTODO DE GASES CLAVES.

La presencia de los gases combustibles depende de la temperatura presente en el aceite del transformador. Cuando se presenta una avería, la temperatura del transformador aumenta y se libera gran cantidad de gases combustibles en la cuba del transformador. El método de Gas Clave detecta las averías mediante la medición de los gases individuales en lugar de calcular las proporciones de gas. Este método tuvo sus inicios en 1973 en los laboratorios de Doble [10], estableciéndose oficialmente en 1974 [11]. En la Tabla 1.6 se presenta un resumen de los criterios de diagnóstico del método de gases claves.

Tabla 1.6. Resumen del método gas clave. Fuente: [14].

Gas clave.	Tipo de avería/Material.	Proporciones típicas de gases.
Etileno (C ₂ H ₄).	Aceite mineral térmico.	Predomina etileno con proporciones más pequeñas etano, metano e hidrógeno y rastros de acetileno a temperaturas de falla muy altas.
Monóxido de carbono (CO).	Aceite mineral térmico y celulosa.	Predominante monóxido de carbono, con etileno y proporciones más pequeñas de etano, metano e hidrógeno.
Hidrógeno (H ₂).	Descarga parcial (DP) de baja energía.	Predomina hidrógeno con pequeñas cantidades de metano y trazas de etileno y

		etano.
Hidrógeno y acetileno (H ₂ , C ₂ H ₂).	Alta energía. (Arco eléctrico).	Predomina el hidrógeno y el acetileno con trazas menores de metano, etileno y etano. Además monóxido de carbono si está involucrada la celulosa.

Este método fue eliminado del estándar IEEE C57.104 2019 ya que se introdujeron nuevas tablas las cuales se elaboraron con una gran base de datos y métodos estadísticos para evaluar las condiciones de transformadores.

1.2.3. MÉTODO DE ROGERS.

En 1978, 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 técnica [10].

$$R1 = \text{Razón 1} = CH_4 / H_2.$$

$$R2 = \text{Razón 2} = C_2H_2 / C_2H_4. \quad (2)$$

$$R3 = \text{Razón 3} = C_2H_4 / C_2H_6.$$

1.2.4. MÉTODO IEC.

La relación IEC es una mejora sobre el método Rogers. En lugar de utilizar cuatro relaciones de gas, la relación C₂H₆ / CH₄ se redujo porque indicaba solo un rango de temperatura de descomposición limitado. Las tres relaciones de gas restantes tienen diferentes rangos de código en comparación con el método de Roger y sus valores se tabulan (véase tabla N° 1.7).

Las interpretaciones de fallas se pueden dividir en 9 tipos diferentes (véase tabla N° 1.8).

Tabla 1.7. Código de relaciones de gases de IEC

CÓDIGO DE LA RELACIÓN	INTERVALO	CÓDIGO
i	$x < 0.1$	5
	$0.1 \leq x \leq 1.0$	0
	$1.0 \leq x \leq 3.0$	1
	$x > 3.0$	2
j	$x < 1.0$	0
	$x \geq 1.0$	1
k	$x < 1.0$	0
	$1.0 \leq x \leq 3.0$	1
	$x > 3.0$	2
l	$x < 0.1$	0
	$0.1 \leq x \leq 3.0$	1
	$x > 3.0$	2

Fuente [57] C.-K. Chang, J. Shan, K.-C. Chang and J.-S. Pan, "Insulation Faults Diagnosis of Power Transformer by Decision Tree with Fuzzy Logic," in *International Conference on Genetic and Evolutionary Computing*, 2019, pp. 310-317: Springer.

Tabla 1.8. Clasificación de los fallos según IEC

I	i	k	DIAGNÓSTICO	
0	0	1	Falla Térmica <150°C	TF_1
0	2	0	Falla Térmica de 150°C-300°C	TF_2
0	2	1	Falla Térmica de 300°C-700°C	OH_1
0	2	2	Falla Térmica >700°C	OH_2
1-2	0	1-2	Descargas de baja energía	ARC_1
1	0	2	Descarga de alta energía	ARC_2
0	1	0	PDs de baja densidad de energía	PD_1
1	1	0	PDs de alta densidad de energía	PD_2
0	0	0	Normal	Normal

Fuente [57] C.-K. Chang, J. Shan, K.-C. Chang and J.-S. Pan, "Insulation Faults Diagnosis of Power Transformer by Decision Tree with Fuzzy Logic," in *International Conference on Genetic and Evolutionary Computing*, 2019, pp. 310-317: Springer.

Aunque la relación de Roger y la relación IEC son útiles, el inconveniente principal de estos dos métodos de relación es que existen combinaciones de gases que no están dentro del rango de valores y por lo tanto dificulta el diagnóstico de la fallo.

1.2.5. MÉTODOS DE DUVAL.

En 1974, Duval [12] utiliza tres de los seis gases empleados por Dornenburg para clasificar averías en transformadores, y concluye que el hidrógeno se difunde más rápido en el metal que los otros gases hidrocarburos, distorsionando el diagnóstico.

En el 2002, Duval [1] interpreta los resultados del DGA en una forma gráfica y utiliza modelos de laboratorio para simular averías tomando como muestra ciento setenta y nueve casos reales (con el transformador en servicio), identificados por inspección visual, y diecinueve casos simulados en laboratorio.

Para la interpretación gráfica, Duval utiliza un triángulo equilátero compuesto por 3 vértices (%CH₄, %C₂H₄ y %C₂H₂). Esta técnica (Ecuación 3) propone un sistema de concentraciones en ppm (partes por millón).

$$\begin{aligned} \%C_2H_2 &= 100 \frac{x}{x+y+z} \\ \%CH_4 &= 100 \frac{y}{x+y+z} \\ \%C_2H_4 &= 100 \frac{z}{x+y+z} \end{aligned} \quad (3)$$

Siendo:

x - Concentración en ppm de CH₄. (Metano)

y - Concentración en ppm de C₂H₄. (Etileno)

z - Concentración en ppm de C₂H₂. (Acetileno)

A manera de ejemplo, en la Fig. 2 se ilustra 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 [10, 15].

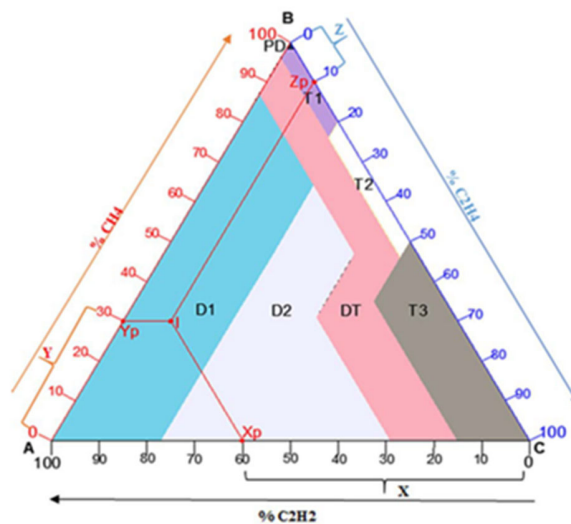


Fig.1.2.Ubicación de avería en el triángulo de DUVAL

A partir de los casos analizados en laboratorio, Duval establece seis tipos de averías (PD, D1, D2, T1, T2, T3) detectables por el DGA (Tabla 1.9). Cuando el transformador se encuentra en servicio, la avería de T3 tiende a relacionarse con los

puntos calientes en aceite, mientras que las averías T1 y T2, a puntos calientes en papel [1]. De acuerdo con el triángulo de Duval (Fig. 2), en la Tabla 1.9 se establecen los valores límites en ppm de los gases combustibles presentes en cada tipo de avería.[12].

Tabla 1.9. Zonas límites de fallos para el triángulo 1 de Duval.

Tipo de Fallos	Descripción del Fallo	Valores límites de los gases (%)
Dp	Descargas parciales	CH ₄ =98
D1	Descargas de baja energía	C ₂ H ₄ =23-C ₂ H ₂ =13
D2	Descargas de alta energía	C ₂ H ₄ =23;40-C ₂ H ₂ =13.29
T1	Averías térmicas a T < 300 °C	CH ₄ =98- C ₂ H ₄ =20- C ₂ H ₂ =4
T2	Averías térmicas a 300 °C <Temperatura<700 °C	C ₂ H ₄ =20- C ₂ H ₄ =50- C ₂ H ₂ =4
T3	Averías térmicas a T > 700 °C	C ₂ H ₄ =50- C ₂ H ₂ =15
DT	Mescla de averías térmicas y eléctricas	C ₂ H ₂ =13.4;29;15- C ₂ H ₄ =40,50

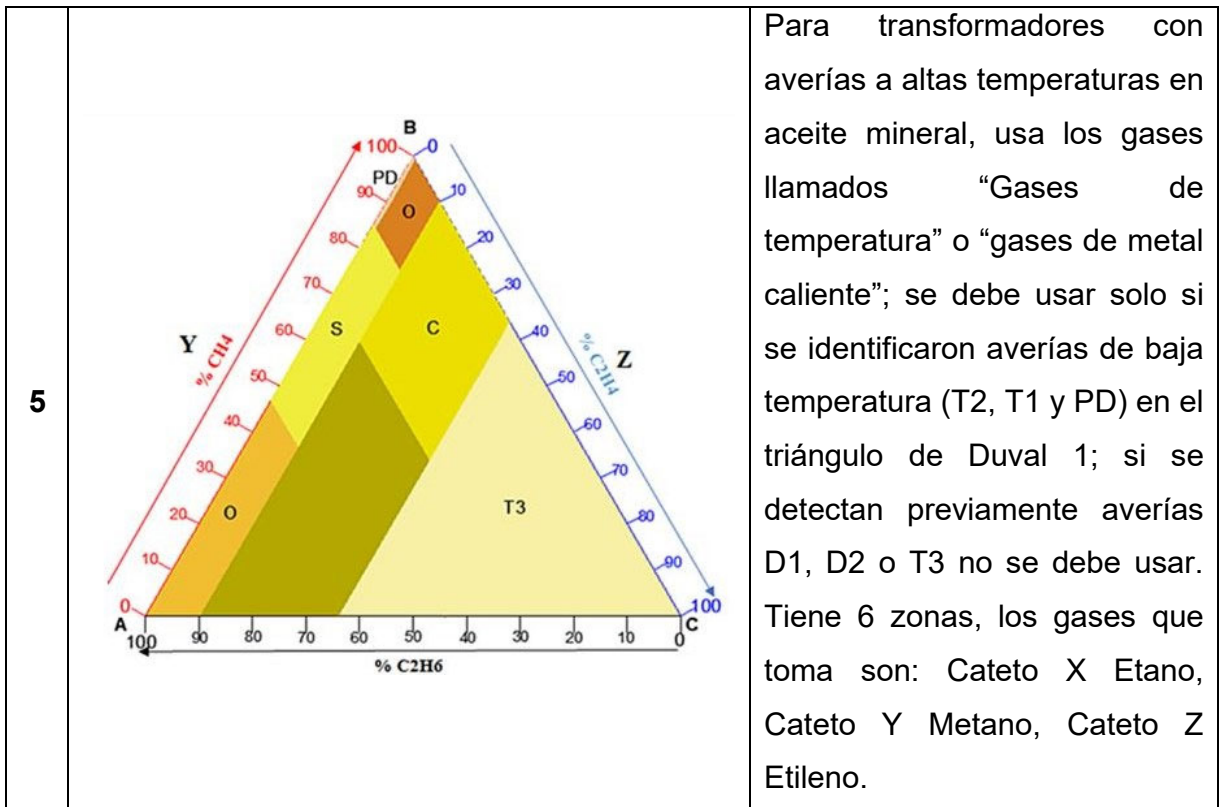
Michael Duval propuso nuevas versiones de su triángulo clásico, ver tabla 1.10. [5], utilizando triángulo 1 para aceite mineral, triángulo 2 para cambiadores de toma en carga, triángulo 3 para aceites no minerales (esteres naturales o sintéticos) y, finalmente, triángulos 4 y 5 para averías de baja temperatura, donde la gasificación de dispersión de aceites puede interferir con el diagnóstico.[13]

Tabla 1.10. Versiones del triángulo de Duval

Versiones del Triángulo de Duval.	Descripción.
-----------------------------------	--------------

<p>1</p>		<p>Para transformadores con aceite mineral. Tiene 7 zonas</p> <p>Los gases que toma son:</p> <p>Cateto X = Acetileno (C_2H_2),</p> <p>Cateto Y = Metano (CH_4),</p> <p>Cateto Z = Etileno (C_2H_4).</p>
<p>2</p>		<p>Para los cambiadores de tomas con carga en aceite. Tiene 7 zonas, los gases que toma son:</p> <p>Cateto X = Acetileno (C_2H_2),</p> <p>Cateto Y = Metano (CH_4),</p> <p>Cateto Z = Etileno (C_2H_4).</p>

<p>3</p>		<p>Para aceites no minerales.</p> <p>Los límites de las zonas del triángulo Duval 3 para aceites no minerales son los mismos que los del triángulo de Duval 1, a excepción de los límites (en $C_2H_4\%$) entre D1/D2, T1/T2, y T2/T3.</p>
<p>4</p>		<p>Para transformadores con averías de baja temperatura en aceite mineral, usa los gases llamados “Gases de baja energía”, se debe usar solo si se identificaron averías de baja temperatura (T2, T1 y PD) en el triángulo de Duval 1; si se detectan previamente averías D1, D2 o T3 no se debe usar. Tiene 4 zonas, los gases que toma son: Cateto X Etano, Cateto e Hidrógeno, Cateto Z Metano.</p>



1.3. CONSIDERACIONES SOBRE LA APLICACIÓN DE LA INTELIGENCIA ARTIFICIAL EN EL ANÁLISIS DE LOS GASES DISUELTOS EN EL ACEITE DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Según Bhalla en [16] los gases disueltos en aceites minerales derivados del petróleo, se pueden incorporar a sistemas inteligentes para facilitar la toma de decisiones, puesto que existe mucha incertidumbre con los datos obtenidos en el AGD debido a las diferentes aplicaciones que presentan los transformadores, tales como: de generación, de subestaciones de elevación, de subestaciones de reducción (ambos ligadas a la transmisión), y además al simple hecho de que la muestra puede estar sometida a contaminantes. Por lo tanto, existe una variación que puede resultar significativa por parte de las diferentes empresas (generación, transmisión, distribución y/o auto generadores).

Debido al contenido diverso de gases disueltos, se han presentado varias técnicas de inteligencia artificial. Las técnicas estudiadas por Bhalla en [16] para su respectiva aplicación en la interpretación de resultados obtenidos en el AGD son:

- Sistemas expertos
- Lógica difusa
- Redes neuronales artificiales
- Algoritmos genéticos

Se han realizado múltiples análisis y aplicaciones, basados en la historia del proceso, que utilizan técnicas de lógica difusa para la detección de los fallos en los transformadores de potencia [3-6]. En estos trabajos, el estudio de la cromatografía de los gases disueltos en el aceite (DGA, por sus siglas en inglés) se considera la técnica de mayor éxito en el diagnóstico de fallos. En [7-10] se han utilizado las Redes Neuronales Artificiales (ANN, por sus siglas en inglés) y en [11, 12] las Máquinas de Soporte Vectorial (SVM, por sus siglas en inglés) como las técnicas más usadas para la clasificación de fallos.

Haciendo un análisis de las investigaciones desarrolladas últimamente dirigidas a la detección de fallos en los transformadores eléctricos de potencia, se aprecia un incremento del uso de la lógica difusa [13-15]. El método propuesto en este trabajo utiliza una extensión del método del triángulo 1 o método clásico de Duval (DTM, por sus siglas en inglés), lo que garantiza buenos resultados en la identificación de fallos múltiples. El método de Duval realiza el diagnóstico de los fallos mediante la obtención de un punto dentro de un triángulo equilátero cuyas coordenadas están dadas por las proporciones de los gases siguientes: %C₂H₂, %C₂H₄ y %CH₄. Esta técnica considera que la suma de estas concentraciones representa un 100% y realiza la identificación de los fallos a partir del cálculo de los por cientos de participación de cada uno [1].

De la evaluación se consideró que ha sido ampliamente aceptada por su contribución de establecer las condiciones límites en las proporciones de los gases para desarrollar métodos de diagnósticos de fallos en los transformadores de potencia a partir del análisis de los gases disueltos en el aceite. Esta técnica ofrece grandes ventajas relacionadas con el tratamiento de datos imprecisos, con ambigüedad e

incertidumbres que están presentes en el modelado de procesos no lineales, como es el caso del comportamiento de los gases disueltos en el aceite de un transformador.

1.4. CONCLUSIONES

En este capítulo se trataron los aspectos fundamentales de los transformadores de potencia, los factores que intervienen en el deterioro del aislamiento de los mismos y que influyen en su vida útil, haciendo énfasis en el aceite aislante como medio para detectar fallos incipientes a través del AGD, también se trataron los métodos de interpretación del AGD y las perspectivas de utilización de las técnicas de inteligencia artificial en este campo, destacando entre estas la lógica difusa como una de las más ventajosas y que se utilizará en el desarrollo de este proyecto para el diseño de un método de diagnóstico de fallo utilizando lógica difusa para el análisis de los gases disueltos en el aceite de los transformadores de potencia de ACINOX Las Tunas.

Capítulo 2. DISEÑO DE UN MÉTODO DE DIAGNÓSTICO DE FALLOS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA UTILIZANDO LÓGICA DIFUSA.

2.1. INTRODUCCIÓN.

Para los sistemas eléctricos con seguridad crítica las consecuencias de los fallos pueden ser extremas en términos de mortalidad humana, impacto ambiental y pérdidas económicas. Con el envejecimiento los transformadores de potencia la probabilidad de fallos en los sistemas eléctricos industriales aumenta y pueden disminuir después un mantenimiento, que establece las condiciones de operación proyectadas [38]. Esto implica una creciente necesidad de supervisar y diagnosticar fallos para incrementar la confiabilidad de los sistemas y así generar acciones preventivas y correctivas. Estas razones justifican la necesidad de continuar mejorando, mediante técnicas modernas, los métodos de diagnóstico de fallos en procesos industriales [39].

Primeramente, en este capítulo, se da una breve descripción del transformador de 40MVA que alimenta el Horno de Arco Eléctrico de la planta de Acero ACINOX Las Tunas. Se realiza un análisis de las principales interrupciones eléctricas de la acería y el caso particular de los fallos en el transformador de potencia antes mencionado. Se explican los fundamentos teóricos del método de diagnóstico de fallos. Luego, se analizan los resultados y discusión del método propuesto.

2.2. DESCRIPCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE 40MVA DE UN HORNO DE ARCO ELÉCTRICO.

El presente estudio se desarrolla en la empresa ACINOX Las Tunas. En este lugar, las afectaciones eléctricas se clasifican según un orden de prioridad utilizando categorías para cada caso. Esto significa que, dentro de las averías a resolver, las de primera necesidad son aquellas que más afectan la producción del acero [39]. En este sentido, el transformador de 40MVA del HAE constituye un elemento fundamental dentro del sistema eléctrico de la planta. Este equipo está diseñado para trabajar bajo las especificaciones técnicas siguientes: potencia nominal 40 MVA a 60Hz; sobrecarga +20 %; impedancia de corto circuito de 16,05 % y relación de

transformación de 34,5/0,73-0,52 kV. La capacidad de agua para enfriamiento de cada enfriador es de 42 m³/h. Su máxima presión operacional es 80 N/cm² (8 bar) y presenta un conmutador bajo carga con refrigeración forzada. Como protección interna para fallas pequeñas, tiene instalado un relé de gas y/o presión Buchholz de tipo Custos RR-RRF-GQ. Incorpora, un analizador de gases disueltos en el aceite de tipo Hydrocal 1008, lo que facilita el diagnóstico de los gases en tiempo real [39].

2.3. ANÁLISIS DE LAS INTERRUPCIONES ELÉCTRICAS OCURRIDAS EN LA ACERÍA.

En esta sección se presenta el estudio estadístico de los principales fallos en los transformadores de potencia y el caso particular del transformador de 40MVA. En el mundo, las estadísticas de los fallos en los transformadores de potencia hasta 700 kV indican que el 38 % de estas están relacionadas con los devanados; el 31 % con los cambiadores de tomas o derivaciones bajo carga (OLTC, por sus siglas en inglés); el 17 % en los bushings, el 8 % en el aislamiento y el 6% en los accesorios [15]. En Cuba, las estadísticas de los fallos típicos para transformadores del Sistema Electro-energético Nacional (SEN) muestran que los puntos principales de fallos y, por tanto, los que deben ser monitoreados con máxima prioridad, son los devanados y los OLTC [40].

La Tabla 2.1 muestra la información de las afectaciones eléctricas ocurridas en los últimos cinco años de las principales áreas en la Planta de ACINOX Las Tunas: El Horno de Arco Eléctrico, el Horno Cuchara (HC), la Estación de Espera (EE), La Instalación de Vaciado Continuo (IVC), entre otros [39].

Tabla 2.1. Interrupciones en los últimos cinco años ocurridas en las principales áreas de la acería. [39]

Años	HAE	HC	EE	IVC	Otros
2016	32	41	36	21	13
2017	41	43	41	23	23
2018	53	45	43	46	31
2019	65	48	44	49	40

Capítulo 2. Diseño de un método de diagnóstico de fallos en transformadores de potencia

2020	81	50	46	53	47
Total	272	227	210	192	154

Del estudio realizado se obtiene que en el área HAE ocurren 272 interrupciones eléctricas, equivalente al 25,8 % del total de las interrupciones, en el HC ocurre el 21,5 %, en la EE el 19,9 %, en el IVC el 18,2 % y en otras áreas el 14,6 %. Como puede apreciarse, el circuito HAE presenta una incidencia superior al resto de las áreas. Se decidió analizar los registros históricos de los fallos a través del sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA, por sus siglas en inglés) WinCC, el Sistema de Mantenimiento de la Empresa y los reportes de la producción por diferentes especialistas. Se demostró que el 16,5 % están relacionadas con el interruptor principal del HAE, el 31,6% con los motores eléctricos de la Planta de Depuración de Humos, el 45,6 % con el transformador del HAE y el 6,3 % con los demás elementos del sistema eléctrico del HAE [39].

Teniendo en cuenta la superioridad de las afectaciones eléctricas en el área HAE y lo inaceptable que es la interrupción del suministro en transformador de 40 MVA, se decidió escoger dicho elemento como objeto para el diseño del método de diagnóstico de fallos que se propone.

A partir de realizar una inspección en el proceso siderúrgico de la planta de ACINOX Las Tunas y el criterio de los expertos, se determinaron los fallos más frecuentes que incidieron en las interrupciones del transformador de 40 MVA que alimenta el horno. Los mismos se ubicaron en los bushings, los devanados y los cambiadores de derivaciones, siendo el punto más débil, el aislamiento [39]. Por lo tanto, se decidió diagnosticar los fallos siguientes: Descargas parciales (DP), Descargas parciales de baja energía (D1), Descargas parciales de alta energía (D2), fallo térmico < 300°C (T1), fallo térmico entre 300°C y 700°C (T2), fallo térmico de alta energía > 700°C (T3) y F7: fallos múltiples (Fm). En este documento los fallos T1 y T2 no se diagnosticarán separados ya que en los experimentos de los sistemas de diagnósticos de fallos actuales ambos son considerados fallos térmicos de baja energía < 700°C (LTF, por sus siglas en inglés) [41].

2.4. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE MÉTODO DE DIAGNÓSTICO DE FALLOS

PROPUESTO.

En los transformadores de potencia el relé de gas y/o presión Buchholz es muy usado en los sistemas de protección y seguridad contra los fallos del dieléctrico en su interior. Estos dispositivos tienen una compuerta de pruebas que permite que el gas acumulado sea retirado para realizar ensayos en un laboratorio de gases. Durante la descomposición química del aceite del transformador, la acumulación del gas que se produce es utilizada para que el interruptor de nivel del relé dispare una alarma [39]. Aunque esta información es muy útil para determinar el nivel de gases en el transformador, no puede diagnosticar el tipo de fallo por descomposición del material aislante. El método de diagnóstico de fallos que se propone utiliza los datos de los gases que son extraídos a través del analizador Hydrocal 1008, lo que permite que los fallos eléctricos y mecánicos sean detectados en línea. Este método garantiza un diagnóstico en tiempo real sin que se afecte la continuidad del servicio del transformador, lo que facilita la gestión eficiente del mantenimiento [39].

Para la detección de fallos en los transformadores de potencia a partir del análisis DGA, los métodos de diagnósticos convencionales más usados en la industria son los siguientes: Método de los Gases Claves, Método de Doernenburg (DRM, por sus siglas en inglés), Método de Rogers (RRM, por sus siglas en inglés), Método de IEC (IRM, por sus siglas en inglés) y los Métodos de Duval [21]. Estas técnicas utilizan para la interpretación de los fallos los gases siguientes: hidrógeno (H_2), etano (C_2H_6), metano (CH_4), etileno (C_2H_4) y acetileno (C_2H_2).

De acuerdo a lo estudiado en investigaciones previas [41, 43,44], se realiza una propuesta de diseño para diagnosticar los fallos en el transformador de 40MVA que alimenta el HAE de la planta de producción de ACINOX Las Tunas. La propuesta utiliza los umbrales de los gases obtenidos a partir del conocimiento de expertos y el análisis del comportamiento histórico de las concentraciones de los gases disueltos en el aceite mineral de cuatro transformadores de potencia OLTC de la acería [39]. Con esto se ofrece una solución simple para determinar la condición normal del transformador de 40 MVA durante el servicio.

Capítulo 2. Diseño de un método de diagnóstico de fallos en transformadores de potencia

En el deterioro de un transformador predominan los fallos térmicos o eléctricos, o en el peor de los casos, es resultado de la coexistencia de diferentes fallos. Cuando existen fallos múltiples, el análisis de los gases disueltos en el aceite de un transformador puede dar lugar a diagnósticos errados que dificultan las gerencias del mantenimiento [42]. Es por ello que el desarrollo de sistemas de diagnóstico de fallos múltiples en los transformadores de potencia es considerado un tema de gran importancia para los investigadores de la comunidad FDI, donde el efecto de los fallos en el equipamiento puede tener un impacto desfavorable en la disponibilidad de los sistemas eléctricos industriales.

El método propuesto en este trabajo utiliza una extensión del método del triángulo 1 o método clásico de Duval (DTM, por sus siglas en inglés), lo que garantiza buenos resultados en la identificación de fallos múltiples. El método de Duval realiza el diagnóstico de los fallos mediante la obtención de un punto dentro de un triángulo equilátero cuyas coordenadas están dadas por las proporciones de los gases siguientes: $\%C_2H_2$, $\%C_2H_4$ y $\%CH_4$. Esta técnica considera que la suma de estas concentraciones representa un 100% y realiza la identificación de los fallos a partir del cálculo de los por cientos de participación de cada uno [45].

DTM es superior al resto de los métodos convencionales en el diagnóstico de fallos en los transformadores de potencia [9]. Sin embargo, no es efectivo para clasificar puntos de datos de fallos en los límites en la tabla 9 [39], por lo que los fallos en estos lugares, se tratan como diagnósticos no resueltos [42].

Tabla 2.2. Zonas límites de fallos para el triángulo 1 de Duval con DT extendida. [39]

Tipo de Fallos	Descripción de los Fallos	Valores límites de los gases (%)
DP	Descargas parciales	$CH_4 = 98$
D1	Descargas de baja energía	$C_2H_4=23-C_2H_2 =13.7$
D2	Descargas de alta energía.	$C_2H_4=23;40.7-C_2H_2=13.7;29.7$

Capítulo 2. Diseño de un método de diagnóstico de fallos en transformadores de potencia

T1	Averías térmicas a Temperatura menor de 300°C.	$CH_4=98-C_2H_4=20-C_2H_2=3.3$
T2	Averías térmicas con temperatura entre 300°C y 700°C.	$C_2H_4=20-C_2H_4=50-C_2H_2=3.3$
T3	Averías térmicas a Temperatura mayores de 700°C.	$C_2H_4=50.7-C_2H_2=14.3$
DT	Mezcla de averías térmicas y eléctricas.	$C_2H_2=13.7;3.3;29.7;14.3-C_2H_4=39.3;50.7$

Ante este inconveniente, en el análisis de los gases disueltos se ha empleado la lógica difusa en base a los conocimientos de ingeniería, lo que complementará el método de Duval para mejorar la precisión en el diagnóstico de los fallos y elevar la exactitud en la detección de los fallos múltiples.

El método de diagnóstico de fallos propuesto (FDIp) utiliza la versión de su triángulo clásico de Duval a partir de los límites de frontera que se presentan en la Tabla 2.2. Este trabajo constituye una extensión de Duval ya que conceptualiza todos los límites de la zona de mezcla de averías térmicas y eléctricas (DT, por sus siglas en inglés) como zona de fallos múltiples. La propuesta de diagnóstico propone un método que utiliza los datos de los límites de los gases de tabla 2.3, lo que constituye una solución de baja complejidad para mejorar la identificación de los casos DGA.

Además de las variables de entrada $\%C_2H_2$, $\%C_2H_4$ y $\%CH_4$, se monitorizan las cantidades de los gases en partes por millón (ppm) siguientes: H_2 , C_2H_6 , CH_4 , C_2H_4 y C_2H_2 . Los síntomas $\%C_2H_2$, $\%C_2H_4$ y $\%CH_4$, no tienen sentido, si las concentraciones de la tabla 2.3 se encuentran en el rango adecuado, lo que representa que el transformador se encuentra en buen estado y la muestra DGA se considera normal (N).

La degradación térmica tanto del papel como del aceite, están profundamente vinculadas a la magnitud de la carga que alimente; en dependencia de la misma, así serán los niveles de temperatura que se alcancen en el transformador [11]. Para la construcción de la Tabla 2.3 se combinan las estadísticas de los gases normales de

IEC para transformadores OLTC en servicio referida en [46] y los datos históricos del comportamiento de los gases de los cuatro transformadores de potencia OLTC siguientes: transformador de 40MVA (T5) que alimenta el HAE, el transformador de 20 MVA que alimenta el sistema eléctrico del HC (T6) y dos transformadores de 63 MVA de la Subestación 220 kV de ACINOX Las Tunas (T1 y T2).

Tabla 2.3. Umbrales límites de los gases claves para muestras DGA normales. [39]

Límites mínimos (ppm)					Límites máximos (ppm)				
H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
63	29	78	102	47	151	121	272	253	73

2.5. MÉTODO DE DIAGNÓSTICO DE FALLOS PARA EL TRANSFORMADOR DE 40MVA.

En la Figura 2.1 se observa la estructura del sistema de diagnóstico de fallos que se propone a partir del análisis cromatográfico de los gases. Primeramente, se comprueba que las cantidades de los gases claves no superen los límites identificados en la Tabla 2.3. En caso de ser sobrepasados se realiza el proceso de fuzzificación, donde cada una de las variables síntomas %C₂H₂, %C₂H₄ y %CH₄ se convierten en variables cualitativas.

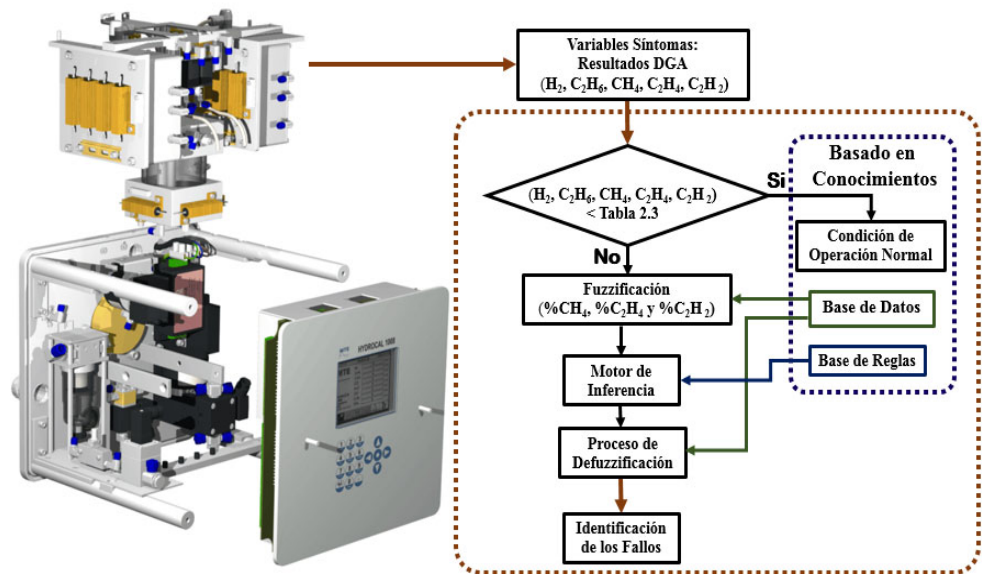


Figura 2.1. Esquema del sistema de diagnóstico de fallos propuesto [39]

En [42] presentamos un esquema de detección de fallos en transformadores de potencia en el que se validaron de forma cruzada diferentes conjuntos de funciones de pertenencia para la misma base de reglas. Se utilizaron 171 casos DGA de fallos conocidos y se compararon las funciones de pertenencia difusas siguientes: trapezoidal, triangular, gaussiana y campana. Del análisis de los resultados del diagnóstico de fallos en [42] se confirmó que la función trapezoidal obtuvo un 87.7% de exactitud, en cambio, las funciones triangulares, gaussiana y de campana obtuvieron 85,9%, 81.2% y 83% de exactitud respectivamente.

Teniendo en cuenta lo anterior, el proceso de fuzzificación en las variables de entrada del sistema propuesto se realiza mediante la construcción de funciones de pertenencia trapezoidales. Se definieron los conjuntos difusos en dependencia del comportamiento de los umbrales obtenidos a partir de los límites de frontera de las zonas de fallos que se describen en la Tabla 2.3. Luego con una base de reglas se expresa la relación entre los síntomas que se manifiestan en las variables medidas y la ocurrencia de los fallos.

Capítulo 2. Diseño de un método de diagnóstico de fallos en transformadores de potencia

Duval, no interpreta los fallos en el límite de la zona DT. Los fallos en estos puntos corresponden a diagnósticos errados e interpretaciones incorrectas a la hora de clasificar los fallos simples. Los puntos en esta línea al escoger 0.7 se consideran DT. Con dicha extensión se probó que se logran resultados altos en la identificación de fallos múltiples y mejor clasificación de los fallos simples que colindan con la zona DT.

La extensión de DTM en la propuesta de diseño se tiene en cuenta al añadir 0.7% a todos los límites de la zona DT. Por ejemplo: los límites de $\%C_2H_2$ se ubican en 4.7, 13.7, 15.7 y 29.7 con la nueva propuesta [39]. Este incremento hace que los puntos de datos de los fallos que se encuentran en estos límites se consideran DT y que los límites de fronteras de los polígonos colindantes sean modificados. Esto se hace con el objetivo de evitar redundancia durante la clasificación de los fallos simples.

Las variables de entrada del FDIp se representan mediante funciones de pertenencia que están definidas a través de los conjuntos difusos (Mf1, Mf2, Mf3, Mf4 y Mf5) como se muestra en el ejemplo de la figura. 4 a) para el caso del acetileno. Se diseñaron las 26 reglas correspondientes al modelo difuso como indica la figura 2.3. La figura 2.2 b) muestra la fuzzificación de todos los fallos que se desean diagnosticar. En esta variable de salida se consideran cinco tipos de fallos en la categoría de fallos simples (F1: PD, F2: D1, F3: D2, F4: LTF y F5: T3) y un fallo en la categoría de fallos múltiples (F6: Fm). Este último representa la mezcla de fallos térmicos y eléctricos de polígono DT de Duval con la nueva extensión de los límites de fronteras de DT. Los seis conjuntos difusos que representan la salida del método propuesto se ubican en el rango de 0 a 12 como se muestra en la figura 2.2 b).

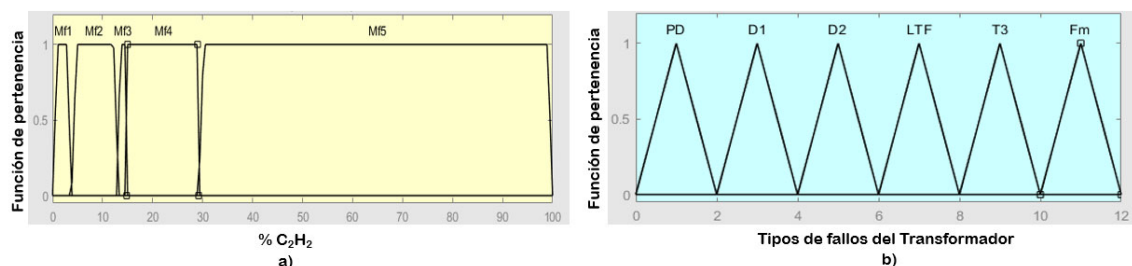


Figura 2.2. Proceso de fuzzificación de las variables del sistema propuesto. a) Fuzzificación de la variable de entrada C_2H_2 ; b) Fuzzificación de los fallos del transformador de potencia.

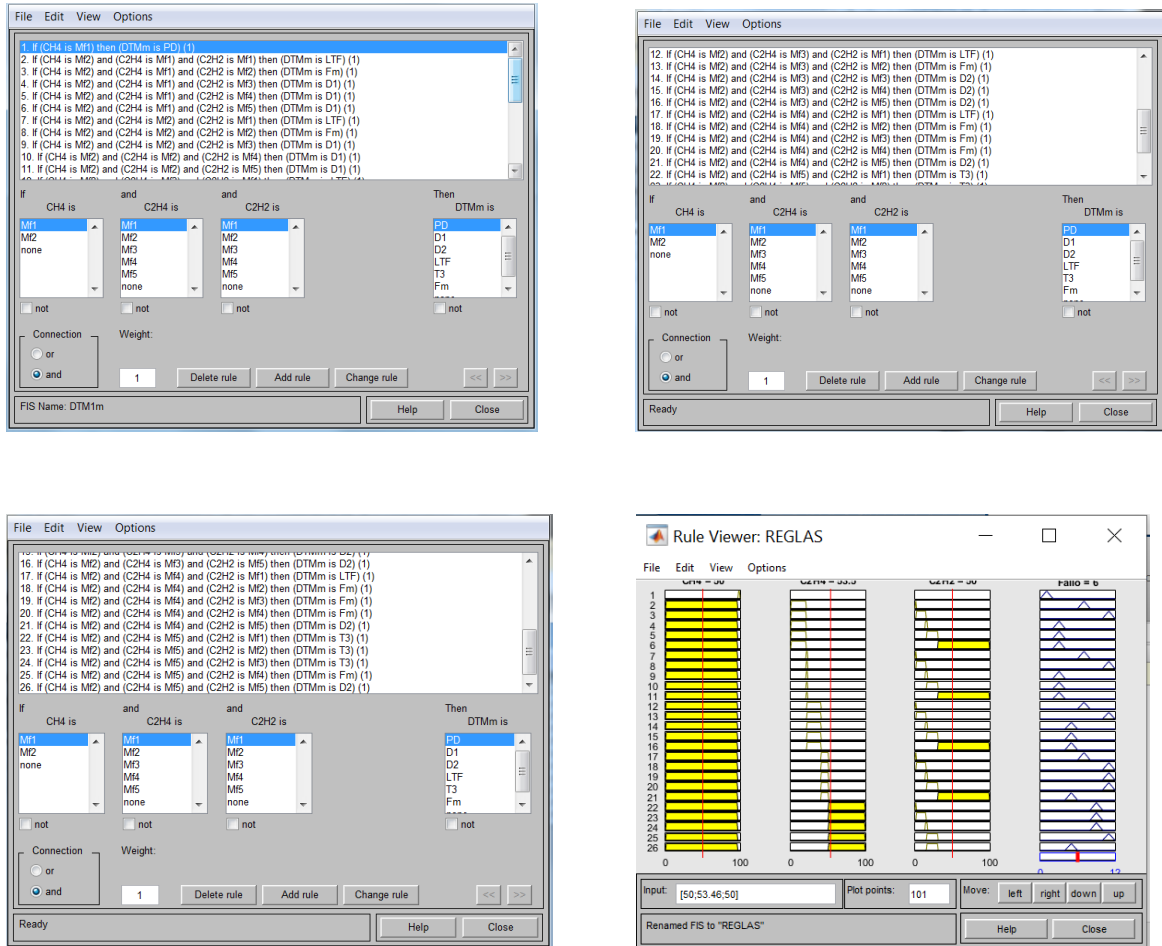


Figura 2.3. Reglas y visor de reglas.

A todas las reglas usadas en esta investigación se les confirió el mismo orden de operación, debido a que todas son igualmente importantes. Son del tipo Mamdani y su diseño es de tal modo que cuando un punto de datos se encuentre en cualquiera de las zonas de identificación: F1, F2, F3, F4 o F5, se diagnostique un único fallo. En caso de que el punto de datos pertenezca a los límites de la zona DT o dentro de ella, entonces se diagnostican Fm.

2.6. VALORACIÓN O CORROBORACIÓN DE LOS RESULTADOS ALCANZADOS.

Capítulo 2. Diseño de un método de diagnóstico de fallos en transformadores de potencia

Para validar el FDIp se empleó el software MATLAB®. Para ello se utilizaron un total de 91 muestras de gases distribuidas de la forma siguiente: 9 (DP), 9 (D1), 27 (D2), 8 (LTF), 12 (T3), 9 (Fm) y 17 (N). Todos los casos DGA analizados provienen de dos fuentes fundamentales: 24 casos pertenecen a mediciones de los gases de la operación del transformador de 40MVA, que da servicio al HAE en la planta de ACINOX, Las Tunas durante los mantenimientos realizados a los transformadores (T1, T2, T5 y T6). La otra fuente, con 67 muestras de aceite, se escogió de la base de datos de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés) referida en [25]. Todos los registros de los datos corresponden a muestras creíbles DGA donde los transformadores de potencia fueron inspeccionados visualmente por ingenieros experimentados. En todos los casos de fallos identificados, los transformadores se retiraron del servicio por expertos en mantenimiento.

En [47,48] investigamos la precisión de los métodos para el diagnóstico de fallos de transformadores de potencia reales basados en datos históricos DGA. Por lo anterior, se seleccionaron las técnicas convencionales para la comparación con el método propuesto (FDIp). Los resultados que se representan en la Tabla 2.4 muestran que el FDIp tiene un mejor desempeño en la detección de fallos frente a los métodos convencionales. Aparece una comparación respecto a los tipos de fallos analizados teniendo en cuenta las malas interpretaciones (MI) de cada uno durante el diagnóstico [39].

Tabla 2.4. Comparación del FDIp con los métodos convencionales con respecto al tipo de fallo [39].

Fallos	Total de Casos	RRM		IRM		DTM		FDIp	
		MI	Exactitud (%)	MI	Exactitud (%)	MI	Exactitud (%)	MI	Exactitud (%)
DP	9	7	22.2	3	66.7	0	100	0	100
D1	9	3	66.7	4	55.6	1	88.9	1	88.9
D2	27	12	55.6	8	70.4	4	85.2	2	92.6
LTF	8	5	37.5	3	62.5	2	75.0	1	87.5
T3	12	7	41.7	5	58.3	1	91.7	2	83.3

Capítulo 2. Diseño de un método de diagnóstico de fallos en transformadores de potencia

Fm	9	-	0	-	0	2	77.8	0	88.9
N	17	12	76.3	-	-	-	0.0	0	100

El método FDIp en 91 muestras de casos DGA logró identificar todos los fallos correspondientes a las descargas parciales, las descargas de baja energía en un 88.9% y las de alta energía en un 92.6%. Identifica los fallos de sobrecalentamiento de baja y alta temperatura en un 87.5% y los fallos térmicos de alta energía en un 83.3%. Aunque el método clásico de Duval también produce buenos resultados, la figura 2.4 representa cómo los resultados en la identificación de los fallos cercanos a los límites de las zonas tienden a juzgar incorrectamente el tipo de fallo representándolos como diagnósticos incorrectos o no resueltos. Por otro lado, se determinó que los datos encontrados en los límites estrictos de la zona DT mal interpretan los resultados del diagnóstico para reconocer la existencia de fallos múltiples como es el caso del punto Cm en los límites del polígono DT [39].

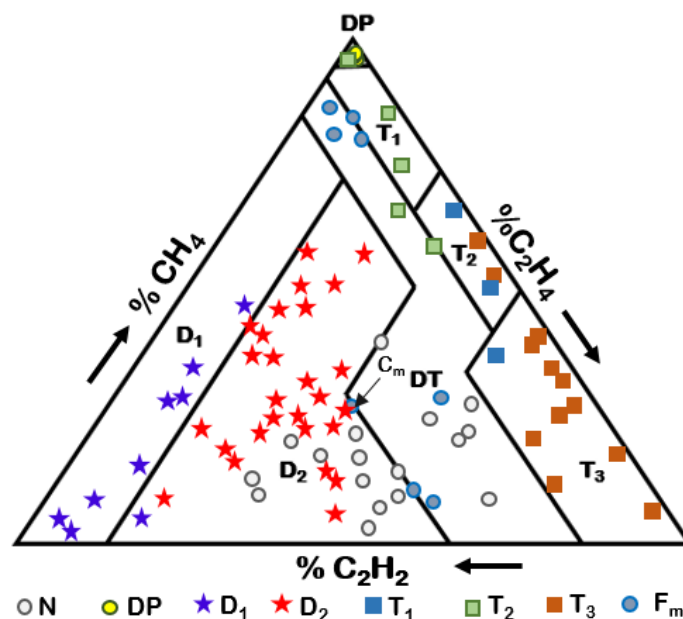


Figura 2.4. Resultados del diagnóstico con el método clásico de Duval [39].

En [42] combinamos modelos de ANN con la lógica difusa lo que provee un diagnóstico de fallos más completo ya que cuenta con capacidad de aprendizaje y

toma decisiones basadas en reglas difusas. Aunque esta propuesta tiene buenos resultados en el diagnóstico de fallos múltiples, la amplitud que se hace de Duval no permite la detección de fallos como Cm. Tanto el modelo de [42] como el método de DTM en [45] se ubica el punto Cm en la zona D2, lo que conduce a una acción de mantenimiento inadecuada. Este inconveniente se debe a que los fallos que se encuentran en los límites de las fronteras interiores se ubican en áreas de transición difusa, tan estrictas, que son difíciles de interpretar porque comparten información entre uno u otro fallo [49].

Al extender 0.7% en los límites de frontera de DT, el FDIp ofrece una solución que permite mejores resultados en la identificación de los fallos cercanos a los límites de la zona DT [39]. La figura 2.4 muestra como los datos de gases normales que no representan peligro para el transformador tienen posibilidad de insertarse en diferentes polígonos de Duval. En este caso, la mayoría de los puntos se encuentran ubicados dentro de los polígonos D2 y DT, esto no significa que se está en presencia de fallos activos. Cada muestra DGA puede conducir a errores de interpretación en los métodos de diagnóstico de fallos basados solamente en el método DTM como en [41].

El FDIp en esta investigación mostró una gran exactitud en la identificación de casos DGA normales, logrando clasificar como normal las 17 muestras DGA escogidas [39]. Con el uso de este método se consigue un nivel alto en la precisión de la detección de los fallos. Esta solución simple constituye una ventaja con respecto a los métodos de diagnóstico de fallos en [50 52] que encuentran restricciones para identificar muestras de gases normales en los transformadores. Este método es útil para determinar la condición del transformador, sin que se afecte la continuidad del servicio eléctrico [39].

En la figura 7 se aprecia la localización de un fallo real detectado al T2 el 16 de marzo del 2018. La interpretación se realizó a través de la comparación con las pruebas termografías infrarrojas y descarga parcial. El análisis lo realizaron los especialistas de la Empresa de Construcciones de la Industria Eléctrica (ECIE) en Camagüey y el Departamento Eléctrico en ACINOX. Los puntos P1 y P2 indican sobrecalentamiento como consecuencia del arco eléctrico entre láminas del acero

que componen los shunts magnéticos instalados en el tanque del transformador. Este fallo se encuentra ubicado en la parte media en la fase B del lado de alta tensión [39].

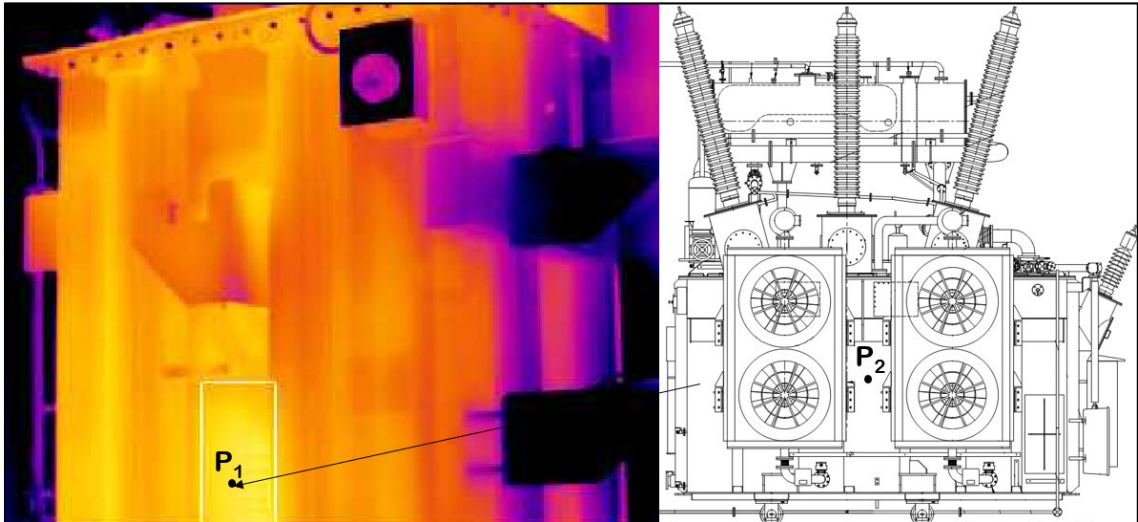


Figura 2.5. Localización de un fallo por termografía infrarroja y descarga parcial al T2 [39].

En el estudio se realizaron mediciones de los gases disueltos en el aceite obteniéndose los resultados siguientes: $H_2 = 7\text{ppm}$, $CH_4 = 88\text{ppm}$, $C_2H_2 = 1.5\text{ppm}$, $C_2H_4 = 54\text{ppm}$ y $C_2H_6 = 74\text{ppm}$. La figura 8 representa la estructura del modelo difuso propuesto usando el software MATLAB® versión 2018a (R2018a) con los datos del fallo T2. Los resultados muestran como el método propuesto ante esta muestra DGA logró detectar con un fallo térmico LTF. Se demostró la confiabilidad y efectividad del método, lo que proporciona una nueva forma de resolver el problema.

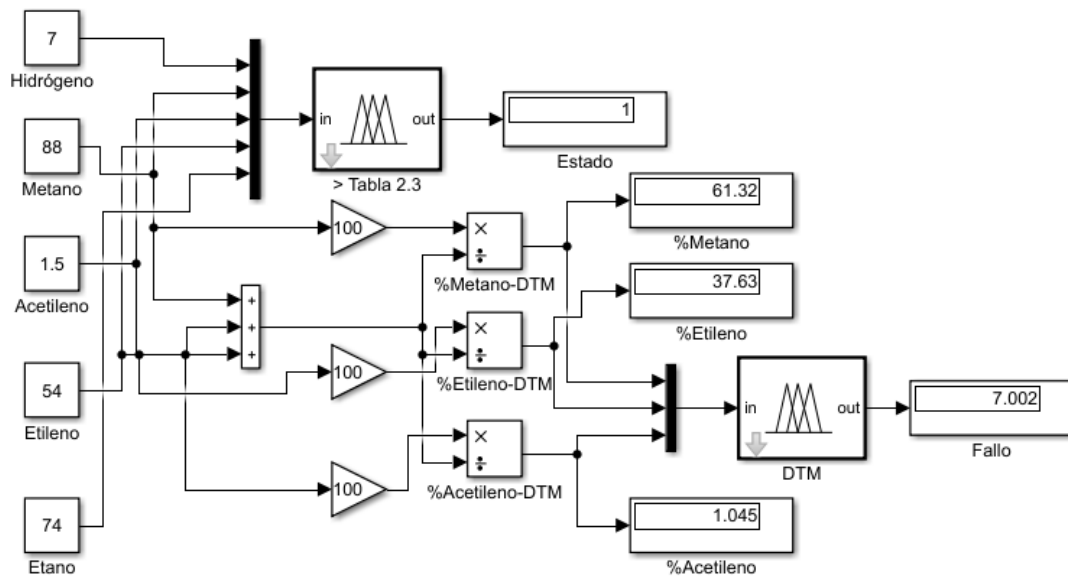


Figura 2.6. Esquema del modelo difuso en el método propuesto [39].

En los sistemas eléctricos industriales, el conocimiento preciso del estado de los transformadores es decisivo para gestionar el riesgo asociado con la confiabilidad y brindar un servicio eléctrico de calidad. Los fallos en el aislamiento de los transformadores son generalmente de rápida evolución y, en su etapa final, normalmente ocasionan la generación de descargas parciales, llevando a la pérdida de funcionalidad del equipo, con un alto costo asociado [38].

Las paradas no planificadas y los fallos en los transformadores de potencia, pueden tener un impacto desfavorable en la disponibilidad de los sistemas eléctricos. Por este motivo crece cada día la necesidad de perfeccionar los sistemas de monitoreo para transformadores de fuerza que garanticen la detección temprana y el seguimiento de los posibles fallos en su sistema de aislamiento. Con este objetivo, es indispensable que el desarrollo de sistemas de supervisión y diagnósticos inteligentes permita mantener la disponibilidad de los transformadores de potencia, el ahorro en tiempo, equipamiento, recursos y esfuerzo [38, 53,54].

En [38, 53,54] los autores proponen sistemas de supervisión y diagnóstico de fallos con un buen desempeño en los sistemas eléctricos de potencia. En este contexto, la

propuesta de lógica difusa desarrollada en esta investigación de conjunto con el equipamiento que se dispone, constituye una herramienta útil para resolver los problemas de monitoreo y diagnóstico de los fallos en tiempo real para los transformadores de potencia.

El método propuesto demostró una precisión de 88.9% en la identificación de fallos múltiples. Con 91 muestras DGA de casos confiables mostró una tasa total de exactitud en la identificación de los fallos en un 91.6%, mientras que el método de Duval es de 74.1%, el método de IRM de 52.2% y el método de RRM de 42.8% [39]. Esto demuestra la superioridad del FDIp frente a los métodos convencionales. Se obtuvieron, además, mejores resultados de clasificación que en los métodos de diagnóstico de fallos que usan lógica difusa basados en los métodos convencionales [41,55].

Los resultados del sistema propuesto constituyen un punto de partida para posteriores estudios en el diagnóstico de fallos de los transformadores de potencia a partir del análisis de gases disueltos en el aceite. Además, es simple y práctico, no tan complicado como SVM, ANN y otros algoritmos inteligentes que se describen en. [56-58]. La generalización de este método es objeto de estudio en el resto de los transformadores del proceso siderúrgico en ACINOX y cualquier transformador de potencia inmerso en aceite mineral instalado en el SEN.

La aplicación de este método en nuestra fábrica permitirá conocer el estado técnico de los transformadores de potencia, detectar fallos incipientes en estos costosos equipos, se pueden planificar eficazmente sus mantenimientos sin afectar el proceso productivo, alargar la vida útil de estos equipos además reducir las paradas inesperadas del proceso productivo y las pérdidas económicas.

2.7. ANÁLISIS VALORATIVO DE LOS ASPECTOS ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES.

El soporte eléctrico de una acería es aquel Sistema Eléctrico de Potencia (SEP) que es capaz de suministrar la energía que esta necesita para su correcto funcionamiento. En este contexto, es importante destacar que el costo de un transformador de potencia representa más del 60% del costo de una instalación

eléctrica. Por este motivo, es indispensable que en los procesos industriales se incorporen sistemas de supervisión y control automático en los sistemas eléctricos de potencia que permitan mantener una operación satisfactoria en los transformadores a partir de compensar los efectos de las perturbaciones que se produzcan en la red eléctrica y los fallos en los diferentes dispositivos del sistema. Ante esta necesidad, se hace necesario garantizar mediante sistemas de diagnóstico de fallos que los elementos del SEP operen de forma satisfactoria durante los fallos ocurridos para evitar grandes pérdidas económicas.

En las plantas de acero los transformadores de potencia son elementos críticos dentro de los SEP. Estos equipos experimentan diferentes niveles de estrés durante el servicio y en su deterioro contribuyen los fallos térmicos y en muchos casos la existencia de diferentes fallos eléctricos. Cuando existen fallos múltiples, los análisis de las proporciones de los gases pueden dar lugar a diagnósticos errados que dificultan las gerencias del mantenimiento lo que trae consigo afectaciones a la producción del acero. El método propuesto que fue probado basado en las condiciones del transformador de 40MVA del HAE, demostró una alta exactitud en la detección de fallos múltiples superando los métodos que más éxito tienen en la industria y los resultados de varias investigaciones científicas en este aspecto.

Este resultado, contribuye a la solución de un problema nacional de gran importancia para la economía del país ya que la herramienta de diagnóstico propuesta demostró una alta sensibilidad en el diagnóstico de fallos incipientes en el transformador de la acería. Demostró ser más efectiva que los métodos de diagnóstico de fallos que se utilizan en ACINOX por las empresas ECIE Camagüey y Santiago basadas en las guías convencionales. Su generalización no solo es objeto de estudio en el resto en los transformadores del proceso siderúrgico en ACINOX, sino que es aplicable a cualquier transformador de potencia inmerso en aceite mineral instalado en nuestro sistema electro-energético nacional.

CONCLUSIONES

En este trabajo se diseñó y probó un método para el diagnóstico de fallos utilizando la lógica difusa en un transformador de 40 MVA que alimenta a un Horno de Arco Eléctrico.

Se comprobó que esta técnica es muy útil para mejorar la precisión del análisis de los gases disueltos en el aceite y elevar la capacidad de detección de los fallos.

El método de diagnóstico de fallos propuesto, basado en datos históricos, logró la detección de los fallos múltiples con buen nivel de precisión y una tasa total de exactitud del 91.6%, lo que demuestra su superioridad frente a los métodos de diagnóstico convencionales.

La propuesta ofreció un método para determinar la condición del transformador sin que afecte la continuidad del servicio.

Los resultados del trabajo demuestran que se cuenta con una solución simple, de baja complejidad y de fácil implementación para el análisis de cualquier muestra DGA.

RECOMENDACIONES

Seguir perfeccionando el método de diagnóstico propuesto en esta investigación para poder utilizarlo en transformadores que tengan incorporado equipos analizadores de gases disueltos en el aceite y de esta manera realizar un diagnóstico en línea del estado de este importante equipo.

BIBLIOGRAFÍAS.

- [1] IEEE, "IEEE guide for the interpretation of gases generated in oil-immersed transformers," *ANSI/IEEE Standard C57.*, vol. 104, 1991.
- [2] A. Alzghoul, B. Backe, M. Löfstrand, A. Byström, and B. Liljedahl, "Comparing a knowledge-based and a data-driven method in querying data streams for system fault detection: A hydraulic drive system application," *Comput. Ind.*, vol. 65, pp. 1126-1135, 2014.
- [3] F. Mohamad, K. Hosny, and T. Barakat, "Incipient fault detection of electric power transformers using fuzzy logic based on Roger's and IEC method," in *2019 14th International Conference on Computer Engineering and Systems (ICCES)*, 2019, pp. 303-309.
- [5] J. Li, Q. Zhang, K. Wang, J. Wang, T. Zhou, and Y. Zhang, "Optimal dissolved gas ratios selected by genetic algorithm for power transformer fault diagnosis based on support vector machine," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 23, pp. 1198-1206, 2016.
- [6] C. Guo, B. Wang, Z. Wu, M. Ren, Y. He, R. Albarracín, *et al.*, "Transformer failure diagnosis using fuzzy association rule mining combined with case-based reasoning," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, pp. 2202-2208, 2020.
- [7] E. Aburaghiega, M. E. Farrag, D. Hepburn, and A. Haggag, "Enhancement of power transformer state of health diagnostics based on fuzzy logic system of DGA," in *2018 Twentieth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON)*, 2018, pp. 400-405.
- [8] A.-M. Aciu, C.-I. Nicola, M. Nicola, and M.-C. Nițu, "Complementary analysis for DGA based on duval methods and furan compounds using artificial neural networks," *Energies*, vol. 14, p. 588, 2021.
- [9] 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, pp. 1239-1248, 2017.
- [10] J. J. M. García, D. A. López, S. A. D. Drake, and O. H. Areu, "Estado actual del diagnóstico De transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas;

- Present status considerations about power transformers diagnosis in Cuban power stations," *Ingeniería energética*, vol. 32, pp. 53 a la 61-53 a la 61, 2011.
- [11] J. J. Montané García, S. A. Dorrbercker Drake, and A. M. del Castillo Serpa, "Avances en evaluación del estado y la vida remanente de transformadores de fuerza," *Ingeniería Energética*, vol. 40, pp. 245-256, 2019.
- [12] R. L. Z. Pacori and J. H. A. Alcántara, "Identification of Internal Failure in Power Transformers Using Fuzzy Logic Through The Dissolved Gas Analysis in Mineral Insulating Oil," in *2020 IEEE XXVII International Conference on Electronics, Electrical Engineering and Computing (INTERCON)*, 2020, pp. 1-4.
- [13] R. Palke and P. Korde, "Dissolved Gas Analysis (DGA) to diagnose the internal faults of power transformer by using fuzzy logic method," in *2020 International Conference on Communication and Signal Processing (ICCSPP)*, 2020, pp. 1050-1053.
- [14] DE LA TORRE MACÍAS, Andrés Alexander. *Análisis de fallas en transformadores de potencia de centrales de generación eléctrica*. 2021. Tesis de Maestría.
- [15] S. Tenbohlen, J. Jagers, and F. Vahidi, "Standardized survey of transformer reliability: On behalf of CIGRE WG A2. 37," in *2017 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM)*, 2017, pp. 593-596.
- [16] N. K. Dhote and J. B. Helonde, "Research Article Fuzzy Algorithm for Power Transformer Diagnostics."
- [17] J. J. M. García, S. A. D. Drake, and O. N. H. Areu, "Sistema de monitoreo y diagnóstico para transformador de fuerza de una central termoeléctrica cubana," *Revista Tecnológica-ESPOL*, vol. 30, 2017.
- [18] J. C. F. Blanco, F. H. H. González, and L. B. C. Barrios, "Método de lógica difusa para el diagnóstico de fallos incipientes en un transformador de 40MVA," *Revista Ingeniería Electrónica, Automática y Comunicaciones ISSN: 1815-5928*, vol. 42, pp. 76-88, 2021.
- [19] J. J. M. García, D. A. López, S. A. D. Drake, and O. H. Areu, "Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas," *Ingeniería energética*, vol. 32, pp. 53-61, 2011.

- [20] E. Li, L. Wang, and B. Song, "Fault diagnosis of power transformers with membership degree," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 28791-28798, 2019.
- [21] S. A. Wani, D. Gupta, M. U. Farooque, and S. A. Khan, "Multiple incipient fault classification approach for enhancing the accuracy of dissolved gas analysis (DGA)," *IET Science, Measurement & Technology*, vol. 13, pp. 959-967, 2019.
- [22] M.-C. Nițu, A.-M. Aciu, C.-I. Nicola, and M. Nicola, "Power transformer fault diagnosis using fuzzy logic technique based on dissolved gas analysis and furan analysis," in *2017 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM) & 2017 Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP)*, 2017, pp. 184-189.
- [23] S. A. Wani, S. A. Khan, G. Prashal, and D. Gupta, "Smart diagnosis of incipient faults using dissolved gas analysis-based fault interpretation matrix (FIM)," *Arabian Journal for Science and Engineering*, vol. 44, pp. 6977-6985, 2019.
- [24] T. Committee, "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers, IEEE Std C57.104™," 2019.
- [25] M. Duval and A. DePabla, "Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC 10 databases," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 17, pp. 31-41 %@ 0883-7554, 2001.
- [26] H. Malik, R. Sharma, and S. Mishra, "Fuzzy reinforcement learning based intelligent classifier for power transformer faults," *ISA transactions*, vol. 101, pp. 390-398, 2020.
- [27] A. Hoballah, D.-E. A. Mansour, and I. B. Taha, "Hybrid grey wolf optimizer for transformer fault diagnosis using dissolved gases considering uncertainty in measurements," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 139176-139187, 2020.
- [28] N. Mahmoudi, M. H. Samimi, and H. Mohseni, "Experiences with transformer diagnosis by DGA: case studies," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, pp. 5431-5439, 2019.
- [29] A. Abu-Siada and S. Hmood, "Fuzzy logic approach for power transformer asset management based on dissolved gas-in-oil analysis," *Chemical Engineering Transactions*, vol. 33, pp. 997-1002, 2013.

- [30] M. Ahmed, M. Geliel, and A. Khalil, "Power transformer fault diagnosis using fuzzy logic technique based on dissolved gas analysis," in *21st Mediterranean Conference on Control and Automation*, 2013, pp. 584-589.
- [31] C. Q. Su, "A new fuzzy logic method for transformer incipient fault diagnosis," in *2016 IEEE International Conference on Fuzzy Systems (FUZZ-IEEE)*, 2016, pp. 324-327.
- [32] J. R. Guardarrama, R. C. S. Freire, and O. H. Areu, "A proposed wireless system to real time monitoring in power transformer," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, pp. 1570-1574, 2016.
- [33] J. Ramos Guardarrama, O. Hernández Areu, and R. C. Silverio Freire, "Sistema de supervisión para el monitoreo de redes eléctricas inteligentes," *Ingeniería Energética*, vol. 40, pp. 264-272, 2019.
- [34] C.-K. Chang, J. Shan, K.-C. Chang, and J.-S. Pan, "Insulation Faults Diagnosis of Power Transformer by Decision Tree with Fuzzy Logic," in *International Conference on Genetic and Evolutionary Computing*, 2019, pp. 310-317.
- [35] Y. Zhang, X. Li, H. Zheng, H. Yao, J. Liu, C. Zhang, *et al.*, "A fault diagnosis model of power transformers based on dissolved gas analysis features selection and improved krill herd algorithm optimized support vector machine," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 102803-102811, 2019.
- [36] Y. Zhichun, S. Yu, and Y. Fan, "A transfer learning fault diagnosis model of distribution transformer considering multi-factor situation Evolution [J]," *Transactions of China Electrotechnical Society*, vol. 34, pp. 1505-1515, 2019.
- [37] L. Tighiz, M. A. Nasab, H. Yang, and A. Addeh, "An intelligent system based on optimized ANFIS and association rules for power transformer fault diagnosis," *ISA transactions*, vol. 103, pp. 63-74, 2020.
- [38] J. J. M. García, S. A. D. Drake, and O. N. H. Areu, "Sistema de monitoreo y diagnóstico para transformador de fuerza de una central termoeléctrica cubana," *Revista Tecnológica-ESPOL*, vol. 30, no. 1, 2017.
- [39] J. C. F. Blanco, F. H. H. González, and L. B. C. Barrios, "Método de lógica difusa para el diagnóstico de fallos incipientes en un transformador de 40MVA,"

Revista Ingeniería Electrónica, Automática y Comunicaciones ISSN: 1815-5928, vol. 42, no. 2, pp. 76-88, 2021.

[40] S. Tenbohlen, J. Jagers, and F. Vahidi, "Standardized survey of transformer reliability: On behalf of CIGRE WG A2. 37," in *2017 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM)*, 2017, vol. 2, pp. 593-596: IEEE.

[41] J. J. M. García, D. A. López, S. A. D. Drake, and O. H. Areu, "Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas," *Ingeniería energética*, vol. 32, no. 1, pp. 53-61, 2011.

[42] E. Li, L. Wang, and B. Song, "Fault diagnosis of power transformers with membership degree," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 28791-28798, 2019.

[43] S. A. Wani, D. Gupta, M. U. Farooque, and S. A. Khan, "Multiple incipient fault classification approach for enhancing the accuracy of dissolved gas analysis (DGA)," *IET Science, Measurement & Technology*, vol. 13, no. 7, pp. 959-967, 2019.

[44] M.-C. Nițu, A.-M. Aciu, C.-I. Nicola, and M. Nicola, "Power transformer fault diagnosis using fuzzy logic technique based on dissolved gas analysis and furan analysis," in *2017 International Conference on Optimization of Electrical and Electronic Equipment (OPTIM) & 2017 Intl Aegean Conference on Electrical Machines and Power Electronics (ACEMP)*, 2017, pp. 184-189: IEEE.

[45] S. A. Wani, S. A. Khan, G. Prashal, and D. Gupta, "Smart diagnosis of incipient faults using dissolved gas analysis-based fault interpretation matrix (FIM)," *Arabian Journal for Science and Engineering*, vol. 44, no. 8, pp. 6977-6985, 2019.

[46] T. Committee, "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers, IEEE Std C57.104™," 2019.

[47] 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.

[48] J. J. Montané García, S. A. Dorrbercker Drake, and A. M. del Castillo Serpa, "Avances en evaluación del estado y la vida remanente de transformadores de fuerza," *Ingeniería Energética*, vol. 40, no. 3, pp. 245-256, 2019.

- [49] M. Duval and A. DePabla, "Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC 10 databases," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 17, no. 2, pp. 31-41 %@ 0883-7554, 2001.
- [50] H. Malik, R. Sharma, and S. Mishra, "Fuzzy reinforcement learning based intelligent classifier for power transformer faults," *ISA transactions*, vol. 101, pp. 390-398, 2020.
- [51] A. Hoballah, D.-E. A. Mansour, and I. B. Taha, "Hybrid grey wolf optimizer for transformer fault diagnosis using dissolved gases considering uncertainty in measurements," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 139176-139187, 2020.
- [52] N. Mahmoudi, M. H. Samimi, and H. Mohseni, "Experiences with transformer diagnosis by DGA: case studies," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 23, pp. 5431-5439, 2019.
- [53] A. Abu-Siada and S. Hmood, "Fuzzy logic approach for power transformer asset management based on dissolved gas-in-oil analysis," *Chemical Engineering Transactions*, vol. 33, no. 2013, pp. 997-1002, 2013.
- [54] M. Ahmed, M. Geliel, and A. Khalil, "Power transformer fault diagnosis using fuzzy logic technique based on dissolved gas analysis," in *21st Mediterranean Conference on Control and Automation*, 2013, pp. 584-589: IEEE.
- [55] C. Q. Su, "A new fuzzy logic method for transformer incipient fault diagnosis," in *2016 IEEE International Conference on Fuzzy Systems (FUZZ-IEEE)*, 2016, pp. 324-327: IEEE.
- [56] J. R. Guardarrama, R. C. S. Freire, and O. H. Areu, "A proposed wireless system to real time monitoring in power transformer," *IEEE Latin America Transactions*, vol. 14, no. 4, pp. 1570-1574, 2016.
- [57] C.-K. Chang, J. Shan, K.-C. Chang, and J.-S. Pan, "Insulation Faults Diagnosis of Power Transformer by Decision Tree with Fuzzy Logic," in *International Conference on Genetic and Evolutionary Computing*, 2019, pp. 310-317: Springer.
- [58] Y. Zhang *et al.*, "A fault diagnosis model of power transformers based on dissolved gas analysis features selection and improved krill herd algorithm optimized support vector machine," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 102803-102811, 2019.

- [59] Y. Zhichun, S. Yu, and Y. Fan, "A transfer learning fault diagnosis model of distribution transformer considering multi-factor situation Evolution [J]," *Transactions of China Electrotechnical Society*, vol. 34, no. 7, pp. 1505-1515, 2019.
- [60] L. Tighiz, M. A. Nasab, H. Yang, and A. Addeh, "An intelligent system based on optimized ANFIS and association rules for power transformer fault diagnosis," *ISA transactions*, vol. 103, pp. 63-74, 2020. [57] C.-K. Chang, J. Shan, K.-C. Chang, and J.-S. Pan, "Insulation Faults Diagnosis of Power Transformer by Decision Tree with Fuzzy Logic," in *International Conference on Genetic and Evolutionary Computing*, 2019, pp. 310-317: Springer.