



Determinación de fallas en transformadores de potencia inmersos en aceite mineral aislante basándose exclusivamente en el DGA y mediante la evaluación del NEI

Determination of faults severity in power transformers immersed in mineral insulated oil based exclusively on the DGA and by evaluating the NEI

Bethsaida Adriana Gutiérrez Chávez ¹, Georgina Montes de Oca-Ramírez ²

¹Estudiante de Posgrado Maestría en Manufactura Avanzada, CIATEQ A.C., Unidad Estado de México. Circuito de la Industria Pte. Lte.11. Mza.3 No. 11. Parque Industrial Ex hacienda Doña Rosa, Lerma Estado de México. México. CP 52004.

²Líder de especialidad Plásticos y Materiales Avanzados, CIATEQ A.C., Unidad Estado de México. Circuito de la Industria Pte. Lte.11. Mza.3 No. 11. Parque Industrial Ex hacienda Doña Rosa, Lerma Estado de México. México. CP 52004.

Autor de correspondencia: Bethsaida Adriana Gutiérrez Chávez, ¹Alumna de Posgrado Maestría en Manufactura Avanzada, CIATEQ A.C., Unidad Estado de México y bagutierrezch89@gmail.com. ORCID: 0000-0002-9302-687X. georgina.montesdeoca@ciateq.mx ORCID: 0000-0003-0115-9964

Recibido: 15 de Mayo del 2021

Aceptado: 12 de Julio del 2021

Publicado: 27 de Septiembre del 2021

Resumen. - Los transformadores de potencia son un componente importante de las redes eléctricas, por lo que resulta necesario conocer su estado a fin de dar solución a las fallas incipientes. La técnica Análisis de Gases Disueltos (DGA) es ampliamente utilizada para el diagnóstico de fallas de estos equipos, sin embargo, los resultados no son concluyentes ya que no se conoce con exactitud la severidad de las fallas detectadas. En estudios recientes se reporta una manera de evaluación "Normalized Energy Intensity (NEI)" (Jakob & Dukarm, 2015), la cual incorpora la teoría termodinámica a la degradación del aceite mineral. En este artículo se realiza el análisis de 24 transformadores de potencia que operan bajo distintas condiciones, realizando una evaluación comparativa de las técnicas de interpretación DGA y NEI para evaluar la severidad de las fallas detectadas. El resultado obtenido fue un diagnóstico más certero de los transformadores previo a presentar fallas mayores. Se determinó que la técnica interpretativa NEI es más sensible al DGA, permitiendo que la cuantificación de la severidad de la falla del transformador sea más aproximada al estado real de la degradación de aceite mineral aislante.

Palabras clave: Transformador de potencia; Aceite mineral aislante; Análisis de gases disueltos (DGA); Normalized energy intensity; (NEI); Entalpía.

Abstract. - Power transformer is a major part electric system, it is necessary to know their condition in order to solve incipient faults, DGA technique in mineral insulated oil is widely used to diagnose the equipment, however is not easy to interpret the results because it is hard to know the severity of the detected fault. Recent studies mention a way to evaluate it called "Normalized Energy Intensity" (Jakob & Dukarm, 2015) which incorporates the thermodynamic theory to the decomposition of mineral insulated oil. In this article, the analysis of 24 power transformers operating under different conditions was considered to do a comparative study between Dissolved Gas Analysis and Normalized Energy Intensity interpretation techniques in order to evaluate the severity of the detected faults. The obtained result was a more accurate diagnosis of the transformers before presenting major failures. It was determined that the interpretative technique NEI is more sensitive to DGA, allowing that the quantification of the transformer fault severity to be closer to the insulated mineral oil real condition degradation.

Keywords: Power transformer; Mineral insulating oil; Dissolved gas analysis (DGA); Normalized energy intensity (NEI); Enthalpy.



1. Introducción

Los transformadores de potencia sumergidos en aceite mineral aislante son una parte esencial del sistema eléctrico, pues gracias a estos es posible la transmisión y distribución de la energía eléctrica por lo que es de gran importancia mantenerlos en condiciones aptas de operación. El constante trabajo y las diferentes condiciones ambientales, eléctricas y mecánicas provocan el deterioro de los transformadores y eventualmente la aparición de fallas.

Una falla catastrófica en un transformador puede terminar en un accidente, el sistema puede ser dañado generando grandes pérdidas económicas y daños sociales, por lo que resulta importante detectar las fallas potenciales en esos equipos [1].

El objetivo de emplear aceite en un transformador es proporcionar aislamiento eléctrico a las distintas zonas del equipo, además de actuar como una capa de revestimiento protectora que previene la oxidación de las superficies metálicas. Otra función relevante es también mejorar la disipación de calor [2].

Las estadísticas de fallas que ocurren en los transformadores de potencia muestran que el 41% se relacionan con el cambiador de derivaciones, 19% con los devanados, 3% con el núcleo, 12% con los bushings, 13% con el tanque y fluidos y 12% con accesorios [3].

Las fallas pueden ser identificadas y evitadas mediante distintas técnicas de mantenimiento predictivo. 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 (H_2), etileno (C_2H_4), acetileno (C_2H_2), dióxido de carbono (CO_2), etano (C_2H_6), metano (CH_4) y monóxido de carbono (CO) [4].

Importancia y desafíos de las técnicas para interpretar Análisis de Gases Disueltos

La probabilidad de fallas 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 [5].

Existen distintas técnicas para la detección de fallas incipientes en transformadores inmersos en aceite mineral aislante. La técnica más conocida es el Análisis de Gases Disueltos (DGA), 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 “*Guide for the sampling of gases and of oil-filled electrical equipment and for analysis of free and dissolved gases*” (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 fallas 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].

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 1.

En la Tabla 2 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 1. La Tabla 2 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].

En la Guía IEEE Std C57.104-2008 se menciona que algunas teorías basadas en principios de degradación térmica (*Doernenburg ratio method* y *Rogers ratio method*) utilizan relaciones establecidas de gases combustibles clave (hidrógeno, metano, etano, etileno y acetileno) para determinar las fallas, las relaciones son:

- Ratio 1 (R1) = CH_4/H_2
- Ratio 2 (R2) = C_2H_2/C_2H_4
- Ratio 3 (R3) = C_2H_2/CH_4
- Ratio 4 (R4) = C_2H_6/C_2H_2
- Ratio 5 (R5) = C_2H_4/C_2H_6

Doernenburg ratio method. Esta técnica indica la existencia de tres tipos de falla y utiliza las concentraciones de los gases para establecer 4 relaciones entre ellos (R1, R2, R3, R4) las cuales son comparadas con concentraciones especiales determinadas. Una desventaja del método es que se requiere una concentración significativa de gases disueltos en el aceite mineral para que las relaciones puedan ser aplicadas [10].

Tabla 1. Asignación de severidad de falla según la condición

Condición	Falla
1	El transformador opera satisfactoriamente
2	Niveles más altos de lo normal
3	Altos niveles de descomposición
4	Descomposición excesiva, si continúa operando ocurrirá una falla grave

DGA es una de las técnicas más utilizadas para detectar fallas y con base en ello, existen distintos métodos para diagnosticar el estado del transformador, por ejemplo:



Tabla 2. Concentraciones límite de gases disueltos

Condición	Límites de concentración de gases disueltos [$\mu\text{L/L}$ (ppm)]						
	H_2	CH_4	C_2H_2	C_2H_4	C_2H_6	CO	CO_2
1	100	120	1	50	65	350	2500
2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000
3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000
4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000

Rogers ratio method. Se basa en las relaciones (R1, R2 y R5) para determinar las fallas. Este método no depende de las concentraciones de un gas para que el diagnóstico sea significativo, sin embargo, solo puede ser aplicado cuando las concentraciones de los gases individuales rebasan los límites máximos [10].

Key Gases Method. Basado en la cantidad de gases de falla liberados por el aceite aislante cuando ocurre una falla que a su vez aumenta la temperatura en el transformador. La presencia de los gases de falla depende de la temperatura o energía que romperá el enlace o relación de la estructura química del aceite aislante. Este método utiliza el gas individual en lugar del cálculo de gas ratios para detectar fallas [11].

Duval triangle method. Se utilizan tres gases que están relacionados con el incremento de energía o temperatura de las fallas: metano cuando se opera a temperaturas bajas, etileno cuando se opera a temperaturas altas y acetileno cuando se opera a temperaturas muy altas las cuales generan arcos. El triángulo está constituido por los porcentajes relativos de los gases mencionados. Con este método es posible identificar 6 tipos de fallas básicas. La gran ventaja de este método, es que siempre va a proponer la identificación de una falla con un

error de diagnóstico muy bajo, sin embargo, se recomienda solo para identificar una falla cuando tenemos algún otro diagnóstico que indique que existe alguna avería [12].

La evaluación de las concentraciones de gases disueltos individuales del aceite es utilizada para evaluar el tipo de falla. En los métodos DGA, las concentraciones de los cinco principales gases hidrocarbonados [Hidrógeno (H_2), metano (CH_4), etano (C_2H_6), etileno (C_2H_4) y acetileno (C_2H_2)] han sido utilizados para identificar y caracterizar el tipo de falla como: operación normal (cuando no hay falla), descargas parciales (nivel bajo y alto), descargas por arco (nivel bajo y alto) y fallas térmicas (nivel bajo, medio y alto) [13].

Las fallas por descargas parciales se miran como pulsos cortos que van de la mano con emisión de sonido, respuestas brillantes, térmicas y químicas, las bases de las descargas parciales comprenden vacíos y grietas en el aislamiento sólido y mecanismo flotantes. Por lo general, este tipo de falla es clasificada por la producción de H_2 y CH_4 . Las fallas por descargas por arco generan altas temperaturas y grandes cantidades de gases principalmente C_2H_2 y H_2 . Estas fallas son muy peligrosas, si no se atienden puede causar explosiones peligrosas. Las fallas térmicas surgen debido al calor de los conductores, corto circuitos, calor de los



devanados y refrigeración inadecuada. A temperatura baja (<300 °C) se produce CH₄, C₂H₆ y algo de C₂H₄, sin embargo a temperaturas altas (>300 °C) se produce C₂H₄, las temperaturas altas favorecen la producción de etileno [14].

La sumatoria de todas las concentraciones de los gases antes mencionados más el monóxido de carbono (CO) corresponde a los gases totales disueltos de combustión (TDCG) [15].

La tasa de cambio es expresada en partes por millón, por volumen, de gases combustibles generados por día o por mes. La sumatoria de estos gases en µL/L es expresada como TDCG, en µL/L por volumen. La teoría termodinámica, muestra que la aparición de los diferentes gases disueltos en el aceite mineral aislante, requieren diferentes energías de formación [16].

El objetivo de este artículo es realizar el estudio del estado de 24 transformadores inmersos en aceite mineral aislante posterior a mantenimiento, comparando los niveles de severidad de las fallas obtenidas dependiendo exclusivamente del DGA a partir de los valores mostrados en la Tabla 2 conforme a la Guía Std C57-04-2008 y al método de calificación NEI propuesto por Jakob y Dukarm en 2015.

Los transformadores utilizados para este trabajo son de distintas marcas, operan en un rango de temperatura de 40°C-65°C y fueron sometidos a distintas condiciones de trabajo, como exposición a diversos fenómenos en la intemperie, distintos tiempos de servicio y eventos que pudieron provocar una elevación de temperatura de trabajo como descargas y sobrecargas eléctricas. Asimismo, es preciso mencionar que los transformadores en estudio pertenecen a distintas regiones de México.

En la Tabla 3 se muestran las características de cada transformador.

Tabla 3. Datos del equipo

Transformador	Capacidad (kVA)	Tensión en alta (V)	Tensión en baja (V)
1	750	23000	480-277
2	750	23000	220-127
3	750	4160	440-254
4	750	4160	220-127
5	750	4160	480-277
6	750	4160	480-277
7	750	4160	440-254
8	2500	23000	4160-2401
9	4000	23000	4160
10	1500	23000	220-127
11	2000	23000	4160-2401
12	1000	4160	220-127
13	23000	4160	2255
14	150	480	220-127
15	500	4160	480-277
16	4000	23000	4160
17	1200	4160	480-277
18	400	23000	220-127
19	1000	4160	480-277
20	500	4160	230-133
21	500	4160	480-277
22	1000	23000	220-127
23	2500	23000	440
24	2500	23000	440

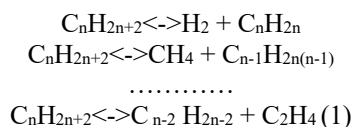
1.1 Descomposición térmica del aceite

El aceite aislante utilizado en los transformadores de potencia es una combinación de aceite de transformador líquido y celulosa sólida impregnada. El aislamiento deteriorado y



el envejecimiento son las dos principales causas de fallas incipientes. Las principales causas de envejecimiento y deterioro del aislamiento son tensiones térmicas, tensiones eléctricas, tensiones mecánicas y humedad [17].

El aceite mineral contiene tres principales productos hidrocarbonados (alcanos, cicloalcanos y aromáticos) donde los alcanos son térmicamente inestables descomponiéndose en hidrógeno y en otros alcanos y alquenos, como se observa a continuación:



Los alcanos se descomponen a temperaturas más bajas a medida que aumenta el número de carbono en las moléculas. En el equilibrio y a temperaturas de 300°C los alcanos se descomponen en hidrocarburos ligeros con un número de carbonos inferior a 4. Los alquenos son térmicamente más estables que los alcanos y los ciclo alcanos se descomponen en alquenos por la abertura de los anillos de carbono [18].

1.2 Teoría termodinámica del aceite mineral

La severidad de las fallas en transformadores basada en la teoría termodinámica, es la energía requerida para liberar los gases disueltos del aceite crudo, esta energía es cuantificada mediante la entalpía de reacción (ΔH°_f) [15]:

$$\Delta H^\circ_f = \Delta H^\circ_{\text{productos}} - \Delta H^\circ_{\text{reactivos}} \quad (2)$$

Dónde:

ΔH°_f es la entalpía de formación.

$\Delta H^\circ_{\text{productos}}$ es la entalpía de los productos. $\Delta H^\circ_{\text{reactivos}}$ es la entalpía de los reactivos.

Para las reacciones endotérmicas como la pirólisis de los hidrocarburos, existe una

correlación entre el cambio de entalpía (ΔH) y la energía asociada a la reacción, resaltando que la severidad de las fallas causa una rápida descomposición de los productos. Proponiendo el *n*-octano (C_8H_{18}) como el primer hidrocarburo resultante del proceso de descomposición [16].

En la Tabla 4 se muestran las reacciones de descomposición para obtener los gases disueltos en el aceite mineral a partir de *n*-octano, así como la energía requerida para su formación.

Tabla 4. Entalpías de formación de los hidrocarburos a partir de *n*-octano

Reacción de descomposición	ΔH°_f (kJ/mol)
$C_8H_{18(l)} \leftrightarrow CH_4(g) + C_7H_{14(l)}$	77.7
$C_8H_{18(l)} \leftrightarrow C_2H_6(g) + C_6H_{12(l)}$	93.5
$C_8H_{18(l)} \leftrightarrow C_2H_4(g) + C_6H_{14(l)}$	104.1
$C_8H_{18(l)} \leftrightarrow H_2(g) + C_8H_{16(l)}$	128.5
$C_8H_{18(l)} \leftrightarrow C_2H_2(g) + C_6H_{16(l)}$	278.3

1.3 Determinación de la severidad de la falla mediante el NEI

Jakob y Dukarm en 2015 proponen obtener la evaluación del NEI de los hidrocarburos a partir de los productos de la entalpía de formación de CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 y la concentración de cada uno de ellos en el aceite como se observa en la siguiente ecuación:

$$NEI = \sum_{i=0}^n \frac{\Delta H^\circ_{f_i} \cdot C_i}{22,400} \quad (3)$$

Dónde:

C_i corresponde a la concentración de cada gas en ppm y $\Delta H^\circ_{f_i}$ corresponde a la entalpía de formación de cada hidrocarburo en kJ/mol.

Es importante considerar que, si la concentración del gas es reportada a una temperatura diferente de 273K es necesario multiplicar la ecuación (3)



por un factor de corrección como sigue a continuación:

Factor de corrección (FC):

$$FC = \frac{273}{(273+T)} \quad (4)$$

Donde, T (K) es la temperatura reportada de la concentración de los gases.

Jakob y Dukarm en 2015, también consideran que a partir de estudios de correlación del estado de los transformadores y la relación oxígeno/aire, el mayor efecto corresponde a la relación N₂ vs O₂ asociando así, que los transformadores con mayor contenido de oxígeno en el aceite tienden a tener concentraciones más bajas de gases combustibles disueltos.

Asimismo, se asigna el nivel de la condición de cada muestra de aceite mediante las siguientes relaciones expresadas en la Tabla 5.

Tabla 5. Relaciones para asignar condición al transformador

Relación	Condición
Si $x \geq L_3$	4
Si $L_2 \leq x < L_3$	$3 + (x - L_2) / (L_3 - L_2)$
Si $L_1 \leq x < L_2$	$2 + (x - L_1) / (L_2 - L_1)$
Si $x < L_1$	$1 + x / L_1$

Donde x es el NEI calculado de cada muestra de aceite mediante la ecuación (3) y L₁, L₂ y L₃ corresponden a los percentiles 80, 90 y 95 de una base de datos con los DGA de diversos transformadores [19].

2. Método

Se realiza el estudio de los reportes de contenido de DGA de un grupo de 24 transformadores después de mantenimiento. Se toma una muestra

de aceite mineral aislante del transformador siguiendo el procedimiento indicado en la NMX-J-123-ANCE-2019 [20], en el cual se extrae una alícuota de 1 a 2 L de aceite de la boquilla inferior del transformador mediante una jeringa de vidrio, evitando la formación de burbujas y contaminación de algún agente externo.

Posteriormente la muestra es llevada al laboratorio donde se realiza la cuantificación de los contaminantes mediante un ensayo de cromatografía de gases siguiendo el método de prueba NMX-J-308-ANCE-2004 APÉNDICE A, ASTM D 3612-02 [21] utilizando un cromatógrafo de gases PERKIN ELMER AUTO SYSTEM XL, donde se conoce la concentración (ppm) de hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, monóxido de carbono, nitrógeno y oxígeno.

2.3 Determinación de severidad de falla dependiendo exclusivamente del DGA

Al conocer la concentración de cada gas para los 24 transformadores, se obtiene la cantidad de TGCD de cada muestra mediante la sumatoria de las concentraciones de hidrógeno (H₂), metano (CH₄), etano (C₂H₆), etileno (C₂H₄), acetileno (C₂H₂) y monóxido de carbono (CO), los resultados se comparan con los límites máximos presentados en la Tabla 2 y se interpretan mediante la Tabla 1 asignando la severidad de la falla según la Guía IEEE Std C57.104-2008.

2.4 Determinación de la falla por medio del NEI

Una vez conocida la concentración de los gases, se calculan las relaciones de N₂/O₂ de cada muestra, como lo proponen Jakob y Dukarm en 2015. A partir de la mediana de la concentración de N₂/O₂ de las 24 muestras, los datos se clasifican en dos grupos, “Niveles altos de N₂/O₂” y “Niveles bajos de N₂/O₂”. Si la



concentración de oxígeno es baja, la relación N_2/O_2 es alta, asignando como nivel alto a los que están por debajo de la mediana y niveles bajos a los que se encuentran por encima de ella.

Se calculan las entalpías de formación de los hidrocarburos, como se indica en la ecuación 2. Posteriormente, se realiza la evaluación del NEI mediante las ecuaciones (3) y (4).

Una vez calculado el NEI (x), se obtiene el nivel de severidad de falla del transformador de acuerdo con las relaciones expresadas en la Tabla 5, donde L_1 , L_2 y L_3 corresponden a los percentiles 80, 90 y 95 de una base de datos con los análisis de gases disueltos de 100 transformadores que han recibido mantenimiento en los últimos 5 años. Finalmente, se asigna la severidad de la falla de cada muestra de aceite a partir de la Tabla 1.

3. Resultados

En la Figura 1 se observa el comportamiento de los transformadores mediante los incrementos de cada gas combustible (metano, etano, etileno y acetileno), hidrógeno y monóxido de carbono.

En el eje de la abscisa se observan los 24 transformadores en estudio y en la ordenada la concentración de cada uno de los gases para cada muestra.

Para el caso del acetileno se observa que los transformadores 6, 7, 8 y 24 se encuentran en la condición 2 con concentraciones en el rango de 2-9 ppm, mientras que los transformadores [1-5] y [9-23] se encuentran en la condición 1 con menos de 1 ppm. Para etileno, los transformadores 6, 7, 8 y 24 presentan elevación en su concentración, donde el 6,7 y 8 están en la condición 2 en el rango de 51-100 ppm, mientras que el 24 se encuentra en la condición 3 en el rango de 101-200 ppm.

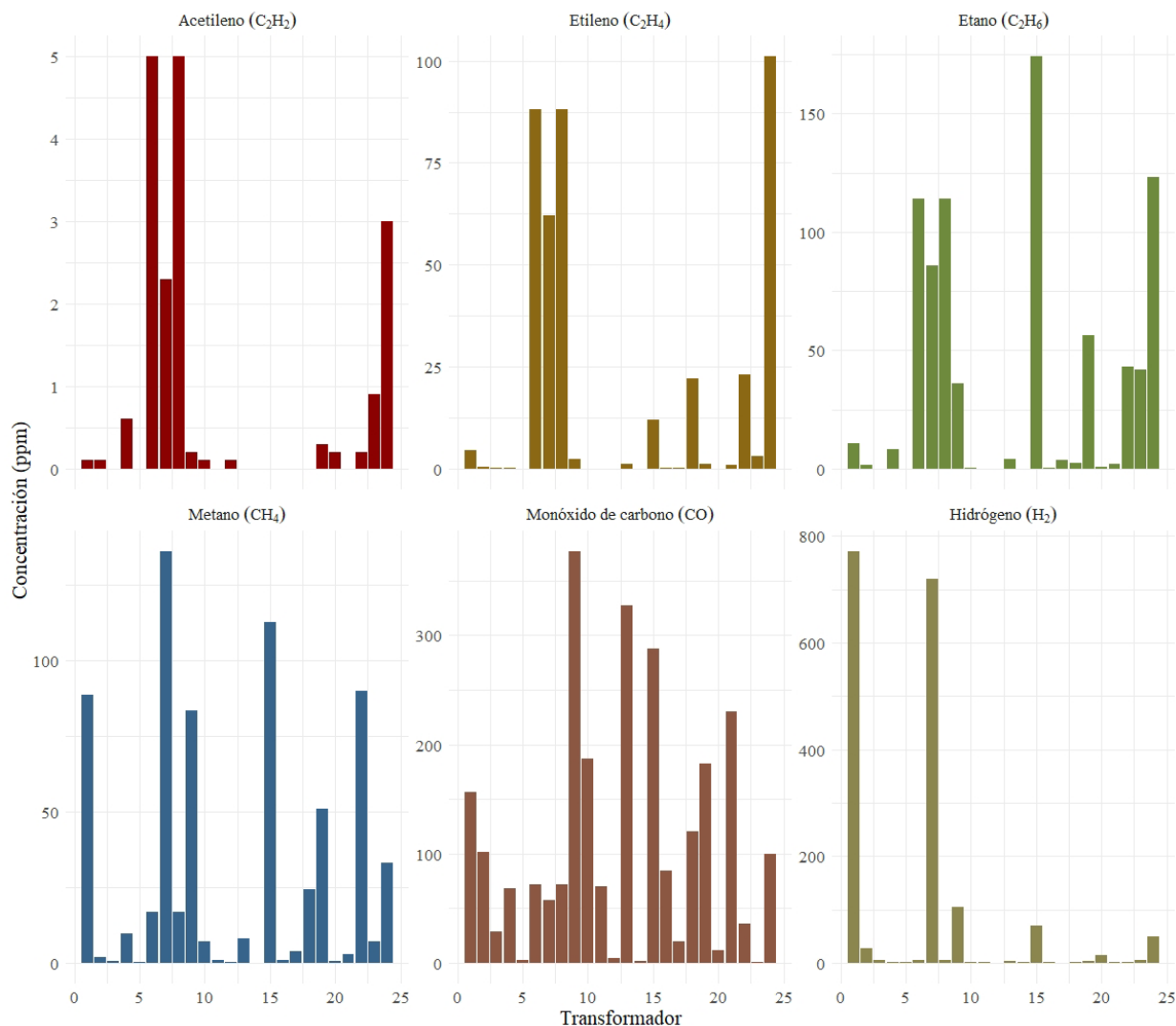


Figura 1. Gases disueltos en las muestras de aceite mineral aislante de los transformadores

Los transformadores [1-5] y [9-23] se encuentran en la condición 1 con concentraciones menores a 50 ppm. En caso del etano, se observa que el transformador 7 se ubica en la condición 2 en el rango de 66-100 ppm, el 6, 8 y 24 se encuentran en la condición 3 en el rango de 101-150 ppm, de igual manera, se observa un incremento significativo en el transformador 15 con concentración mayor a 150 ppm, ubicándose en la condición 4. Los transformadores [1-5], [9-14]

y [16-23] están en la condición 1 con menos de 65 ppm. Se observa que, para el metano, los transformadores 7 y 15 presentan concentraciones entre 121-400 ppm lo que los ubica en la condición 2 y los transformadores [1-6], [8-14] y [16-24] se ubican en la condición 1 con concentraciones menores a 1 ppm.

Como se mencionó anteriormente, las concentraciones de hidrógeno y monóxido de



carbono se originan por las reacciones químicas internas normales del transformador y la descomposición de la celulosa, por lo que para este trabajo no son relevantes.

3.1 Nivel de severidad de falla dependiendo exclusivamente del DGA

A partir de la Figura 1, se determina la falla mediante las Tabla 1 y Tabla 2, identificando los límites en los que se encuentra la concentración de metano, etano, etileno y acetileno de cada transformador.

En la Tabla 6 se observa que, de los 24 transformadores, el 1 y 7 se clasifican en la condición 2 con concentración de TGCD menor a 720 ppm, mientras que los transformadores restantes se encuentran en la condición 1.

De acuerdo con la Guía IEEE Std C57.104-2008, el total de gases combustibles disueltos (TGCD), para la condición 1 “El transformador opera satisfactoriamente”, debe ser menor a 720 ppm, mientras que, para la condición 2 “Niveles más altos de lo normal” corresponde a 721-1920 ppm.

Ningún transformador está asignado a las condiciones más severas 3 y 4, sin embargo, realizando un análisis DGA como se observa en la Figura 1, se visualiza que, aunque estos transformadores no tienen aparente riesgo, si presentan elevación de gases individuales (metano, etano, etileno y acetileno) que, en un tiempo corto de operación, podría resultar en alguna falla mayor.

Tabla 6. Nivel de la severidad de la falla según la interpretación del DGA

Transformador	TGCD (ppm)	Condición
1	1032.27	2
2	134.31	1
3	35.04	1
4	89.17	1
5	4.43	1
6	302	1
7	1063.7	2
8	302	1
9	604.3	1
10	195.8	1
11	73	1
12	5.5	1
13	344.1	1
14	3.1	1
15	655.7	1
16	87.5	1
17	27.44	1
18	170.7	1
19	294	1
20	28.5	1
21	237.8	1
22	194.2	1
23	59.9	1
24	410	1

3.1 Nivel de severidad de falla mediante el NEI

En la Tabla 7 se observa la relación N_2/O_2 de cada transformador obtenida a partir de los datos de la cromatografía de gases observados en la Figura 1.



Tabla 7. Relación N_2/O_2

Transformador	Relación N_2/O_2	Concentración de oxígeno
1	6.1274	Bajo
2	4.2806	Alto
3	3.8608	Alto
4	4.6752	Bajo
5	3.6652	Alto
6	7.4071	Bajo
7	4.5223	Bajo
8	7.4071	Bajo
9	27.8199	Bajo
10	4.0105	Alto
11	3.5571	Alto
12	3.7679	Alto
13	0.0698	Alto
14	3.4127	Alto
15	9.5917	Bajo
16	3.9097	Alto
17	3.9329	Alto
18	3.7128	Alto
19	17.6425	Bajo
20	3.9233	Alto
21	7.4887	Bajo
22	9.5055	Bajo
23	22.2930	Bajo
24	26.7418	Bajo

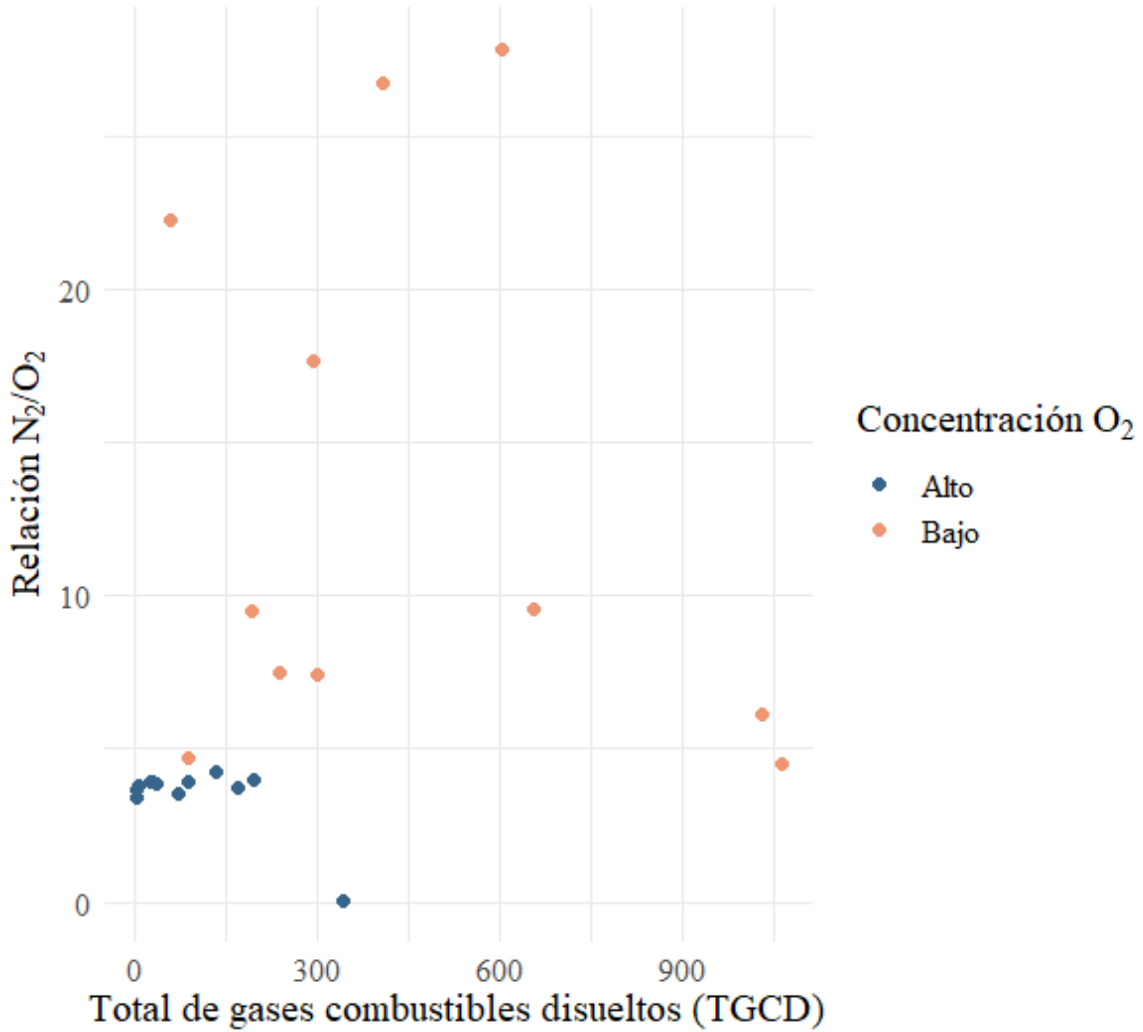
La mediana de los datos obtenidos corresponde a 4.4014, por lo tanto, los transformadores con relación N_2/O_2 mayor a este valor, tienen niveles bajos de oxígeno, por el contrario, los transformadores con relación N_2/O_2 menor a la mediana, tienen niveles altos de oxígeno.

En la Figura 2 se observa la gráfica que relaciona el total de gases combustibles disueltos con la relación N_2/O_2 para concentraciones bajas y altas de oxígeno.

Asimismo, se visualiza que los transformadores marcados en naranja tienen concentraciones bajas de oxígeno disuelto incrementando gradualmente las concentraciones de TGCD lo que promueve la degradación del aceite mineral. Los transformadores 1, 4, [6-9], 15,19 y [21-24], de acuerdo con la interpretación del DGA se encuentran en las condiciones 1 y 2, sin embargo, en la Figura 1 se detectan aumentos en gases individuales y niveles bajos de oxígeno disuelto.

Los transformadores marcados en azul contienen concentraciones altas de oxígeno disuelto y estos tienden a tener concentraciones muy bajas de TGCD menores a 720 ppm, lo que indica que aparentemente los transformadores funcionan adecuadamente, para este caso se consideran los transformadores 2, 3, 5, [10-14], [16-18] y 20.

De acuerdo con lo descrito anteriormente en el apartado 3.2, es posible determinar que hay una estrecha relación entre la relación N_2/O_2 , los valores altos y bajos de oxígeno disuelto y la concentración de TGCD. A partir de la ecuación 2 se calculan las entalpías de formación de los gases combustibles, así como se expresan en la Tabla 4.

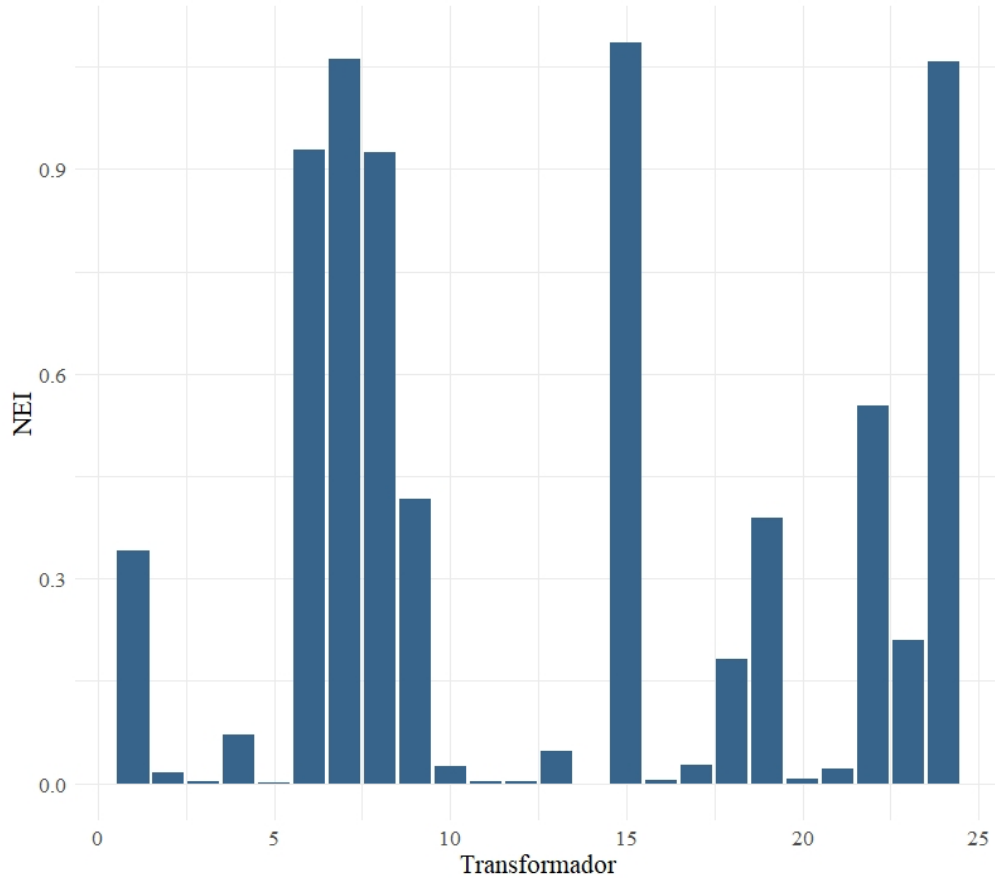


Una vez obtenidos todos los datos necesarios, se calcula el NEI para cada transformador mediante las ecuaciones 3 y 4.

En la Figura 3, se presenta el NEI para cada uno de los 24 transformadores.



Figura 3. NEI de cada muestra para los transformadores.



A partir de la Figura 3 se observa que la intensidad energética normalizada en los transformadores 6, 7, 8, 15, 22 y 24 es mayor que la de los transformadores [1-5], [9-14], [16-21] y 23.

La Tabla 8 se realizó con base a los estudios de Jakob y Dukarm en 2015, sin embargo los datos estimados corresponden a los percentiles de una base de datos de 100 transformadores que han recibido mantenimiento en la empresa Alfa

Bobinados Industriales S.A. de C.V. y con ello se determina la severidad de la falla de cada transformador mediante las relaciones de la Tabla 5 como se muestra a continuación.

Tabla 8. Límites DGA NEI (kJ/KI) basados en los percentiles 80, 90 y 95 de 100 transformadores.

Grupo	L ₁	L ₂	L ₃
Nivel alto O ₂	0.18	0.42	0.68
Nivel bajo O ₂	0.60	0.98	1.46

Base de datos Alfa Bobinados Industriales S.A. de C.V.

En la Tabla 9 se muestra la determinación de la severidad de la falla mediante el cálculo del NEI, donde se observa la severidad de las fallas de los transformadores.

Tabla 9. NEI calculado

Transformador	Condición
---------------	-----------



1	1
2	1
3	1
4	1
5	1
6	2
7	3
8	2
9	1
10	1
11	1
13	1
14	1
15	3
16	1
17	1
18	2
19	1
20	1
21	1
22	2
23	1
24	3

A partir de la clasificación y del cálculo del NEI, se obtiene que, 17 transformadores operan en condiciones satisfactorias. Los transformadores 6, 8, 18 y 22 se encuentran en la condición 2 “Niveles más altos de lo normal” y los transformadores 7, 15 y 24 se clasifican en la condición 3 “Altos niveles de descomposición”, lo que concuerda con la Figura 1, donde se observa que a pesar de tener concentraciones de TGCD debajo de 720 ppm (Condición 1) y 721-1920 ppm (Condición 2) se presentan elevaciones considerables de gases individuales, sobre todo de acetileno lo que implica una degradación considerable del aceite mineral aislante.

Los transformadores [1-5], [9-14], 16, 17 y [19-23] se encuentran en la condición 1, pues su intensidad energética normalizada es menor a los valores L_1 .

Finalmente se observa que hay una diferencia notable en la severidad de la falla determinada mediante la interpretación del TGCD y el NEI como sigue en la Tabla 10.

Tabla 10. Comparativo de clasificación de condición mediante la interpretación del DGA y el NEI.

Condición	Interpretación simple del DGA	NEI
1	22	17
2	2	4
3	0	3
4	0	0
Total de transformadores	24	24

4 Conclusiones

La detección temprana de fallas incipientes en los transformadores es indispensable en la industria ya que evita daños severos en los equipos, accidentes y afectaciones económicas. Es complicado asignar la falla real basándose en un solo tipo de análisis interpretativo, pues los resultados finales no son concluyentes. En este trabajo, se observa que a partir del estudio comparativo para la detección de fallas por medio de las técnicas de interpretación del DGA y NEI, la condición de la severidad de las fallas presenta cambios notables.

En concordancia con los autores Jakob y Dukarm en 2015, la técnica interpretativa por medio del NEI presenta una mejor sensibilidad a los análisis DGA.

Incorporar las energías de formación de los productos a partir de la descomposición de n-octano, permite determinar resultados



aproximados a las condiciones reales y, por ende, facilita la cuantificación de la severidad de la falla, esto resulta necesario y muy útil en la práctica para implementar la técnica de mantenimiento adecuada a cada transformador.

Con el fin de tener un diagnóstico más preciso del estado de los transformadores, se recomienda que, al realizar análisis de gases disueltos en aceite mineral aislante, se consideren varias técnicas interpretativas incluyendo el cálculo de NEI, para así lograr una mejor interpretación de la severidad de fallas incipientes en los transformadores.

5 Agradecimientos

A la empresa Alfa Bobinados Industriales S.A. de C.V. por el apoyo y facilitación de muestras y pruebas. Al M. en F. Luis Octavio Gaytán Vallejo por la aportación de datos relevantes para este trabajo.

6 Reconocimiento de autoría

Bethsaida Adriana Gutiérrez Chávez: Conceptualización, Ideas, Escritura y Borrador original; Administración del proyecto. *Georgina Montes de Oca-Ramírez:* Metodología, Investigación, Análisis formal; Escritura: revisión y edición.

Referencias

[1] Zeng, B., Guo, J., Zhang, F., Zhu, W., Xiao, Z., Huang, S. y Fan, P. (2020). Prediction Model for Dissolved Gas Concentration in Transformer Oil Based on Modified Grey Wolf Optimizer and LSSVM with Grey Relational Analysis and Empirical Mode Decomposition. *Energies*, 13(2), 422. <https://doi.org/10.3390/en13020422>

[2] K. Reddy, "Latest Trends In Use Of Transformer Oils", *International Journal of Engineering Trends and*

Technology, vol. 67, n.º 7, pp. 37-39, julio de 2019. Accedido el 20 de agosto de 2021. <https://doi.org/10.14445/22315381/ijett-v67i7p207>

[3] M. Wang, A. J. Vandermaar y K. D. Srivastava, "Review of condition assessment of power transformers in service", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, n.º 6, pp. 12–25, noviembre de 2002. Accedido el 20 de septiembre de 2021. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.1109/mei.2002.1161455>

[4] N. K. Dhote y J. B. Helonde, "Improvement in Transformer Diagnosis by DGA using Fuzzy Logic", *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 9, n.º 2, pp. 615–621, marzo de 2014. Accedido el 20 de septiembre de 2021. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.5370/jeet.2014.9.2.615>

[5] A. Abu-Siada y S. Islam, "A Novel Online Technique to Detect Power Transformer Winding Faults", *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, n.º 2, pp. 849-857, abril de 2012. Accedido el 20 de agosto de 2021. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2180932>

[6] Cruz, V. G. M., Costa, A. L. H. y Paredes, M. L. L. (2015). SIMULATION OF THERMAL DECOMPOSITION OF MINERAL INSULATING OIL. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 32(3), 781-794. <https://doi.org/10.1590/0104-6632.20150323s00003531>

[7] "Guide for the sampling of gases and of oil-filled electrical equipment and for analysis of free and dissolved gases". IEC Standard 60567, 2005.

[8] ASTM D3612-02(2017), Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2017, www.astm.org

[9] Mharakurwa, E. T., Nyakoe, G. N. y Akumu, A. O. (2019). Power Transformer Fault Severity Estimation Based on Dissolved Gas Analysis and Energy of Fault Formation Technique. *Journal of Electrical and Computer Engineering*, 2019, 1-10. <https://doi.org/10.1155/2019/9674054>

[10] "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers," in *IEEE Std C57.104-2008 (Revision of IEEE Std C57.104-1991)*, vol., no., pp.1-36, 2 Feb. 2009, <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2009.4776518>



[11] Londo, Leonidha & Celo, Marialis & Bualoti, Rajmonda. (2015). Assessment of Transformer Condition using the Improve Key Gas Methods. International Journal of Engineering Research & Technology. 4. 48-55. <http://dx.doi.org/10.17577/IJERTV4IS050158>

[12] "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers," in IEEE Std C57.104-2019 (Revision of IEEE Std C57.104-2008), vol., no., pp.1-98, 1 Nov. 2019, <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8890040>

[13] Ghoneim, S. S. M. y Taha, I. B. M. (2016). A new approach of DGA interpretation technique for transformer fault diagnosis. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 81, 265-274. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.02.018>

[14] S. A. Ward et al., "Towards Precise Interpretation of Oil Transformers via Novel Combined Techniques Based on DGA and Partial Discharge Sensors", Sensors, vol. 21, n.º 6, p. 2223, marzo de 2021. Accedido el 20 de septiembre de 2021. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.3390/s21062223>

[15] Ghoneim, S. S. M. (2018). Intelligent prediction of transformer faults and severities based on dissolved gas analysis integrated with thermodynamics theory. IET Science, Measurement & Technology, 12(3), 388-394. <https://doi.org/10.1049/iet-smt.2017.0450>

[16] Jakob, F., Noble, P. y Dukarm, J. J. (2012). A Thermodynamic Approach to Evaluation of the Severity of

Transformer Faults. IEEE Transactions on Power Delivery, 27(2), 554-559. <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2011.2175950>

[17] Sun, H.-C., Huang, Y.-C. y Huang, C.- M. (2012). A Review of Dissolved Gas Analysis in Power Transformers. Energy Procedia, 14, 1220-1225. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.12.1079>

[18] Shirai, M., Shimoji, S. y Ishii, T. (1977). Thermodynamic Study on the Thermal Decomposition of Insulating Oil. IEEE Transactions on Electrical Insulation, EI-12(4), 272-280. <https://doi.org/10.1109/tei.1977.297979>

[19] Jakob, F. y Dukarm, J. J. (2015). Thermodynamic Estimation of Transformer Fault Severity. IEEE Transactions on Power Delivery, 30(4), 1941-1948. <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2015.2415767>

[20] NMX-J-123-ANCE-2019 Aceites minerales aislantes para transformadores-Especificaciones, muestreo y métodos de prueba, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 23 de enero del 2020. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5584611&fecha=23/01/2020

[21] NMX-J-308/1-ANCE-2004 Transformadores-guía para el manejo, almacenamiento, control y tratamiento de aceites minerales aislantes para transformadores en servicio, declaratoria de vigencia publicada en el Diario Oficial de la Federación el 13 de agosto del 2004. <https://www.dof.gob.mx>



Este texto está protegido por una licencia [Creative Commons 4.0](https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Usted es libre para Compartir —copiar y redistribuir el material en cualquier medio o formato— y Adaptar el documento —remezclar, transformar y crear a partir del material— para cualquier propósito, incluso para fines comerciales, siempre que cumpla la condición de:

Atribución: Usted debe dar crédito a la obra original de manera adecuada, proporcionar un enlace a la licencia, e indicar si se han realizado cambios. Puede hacerlo en cualquier forma razonable, pero no de forma tal que sugiera que tiene el apoyo del licenciante o lo recibe por el uso que hace de la obra.

[Resumen de licencia - Texto completo de la licencia](#)