

Power Transformer Condition Assessment Using DGA and FRA

J. C. Gonzales, *Student Member, IEEE*, E. E. Mombello, *Senior Member, IEEE*

Abstract— Power transformer condition assessment is a very complex task but also of high priority for power system reliability. Several diagnosis techniques have been published, specifically; insulation system condition assessment (paper and oil) using Dissolve Gas Analysis (DGA), and to assess winding and core condition, using Frequency Response Analysis (FRA). Results of these different techniques represent complementary or corroborative information of the final transformer condition. Therefore, unification of both techniques information helps to assess accurately transformer condition, which is very important in transformers management field and its failure risk estimation. In this paper, a novel method for DGA and FRA results unification is proposed, which is based on fuzzy sets application in failures detection and interpretation stages.

Keywords— power transformer, dissolve gas analysis, frequency response analysis, fuzzy sets.

I. INTRODUCCIÓN

DETERMINAR la condición de un transformador de potencia es una tarea de elevada complejidad pero también de gran importancia, ya que gracias a esta estimación es posible definir los esquemas de mantenimiento más adecuados durante su vida útil.

Hasta la fecha se han publicado y aplicado varias técnicas de diagnóstico de transformadores [1], [2] y [3]. Algunas de estas técnicas están orientadas a la verificación de la integridad del sistema de aislamiento aceite y papel por medio de DGA, las pruebas químicas y físicas del aceite, etc. [3]. Otras técnicas, aún en continuo desarrollo, son útiles para verificar la condición de los devanados y del núcleo del transformador a través de FRA y otros ensayos electromagnéticos [1-2].

DGA y FRA son técnicas que proporcionan piezas de información importantes en relación a la condición del estado del transformador, y cada información (que pueden ser corroborativas, complementarias y hasta contradictorias entre sí) en su conjunto constituyen la evidencia, que a través del análisis de un experto, permiten dictaminar o inferir un estado de condición del transformador.

En este contexto, se observa la necesidad de desarrollar un método apropiado para la interpretación y unificación de la información de las múltiples pruebas de diagnóstico. Por lo que, el presente artículo muestra una metodología novedosa para unificar los resultados, de las técnicas de diagnóstico

DGA y FRA.

El artículo está estructurado como sigue: En la sección II, se establecen los principios básicos de las técnicas de diagnóstico DGA y FRA. En la sección III, se presenta la aplicación de teoría difusa para la detección e interpretación de fallas con DGA y FRA. En la sección IV, se muestra el esquema de la metodología implementada y sus facilidades, y en la sección V se realiza su correspondiente validación mediante el análisis extenso de un caso de estudio y su comparativa con resultados experimentales de publicaciones relacionadas. Finalmente en la sección VI, se presenta las conclusiones y aportes del trabajo.

II. TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

La condición de un transformador de potencia es evaluada considerando diversos factores: El estado de condición actual, en cuanto a fallas en desarrollo, es tenido en cuenta principalmente mediante la técnica de diagnóstico DGA, según la norma IEC 60599-1999 y el análisis físico-químicos del aceite [3]. Deformaciones en los devanados son evaluadas mediante FRA, teniendo en cuenta que es una técnica sensible a una variedad de fallas internas de los devanados e incluso a ligeras deformaciones de los conductores.

A. Análisis de Gases Disueltos (DGA).

Esta técnica de diagnóstico emplea para su evaluación la concentración de gases claves, relación de gases y el triángulo de Duval [3]. En este artículo se empleará únicamente la relación de gases claves, debido a que en su procedimiento emplea rangos de valoración para identificar fallas, que es de mucha importancia para la metodología propuesta.

1) Diagnóstico de transformadores usando relación de gases claves.

Para definir el estado del transformador, normalmente se usan indicadores de concentración de gases disueltos en el aceite, los cuales son: Hidrogeno (H_2), Metano (CH_4), Acetileno (C_2H_2), Etileno (C_2H_4) y Etano (C_2H_6).

El método consiste básicamente en el empleo de 3 relaciones de gases; CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6 y C_2H_2/C_2H_4 ; para finalmente relacionarlo con algún tipo de falla. Los tipos de fallas, según la norma IEC [3], pueden ser clasificados según la relación de gases anteriormente mencionados; para este fin, se emplea una codificación según se indica en la Tabla I.

En la tabla I, DP es descargas parciales y FT falla térmica de baja ($< 300\text{ }^\circ\text{C}$) y alta temperatura ($>300\text{ }^\circ\text{C}$).

Los códigos empleados vienen determinados por los rangos de valoración de la Tabla II.

J. C. Gonzales, Universidad Nacional de san Juan, San Juan, Argentina, jgonzales@iee.unsj.edu.ar

E. E. Mombello, CONICET, Universidad Nacional de san Juan, San Juan, Argentina, mombello@iee.unsj.edu.ar

TABLA I
CLASIFICACIÓN DE FALLAS SEGÚN LOS CÓDIGOS DE RELACIÓN DE GASES DE LA IEC

TIPO DE FALLA	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
(0) SIN FALLA	0	0	0
(1) DP DE BAJA ENERGÍA	0	1	0
(2) DP DE ALTA ENERGÍA	1	1	0
(3) D, A DE BAJA ENERGÍA	1 o 2	0	1 o 2
(4) D, A DE ALTA ENERGÍA	1	0	2
(5) FT (<150 °C)	0	0	1
(6) FT (150-300 °C)	0	2	0
(7) FT (300-700 °C)	0	2	1
(8) FT (>700 °C)	0	2	2

TABLA II
REORGANIZACIÓN DE LOS CÓDIGOS IEC PARA DGA

RELACIÓN - CÓDIGO	C ₀	C ₁	C ₂
C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	<0.1	0.1-3	>3
CH ₄ /H ₂	0.1-1	<0.1	>1
C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	<1	1-3	>3

La interpretación de una falla, según la codificación de la Tabla II, y para las diferentes fallas de la Tabla I, puede ser realizada según la ecuación (1).

$$F_{DGA}(i) = \prod_{r=1}^3 C_{ir}(r) \quad (1)$$

$i=1,2,\dots,n$

Donde $C_{ir}(r)$ son valores lógicos (0,1), y representan los rangos de valoración de las tres relaciones de gases citados en la Tabla II. La precisión de este método de interpretación depende de la simplicidad de la falla analizada. Es decir, ante la presencia de concentraciones de gases ocasionados por múltiples fallas, los resultados del método dejan de ser precisos.

B. Pruebas electromagnéticas.

Las pruebas electromagnéticas son importantes para determinar la integridad de pasatapas, devanados, núcleo y otros. Las más comunes son; FRA, pruebas capacitivas, resistivas, de corriente de excitación, pruebas en pasatapas y de reactancia de acoplamiento. Sin embargo, FRA, según muchos autores [4-7], es una técnica adecuada para verificar la integridad del devanado y núcleo, es decir, la integridad de parte activa del transformador.

1) Diagnóstico de transformadores usando el análisis de respuesta en frecuencia (FRA).

Se han realizado una variedad de investigaciones [4-6], empleando FRA, donde la prioridad es determinar una metodología automática de detección de fallas. Un lineamiento prometedor, y empleado en equipos de medición [1], es el método de evaluación de las diferentes regiones de frecuencia, mediante el empleo de indicadores matemáticos. Estos indicadores matemáticos pueden ser; el Coeficiente de Correlación, índice Min-Max, Factor Relativo, Desviación Efectiva (DE), etc. En el presente trabajo se empleará el indicador DE. Estudios realizados en el tema [6], [7] muestran

que la correcta evaluación de cualquier indicador matemático dependerá de la banda de frecuencia donde se evalué.

El rango de medición de frecuencia con la técnica FRA es normalmente entre 20 Hz y 1 MHz, y que puede ser dividido principalmente en tres regiones de frecuencia; baja frecuencia LF, media frecuencia MF y alta frecuencia HF. Según [7] y [8], para mejorar la sensibilidad de los indicadores matemáticos, las regiones de frecuencia mencionadas pueden ser sub-divididas en las siguientes sub regiones; LF₁ y LF₂ para las bajas frecuencias; MF₁, MF₂ y MF₃ para las medias frecuencias y HF₁ y HF₂ para las altas frecuencias.

Compromiso de muchos estudios publicados [4-7], para definir regiones de frecuencia, muestran que las bajas frecuencias LF₁ y LF₂ llegan a cubrir el rango de frecuencias entre 20 Hz y 10 kHz, las medias frecuencias MF₁, MF₂ y MF₃ entre 10 kHz y 50 kHz (incluso ~100 kHz) y finalmente las altas frecuencias HF₁ y HF₂ entre 50 kHz (incluso ~100 kHz) y 2 MHz.

En las tablas III y IV se indican las diferentes fallas a las cuales FRA es sensible, además, en las mismas tablas se muestra el grado de influencia que tienen las fallas en las diferentes regiones de frecuencia.

TABLA III
FALLAS TÍPICAS DE TIPO ELÉCTRICO

TIPO DE FALLA	LF ₁	LF ₂	MF	HF ₁	HF ₂
(1) CC ENTRE ESPIRAS	2	1	1	0	0
(2) CC DEVAN. Y NÚCLEO	2	1	0	0	0
(3) NÚCLEO NO ATERRADO	0	1	0	0	0
(5) CIRCUITO ABIERTO	2	2	2	1	1
(5) GUÍAS ACORTADAS	0	2	0	0	0
(6) CC A TIERRA	0	1	0	0	0

TABLA IV
FALLAS TÍPICAS DE TIPO MECÁNICO.

TIPO DE FALLA	LF ₁	LF ₂	MF	HF ₁	HF ₂
(1) PANDEO DEVANADO	0	1	2	1	0
(2) INCLIN. DEL COND.	0	0	1	1	0
(3) COLAPSO AXIAL	0	0	2	2	0
(4) PERDIDA SUJECIÓN	0	0	0	2	0
(5) GUÍAS DEFORMADAS	0	0	0	0	2

Con el objetivo de compatibilizar los procedimientos de análisis en FRA y DGA, para las fallas de las tablas III y IV, se emplea la siguiente codificación: "2" para deformación alta, "1" para deformación baja y "0" sin deformación. La codificación fue elegida en función del grado de severidad en las distintas regiones de frecuencia.

Como se dijo anteriormente, el indicador matemático que se empleará es la Desviación Efectiva (DE). Este indicador ha sido elegido por tener una buena sensibilidad, ser simple y además que puede ser aplicado en una amplia banda de frecuencias [6].

Al igual que en la metodología aplicada en DGA, tabla II, para este indicador se establecerá la siguiente codificación: C₀(f) sin falla, C₁(f) para severidad baja, C₂(f) para alta severidad de la falla. Los límites de valoración, según estos códigos, están indicados en las tablas V.

La expresión para el cálculo del indicador DE está indicado en la ecuación (2), misma que compara y determina desviaciones entre dos curvas FRA [7] y [9]. TF_{1i} y TF_{2i} son

las funciones de transferencias que se comparan.

TABLA V
CÓDIGOS PARA LA DESVIACIÓN EFECTIVA EN FRA

DEVAN.	FRECUENCIA	C ₀	C ₁	C ₂
HV-	10 kHz-515 kHz	DE<3.5	3.5>DE≥7	DE>7
LV-	10 kHz-600 kHz	DE<3.5	3.5>DE≥7	DE>7
TV-	10 kHz-700 kHz	DE<3.5	3.5>DE≥7	DE>7

$$DE = \left[\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (TF_{1i} - TF_{2i})^2 \right]^{1/2} \quad (2)$$

Este indicador matemático se evalúa en cada una de las regiones de frecuencia mencionadas; además, se realiza una segunda evaluación del indicador, pero ahora únicamente en aquellas bandas de frecuencia donde las deformaciones se ven más afectadas por la falla. Este procedimiento, incrementará la sensibilidad del indicador matemático, según [6] y [7]. Con los resultados de ambos cálculos se elige el de mayor valor y se asocia a algunas de las regiones de frecuencia establecidas, para finalmente interpretar la posible falla.

2) Interpretación de fallas con FRA.

Para interpretar fallas con FRA, un clasificador ideal sería un vector cuyos elementos son números lógicos (1 y 0), y en función de la combinación de sus elementos se interpretaría una falla específica. El número de elementos del vector, para este caso (FRA), sería igual al número de bandas de frecuencia definidas, es decir, si en alguna de las bandas de frecuencia de las curvas FRA se encuentra anomalía, el correspondiente elemento del vector se hace "1" e interpreta una falla. Los grados de influencia para fallas en las tablas III y IV, podrían ser codificados según lo definido en la tabla V, donde los códigos establecen rangos de valoración de fallas.

La interpretación de fallas, según la nueva definición de vector de interpretación, es realizada mediante las ecuaciones (3) y (4) para fallas eléctricas y mecánicas, respectivamente. La operación matemática para la interpretación de falla es mediante el producto de los códigos de valoración de fallas; C₀(f), C₁(f) y C₂(f), para cada región de frecuencia.

$$F_{SFRA}(k) = \prod_{b=1}^5 C_{kb}(f) \quad k=1,2,\dots,me \quad (3)$$

$$F_{SFRA}(l) = \prod_{b=1}^5 C_{lb}(f) \quad l=1,2,\dots,mm \quad (4)$$

me y *mm* son el número de fallas eléctricas y mecánicas tipificadas, respectivamente.

Al igual que en el análisis de fallas con DGA mediante la ecuación (1); en este caso (FRA), la interpretación de fallas, mediante ecuaciones (3) y (4), son precisa en función de cuan adecuada es la tipificación de las fallas y como son

establecidos los límites de severidad de la mismas. Por tanto, para realizar una correcta interpretación de una falla, las ecuaciones (1), (3) y (4) se las debe reformular mediante teoría difusa, tal como se indica en el siguiente apartado.

III. TEORÍA DIFUSA EN DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES

Un conjunto difuso expresa el grado de pertenencia al conjunto que tiene cada uno de los elementos. Por ejemplo, el conjunto difuso A en X puede definirse como el conjunto de pares ordenados expresados según la ecuación (5).

$$A = \{(x, \mu_A(x)) / x \in X\} \quad (5)$$

Donde $\mu_A(x)$ es la función de pertenencia al conjunto difuso.

Para el caso del diagnóstico de transformadores, hablando específicamente de las técnicas descritas en este trabajo, la interpretación de fallas podría ser realizada aplicando teoría de conjuntos difusos. En las técnicas DGA y FRA en particular, la detección de falla se realiza mediante el empleo de rangos de valoración definidos por normas y organismos [3], [9], e indicados en tablas II y V. Para poder hacer una correcta interpretación de fallas, el empleo de lógica difusa es una alternativa, donde se debe representar adecuadamente la incertidumbre de los umbrales de falla y de severidad de falla, y posteriormente emplear las ecuaciones (1), (3) y (4) para la clasificación.

Existen múltiples alternativas para representar los límites de falla mediante conjuntos difusos; triangulares, gaussianas, trapezoidales y tipo Demi-Cauchí. Estudios en [10] muestran que la función de membresía tipo Demi-Cauchí es la más adecuada. Una función de membresía tipo Demi-Cauchí descendente, está definida según la ecuación (6). La expresión en su forma ascendente para $r \geq A$ debe ser igual a 1.

Los valores de A y a de la ecuación (6), son determinados en función del tipo de rango de valoración que define los límites de fallas.

$$\mu_d(r) = \begin{cases} 1 & \text{for } r \leq A \\ \frac{1}{1 + \left(\frac{A-r}{a}\right)^2} & r > A \end{cases} \quad (6)$$

La aplicación de esta función de membresía al caso de los límites de falla definidos en tabla V, para el indicador matemático desviación efectiva (DE), específicamente C₀(f), resulta en la función Demi-Cauchí indicado en la Fig. 1. Para este caso, los parámetros establecidos de la función Demi-Cauchí son A=0.93 y a=0.70.

En general para cada rango de valoración de falla (código de valoración), en las diferentes técnicas de diagnóstico, se puede definir funciones de membresía de este tipo, que permitan realizar un adecuado cálculo (clasificación) mediante las ecuaciones (1), (3) y (4). Esta idea ya fue publicada anteriormente por los autores de este artículo [11].

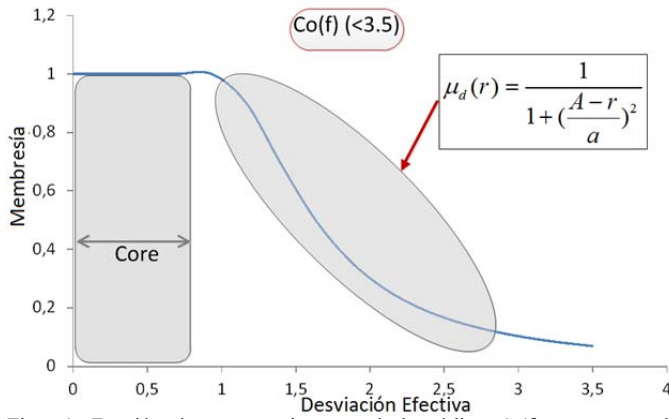


Figura 1. Función de pertenencia para el de código $C_0(f)$ con rango de valoración ≤ 3.5 , para el análisis de respuesta en frecuencia e indicador matemático Desviación Efectiva.

A. Indicadores de falla Difusos para el Diagnóstico de Transformadores

Para el caso de diagnóstico por DGA, según la norma IEC, los rangos de valoración de fallas están definidos según relación de gases claves, tal cual se ha indicado en la tabla II.

Para el caso de FRA, el método empleado por la EPRI, los rangos de valoración de falla están definidos para el indicador matemático DE, como se indicó en la tabla V.

1) Indicadores de falla en el análisis de gases disueltos-DGA.

Los rangos de valoración, que representan los límites de falla o no falla en DGA, indicados en la tabla II, son límites que tienen cierto grado de incertidumbre y deben ser evaluados mediante el empleo de conjuntos difusos.

En la Fig. 2 se muestran los conjuntos difusos empleados para los rangos de valoración definidos en la relación de gases C_2H_4/C_2H_6 . Los diferentes rangos de valoración son; $C_0 (<1)$, $C_1 (1-3)$ y $C_2 (>3)$. Asignaciones del mismo tipo fueron realizados para el resto de las relaciones de gases; CH_4/H_2 y C_2H_4/C_2H_6 .

Una vez representado los límites de valoración de falla, mediante el empleo de conjuntos difusos, la clasificación de fallas para el caso de DGA puede ser realizada según la ecuación (7).

$$F_{DGA}(i) = \bigcap_{k=1}^3 C_{ik}(r) \quad (7)$$

$i=1,2,\dots,n$

La ecuación (7) se deriva a partir de la ecuación (1), donde las operaciones de producto de números binarios, fueron representadas mediante asignaciones de intersección de conjuntos difusos (mínimo de números difusos).

Finalmente, para interpretar la falla específica, se selecciona el máximo valor de los valores difusos calculados con (7), según la ecuación (8).

$$F_{DGA} = \max(F_{DGA}(i)) \quad (8)$$

$i=1,2,\dots,n$

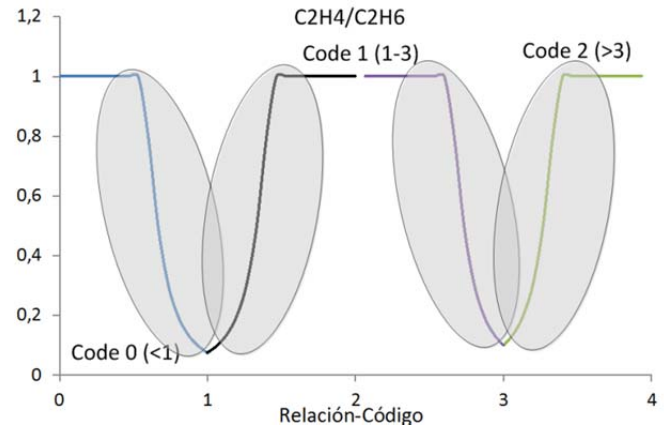


Figura 2. Funciones de membresía asignados para el caso de la relación de gases H_2C_4/C_2H_6 .

2) Indicadores de falla en el análisis de respuesta en frecuencia-FRA.

Para el caso de FRA, los límites de valoración de falla o no falla están definidos mediante el indicador DE, según la tabla V.

Un razonamiento similar al análisis en diagnóstico DGA, conlleva a representar los límites de falla y/o severidad de falla mediante conjuntos difusos.

Por tanto, se elige una función de membresía del tipo Demi-Cauchy para representar estos límites de valoración de falla. En la Fig. 3 se indican las funciones de membresía asignados a los diferentes rangos de valoración. Con esta representación de los rangos de valoración de falla, para el indicador matemático DE, la interpretación de fallas mediante las ecuaciones (3) y (4) se hace más conveniente. Las ecuaciones para realizar la interpretación de falla empleando conjunto difusos (nuevos códigos de valoración según Fig. 2) quedan expresadas según las ecuaciones (9) y (10). f es el valor calculado de DE en el región de frecuencia b para la falla k .

$$F_{SFRA}(k) = \bigcap_{b=1}^5 C_{kb}(f) \quad (9)$$

$k=1,2,\dots,me$

$$F_{SFRA}(l) = \bigcap_{b=1}^5 C_{lb}(f) \quad (10)$$

$l=1,2,\dots,mm$

La ecuación (9) o (10) se emplea para cada tipo falla, del grupo de fallas eléctricas (k) y mecánicas (l). Para determinar el tipo de falla específica, se elige el mayor valor de los números difusos calculados, tal como se expresa en la ecuación (11).

$$F_{SFRA} = \max(\max(F_{SFRA}(k)), \max(F_{SFRA}(l)))$$

$$k=1,2,\dots,me$$

$$l=1,2,\dots,mm$$

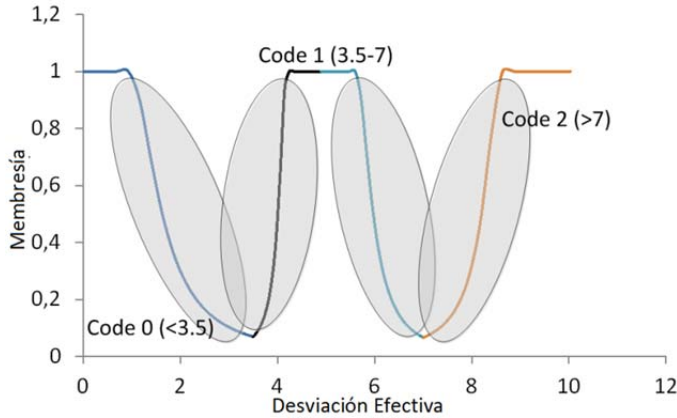


Figura 3. Membresía asignados para los rangos de valoración de la Desviación Efectiva.

B. Estado del transformador basado en la unificación de DGA y FRA

En la sección A-(1) y A-(2) se han definido funciones de membresía para los diferentes rangos de valoración de fallas (códigos), tanto para el caso de DGA como para FRA.

A partir de las expresiones (7), (9) y (10), para diagnóstico de transformadores con DGA y FRA, se puede establecer un criterios general unificado mediante un indicador global de estado de condición del Transformador, según la ecuación (12).

$$F_{GLOBAL} = F_{SFRA}(f) \cup F_{DGA}(r)$$

Para definir el estado de condición del transformador de potencia, la ecuación (12) indica que se debe elegir el máximo valor de los diagnósticos parciales DGA y FRA.

IV. ESQUEMA DE LA METODOLOGÍA IMPLEMENTADA

El módulo de diagnóstico unificado de transformadores de potencia, está constituido por el sistema de bloques indicado en la Fig. 4. Diferentes técnicas de análisis pueden ser empleados durante diagnóstico de transformadores, particularmente DGA y FRA tratados en este artículo. La medición o adquisición de datos del transformador es una etapa inicial pero de fundamental importancia en todo proceso de análisis. Adquirido estos datos, los mismos deben ser procesados mediante algún modelo de detección de fallas, explicados en la sección II para el caso de DGA y SFRA.

Los resultados de los módulos de detección de fallas son introducidos al modelo de interpretación difuso, modelo formulado mediante operaciones difusas. La interpretación de fallas con teoría difusa permite que los resultados de los diferentes módulos sean comparables.

V. IMPLEMENTACIÓN

La validación de la metodología será realizada detalladamente mediante un caso de estudio; sin embargo, la

metodología se ha evaluado mediante varios casos de estudios de diferentes transformadores de potencia.

Se considera mediciones en campo de un transformador de 550/230 kV y 100 MVA de potencia (datos adquiridos).

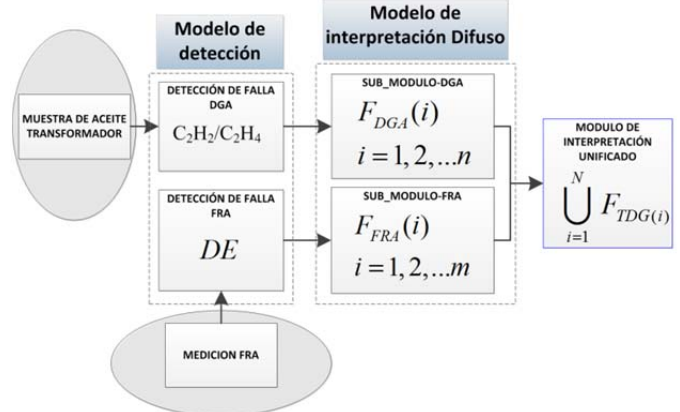


Figura 4. Metodología de unificación difusa de las técnicas de diagnóstico DGA y FRA.

Para este transformador se ha realizado la cromatografía del aceite y el análisis de respuesta en frecuencia. La estimación del estado del transformador se determina según el siguiente procedimiento:

A. Evaluación del desempeño de los rangos de valoración e interpretación de falla con DGA (análisis difuso).

Para evaluar el desempeño de los nuevos límites de falla difusos, se emplea inicialmente los resultados de la cromatografía del aceite, indicados en la tabla VI.

TABLA VI
RESULTADOS CROMATOGRAFÍA DEL ACEITE (PPM)

H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆
270	520	102	330	200

Las relaciones de gases son:

$$R_1 = C_2H_2/C_2H_4 = 102/330 = 0.309$$

$$R_2 = CH_4/H_2 = 520/270 = 1.925$$

$$R_3 = C_2H_4/C_2H_6 = 330/200 = 1.650$$

Para todas las fallas listadas en la tabla I, y empleando la ecuación (7) y los resultados del cálculo anterior, los mayores valores difusos calculados corresponden a las fallas 6, 7 y 8, según se indica cómo sigue.

$$F_{DGA}(6) = \min(C_0(R_1), C_2(R_2), C_0(R_3)) = \min(C_0(0.309), C_2(1.925), C_0(1.650)) = \min(0.005, 1, 0.014) = 0.005$$

$$F_{DGA}(7) = \min(C_0(R_1), C_2(R_2), C_1(R_3)) = \min(C_0(0.309), C_2(1.925), C_1(1.650)) = \min(0.005, 1, 1) = 0.005$$

$$F_{DGA}(8) = \min(C_0(R_1), C_2(R_2), C_2(R_3)) = \min(C_0(0.309), C_2(1.925), C_2(1.650)) = \min(0.005, 1, 0.005) = 0.005$$

Estos resultados deben ser normalizados con relación a la suma total de los valores difusos calculados de las fallas en la tabla I, resultando en el siguiente valor final difuso.

$$F_{DGA} = 0.280 \text{ (normalizado).}$$

En este análisis, la falla interpretada es: “**Falla térmica de baja (150-300°C), media (300-700°C) y alta temperatura (>700°C)**”, por tener las mayores funciones de membrecía.

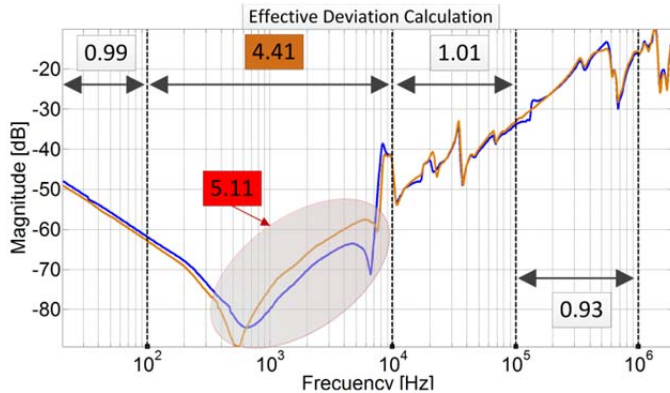


Figura 5. Cálculo de la Desviación efectiva en diferentes regiones de frecuencia. Curva azul es la respuesta en frecuencia de referencia; y curva naranja es la medición FRA actual.

B. Evaluación del desempeño de los rangos de valoración e interpretación de falla con FRA (análisis difuso).

Se dispone de la medición de respuesta en frecuencia de fases homologas del transformador, en el devanado de alta de la fase R, como se muestra en la figura 5. En la comparación de estas curvas FRA, se evidencia posible falla en el rango de frecuencia 300 Hz a 10 kHz.

Los resultados de la evaluación (cálculo de DE) son indicados en la figura 5. Inicialmente el indicador matemático se ha calculado en las regiones de frecuencia 20-100 Hz, 100 Hz-10 kHz, 10 kHz-100 kHz y 100 kHz-1 MHz. Dos cálculos se han realizado en la región de frecuencia 100 Hz-10 kHz: 4.41 para el total de este rango de frecuencia y 5.11 para el sub-rango 400 Hz-7 kHz. Este resultado muestra que la sensibilidad del indicador matemático depende de la región de frecuencia en la cual se evalúa. Por lo cual, en el caso de la región de frecuencia 100 Hz-10 kHz se emplea el valor calculado de 5.11.

La interpretación de falla, empleando las ecuaciones en su forma difusa (9) y (10), se explica cómo sigue.

Los cálculos del indicador matemático desviación efectiva son:

$$DE_{LF1}=0.99; \quad DE_{LF2}=5.11; \quad DE_{MF}=1.01; \quad DE_{HF1}=0.93; \\ DE_{HF2}=0.92$$

Mediante las ecuaciones (9) y (10) y los resultados del cálculo anterior se evalúan todas las fallas de las tablas III y IV, mismo que resulta en las posibles fallas 3 y 6, siendo las fallas de mayor valor difuso calculado.

$$F_{SFRA}(3)=\min(C_0(DE_{LF1}), C_1(DE_{LF2}), C_0(DE_{MF}), C_0(DE_{HF1}), C_0(DE_{HF2})) \\ =\min(C_0(0.99), C_1(5.11), C_0(1.01), C_0(0.93), C_0(0.92)) \\ =\min(0.993, 1, 0.988, 1, 1)=\mathbf{0.988}$$

$$F_{SFRA}(6)=\min(C_0(DE_{LF1}), C_1(DE_{LF2}), C_0(DE_{MF}), C_0(DE_{HF1}), C_0(DE_{HF2})) \\ =\min(C_0(0.99), C_1(5.11), C_0(1.01), C_0(0.93), C_0(0.92)) \\ =\min(0.993, 1, 0.988, 1, 1)=\mathbf{0.988}$$

$$F_{SFRA}=\mathbf{0.483} \text{ (normalizado).}$$

Según la tabla III de fallas eléctricas, las fallas identificadas

son: “**núcleo no aterrado y/o corto circuito a tierra**”.

Este resultado, es acorde a la inspección visual del transformador, que fue “**Corto circuito a tierra**”.

C. Estado del transformador.

El estado del transformador se determina según la expresión (12), cuyo valor resultante se indica a continuación.

$$F_{GLOBAL}=\max(F_{FRA}, F_{DGA})=\max(0.483, 0.280)=\mathbf{0.483}$$

El transformador tiene una condición representada por la función de pertenencia de **0.483**, que se asocia a una falla tipo térmica, que pudo haber sido causado por un punto caliente como consecuencia de un corto circuito a tierra de las guías.

Este resultado es congruente con la inspección visual del transformador, donde se encontró daño en la aislación entre una guía de cambiador de tomas y un soporte de guía.

Los resultados mostrados indican que la técnica de diagnóstico FRA es la dominante, puesto que tiene un mayor valor de posibilidad.

D. Comparación de los Resultados Obtenidos con Resultados Publicados en Literatura.

Los resultados aquí obtenidos son comparados con resultados ya obtenidos en bibliografía [12] y con resultados publicados anteriormente por los autores [7], [13] y [14].

En [12] se desarrollan mediciones FRA en diferentes transformadores de potencia, con fallas internas de diferente naturaleza; entre ellas, se analiza la falla **cortocircuito a tierra**. Los resultados experimentales se describen como sigue: fallas de este tipo afecta principalmente las bajas frecuencias (500 Hz-10 kHz) de las curvas FRA, viéndose deformaciones y desplazamientos considerables a estas frecuencias. En el presente artículo, sección V de Implementación, el caso analizado corresponde al mismo tipo de falla, donde se ha aplicado el indicador matemático DE para detectar la falla y el clasificador basado en lógica difusa para identificar la falla específica, concordante a la inspección visual del transformador y con los resultados experimentales obtenidos en [12].

Por otra parte, publicaciones anteriores de los autores [7], [13] y [14], muestran resultados de aplicar diferentes metodologías de detección y clasificación, para este fin se emplearon mediciones reales en transformadores de potencia con diferentes fallas internas. Los resultados muestran un adecuado rendimiento de los indicadores matemáticos para la detección de fallas y aplicar regiones de frecuencia para clasificación de fallas. Los datos experimentales del presente artículo han sido empleados en [7] y [14], y los resultados aquí obtenidos son concordantes con los resultados ya publicados; más aún, la metodología aquí propuesta tiene mayores aportes en la detección y clasificación de fallas, puesto que se considera la incertidumbre en los límites de detección de fallas y en la definición de las regiones de frecuencia.

VI. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha propuesto un método de unificación de los resultados parciales de las técnicas DGA y FRA,

empleando conjuntos difusos. Los valores de detección e interpretación de las técnicas DGA y FRA, definidos por normativas e instituciones, se han representado por medio de conjuntos difusos, mediante funciones de membresía Demi-Cauchy. Se ha propuesto un nuevo método de interpretación de fallas con FRA, consecuencia de la representación de los rangos de valoración de falla mediante el empleo de operaciones difusas.

Se ha obtenido una nueva metodología de estimación de estado del transformador considerando los resultados parciales de las pruebas electromagnéticas (FRA) y DGA, puesto que actualmente en bibliografía no se ha propuesto un método que relacione adecuadamente los resultados de las diferentes técnicas de diagnóstico de transformadores, siendo esta propuesta el principio de una metodología única de estimación automática de la condición del transformador.



Enrique Esteban Mombello (IEEE M'95-SM'00) nació en Buenos Aires, Argentina, en 1957. Recibió el grado de Ingeniero Eléctrico and grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica (Ph.D) en 1982 y 1998 respectivamente, de la Universidad Nacional de San Juan. Tiene más de 20 años de

experiencia en proyectos de investigación que incluye tópicos como transitorios eléctricos y procesos de resonancia en transformadores como investigador del Concejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET, Argentina). Trabajó desde 1989 hasta 1991 en el Instituto de Alto Voltaje de RWTH, Aachen, Alemania. Actualmente trabaja en el Instituto de Energía Eléctrica de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina, como profesor e investigador desde 1982. Sus principales campos de interés son diseño, modelado y diagnóstico de transformadores de potencia, gestión de activos, gestión de la vida del transformador, transitorios electromagnéticos en equipos y redes eléctricas, modelado de equipos, pérdidas por efecto corona en líneas aéreas de transmisión y campos electromagnéticos de baja frecuencia.

REFERENCIAS

- [1] The Electrical Power Industry Standard of People's Republic of China, "Frequency response Analysis on Winding Deformation of Power Transformers". December 14th, 2004.
 - [2] Omicron Electronics, "FRAnalyzer Manual del Usuario". 2006.
 - [3] "Interpretation of the analysis of gases in transformers and other oil-filled electrical equipment in-service", IEC Publication 599, 1978.
 - [4] S. A. Ryder, "Methods for comparing frequency response analysis measurements", Conference records of the 2002 IEEE International symposium on electrical insulation, Boston, MA USA, April 2002.
 - [5] J. Secue, "Metodología para el diagnóstico de fallas en los devanados del transformador de potencia en base al análisis de respuesta en frecuencia", doctoral thesis, Universidad Nacional de San Juan, 2009.
 - [6] J. C. Gonzales and E. E. Mombello, "Automatic Detection of Frequency Ranges of Power Transformer Transfer Functions for Evaluation by Mathematical Indicators". IEEE PES T&D LA 2012. Montevideo, Uruguay. September 2012.
 - [7] J. C. Gonzales and E. E. Mombello, "Detection of failures within Transformers by FRA using Multiresolution Decomposition". IEEE PES Transaction on Power Delivery, Vol.29, June 2014.
 - [8] J. Velasquez, D. Kolb, "Identification of Transformer-Specific Frequency Sub-bands as basis for a Reliable and Automatic Assessment of FRA Results", Conference Preceding of CMD, 2010.
 - [9] "FRA Analyzer Manual del Usuario", Omicron electronics, artículo número VESD0662, 2006.
 - [10] Q. Su, C. Mi, L. Lai and P. Austin, "A Fussy Dissolved Gas Analysis Method for the Diagnosis of Multiple Incipient Fault in a Transformer", IEEE Transaction on Power Systems, Vol.15, May 2000.
 - [11] J. C. Gonzales and E. E. Mombello, "Power Transformer Diagnosis Using FRA and Fuzzy Sets". IEEE LA Transaction, Vol.13, September 2015.
 - [12] J. Velasquez, M. Sanz-Bodi, S. Galceran, C. Sweetser and H. DoCarmo, "Assessment of the integrity of the active part of power transformers with Frequency Response Analysis: Case Studies". CIDEL Argentina. February 2010.
 - [13] J. C. Gonzales and E. E. Mombello, "Automatic Detection of Frequency Ranges of Power Transformer Transfer Functions for Evaluation by Mathematical Indicators", IEEE PES T&D, Uruguay, September 2012.
- J. C. Gonzales and E. E. Mombello, "Fault Interpretation Algorithm Using Frequency Response Analysis of Power Transformers". IEEE PES Transaction on Power Delivery, Vol.31, may 2016.



Jimmy Cesar Gonzales Arispe (S) nació en Cochabamba, Bolivia el 26 de abril de 1984. Recibió el grado de Ingeniero Eléctrico de la Universidad Mayor de San Simón (UMSS), Bolivia, el 2006. Recibió el grado de Doctor en Ingeniería Eléctrica (Ph.D) de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina el 2012.