

DETERMINACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE LA GENERACIÓN DE GASES COMBUSTIBLES EN TRANSFORMADOR DE SUBESTACIÓN DE DISTRIBUCIÓN

Enrique E. Gutierrez Aguilar
Laboratorio de Alta Corriente
LAPEM CFE
Irapuato, Guanajuato, Mexico
enrique.gutierrez@cfe.mx

Armando Salazar Godoy
Generación
LAPEM CFE
Irapuato, Guanajuato, México
armando.salazarg@cfe.mx

Fernando Jurado Pérez
Departamento de Maestría En
Ingeniería Eléctrica
Tecnologico Superior de Irapuato
fernando.jp@irapuato.tecnm.mx

Saul Davalos Rosas
Especialista transformadores
sdavalos@weg.net

***Resumen---* En la presente investigación se analiza el estudio para el diagnóstico diferencial que resulta del análisis de gases disueltos (AGD) en el aceite dieléctrico en transformadores de potencia. El estudio consiste en localizar la causa raíz del deterioro de la sustancia dieléctrica de acuerdo con la interpretación y diagnóstico del historial de gases disueltos del transformador. Cabe mencionar que, de los resultados del estudio de cromatografía, se puede diagnosticar que fenómenos eléctricos o mecánicos se están originando en el interior del transformador que pueden deteriorar la rigidez dieléctrica del aceite, las bobinas, el aislamiento que cubren las bobinas y el entrehierro. Es importante realizar este estudio en transformadores de potencia porque permitirá realizar acciones de mantenimiento predictivo y operacional. Para poder determinar la causa raíz del deterioro del aceite dieléctrico es de gran ayuda realizar un tren completo de pruebas eléctricas debido que ofrece indicios de la causa probable de la generación de gases combustibles de la mano de la inspección interna de los transformadores.**

I. INTRODUCCIÓN

Durante varios años, se han llevado a cabo mediciones de pruebas de diagnóstico a transformadores de potencia y distribución, así como de las centrales generadoras de energía eléctrica de la Comisión Federal de Electricidad CFE. En algunas de ellas, se tienen más de cuatro mediciones en cada uno de los transformadores, las cuales han servido como soporte técnico para determinar las acciones correctivas a seguir y evitar con ello falla total de los equipos.

De las pruebas que actualmente realiza LAPEM en cada uno de ellos, las más representativas han sido *respuesta a la frecuencia, medición de impedancia de dispersión, medición de corriente de excitación, relación de transformación, respuesta dieléctrica a bajas frecuencias, factor de potencia a devanados y boquillas, resistencia de asilamiento, resistencia óhmica* así como *detección y localización de descargas parciales por el método acústico, AGD (Análisis de Gases Disueltos)* en sitio por *método de espectroscopia foto acústica, vibraciones, ruido y termografía infrarroja*. El análisis de las pruebas y la revisión del historial de las mismas ha sido el mayor soporte para llevar a cabo la inspección interna y corregir los problemas internos.

II. DESARROLLO

A solicitud de la División de Distribución Golfo Norte, se realizaron pruebas de diagnóstico al transformador principal, instalado en la Subestación Nueva Castilla (Monterrey). Los datos del transformador son; potencia 18/24/30 MVA, tensión 115/34.5 kV (delta estrella) enfriamiento ONAN/ONAF1/ONAF2 y año de fabricación 2010, tipo Columna, con cambiador de derivaciones bajo carga del lado de baja tensión y cambiador sin carga del lado de alta tensión.

Las pruebas al transformador antes descrito fueron solicitadas debido al resultado del análisis de gases disueltos en el aceite aislante realizado el 13 de diciembre del 2017 en donde se detectaron altas concentraciones de gases combustible como Etano, Etileno y Metano, tal como se muestra en Tabla 1, se realizó un proceso al aceite para eliminar los gases combustibles en enero del 2018 y posteriormente se puso en servicio, y se realizó otro análisis

el 17 de mayo del 2018 obteniéndose aun la presencia de dichos gases combustibles en altas concentraciones.

Tabla I Historial de AGD transformador de subestación Nueva castilla.

INFORME DE PRUEBA
SUBESTACION DE LEANIZMENDI
Pag. 7 de 7

No. de Análisis: 2345-G

Procedencia: DIVISION DISTRIBUCION GOLFO NOROCCIDENTE Sitio: SE NUEVA CASTILLA
Equipo: TRANSFORMADORES Base: --- Marca: VULTRON
No. de Serie: 15456 Fecha de Montaje: 20181116
Tensión: 115 KV Fecha de Recopocion: 20181116
Capacidad: 18,74/33 MVA Vol. de Aceite: --- l. Fecha de Análisis: 20181116

HISTORIAL DE RESULTADOS

No. de Análisis	Fecha	CO	H2	CH4	C2H2	C2H4	C2H6	C6H6	C6H12	C6H18	C6H24	C6H30	C6H36	OTROS GASES	Grav. Totales g	TUCD	%
1615	1407/03	88	4863	28078	22	281	1096	39	23	<L.C.	N.A.	6.34	8.843				
2388	1509/10	21	2963	83140	8	678	2068	9	7	<L.C.	N.A.	7.04	8.852				
898	1604/07	82	10903	16608	---	442	1497	15	22	N.A.	8.82	8.840					
2633	1811/13	651	16267	83183	1199	390	1813	2133	320	24	N.A.	7.96	8.457				
1189	1708/11	513	9331	33338	2183	607	391	3976	333	44	N.A.	7.13	8.748				
1462	1807/14	49	18111	37945	2831	55	135	4361	1089	18	N.A.	8.84	8.800				
2343	1811/18	31	38457	70668	783	89	887	1075	834	<L.C.	N.A.	10.58	8.338				

CRITERIO DE LOS NIVELES DE LA CONCENTRACION DE GASES

Gas	SI	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	OTROS GASES	Grav. Totales	TUCD
Combustibles	1	N.A.	N.A.	2	1	2	3	3	2	3	N.A.	N.A.	3

En la Tabla 1 de acuerdo al historial de AGD, se observa que el transformador empezó a generar gases combustibles a partir de noviembre del 2016 y se observa que tienen una tendencia al alza de gases combustibles hasta el año 2018, en este año se le realizó un tratamiento al aceite para eliminar los gases combustibles, sin embargo, a los 4 meses de haber realizado el tratamiento los gases volvieron a presentarse incrementarse gradualmente.

INFORME DE PRUEBA
ANALISIS CROMATOGRAFICO DE GASES DISUELTOS EN ACEITE AISLANTE
Pag. 1 de 1

No. de Análisis: 2345-G

Procedencia: DIVISION DISTRIBUCION GOLFO NOROCCIDENTE Sitio: SE NUEVA CASTILLA
Equipo: TRANSFORMADORES Base: --- Marca: VULTRON
No. de Serie: 15456 Fecha de Montaje: 20181116
Tensión: 115 KV Fecha de Recopocion: 20181116
Capacidad: 18,74/33 MVA Vol. de Aceite: --- l. Fecha de Análisis: 20181116

Gas	Concentración	I.C.		Identificación	Niveles de Concentración (µg/L)			
		µg/l	µg/l		Condición 1	Condición 2	Condición 3	Condición 4
Hidrógeno	H2	30.6	4.5	1.1	>100	101-700	701-1800	>1800
Oxígeno	O2	30487.1	431	3719.4	---	---	---	---
Nitrogeno	N2	70669.3	2302	5936.2	---	---	---	---
Metano	CH4	781.2	4.4	67.2	>120	121-400	401-1000	>1000
Monóxido de Carbono	CO	80.3	8.9	5.0	>350	351-570	571-1400	>1400
Bóxido de Carbono	CO2	367.0	46	161.4	>250	250-4000	4001-10000	>10000
Etileno	C2H4	2673.2	2.2	178.3	>50	51-100	101-200	>200
Etano	C2H6	634.5	2.2	86.6	>45	46-100	101-150	>150
Acetileno	C2H2	<L.C.	0.86	N.A.	<1	2-9	10-35	>35
Propeno-Propieno	C3H6-C3H8	N.A.	1.6	N.A.	---	---	---	---
Gases combustibles (TUCD)***		3579.7			>720	721-1920	1921-4630	>4630
% Total de Gases Disueltos		33.6						

Temperatura: 27.3 °C Presión Barométrica (Alt): 62.9

Diagnostico:
La concentración total de gases combustibles está en un nivel mayor que el de la operación normal del equipo. El gas Etileno se encuentra en una condición de descomposición y es clave para la detección de aceite sobrecalentado. Además, el gas etano se encuentra dentro de dicha condición, sin embargo, no es clave para la identificación de fallas. Se recomienda el análisis en 3 meses para dar seguimiento a dichos gases.

Figura 1. Presencia de metano, etano y etileno en altas concentraciones.

En la figura 1 se muestran los resultados del AGD realizado en noviembre del 2018, diez meses después de haber desgasificado el aceite, obteniéndose alta concentración de Etano Metano y Etileno y el diagnóstico emitido por el LAPEM en base a estos gases combustible presente fue el siguiente:

“La concentración total de gases combustibles está en un nivel mayor que la operación normal del equipo. El gas Etileno se encuentra en una condición de excesiva descomposición y es clave para la detección de aceite sobrecalentado. Además, el gas etano se encuentra dentro de dicha condición, sin embargo, no es clave para la identificación de fallas”

En base a la interpretación realizada de los gases combustibles presentes en el transformador el objetivo es determinar el estado operativo del mismo mediante la realización de un tren completo de pruebas eléctricas y además identificar y localizar la causa raíz probable de la generación de los gases combustibles mediante el análisis de los resultados obtenidos y la inspección interna al transformador.

• Se realizaron las siguientes pruebas eléctricas al transformador:

1. Respuesta a la frecuencia
2. Impedancia de dispersión
3. Factor de potencia del aislamiento en devanados
4. Factor de potencia del aislamiento en boquillas
5. Corriente de excitación
6. Relación de transformación
7. Respuesta dieléctrica en devanados
8. Resistencia de aislamiento
9. Resistencia óhmica en devanados

• Resultados de las pruebas realizadas:

1.- **Respuesta a la frecuencia**, en la figura 2 se observa la comparación entre fases de los espectros de respuesta en frecuencia de alta tensión y no se aprecian diferencias en las resonancias naturales por lo que no hay indicio de falla.

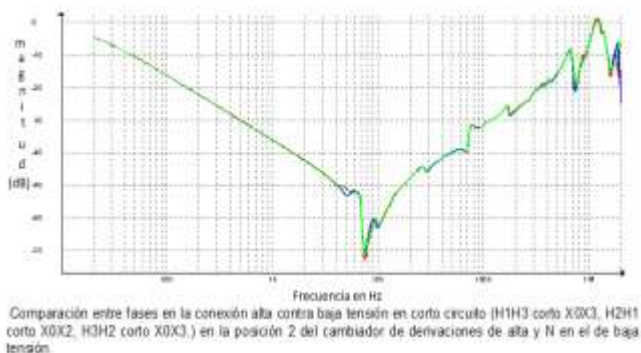


Figura 2. Prueba de respuesta a la frecuencia realizada en el lado de alta tensión y corto circuito en baja tensión, se encuentran empalmadas las tres fases y no se aprecia ninguna diferencia significativa en todo el rango de frecuencias de 20 Hz a 2 MHz.

2.- **Impedancia de dispersión**, en la tabla 2 se realizó la comparación de los resultados obtenidos de la medición de impedancia contra el dato de placa, esta relación no

debe cambiar durante todo el tiempo de operación y vida útil del transformador a menos de que ocurra una falla, se considera aceptable una desviación menor al 3%.

Tabla 2 Medición de impedancia y comparación con el dato de placa.

Posición alta	Posición baja	Devanado	Z(Ω) medido	Z(Ω) placa	% de desviación	Evaluación
2	N	H3H2-X0X3	190.888	193.746	1.475%	Correcta
		H2H1-X0X2	194.47	193.746	-0.374%	
		H1H3-X0X1	193.791	193.746	-0.023%	

3.- Factor de potencia de los aislamientos, permite identificar la presencia de humedad o posible aterrizamiento de alguno de los devanados o corto circuito entre devanados de alta y baja tensión, el criterio de evaluación es que el factor de potencia debe ser menor 0.5% y la capacitancia como es un aspecto geométrico no debe variar con el tiempo, en la tabla 3 se presentan los resultados de la prueba de factor de potencia, los cuales resultaron satisfactorios.

Tabla 3. Resultados de la prueba de factor de potencia a devanados.

N.º	Medid.	M. prueba	Frec.	V out	I out	Pérd. de vatios	FP med	FP corr	Cap. med.
1	ICHL	UST-A	60.00 Hz	10.01 kV	23.190 mA	531.34 mW	0.2289 %	0.2289 %	6150.72 pF
2	ICH	GSTg-A	60.00 Hz	10.01 kV	10.073 mA	233.42 mW	0.2315 %	0.2315 %	2668.97 pF
3	ICH+ICHL	GST	60.00 Hz	10.01 kV	33.266 mA	765.88 mW	0.2300 %	0.2300 %	8819.92 pF
Temperatura Corr.				20 °C					
Factor de corr.				1					
N.º	Medid.	M. prueba	Frec.	V out	I out	Pérd. de vatios	FP med	FP corr	Cap. med.
4	ICL+ICLH	UST-A	60.00 Hz	10 kV	23.203 mA	530.65 mW	0.2287 %	0.2287 %	6150.93 pF
5	ICL	GSTg-A	60.00 Hz	10 kV	51.639 mA	1529.03 mW	0.2961 %	0.2961 %	13685.10 pF
6	ICLH	GST	60.00 Hz	10 kV	74.827 mA	2066.72 mW	0.2762 %	0.2762 %	19836.01 pF

4.- Factor de potencia de las boquillas, en esta pruebas se evalúa el aislamiento interno de la boquilla contra tierra, (tap capacitivo) con la finalidad de detectar degradación del aislamiento por presencia de descargas parciales de baja energía que poco a poco con el tiempo van degradando el aislamiento hasta llegar a un punto que se pierde referencia y pueden ocasionar la explosión de la boquilla, el criterio de evaluación es que los parámetros de placa de factor de potencia y capacitancia se deben mantener sin cambios durante la vida útil de la boquilla. En la tabla 4 se muestran los resultados obtenidos, y se observa que no hay diferencias contra el dato de placa por lo que los resultados son satisfactorios.

Tabla 4. Medición de factor de potencia a boquillas

Boquilla	Medición	Frec.	V out	I out	Pérdidas	FD med	Cap. med.
H1	C1	60.00 Hz	10.00 kV	1.11 mA	36.45 mW	0.3284 %	294.39 pF
	C2	60.00 Hz	0.5 kV	0.338 mA	0.390 mW	0.2312 %	1771.53 pF
H2	C1	60.00 Hz	10.00 kV	1.1128 mA	58.43 mW	0.4251 %	295.132 pF
	C2	60.00 Hz	0.5 kV	0.373 mA	0.492 mW	0.2639 %	1963.2 pF
H3	C1	60.00 Hz	10.00 kV	1.1176 mA	44.02 mW	0.3939 %	296.323 pF
	C2	60.00 Hz	0.5 kV	0.316 mA	0.331 mW	0.2097 %	1657.81 pF

5.- Corriente de excitación, esta prueba permite evaluar algún cambio en la geometría de los devanados, así como también algún posible corto entre espiras o aterrizamiento. El valor de la corriente de excitación no debe variar con el tiempo. En la tabla 5 se muestran los resultados obtenidos, que fueron satisfactorios.

Tabla 5. Resultados de corriente de excitación.

TAP ALTA	DEVANADOS		
	H1H3 (mA)	H2H1 (mA)	H3H2 (mA)
1	8.3706	3.8826	10.673
2	8.7138	4.012	11.125
3	9.0788	4.2026	11.576
4	9.4683	4.3503	12.087
5	9.8985	4.556	12.601

6.- Relación de transformación, en esta prueba se evalúan los devanados del transformador y su cambiador de derivaciones, el valor máximo aceptable de relación debe ser del orden de $\pm 0.5\%$, se verifico tanto el lado de alta que tiene un cambiador sin carga de 5 posiciones y el lado de baja que tiene un cambiador de derivaciones bajo carga con resultados satisfactorios, en las tablas 6 y 7 se muestran los resultados obtenidos, los cuales fueron satisfactorios.

Tabla 6 relación de transformación lado de alta tensión.

Posición TAP	Relación Medida			Diferencia placa vs Medido		
	h1h3x0x1	h2h1x0x2	h3h2x0x3	%dif h1h3x0x1	%dif h2h1x0x2	%dif h3h2x0x3
1	5.9258	5.9245	5.9219	0.135%	0.135%	0.069%
2	5.782	5.7813	5.7813	0.147%	0.147%	0.135%
3	5.6395	5.6396	5.6411	0.184%	0.184%	0.212%
4	5.4988	5.5005	5.4987	0.255%	0.255%	0.253%
5	5.3575	5.358	5.3572	0.319%	0.319%	0.313%

Relación Medida				Diferencia placa vs Medido		
Posición TAP	h1h3x0x1	h2h1x0x2	h3h2x0x3	% dif h1h3x0x1	% dif h2h1x0x2	% dif h3h2x0x3
5R	5.6206	5.6206	5.6212	0.394%	0.394%	0.405%
4R	5.6567	5.6565	5.6569	0.426%	0.426%	0.430%
3R	5.6889	5.6893	5.6905	0.382%	0.382%	0.410%
2R	5.7208	5.717	5.7175	0.326%	0.326%	0.268%
1R	5.7518	5.7533	5.7542	0.247%	0.247%	0.289%
N	5.782	5.7813	5.7813	0.147%	0.147%	0.135%
1L	5.8181	5.8178	5.8189	0.143%	0.143%	0.156%
2L	5.8474	5.8468	5.8469	0.014%	0.014%	0.005%
3L	5.8829	5.8831	5.8841	-0.016%	-0.016%	0.005%
4L	5.9136	5.9143	5.9157	-0.134%	-0.134%	-0.099%
5L	5.9626	5.9646	5.9659	0.047%	0.047%	0.103%

Tabla 7 relación de transformación lado de baja tensión.

7.- Respuesta dieléctrica, esta prueba se realiza a bajas frecuencias inyectando una tensión constante y su finalidad es evaluar la condición del papel y aceite en cuanto a contenido de humedad. El valor aceptable de porcentaje de humedad en transformadores es del orden del 2% de humedad. En la figura 3 se muestra el espectro de respuesta dieléctrica.

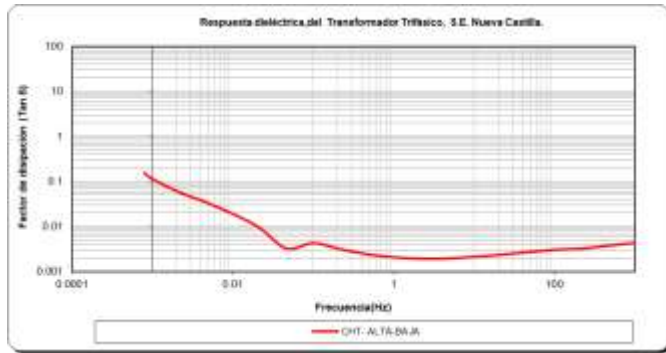


Figura 3, respuesta dielectrica, se observa un patron caracteristico de transformador seco.

8.- Resistencia de Aislamiento, se realizo resistencia de aislamiento a la boquilla y reactor de aterrizamiento del núcleo del transformador, debido a que en muchas otras fallas cuando hay generación de gases como metano etileno y etano son debidas a falsos contactos y se ha encontrado en ocasiones que este punto de aterrizamiento se encuentra flojo, en la tabla 8 se muestran los resultados obtenidos, los cuales fueron satisfactorios.

Tabla 8 medición de resistencia de aislamiento

Prueba	Duración (min)	Resistencia de Aislamiento (GΩ)
Boquilla de aterrizamiento del núcleo	1	82.6
Reactor	1	183

9.- Resistencia óhmica a devanados, nos sirve para evaluar la condición de los devanados si no hay corto entre espiras o colillas flojas en los cambiadores, debe ser similar la medición contra las de puesta en servicio se acepta una desviación menor al 10%, en las tablas 9 y 10 se muestran los resultados de la medición de resistencia tanto del lado de alta como baja tensión.

Tabla 9. Resistencia óhmica devanado de alta tensión.

TAP	H1-H3 (Ω)	H2-H1 (Ω)	H3-H2 (Ω)
1	0.9884	0.9888	0.9882
2	0.9651	0.9654	0.9649
3	0.9416	0.9421	0.9413
4	0.9182	0.9185	0.9181
5	0.8948	0.8951	0.8944

Tabla 10 resistencia óhmica del lado de baja tensión.

TAP	X0-X1 (mΩ)	X0-X2 (mΩ)	X0-X3 (mΩ)
N	34.54	34.49	34.54
1R	34.76	34.69	34.83
2R	36.12	36.22	36.48
3R	36.03	36.13	36.34
4R	36.82	36.94	37.16
5R	36.90	36.97	37.19
6R	38.03	38.13	38.45
7R	37.99	38.05	38.31
8R	38.79	38.84	39.18
9R	38.88	38.90	39.20
10R	40.24	40.18	40.46
11R	40.27	40.13	40.35
12R	40.70	40.81	41.06
13R	40.79	40.85	41.09
1L	34.91	34.85	34.99
2L	36.09	36.18	36.49
3L	36.23	36.29	36.55
4L	37.53	37.21	37.53
5L	37.12	37.18	37.44
6L	37.97	38.09	38.39
7L	38.10	38.16	38.45
8L	38.98	39.07	39.43
9L	39.00	39.05	39.37
10L	39.85	40.00	40.30
11L	40.00	40.07	40.35
12L	40.85	40.92	41.32
13L	40.92	40.93	41.26

• **RESUMEN DE RESULTADOS DE LAS PRUEBAS**

Tabla 11 resumen de resultados de las pruebas realizadas

Prueba	Conclusión
Respuesta a la frecuencia	Al realizar la comparación entre fases de los espectros obtenidos en las mediciones realizadas no se observan diferencias en las resonancias naturales. Con base en la norma IEC 60076-18 2012, los resultados resultan satisfactorios .
Impedancia de dispersión	Cumple. Valores dentro de la tolerancia de $\pm 3\%$
Factor de potencia del aislamiento en devanados	Cumple. Valores obtenidos en el rango de 0.22% a 0.29% en factor de potencia y la capacitancia es similar al dato de placa.
Factor de potencia del aislamiento en boquillas	Cumple. Valores de factor de potencia y capacitancia similares a valores de placa.
Corriente de excitación	Referencia. Valores diferente en fase lateral e inferior en fase central.
Relación de transformación	Cumple. Valores dentro del error de tolerancia de $\pm 0.5\%$.
Respuesta dieléctrica	Contenido de humedad en la celulosa de los devanados de 0.8%, lo que se diagnostica como SECO .
Resistencia de aislamiento	Cumple.
Resistencia óhmica en devanados	Cumple. Valores similares entre fases. Los resultados son referencia para evaluaciones futuras.

• **INSPECCIÓN INTERNA**

Se realizó la inspección interna al transformador en conjunto con el fabricante, se revisó las colillas del lado de alta tensión y baja tensión, se revisó los medios de sujeción del núcleo y bobinas, se revisó que no estuvieran obstruidos los ductos de ventilación, se revisó el estado de las bobinas y finalmente se revisó el cambiador de derivaciones de alta tensión encontrando hallazgos importantes que se muestran en las siguientes figuras.

Figura 4. Laminilla de aro equipotencial fase A.

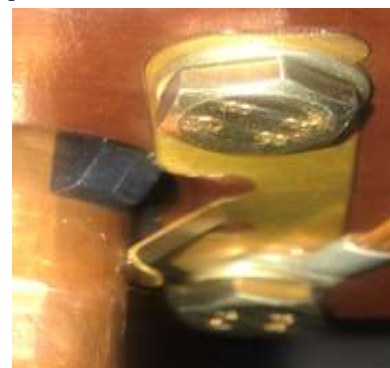


En la figura 4 se observan huellas de arco en una laminilla del aro equipotencial de la barra del cambiador de derivaciones de alta tensión

Figura 5 laminilla del aro equipotencial fase A se observa con huellas de arco.



Figura 6, Laminilla de aro equipotencial fases B y C sin huellas de arco en buen estado.



En resumen, se encontró contaminación en el fondo del tanque de residuos de carbón y en la revisión del cambiador de alta tensión se observó una laminilla con señales de calentamiento y arco la cual puede ser la causa de la generación de los gases combustibles.

III. CONCLUSIONES

Con base al análisis de los resultados de las pruebas realizadas y la evidencia encontrada en la inspección interna, se concluye lo siguiente:

En la laminilla de la fase A del cambiador de derivaciones sin carga de alta tensión, que sirve para uniformizar el campo, se observaron huellas de calentamiento y arco debido a que no estaba haciendo buen contacto en el anillo equipotencial, este falso contacto puede ocasionar gases combustibles y descargas parciales de baja energía, lo que concuerda con la concentración de gases combustibles encontrada en donde la presencia de etileno en altas concentraciones es clave para detección de aceite sobrecalentado provocado por arcos por lo que se puede concluir como hipótesis de falla que esta laminilla fue la

causa de los gases combustibles que se estaban generando dentro del transformador. Por otra parte, el estudio realizado y la causa raíz localizada, permitió un ahorro sustancial tanto en disponibilidad del transformador en el SEP así como en recursos económicos ya que se evitó llevarlo a planta para desestancarlo con los costos tan elevados que eso implica.

IV. RECOMENDACIONES

Se recomienda el cambio de la laminilla del anillo equipotencial dañada de la fase A.

Una vez realizado el cambio, energizar el transformador en vacío y realizar la prueba de descargas parciales por el método acústico para verificar que no existen señales acústicas asociadas a descargas parciales, así como el monitoreo de gases combustibles.

Repetir las pruebas eléctricas a los 6 meses de la energización del transformador con carga.

V. REFERENCIAS

- [1] M. Mahvi, «Analysis and interpretation of power auto-transformer winding axial displacement and radial deformation using frequency response analysis,» Theran, Iran, 2020.
- [2] IEC, «IEC 62740-2015, Root cause analysis (RCA).,» IEC, USA, 2015.
- [3] E. G. LAPEM F. Zazueta, «K3412203, Procedimiento para el diagnóstico de transformadores de potencia mediante el análisis de,» Irapuato, 2001.
- [4] IEEE, «STD IEEE 62-1995 Guide for diagnostic field testing of electrical power apparatus part 1,» IEEE, USA, 1995.