



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®

INFORME TÉCNICO

DE RESIDENCIA PROFESIONAL

INGENIERÍA ELÉCTRICA

PRESENTA:

CLEMENTE CRUZ YAEL

NOMBRE DEL PROYECTO:

**“ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS EN ACEITE PARA
UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA TIPO
CAVERNA DE LA C.H. BELISARIO DOMÍNGUEZ”**

PERIODO DE REALIZACIÓN:

AGOSTO-DICIEMBRE 2019

ASESORES:

INGENIERO JULIO ENRIQUE MEGCHÚN VÁZQUEZ (INTERNO)

INGENIERO ADALBERTO LÓPEZ CABRERA (EXTERNO)

AGRADECIMIENTOS

Agradezco tanto por un logro más, primeramente a Dios por nunca abandonarme, por mantenerme firme en el camino, pues solo Él sabe por lo que realmente eh pasado.

A mis abuelos y mis padres que siempre estuvieron conmigo cuando más necesitaba de ellos, que siempre me alentaron a seguir adelante, su apoyo incondicional y la paciencia que me brindaron en los días que me sentía estresado y agobiado.

A mis asesores por tomarse el tiempo para aconsejarme en el trayecto de la residencia profesional, por cambiar un esquema y prepararme para el ámbito laboral.

Gracias querido instituto por tantos momentos y tantas historias, tantas noches de desvelos por trabajos, tantas decepciones ante exámenes no aprobados pero sobre todo gracias por enseñarme a través de mis errores y por darme la satisfacción de lograr lo que siempre me propuse

RESUMEN

En el presente informe técnico de residencia se aborda el tema de cromatografía de gases, técnica empleada para medir concentraciones de gases disueltos en aceite.

Partiendo de los conceptos básicos de un transformador hasta un análisis detallado de historial de pruebas de la C.H. Belisario Domínguez, se llegará a la implementación de un sistema para el monitoreo de gases disueltos en aceite de un transformador de potencia tipo caverna.

INDICE

1. Generalidades del proyecto	1
1.1 Introducción	1
1.2 Descripción de la Empresa	2
1.4 Objetivo General	3
1.5 Objetivos específicos:	3
1.6 Justificación	3
2. Fundamento teórico	4
2.1 El transformador	4
2.2 Los inicios del transformador	4
2.3 Partes, componentes y accesorios de un transformador	6
2.3.1 Núcleo	6
2.3.2 Devanado	7
2.3.3 Parte activa	7
2.3.4 Pasa tapas de entrada	8
2.3.5 Pasa-tapas de salida	8
2.3.6 Placa de datos	8
2.3.7 Radiadores de enfriamiento	8
2.3.8 Sistema de aislamiento	9
2.3.9 Tanque principal	9
2.3.10 Depósito de expansión	9
2.3.11 VVálvula de llenado	9
2.3.12 Accesorios	9
2.3.13 Cambiador de derivaciones (taps)	10
2.3.14 Indicadores	10
2.3.15 Ventiladores	11
2.3.16 Herrajes	11
2.3.17 Pintura	11
2.3.18 Empaques	11
2.4 Clasificación de los transformadores	11
2.4.1 Por operación	11
2.4.1.1 Transformadores de distribución	11
2.4.1.2 Transformadores de potencia	12

2.4.2	Por utilización.....	12
2.4.2.1	Transformador para generador.....	12
2.4.2.2	Transformador de subestación.....	12
2.4.2.3	Transformadores de distribución	12
2.4.2.4	Transformadores especiales	12
2.4.2.5	Transformadores de instrumentos.....	12
2.4.3	Con relación del número de fases	12
2.4.3.1	Transformadores monofásicos	12
2.4.3.2	Transformadores trifásicos	13
2.4.4	Con relación al número de devanados.....	13
2.4.4.1	Un devanado	13
2.4.4.2	Dos y tres devanados	13
2.4.5	Con relación a la configuración	13
2.4.5.1	Conexión Ye-Ye.....	14
2.4.5.2	Conexión Ye-Delta.....	15
2.4.5.3	Conexión Delta-Ye.....	16
2.4.5.4	Conexión Delta-Delta	17
2.4.6	Con relación a la construcción del núcleo	18
2.4.6.1	Tipo columna	18
2.4.6.2	Tipo acorazado	19
2.4.7	Con relación al tipo de medio aislante y refrigerante	20
2.4.7.1	Sumergidos en aceite.....	20
2.4.7.2	Tipo seco.....	20
2.4.8	Otros tipos de transformadores	20
2.5	Métodos de enfriamiento	21
2.5.1	Enfriamiento por convección	21
2.5.1.1	Convección natural (termosifón)	21
2.5.1.2	Convección forzada	22
2.5.2	Enfriamiento por radiación.....	22
2.5.3	Enfriamiento por conducción.....	23
2.5.4	Designación de letras en sistema de refrigeración.....	23
2.5.5	Sistemas de enfriamiento en un transformador	24
2.5.5.1	OA.....	24

2.5.5.2	OA/FA	24
2.5.5.3	OA/FOA/FOA.....	25
2.5.5.4	FOA	25
2.5.5.5	OW.....	25
2.5.5.6	FOW	26
2.5.5.7	AA	26
2.5.5.8	AA/AFA.....	26
2.6	El aislamiento en el transformador	26
2.6.1	Aislamiento sólido	26
2.6.2	Aislamiento líquido	27
2.6.2.1	Aceites artificiales.....	29
2.6.2.2	Aceites derivados del petróleo	30
2.6.2.3	Degradación del sistema aislante	30
2.7	Mantenimiento a transformadores	31
2.7.1	Mantenimiento correctivo	32
2.7.2	Mantenimiento preventivo	33
2.7.3	Mantenimiento predictivo	33
2.8	Pruebas eléctricas realizadas a transformadores	34
2.8.1	Influencias negativas sobre la esperanza de vida de un transformador.....	34
2.8.2	Medición de la capacitancia y el factor de potencia/Factor de disipación	38
2.8.3	Medición de la resistencia del devanado de CC y verificación del OLTC	39
2.8.4	Medición de la relación de transformación del transformador (TTR).....	41
2.8.5	Medición de la corriente de excitación	42
2.8.6	Medición de la impedancia en cortocircuito/Reactancia de dispersión.....	43
2.8.7	Medición de la respuesta en frecuencia de pérdidas de dispersión (FRSL)	44
2.8.8	Desmagnetización	45
2.8.9	Análisis de respuesta a la frecuencia de barrido (SFRA)	46
2.8.10	Análisis de respuesta (en frecuencia) dieléctrica	47
2.8.11	Análisis de transformador de corriente.....	48
2.8.12	Análisis de descargas parciales	50
2.8.13	Localización de descargas parciales	51
2.8.14	Medición y monitoreo temporal en línea de descargas parciales.....	52
2.8.15	Análisis de gases disueltos en aceite	54

2.9	Fallas incipientes	54
2.9.1	Efecto corona	55
2.9.2	Arco eléctrico	55
2.9.3	Descargas parciales	56
2.9.4	Punto caliente.....	56
2.9.5	Pirolisis de la celulosa	56
2.10	Cromatografía de gases	56
2.10.1	Componentes y accesorios de un Cromatógrafo.....	58
2.10.1.1	Fase móvil.....	58
2.10.1.2	Fase estacionaria	59
2.10.1.3	Columna cromatográfica	59
2.10.1.4	Horno.....	59
2.10.1.5	Detectores	59
2.10.2	Interpretación del análisis cromatográfico	60
2.10.2.1	Evaluación de la condición de un transformador por concentraciones de TGDA (TDCG por sus siglas en inglés).....	60
2.10.2.2	Método de los gases claves individuales.....	63
2.10.2.3	Relaciones de Doernenburg	65
2.10.2.4	Relaciones de Rogers.....	67
2.10.2.5	Triángulo de Duval.....	70
3.	Desarrollo.....	71
3.4	Procedimiento y descripción de las actividades.....	71
4.	Resultados	76
4.1	Análisis de pruebas en banco de transformadores.....	76
4.2	Tabla comparativa de equipos	100
4.3	Diagrama de conexión de la sugerencia de equipo a fuente de alimentación	103
4.4	Sugerencia de equipo de acuerdo a la Especificación K0000-23 para equipos de monitoreo en línea de gases disueltos y contenido de agua en aceite aislante de transformadores de potencia.....	103
4.5	Actividades realizadas en la empresa	107
4.5.1	Mantenimiento a Unidad	107
4.5.2	Prueba de cromatografía de gases	111
5.	Conclusiones	118
6.	Competencias desarrolladas.....	119

7. Referencias bibliográficas	120
--	-----

TABLA DE ILUSTRACIONES

Fig. 2. 1 Esquema del núcleo y devanado de un transformador.....	7
Fig. 2. 2 Diagrama de conexión Estrella-Estrella	14
Fig. 2. 3 Diagrama de conexión Estrella-Delta.....	15
Fig. 2. 4 Diagrama de conexión Delta-Estrella.....	16
Fig. 2. 5 Diagrama de conexión Delta-Delta.....	17
Fig. 2. 6 Núcleo tipo columna.....	19
Fig. 2. 7 Núcleo tipo acorazado	19
Fig. 2. 8 Transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural.....	24
Fig. 2. 9 Transformador sumergido en aceite con banco de ventiladores.....	25
Fig. 2. 10 Diagrama de conexión para medición de capacitancia y Factor de Potencia	39
Fig. 2. 11 Diagrama de conexión para medición de resistencia del devanado en CC y verificación del OLTC	40
Fig. 2. 12 Diagrama de conexión para medición de la relación de transformación del transformador	41
Fig. 2. 13 Diagrama de conexión para medición de la corriente de excitación	43
Fig. 2. 14 Diagrama de conexión para medición de impedancia en corto circuito/reactancia de dispersión.....	44
Fig. 2. 15 Diagrama de conexión para medición de respuesta a la frecuencia de pérdidas de dispersión.....	45
Fig. 2. 16 Diagrama de conexión para medición de desmagnetización	46
Fig. 2. 17 Diagrama de conexión para medición de respuesta de la frecuencia de barrido (SFRA)..	47
Fig. 2. 18 Diagrama de conexión para medición de respuestas en frecuencia dieléctrica	48
Fig. 2. 19 Diagrama de conexión para análisis de transformador de corriente	50
Fig. 2. 20 Diagrama de conexión para análisis de descargas parciales	51
Fig. 2. 21 Diagrama de conexión para localización de descargas parciales	52
Fig. 2. 22 Diagrama de conexión para medición y monitoreo temporal en línea de descargas parciales	54
Fig. 2. 23 Concentraciones de gases individuales en Aceite sobrecalentado	64
Fig. 2. 24 Concentraciones de gases individuales en celulosa sobrecalentada	64
Fig. 2. 25 Concentraciones de gases individuales en efecto corona.....	65
Fig. 2. 26 Concentraciones de gases individuales en arco eléctrico	65
Fig. 2. 27 Diagrama de flujo para el método Doernenburg	67
Fig. 2. 28 Diagrama de flujo para el método Rogers.....	69
Fig. 2. 29 Triángulo de Duval.....	70
Fig. 3. 1 Casa de máquinas	72
Fig. 3. 2 Caracol, llamado así por la terminación en los alabes móviles	72
Fig. 3. 3 Playa de montaje, se puede apreciar un transformador monofásico auxiliar	72
Fig. 3. 4 Placa de datos del Banco de Transformadores 3.....	73

Fig. 4. 1 Diagrama para suministro de energía en la sugerencia de equipo	103
Fig. 4. 2 Esquema de comunicación	103
Fig. 4. 3 Gabinete antes del mantenimiento.....	107
Fig. 4. 4 Gabinete después del mantenimiento	107
Fig. 4. 5 Gabinete después del mantenimiento	107
Fig. 4. 6 Gabinete antes del mantenimiento.....	107
Fig. 4. 7 Conexionado en el lado de alta para prueba con Megger Frax 101.....	108
Fig. 4. 8 Megger Frax 101 empleado para realizar el barrido a la frecuencia.....	108
Fig. 4. 9 Sistema de enfriamiento FOW.....	108
Fig. 4. 10 Cambiador de derivaciones en posición 2.....	108
Fig. 4. 11 Extracción pieza a pieza del relé.....	109
Fig. 4. 12 Piezas del relé	109
Fig. 4. 13 Relé ensamblado en Transformador	109
Fig. 4. 14 Interconexión de Transformadores monofásicos en Delta.	110
Fig. 4. 15 Preparación con aislamiento sólido (papel crepé) en las fases del lado de Estrella.	110
Fig. 4. 16 Transport X.....	111
Fig. 4. 17 Válvula para toma de muestras.....	111
Fig. 4. 18 Toma de muestra.....	112
Fig. 4. 19 Válvula de tres vías cerrada.....	112
Fig. 4. 20 Válvula de tres vías abierta permitiendo el paso del aceite del transformador a la jeringa	112
Fig. 4. 21 Válvula de tres vías abierta permitiendo el paso del aceite de la jeringa hacia un depósito para limpiar impurezas y eliminar burbujas de gas de la muestra	112
Fig. 4. 22 Válvula de tres vías abierta permitiendo el paso nuevamente del aceite del transformador a la jeringa	113
Fig. 4. 23 Manejo del equipo Transport X.....	113
Fig. 4. 24 Imán agitador.....	114
Fig. 4. 25 Realizando conexionado de terminales en el Transport X	114
Fig. 4. 26 Purgado con aire del equipo.....	115
Fig. 4. 27 Inyección de muestra a contenedor para la prueba.....	115
Fig. 4. 28 Modificación de límites de concentraciones	116
Fig. 4. 29 Prueba de cromatografía llevándose a cabo	116
Fig. 4. 30 Análisis de resultados	117

Análisis de gases disueltos en aceite para un transformador de potencia tipo caverna de la C. H. Belisario Domínguez

1. Generalidades del proyecto

1.1 Introducción

Los transformadores, máquinas de vital importancia dentro del Sistema Eléctrico Nacional pues nos permiten elevar potencias y transmitir esta misma energía a grandes distancias, teniendo pérdidas mínimas las mismas que se deben únicamente a efecto Joule, corrientes parásitas, etc.

El sistema de enfriamiento de un transformador se determina con la capacidad del transformador, en un transformador de potencia, por lo regular estos transformadores tienen depósito de aceite el cual tiene la función de aislar los devanados así como también como parte de un sistema de enfriamiento.

Sin embargo, el sistema de aislamiento sólido y líquido debido al envejecimiento natural y/o condiciones eléctricas y térmicas provocan una descomposición de estos materiales saturando de gases al aceite.

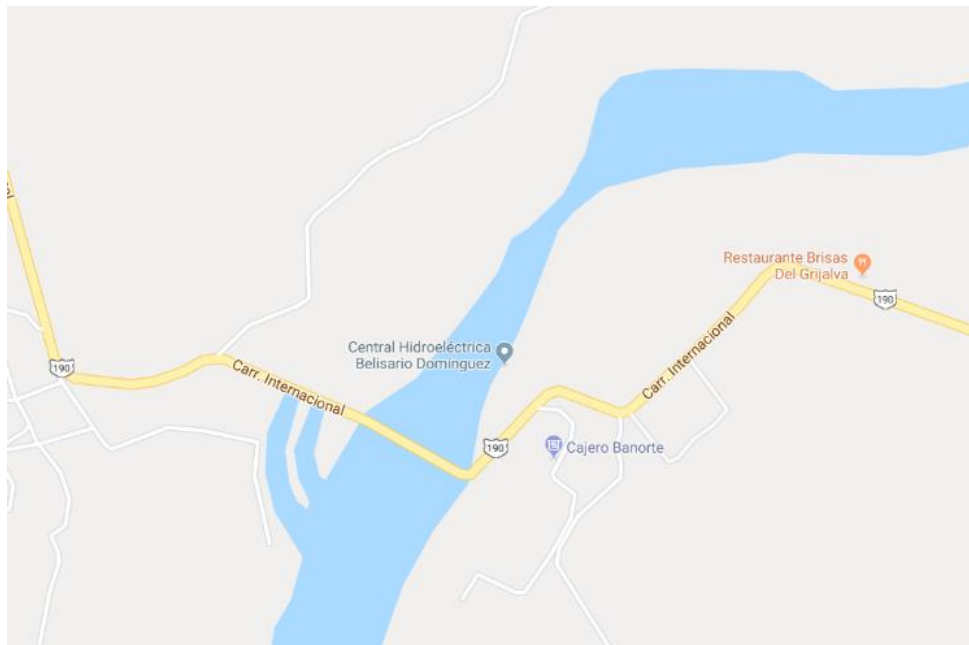
La cromatografía de gases es una técnica bastante interesante pues con ayuda de equipos y muestras de aceite del transformador podemos determinar la concentración de los gases disueltos en el aceite y una vez teniendo los resultados de estas pruebas realizar un análisis detallado con diferentes métodos.

Es debido a su importancia por la que es necesario realizar pruebas constantemente con la que podamos conocer las concentraciones disueltas en aceite con el fin de evaluar las condiciones en la que opera, problemas que puedan estar presentándose o bien que puedan llegar a ocurrir y así, tomar medidas preventivas.

En el presente trabajo se realiza una investigación de análisis e interpretación de pruebas que se realizaron en los transformadores de la C.H. Belisario Domínguez con apoyo de la guía IEEE C57.104, así como una búsqueda de equipos monitoreados en línea capaces de realizar cromatografía de gases.

1.2 Descripción de la Empresa

La Presa Angostura formalmente llamada Belisario Domínguez, es una presa ubicada en el estado de Chiapas sobre el cauce del río Grijalva en el municipio de Venustiano Carranza (53 Km al sureste de Tuxtla Gutiérrez) y puesta en operación en 1976.



La Central Hidroeléctrica cuenta con una capacidad de embalse aproximadamente de 10,727 de Hectómetros cúbicos de agua (el mayor embalse del estado), una capacidad efectiva instalada de 900 MW es decir 5 unidades de 180 MW.

Misión de la empresa

Desarrollar actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano, procurando el mejoramiento de la productividad con sustentabilidad, en beneficio de la población de la población y contribuir con ello al desarrollo nacional

Visión de la empresa

Ser una empresa de energía, de las mejores a nivel mundial, con presencia internacional, fortaleza financiera y reconocida por su atención al cliente, competitividad, transparencia, calidad en el servicio, capacidad de s personal, vanguardia tecnológica y aplicación de criterios de desarrollo sustentable.

El proyecto pertenece al Departamento Eléctrico a cargo del Ingeniero Adalberto López Cabrera y es en la oficina de este departamento donde se realizó el proyecto con excepción con de algunas actividades en las que se necesitaban trabajo de campo.

1.3 Problemas a resolver

Tener un sistema para el análisis de gases disueltos en aceite favorece en gran medida a una central pues con ello realizaría un monitoreo constantemente de las concentraciones de gases para conocer las condiciones de operación y predecir futuras fallas observando comportamiento de un historial.

Sin embargo la C.H. Belisario Domínguez no cuenta con un sistema o equipo propio para realizar pruebas de cromatografía de gases pues depende de la disponibilidad de un equipo portátil proporcionado en oficinas ubicadas en Tuxtla Gutiérrez.

1.4 Objetivo General

Implementar un sistema que permita diagnosticar y analizar de acuerdo a las mediciones de valores de gases cromatográficos para poder monitorear y detectar anticipadamente fallos en transformadores de potencia.

1.5 Objetivos específicos:

- Aprender sobre el funcionamiento del transformador de potencia.
- Conocer más a fondo de las actividades de mantenimiento y mejoras que se realizan dentro la central.
- Aprender a realizar las pruebas de cromatografía de gases en un transformador de potencia con equipo portátil.
- Realizar un análisis de resultados de pruebas de cromatografía de gases con diversos métodos (Rogers, Duval, Doernenburg, Gases claves).

1.6 Justificación

La importancia de un transformador se determina por la función que realiza dentro de un sistema eléctrico, por las capacidades y características especiales. En el caso de los transformadores de potencia debido a las características principales el presentarse un problema que requiera de manteniendo correctivo resulta en gastos demasiado elevados.

Hay una gran cantidad de equipos para realizar pruebas pero la técnica de cromatografía de gases parece ser un buen método para detectar problemas que podrían estar suscitándose o bien predecir una falla mayor con un análisis de datos obtenidos de equipos.

Es por eso que se optó por implementar un sistema para el análisis de gases disueltos en aceite, si bien es cierto que existen equipos portátiles para cromatografía de gases debido a sus pequeños inconvenientes por ejemplo la manipulación de instrumentos delicados siendo este uno de tantos motivos por lo que se decidió inclinarme por los equipos de monitoreo en línea para mayor comodidad del usuario.

2. Fundamento teórico

2.1 El transformador

El transformador es una máquina eléctrica alterna capaz de transformar parámetros tales como la tensión y corriente. Basando su funcionamiento en el principio de inducción de Faraday, transfiere potencia eléctrica de un devanado a otro a través de un acoplamiento magnético y manteniendo sin cambios la frecuencia.

Uno de los devanados se conecta a una fuente eléctrica alterna y el segundo (y quizá el tercero) suministra energía eléctrica a las cargas. El devanado del transformador que se conecta a la fuente de potencia se llama devanado primario o devanado de entrada, y el devanado que se conecta a la carga se llama devanado secundario o devanado de salida. Si hay un tercer devanado en el transformador, se llama devanado terciario.

El transformador consta de una, dos o más bobinas de alambre conductor enrolladas alrededor de un núcleo ferromagnético común, el cual proporciona una vía controlada para el flujo magnético generado y por la corriente que fluye a través de los devanados (también conocidos como bobinas) [1].

2.2 Los inicios del transformador

Hans Christian Oersted, científico danés que en 1820 demostró que cuando una corriente eléctrica fluía se generaba un campo magnético. En ese tiempo se consideraba a la electricidad y al magnetismo como fuerzas separadas y no relacionadas. Descubrir que la electricidad era capaz de generar un campo magnético dio pie a pensar que el magnetismo era capaz de generar electricidad.

A partir de los estudios de Oersted, Michael Faraday descubrió en 1831 la inducción, siendo posteriormente reconocida como ley siendo base fundamental para la generación de electricidad por medio del magnetismo. En sus primeros experimentos, Faraday buscaba inducir una corriente en un conductor utilizando dos conductores enrollados sobre una bobina. Para hacer pasar corriente por el primero de los conductores, Faraday conectó una batería de pilas al mismo produciendo una corriente directa. Este experimento lo llevó a resultados inicialmente negativos. Probó con diferentes conexiones y diferentes valores de voltaje. Sin embargo, mediante la observación detenida, este científico documentó que cuando conectaba el circuito era posible identificar un pequeño desplazamiento en la aguja del sensible galvanómetro que utilizaba. De esta manera descubrió que el cierre y apertura del circuito primario inducía una de manera instantánea en el circuito secundario. A estas corrientes las denominó corrientes inducida e inductora. Un mayor análisis de los resultados de este y subsecuentes experimentos lo llevaron a enunciar la ley de inducción. Uno de sus principales experimentos es conocido como el anillo de inducción de Faraday (), el cual consistía de unos toroides de alambre sobre los que arrollaba dos bobinados de hilo de cobre superpuestos y aislados uno del otro para que cuando circule corriente por alguno de ellos cambiando su intensidad bruscamente al abrir o cerrar el interruptor de la pila de alimentación se induzca una corriente variable sobre el galvanómetro. Este experimento fue una evolución del mencionado anteriormente.

Heinrich Daniel Ruhmkorff, científico e inventor que construyó y patentó en el años de 1851 un aparato capaz de transformar la energía generada por una pila a elevadas fuerzas electromotrices. Realmente estos aparatas eran conocidos como inductores de chispas () y estaban constituidos por un núcleo de hierro rectilíneo y común a dos bobinas aisladas eléctricamente entre sí. Haciendo circular una corriente a través de una bobina de pocas espiras y sección gruesa, interrumpiéndola y conectándola intermitentemente y de forma regular originando un campo magnético que produce una tensión en la bobina construida por un hilo de pequeña sección y muchas espiras. La observación más importante de este aparato es que las corrientes y voltajes de las bobinas dependen proporcionalmente del número de espiras que la forman.

Hippolyte Louis Fizeau, físico francés que introdujo en el año 1853 el condensador en el circuito primario, entre el generador y el interruptor a manera de limitar el desgaste del martillo del interruptor, vibrador, producido por las chispas generadas.

Foaucault en el año 1856 modificó el interruptor formado por un electroimán que se mueve sobre una armadura montadas sobre una lámina vibrante. Esta aplicación se llevó a cabo sobre todo en las grandes bobinas.

Zénobe Théophile Gramme en el año de 1874 se presenta en la Academia de Ciencias de París un aparato consistente básicamente en un anillo formado por una serie de bobinas de gran acción y de un conjunto de bobinas de hilo fino enrolladas delante de los polos de un electroimán por este científico. Tal aparato se caracteriza por ser capaz de modificar los valores relativos de la intensidad de corriente y la FEM.

P.N. Jablochhoff, científico ruso que presentó un transformador de doble devanado en el año de 1876. La finalidad de este instrumento era alimentar con corriente de alta tensión una serie de lámparas de iluminación eléctrica. Para su descripción no hay como las propias palabras de Jablochhoff en su patente y traducida del francés: “En resumen, reivindico la explotación exclusiva de la nueva disposición de corrientes que ha combinado, para la iluminación eléctrica y que está esencialmente caracterizada por ejemplo de bobinas de inducción interpuestas sobre un mismo circuito, para desarrollar una serie de corrientes inducidas, constituyendo unas fuentes distintas y permanentes para alimentar, separadamente, varios centros luminosos de distintas intensidades, como una fuente única de electricidad”. Este aparato funcionaba con corriente alterna en régimen permanente más que con variaciones en las conexiones y desconexión de corriente continua.

Lucien Gaulard y John Dixon Gibbs en la patente con el número 151458 en 1882 inventaron un aparato verdaderamente útil para la transmisión de la energía eléctrica a través de grandes distancias por medio de la corriente alterna con la combinación de dos parámetros tales como son la intensidad y la tensión. Este aparato fue nombrado “nuevo sistema de distribución de electricidad para la producción para la producción de luz y fuerza motriz” en la patente, mas ya había sido bautizado anteriormente como generador secundario. La principal diferencia entra ese aparato y el transformador que conocemos hoy en día consiste en el acoplamiento de los dispositivos, el cual se realizaba en serie al igual que las cargas.

En el año de 1883 se presenta por primera vez el sistema de corriente alterna en Londres, en la Electrical Exhibition in the Westminster Aquarium. En abril de ese mismo año presentan su invento ante los dirigentes de la Metropolitan Railway Company en Londres, donde para noviembre ya estaban instalados generadores secundarios en varias estaciones de la línea del metro Circle Line.

Se presenta en 1884 el invento de Gaulard y Gibbs en la exposición de Turín, mejor explicado en las notas del autor Luis Martínez Barrios: “En el mes de septiembre de 1884 una red unía la exposición de Turín, Venaria y Lango, situadas sobre la línea del ferrocarril de la Italia del norte. Una máquina Siemens de 30 caballos producía la corriente alterna con destino a la exposición; el hilo de bronce cromado de 3,7 mm de diámetro, había sido puesto sobre los postes telegráficos; la longitud total del circuito era de 80 Km.

En 1885 se solicita una patente para el sistema de distribución en corriente alterna con alimentación en paralelo y transformadores de distribución, dicha patente fue presentada por la compañía Ganz y Cia. La diferencia del transformador de los húngaros (Otto Titus Blathy, Miska Deri y Karoly Ziperowsky) con el de Gaulard y Gibbs consistió primordialmente en el circuito magnético cerrado y la marcha en paralelo de los transformadores y las cargas. Por tal motivo, aunque algunos consideran la creación del transformador el día 07 de agosto de 1884, el profesor Milan Vidmar, en su obra Die Transformatoren, cita el año de 1885 como la fecha de su surgimiento.

2.3 Partes, componentes y accesorios de un transformador

En el desarrollo y perfeccionamiento de los transformadores han influido varios factores. Las propiedades físicas de los materiales de que están contruidos han mejorado en gran manera, particularmente los aislantes y materiales magnéticos para los núcleos.

La experiencia ha llevado a un empleo más eficaz de los materiales disponibles y a mejorar los métodos de ensamble de los mismos. Adicionalmente, los aceites actuando como medio de refrigeración y aislantes han facilitado la construcción de grandes transformadores de potencia de alta tensión.

El servicio que debe realizar un transformador o la clasificación a la que se le atribuye determina las características físicas de su construcción. Los componentes son:

2.3.1 Núcleo

El núcleo de los transformadores está formado por chapas (láminas) delgadas de hierro magnético al silicio. En todos los transformadores el núcleo es asegurado por una estructura de prensado que permite reducir las vibraciones, el nivel de ruido y las corrientes de excitación, evitando el consecuente calentamiento por dichos fenómenos.

Los dos tipos fundamentales de estructura de transformador son el tipo de núcleo, en el cual dos grupos de devanados abrazan a un núcleo único, y el tipo acorazado, en el cual un único grupo de devanados abraza, al menos, dos núcleos dispuestos en paralelo. Una modificación de este tipo es el llamado tipo acorazado distribuido, corrientemente empleado en

transformadores de distribución. Para transformadores de potencia y algunos de distribución para alta tensión se utiliza con frecuencia la estructura tipo de núcleo.

La elección del tipo de construcción del núcleo se ve influenciada por las características eléctricas que debe aportar, costos de construcción y reparaciones, exigencias del espacio, refrigeración, aislamiento y robustez mecánica.

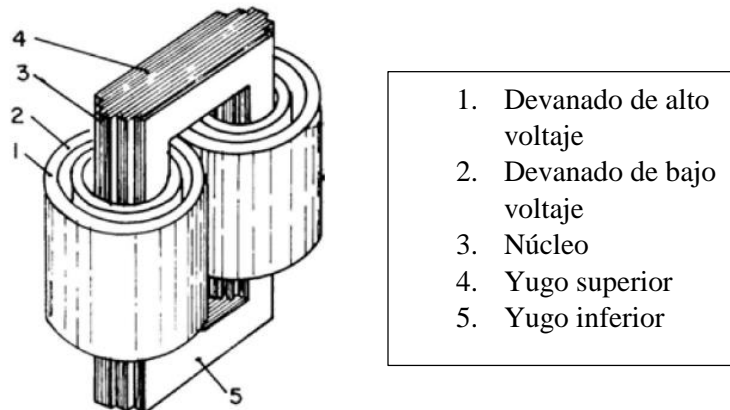


Fig. 2. 1 Esquema del núcleo y devanado de un transformador

2.3.2 Devanado

Los devanados de los transformadores sumergidos en aceite son en general de cobre electrolítico y, en algunos casos especiales, de aluminio.

Dependiendo el tipo de bobina pueden tener forma redonda, rectangular o en fleje y, cuando se requiere, las soldaduras son en plata. En los transformadores pequeños para baja tensión se emplea hilo redondo, pero en los transformadores grandes los conductores suelen ser rectangulares.

La elección del material de los devanados está influenciada por su costo. El oro y la plata son mejores conductores de electricidad que el cobre pero en el caso de la plata su costo es unas 50 veces mayor comparado con el del cobre. Por sus excelentes características conducción/costo el cobre es el metal de uso casi exclusivo en los devanados de los transformadores.

Tanto los devanados de baja tensión como los de alta, están provistos de canales de refrigeración para la circulación libre del aceite y están aislados con papel del tipo presspan, revestido con resina epóxica, estable ante las altas temperaturas, que pega íntegramente el papel al cobre del devanado formando un conjunto muy resistente a desplazamientos, lo cual permite después del secado obtener una adecuada resistencia al cortocircuito.

2.3.3 Parte activa

Los devanados y el núcleo están unidos en una estructura llamada 'parte activa'. Este conjunto se encuentra inmovilizado dentro del tanque del transformador evitando que las

vibraciones producidas durante el transporte lo afecten y también, que en el caso de un cortocircuito, no se presenten desajustes o deformación de las bobinas.

2.3.4 Pasa tapas de entrada

Conectan el embobinado primario del transformador con la red eléctrica de entrada a la estación o subestación transformadora.

2.3.5 Pasa-tapas de salida

Conectan el bobinado secundario del transformador con la red eléctrica de salida a la estación o subestación transformadora

2.3.6 Placa de datos

En ella se recogen las características más importantes del transformador, esto con el fin de disponer de estos datos en caso de ser necesario. La placa característica será metálica e inoxidable fijada al fondo del compartimiento de conexiones. Tendrá la siguiente información en español, por mencionar algunas:

- Nombre del fabricante
- Número de serie
- Año de fabricación
- Número de fases
- Frecuencia de operación
- Capacidad nominal (Kva)
- Voltaje nominal primario
- Voltaje nominal secundario
- Voltaje nominal en cada derivación
- Aumento promedio de temperatura en devanados (°C)
- Temperatura ambiente promedio diaria (°C)
- Impedancia en (%)
- Peso total aproximado (Kg)
- Diagrama de conexión (unifilar)
- Identificación del líquido aislante
- Litros aproximados del líquido aislante
- Tipo de enfriamiento

2.3.7 Radiadores de enfriamiento

El propósito es disipar el calor que se pueda producir en las carcasas del transformador y evitar así que el aceite se caliente en exceso. Estos elementos son planos y vienen fijamente soldados al tanque.

Se constituyen de hierro y su diámetro es considerablemente delgado en comparación con las paredes del tanque.

2.3.8 Sistema de aislamiento

La función principal del sistema de aislamiento dentro del transformador es de dos tipos: aislamiento térmico; encargado de disipar el calor generado en el transcurso de la operación de la unidad y el aislamiento eléctrico, encargado de actuar como medio dieléctrico para prevenir la formación de arcos entre dos conductores con alta diferencia de potencial

El sistema de aislamiento se puede dividir en sistema de aislamiento sólido y líquido (dependiendo si es un transformador seco o sumergido en aceite).

Para transformadores de potencia podemos encontrar otras partes fundamentales, entre las cuales destacan:

2.3.9 Tanque principal

Los transformadores que emplean la refrigeración por líquido deben tener sus núcleos y devanados necesariamente encerrados en tanques que eviten las pérdidas del refrigerante. Estos tanques están contruidos por chapas (láminas) lisas de acero, soldadas entre sí y pueden tener forma redonda, ovalada, elíptica o rectangular.

Estos tanques deben tener una holgura suficiente para permitir la dilatación y contracción térmicas del aceite. En los transformadores de distribución es corriente utilizar un tanque hermético con una cámara de aire suficiente entre la tapa y el aceite que permita que éste comprima o dilate el aire encerrado. En algunos transformadores grandes, la cámara sobre el aceite se llena de nitrógeno mantenido a una presión ligeramente superior a la atmosférica.

En general, a los transformadores grandes se les permite “respirar”. Un método utilizado para ello consiste en conectar al tanque principal un tambor “conservador de aceite” o tanque de expansión. El aceite refrigerante llena el tanque principal por completo y parcialmente el de expansión. En la parte superior de éste existe un orificio de respiración a la atmósfera. El respiradero puede estar equipado de un filtro químico que elimine la humedad y el oxígeno del aire que penetre en el tanque conservador.

El tanque tiene a su vez componentes como es la cubierta, fondo o base, registro y conector a tierra.

2.3.10 Depósito de expansión

Sirve de cámara de expansión del aceite, ante las variaciones de volumen que sufre esta debido a la temperatura

2.3.11 VVálvula de llenado

Permite introducir líquido refrigerante en el tanque del transformador.

2.3.12 Accesorios

Los transformadores deben ser construidos con un tanque hermético, con el objeto de la preservación en buen estado del aceite aislante y proteger las partes energizadas del transformador. Sirve también como estructura de montaje para los accesorios y equipo de control.

La Norma Oficial Mexicana NOM-J-116-ANCE-2005, marca los accesorios requeridos para un transformador:

Indicador magnético de nivel de aceite

- Válvula de sobrepresión
- Válvula de alivio
- Relevador de presión súbita
- Indicador de temperatura del aceite
- Indicador de temperatura del devanado
- Indicador de la temperatura máxima de operación hot spot
- Indicadores y registradores de temperatura remotos.
- Gabinete de control o centralizador
- Transformadores de corriente
- Relevador de flujo
- Sistemas de preservación del aceite
- Bombas e indicadores de flujo
- Punto de conexión a tierra

2.3.13 Cambiador de derivaciones (taps)

Hay dos clases de transformadores con TAP uno de ellos es el que realiza cambios sin carga, después de haber abierto los circuitos de carga y alimentación del transformador y los que operan sin quitar la carga. Los primeros son relativamente sencillos y se encuentran en casi todos los transformadores modernos ara capacidades medianas (100Kva) en tensiones usuales para distribución y su objeto es adaptar el enrollamiento de alta a la tensión dominante de la línea, de manera de obtener una tensión secundaria aprobada y i es posible normal, aunque la tensión de alimentación difiera un porcentaje de lo normal.

Para transformadores de potencia habrá que incluir lo siguiente:

2.3.14 Indicadores

Estos indicadores se identifican como “T” para temperatura, “NA” nivel de aceite, “P” presión, en Transformadores de 500 Kva o mayores por norma deberá de llevar tres tipos de indicadores: de Temperatura, de nivel de líquidos refrigerantes y el de presión, los cuales tienen la función de indicarnos el comportamiento interno del transformador

Los aparatos normalmente se montan en la parte alta del tanque, donde se supone que el aceite alcanza la mayor temperatura, y generalmente tiene dos agujas, una que señala la temperatura actual y otro que indica la mayor temperatura a que ha llegado el aceite en un periodo dado.

2.3.15 Ventiladores

Existen transformadores de potencia a los cuales en su sistema de enfriamiento se incluyen ventiladores, los cuales se construyen de hierro y su diámetro es considerablemente delgado en comparación con las paredes del tanque y su función es la de enfriar el líquido refrigerante que contiene el conjunto en su exterior.

Y entre otros aspectos que destacan en un transformador son los:

2.3.16 HERRAJES

Son los elementos que permiten la conexión al transformador de los cables de acometida generalmente de cobre.

2.3.17 Pintura

El tipo de pintura depende del sitio de instalación del transformador. Las pinturas anticorrosivas y los esmaltes empleados para el acabado son sintéticos.

Para transformadores de potencia y sitios agresivos y/o muy salinos se emplean pinturas tipo epóxica y para transformadores de distribución tipo alquídica. El método de limpieza de los equipos antes de pintarlos, es por chorro de arena (sand blasting).

2.3.18 Empaques

Se emplean para asegurar la hermeticidad o sellado entre tanque y herrajes. Se fabrican de caucho sintético apto especialmente para aplicaciones que requieran resistencia a los aceites derivados del petróleo, sin llegar a contaminarlos. Poseen buena resistencia a los ácidos y las bases, excepto cuando tengan un fuerte efecto oxidante; además tienen buena resistencia al envejecimiento por temperatura, a la rotura por cargas de choque, baja deformación y buena resistencia eléctrica y a la abrasión.

2.4 Clasificación de los transformadores

Existe una gran cantidad de transformadores, estos son clasificados de distintas maneras según la operación, la forma en que están contruidos y la aplicación

2.4.1 Por operación

Esta clasificación se refiere a la energía o potencia que manejan en el sistema eléctrico.

2.4.1.1 Transformadores de distribución

Son transformadores que tienen una capacidad de 3 KVA a 500 KVA, manejando voltajes hasta de 34.5 KV. La mayoría de tales unidades están proyectadas para montaje sobre postes.

Por encima de los transformadores de 18 KV, se construyen para montaje en estaciones o en plataformas.

Un transformador de distribución se utiliza para suministrar cantidades relativamente pequeñas de energía a residencias. Se utiliza al final del sistema de administración de la empresa proveedora

2.4.1.2 Transformadores de potencia

Son transformadores que tienen una capacidad superior a 500 KVA y maneja voltajes hasta de 400 KV. Se emplean subtransmisión y transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión. En un tipo de transformador de potencia, existen tres devanados secundarios separados, cada uno diseñado para una salida de tensión y una corriente diferente.

Los transformadores con capacidades nominales más altas son habitualmente más eficientes debido al calibre mayor de hilo que se utiliza en los devanados, y al área transversal mayor del núcleo.

2.4.2 Por utilización

Esta clasificación se refiere a la ubicación dentro del sistema eléctrico.

2.4.2.1 Transformador para generador

Son transformadores que van conectados a la salida del generador, elevando el voltaje producido. Proporciona la energía a la línea de transmisión.

2.4.2.2 Transformador de subestación

Se conectan en diferentes puntos de las líneas de transmisión para reducir el voltaje a niveles requeridos por la red eléctrica (subtransmisión).

2.4.2.3 Transformadores de distribución

Reduce la tensión de subtransmisión aplicables a las zonas de consumo.

2.4.2.4 Transformadores especiales

Son transformadores de potencia diseñados para las aplicaciones no incluidas en las anteriores y que pueden ser: reguladoras de tensión, transformadores para rectificador, transformadores para horno de arco eléctrico, etc.

2.4.2.5 Transformadores de instrumentos

Son transformadores de potencial y transformadores de corriente que son usados en la medición, en la protección y en el control.

2.4.3 Con relación del número de fases

2.4.3.1 Transformadores monofásicos

Transformadores que son conectados a una fase y a un neutro, tiene solo un devanado para alta y uno para baja. Los transformadores son fabricados con núcleo enrollado de tipo acorazado, diseñados para pérdidas bajas en hierro y cobre.

2.4.3.2 Transformadores trifásicos

Transformadores que son conectados a tres fases y pueden o no estar conectados a neutro, tiene tres devanados de alta y tres devanados de baja. Un sistema trifásico se puede obtener empleando transformadores monofásicos, los circuitos magnéticos son completamente independientes, sin que se produzca reacción o interferencia alguna entre los flujos respectivos.

Otra posibilidad es la de utilizar un solo transformador trifásico compuesto de un único núcleo magnético en el que se han dispuesto tres columnas sobre las que se sitúan los arrollamientos primario y secundario de cada una de las fase, constituyendo esto un transformador trifásico.

2.4.4 Con relación al número de devanados

2.4.4.1 Un devanado

A los transformadores que solo cuentan con un solo devanado se les conoce como autotransformadores. Definiendo, es un transformador de potencia que consiste en un solo devanado continuo el cual es derivado en un lado para proporcionar ya sea una función de elevación o una función de reducción.

El devanado del autotransformador está eléctrica y magnéticamente interconectados resultando más económico que un transformador de dos devanados con la misma capacidad nominal. También tiene una mejor regulación (caídas de tensión menores), y una mayor eficiencia. Además, puede utilizarse para obtener el hilo neutro de un servicio de 240/120 volts de tres hilos, de manera similar al devanado secundario de un transformador de dos devanados.

Se emplea habitualmente para transformar entre dos circuitos de alta tensión, digamos uno de 22,000 volts y el otro de 13,800 volts. La desventaja es que al estar tanto el circuito primario (lado de alta tensión) está conectado directamente al circuito secundario (lado de baja tensión) se considera inseguro para uso en circuitos de distribución ordinarios.

2.4.4.2 Dos y tres devanados

La disposición de los devanados en los transformadores, debe ser hecha de tal forma que se concilien en la mejor forma las dos exigencias que son contrastantes entre sí, del aislamiento y de la menor dispersión del flujo. La segunda requiere de la mayor separación entre devanados, en tanto la tercera, requiere que el primario se encuentre lo más cercano posible al secundario

2.4.5 Con relación a la configuración

Un transformador trifásico consta de tres transformadores, ya sea separados o combinados sobre un solo núcleo. Los primarios y secundarios de cualquier transformador trifásico se puede conectar independientemente en ye (Y) o en delta (Δ). Realizando combinaciones tenemos un total de cuatro posibles conexiones en un banco de transformadores trifásico.

La clave para analizar un banco trifásico es ver solo un transformador del banco. Cualquier transformador del banco se comporta exactamente como los transformadores monofásicos estudiados. La impedancia, la regulación de voltaje, la eficiencia y los demás cálculos para los transformadores trifásicos se llevan a cabo con base en un criterio por fase, utilizando exactamente las mismas técnicas desarrolladas para los transformadores monofásicos.

El tipo de conexión empleado tanto para los devanados primarios como los secundarios determinarán los parámetros característicos del banco de transformador.

2.4.5.1 Conexión Ye-Ye

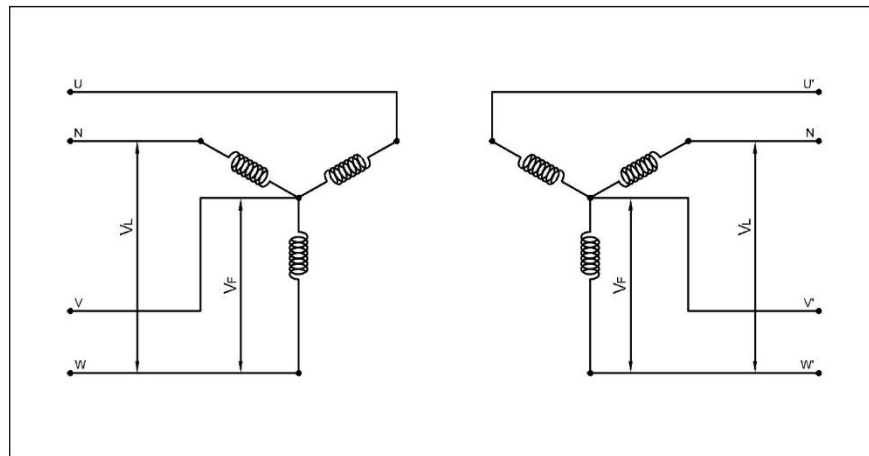


Fig. 2. 2 Diagrama de conexión Estrella-Estrella

Características

Tanto en el devanado primario como en el secundario

$$V_L = (\sqrt{3})(V_F)$$

$$I_L = I_F$$

Ventajas

- Conexión más económica para pequeñas cargas de alto voltaje.

- Ambos neutros accesibles para aterrizamiento, o para formar un sistema balanceado de cuatro hilos.
- Al permitir el conductor neutro, logra que todo el sistema tenga respecto a tierra una tensión prefijada

Desventajas

- Si las cargas en el circuito del transformador no están equilibradas, entonces los voltajes en las fases del transformador pueden llegar a desequilibrarse severamente
- Esta conexión se ve mucho más afectada por los armónicos
- En caso de faltar uno de los transformadores, el resto es incapaz de alimentar carga trifásica

2.4.5.2 Conexión Ye-Delta

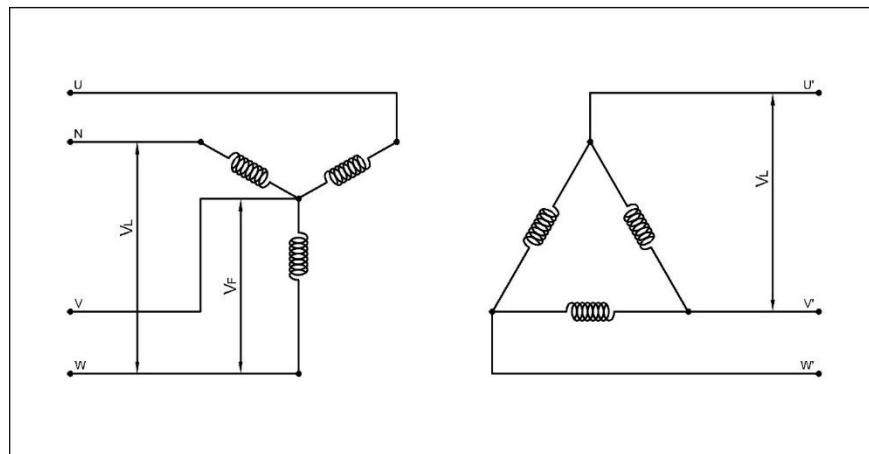


Fig. 2. 3 Diagrama de conexión Estrella-Delta

Características

Esta conexión se utiliza mayormente en los sistemas de transmisión de las subestaciones receptoras cuya función es reducir voltajes. En sistemas de distribución es poco usual; se emplea en algunas ocasiones para distribución rural a 20 Kv.

Una razón de ello es que se tiene un neutro para aterrizar el lado de alto voltaje lo cual es conveniente y tiene grandes ventajas.

En el devanado primario, los voltajes de línea y de fase cumplen la siguiente relación:

$$V_L = (\sqrt{3})(V_F)$$

$$I_L = I_F$$

Mientras que en el devanado secundario

$$V_L = V_F$$

$$I_L = (\sqrt{3})(I_F)$$

Ventajas

- La conexión delta anula el efecto de las armónicas.

Desventajas

- Debido a la conexión estrella en su lado primario presente una falta de simetría respecto a las corrientes y tensiones.

2.4.5.3 Conexión Delta-Ye

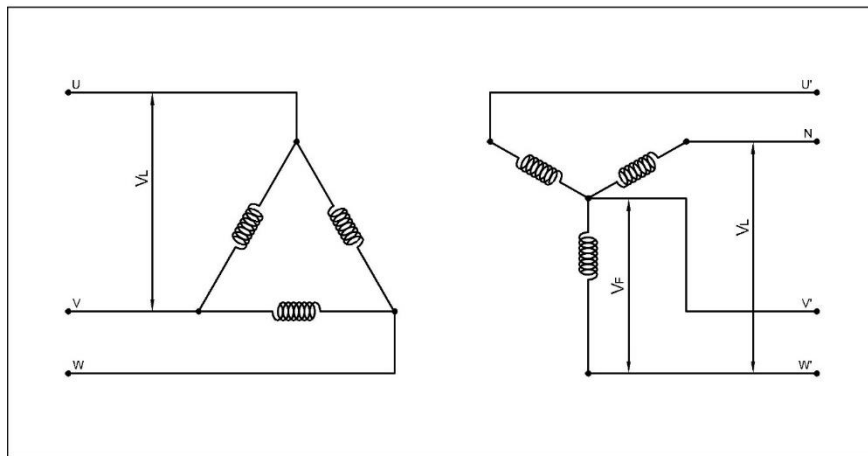


Fig. 2. 4 Diagrama de conexión Delta-Estrella

Características

Esta conexión es de las más empleadas, se emplean en los sistemas de potencia con el propósito de elevar los voltajes de generación o de transmisión, en los sistemas de distribución para alimentación de fuerza y alumbrado.

Esta conexión se emplea en aquellos sistemas de transmisión en que es necesario elevar voltajes de generación. En sistemas de distribución es conveniente su uso debido a que se pueden tener 2 voltajes diferentes (entre fase y neutro).

En el devanado primario, los voltajes de línea y de fase cumplen la siguiente relación:

$$V_L = V_F$$

$$I_L = (\sqrt{3})(I_F)$$

Mientras que en el devanado secundario

$$V_L = (\sqrt{3})(V_F)$$

$$I_L = I_F$$

Ventajas

- No se ve afectado por armónicas debido a que tiene un lado de delta
- Acepta bastante bien las cargas desequilibradas por el neutro secundario.

Desventajas

- Debido a la conexión estrella en su lado secundario presenta una falta de simetría respecto a las corrientes y tensiones.

2.4.5.4 Conexión Delta-Delta

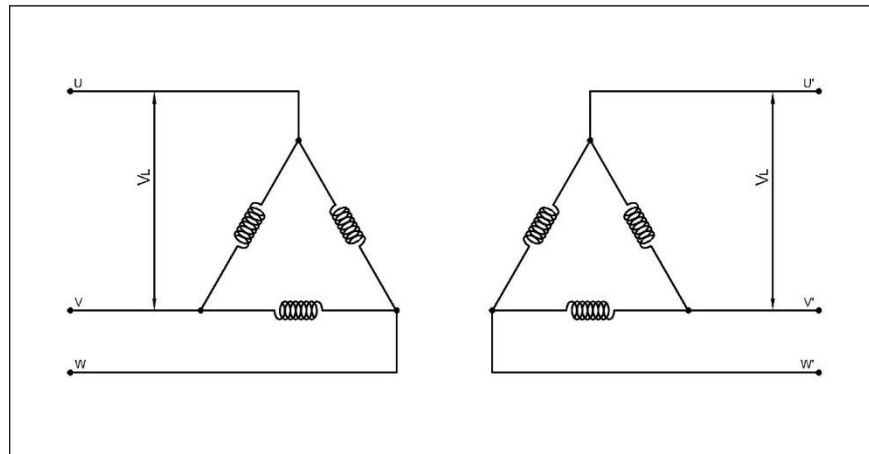


Fig. 2. 5 Diagrama de conexión Delta-Delta

Características

Esta conexión se distingue porque los arrollamientos están conectados directamente a dos hilos de la línea en ambos lados, lo cual determina de manera precisa la tensión aplicada y desarrollada en cada arrollamiento. Además, los tres enrollamientos de cada lado forman un

circuito cerrado por el cual puede fluir una corriente ficticia que tenga igual sentido en las tres fases al mismo tiempo, como lo es la tercera armónica.

Tanto en el devanado primario como en el secundario, se cumplen estas dos condiciones:

$$V_L = V_F$$

$$I_L = (\sqrt{3})(I_F)$$

Ventajas

- Para este tipo de conexiones podemos emplear conductores de menor diámetro al operar a tensión más alta.

Anular las terceras armónicas por tener de ambos lados conexiones delta.

Desventajas

- Al no permitir conducir neutro, no permite la distribución con dos tensiones alternativas.

2.4.6 Con relación a la construcción del núcleo

2.4.6.1 Tipo columna

En los núcleos magnéticos de los transformadores tipo columna se distinguen dos partes principales: “las columnas” o piernas y los “yugos”, en las columnas se alojan los devanados y los yugos unen entre sí a las columnas para cerrar el circuito magnético.

Debido a que las bobinas se deben montar bajo un cierto procedimiento y desmontar cuando sea necesario por trabajos de mantenimiento, los núcleos magnéticos son armados en tal forma que son desmontables, para poder meter y sacar las bobinas de las columnas, pudiendo los núcleos que cierran el circuito magnético, terminar el mismo nivel en la parte que está en contacto con los yugos. O bien con salientes, en ambos casos los núcleos se arman con

“juegos” de laminaciones para columnas y yugos que se arman por capas de arreglos “pares” e “impares”

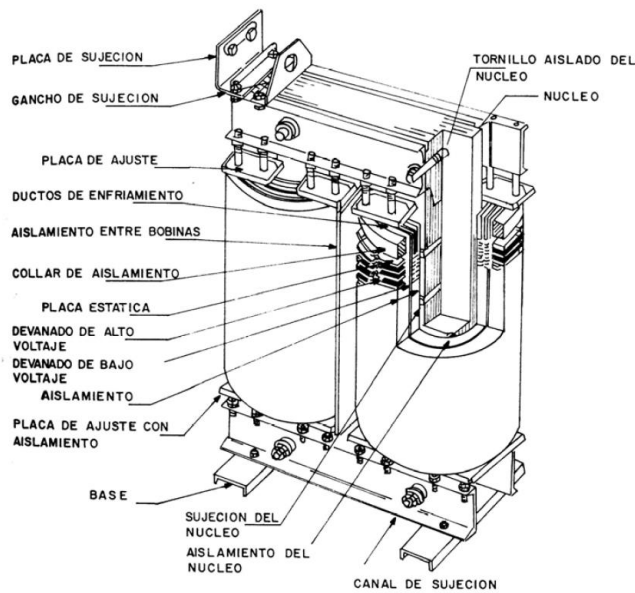


Fig. 2. 6 Núcleo tipo columna

2.4.6.2 Tipo acorazado

En los tipos de núcleos tienen la ventaja con respecto al llamado tipo columna, de reducir la dispersión magnética su uso es más común en los transformadores monofásicos. En el núcleo acorazado los devanados se localizan sobre la columna central y cuando se trata de transformadores pequeños, las laminaciones se hacen en troqueles. Las formas de construcción pueden ser distintas y varían de acuerdo con la potencia.

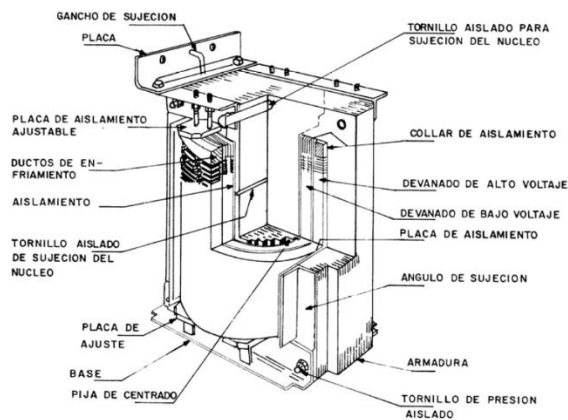


Fig. 2. 7 Núcleo tipo acorazado

2.4.7 Con relación al tipo de medio aislante y refrigerante

2.4.7.1 Sumergidos en aceite

Muchos de estos transformadores se encuentran en una caja de láminas de metal ajustadas estrechamente o tanque de aceite. El aceite proporciona un buen aislamiento eléctrico y aleja el calor del núcleo y de los devanados.

Los pequeños transformadores pueden ser enfriados suficientemente a través de la circulación del aceite en el tanque solamente. Los transformadores más grandes pueden utilizar ventiladores para el enfriamiento adicional del aceite y bombas de aceite para circulación y en este caso se emplean en transformadores todavía más grandes.

Además del aceite, se utilizan otros líquidos de enfriamiento, por ejemplo silicona. La silicona puede utilizarse en una aplicación en donde el aceite no es adecuado, como por ejemplo en casos en los cuales la inflamabilidad es un problema.

El sellado de la caja o tanque de transformador es importante, especialmente en el caso de una unidad llena de aceite. En caso de existir penetración de humedad y oxígeno a este tanque, la degradación del aceite se hará presente provocando disminución en su calidad y propiedades dieléctricas.

2.4.7.2 Tipo seco

Un transformador diseñado para operar en el aire se conoce como un transformador del tipo seco. El diseño no requiere de la ayuda de un líquido para disipar el exceso de calor. Una circulación natural o auxiliada por ventilador a través de las aberturas de ventilación es todo lo que se requiere para cumplir con los requerimientos de clasificación de temperatura.

Puesto que no se utiliza ningún líquido, no se requiere de un tanque pero si de un tipo de gabinete.

Estos transformadores son de fabricación especial y se caracterizan porque el núcleo y los devanados no están sumergidos en un líquido aislante y refrigerante. Las bobinas están fabricadas con arrollamientos de aluminio y el aislamiento está constituido por una mezcla de resina epóxica y harina de cuarzo, siendo un material resistente a la humedad e ignífugo.

2.4.8 Otros tipos de transformadores

Transformador aislador: Es un transformador muy especial. Tiene una relación de vueltas 1:1. Por consiguiente, no eleva ni reduce la tensión. Al contrario sirve como dispositivo de seguridad. Se utiliza para aislar el conductor conectado a tierra de una línea de suministro de energía de un chasis o de cualquier otra porción de una carga de circuito.

Utilizando un transformador aislador no reduce el peligro de choque si se hace contacto entre el devanado secundario del transformador.

Transformador para instrumentos de medición: Para medir valores elevados de corriente tensión, es deseable utilizar instrumentos de medición de bajo rango junto con transformadores para instrumentos de medición contruidos especialmente, que se conocen también como transformadores de relación precisa.

Un transformador de relación precisa hace exactamente lo que dice su nombre, transforma en una relación precisa para permitir que un instrumento adjunto mida la corriente o la tensión sin que sea necesario que pase toda la potencia a través del instrumento. Se requiere que transforme cantidades relativamente pequeñas de potencia puesto que su única carga es los elementos móviles delicados de un amperímetro, voltímetro o wattímetro.

Transformador de corriente: tiene un devanado primario de una o varias vueltas de hilo pesado. Está siempre conectado en serie en el circuito en donde se debe medir la corriente. El devanado secundario consiste de muchas vueltas de hilo fino, que debe siempre estar conectado a través de las terminales.

El devanado secundario de un transformador de corriente nunca debe estar en circuito abierto. Esto se debe al hecho que el devanado primario no está conectado a una fuente constante. Existe un amplio rango de tensiones primarias posibles puesto que el dispositivo puede estar conectado a muchos tipos de conductores. El devanado secundario debe siempre estar disponible (circuito cerrado) para reaccionar con el devanado primario con el objeto de evitar que el núcleo esté totalmente magnetizado. Si esto ocurre, el instrumento ya no lee con precisión.

Transformador de potencial: es un transformador reductor extremadamente preciso, cuidadosamente diseñado. Mediante la multiplicación de la lectura en el voltímetro por la relación de transformación, el usuario puede determinar la tensión en el lado alto. Relaciones de transformación comunes son 10:1, 20:1, 40:1, 80:1, 100:1, 120:1, e incluso más altas.

En general, un transformador de potencial es muy similar a un transformador de dos devanados estándar, excepto que maneja una cantidad muy pequeña de energía. Los transformadores para este servicio siempre son del tipo de anillo puesto que esta construcción proporciona una mayor precisión.

Por razones de seguridad, el circuito secundario está extremadamente bien aislado del circuito primario de alta tensión. Está también conectado a tierra. Esto protege el operador contra un peligro de choque en caso de contacto accidental con el hilo.

2.5 Métodos de enfriamiento

2.5.1 Enfriamiento por convección

La transferencia de calor por convección es posible de dos maneras:

2.5.1.1 Convección natural (termosifón)

En este método se transporta el calor entre zonas con diferentes temperaturas. La convección se produce únicamente por medio de materiales, la evaporación del agua o fluidos. La convección en sí es el transporte de calor por medio del movimiento del fluido. La transferencia de calor implica el transporte del calor en volumen y la mezcla de elementos macroscópicos de porciones calientes y frías de un gas o un líquido. Incluye también el intercambio de energía entre una superficie sólida y un fluido o por medio de una bomba, ventilador u otro dispositivo mecánico

El fluido suele tener un comportamiento en la transferencia de calor, por ejemplo, cuando un fluido cede calor sus moléculas se desaceleran por lo cual su temperatura disminuye y su densidad aumenta siendo atraídas sus moléculas por la gravedad de la tierra; caso contrario, cuando un fluido absorbe calor sus moléculas se aceleran por lo cual su temperatura aumenta y su densidad disminuye, lo cual lo hace más liviano.

El fluido más frío tiende a bajar y ocupa el nivel más bajo de la vertical y los fluido más calientes son desplazados al nivel más alto.

La transferencia térmica convectiva consiste en el contacto del fluido con una temperatura inicial con otro elemento o material con una temperatura diferente. En función de la variación de temperaturas, variaran las cargas energéticas moleculares del fluido, y los elementos interactuales del sistema realizarán un trabajo, donde el que tiene mayor energía o temperaturas se la cederá al que tiene menos temperatura. Esta transferencia térmica se realizará hasta que los dos tengan igual temperatura; mientras se realiza el proceso las moléculas con menor densidad tenderán a subir y las de mayor densidad bajarán de nivel. Las moléculas que se encuentran en las capas inferiores aumentan su temperatura.

2.5.1.2 Convección forzada

Para este método se emplean bombas para obligar al aceite a circular sobre las superficies de las bobinas a velocidades más elevadas y así, aumentar la eficiencia de enfriamiento. El coeficiente de transferencia de calor del aceite aislante se determina por sus propiedades físicas, tales como: Densidad relativa, calor específico, conductividad térmica y viscosidad.

La densidad relativa del aceite disminuye al aumentar la temperatura, tal propiedad se aprovecha para el enfriamiento por convección y radiación del transformador.

El calor específico y la conductividad térmica del aceite dependen de la temperatura y están relacionados con la densidad del aceite

2.5.2 Enfriamiento por radiación

Este método consiste en la emisión o absorción de ondas electromagnéticas que se desplazan a la velocidad de la luz.

Todos los cuerpos continuamente irradian en forma de ondas electromagnéticas. La rapidez con la que un cuerpo emite esta radiación térmica aumenta velozmente con la temperatura ya que es aproximadamente a T^4 donde T es la temperatura en grados Kelvin del cuerpo.

En temperaturas elevadas la radiación es frecuentemente el principal mecanismo de pérdidas de calor.

2.5.3 Enfriamiento por conducción

Este método es ciertamente un proceso lento en el cual se transmite el calor a través de una sustancia por actividad molecular. La capacidad de una sustancia para conducir el calor, se mide por la conductividad térmica. Esta forma de transferencia de calor se presenta en mayor o menor grado en un transformador.

Como por ejemplo, el flujo de calor del papel aislante al aceite es por conducción y la transferencia de calor a la atmósfera se efectúa a través del metal de los radiadores por conducción, parte del calor que transfieren las partes metálicas externas del transformador hacia la atmósfera es por radiación, al mismo tiempo se lleva a cabo el proceso de convección.

2.5.4 Designación de letras en sistema de refrigeración

Según el modo de emplear el aire y el fluido refrigerante, se pueden encontrar distintos métodos de enfriamiento que al añadir características y elementos especiales, podemos ver en concreto, los distintos tipos de transformadores.

La norma UNE EN 60076 normaliza la designación de los transformadores según el sistema de refrigeración utilizado. Dicha representación utiliza cuatro letras, cuyo significado se recoge a continuación:

Primera letra: Medio de refrigeración interno en contacto con los arrollamientos.

O: Aceite mineral o líquido aislante sintético con punto de inflamación ≤ 300 °C

K: Líquido aislante con punto de inflamación > 300 °C

L: Líquido aislante con punto de inflamación no medible.

Segunda y cuarta letra: Modo de circulación del medio de refrigeración interno

N Circulación natural por termosifón a través del sistema de refrigeración y en los arrollamientos.

F Circulación forzada a través del sistema de refrigeración, circulación por termosifón en los arrollamientos.

D Circulación forzada a través del sistema de refrigeración, dirigida desde el sistema de refrigeración hasta al menos los arrollamientos principales.

Tercera letra: Medio de refrigeración Externo

A: Aire

W: Agua

2.5.5 Sistemas de enfriamiento en un transformador

Los transformadores pueden emplear numerosos métodos para disipar el calor. El método utilizado depende principalmente de la cantidad de calor que debe ser disipado, y de la zona de alrededor de la aplicación. Esto incluye instalaciones interiores/exteriores y peligrosas/no peligrosas.

2.5.5.1 OA

Este es el enfriamiento más comúnmente usado y el que frecuentemente resulta el más económico y adaptable a la generalidad de las aplicaciones. En estos transformadores, el aceite aislante circula por convección natural dentro de un tanque con paredes lisas, corrugadas o bien previstas de enfriadores tubulares o radiadores separables. Transformadores en baño liquido con radiadores

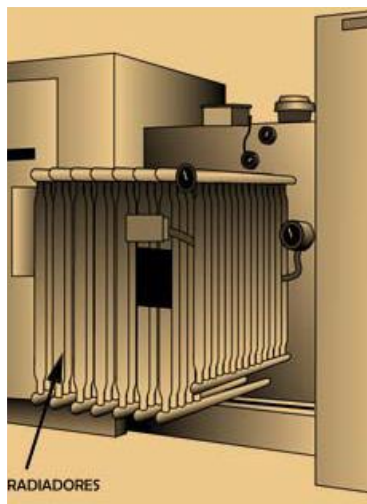


Fig. 2. 8 Transformador sumergido en aceite con enfriamiento natural

2.5.5.2 OA/FA

Sumergidos en aceite con enfriamiento propio y con enfriamiento de aire forzado. Este tipo de transformadores es básicamente una unidad OA a la cual se le han agregado ventiladores para aumentar la disipación del calor en las superficies de enfriamiento y por lo tanto, aumentar los KVA de salida.

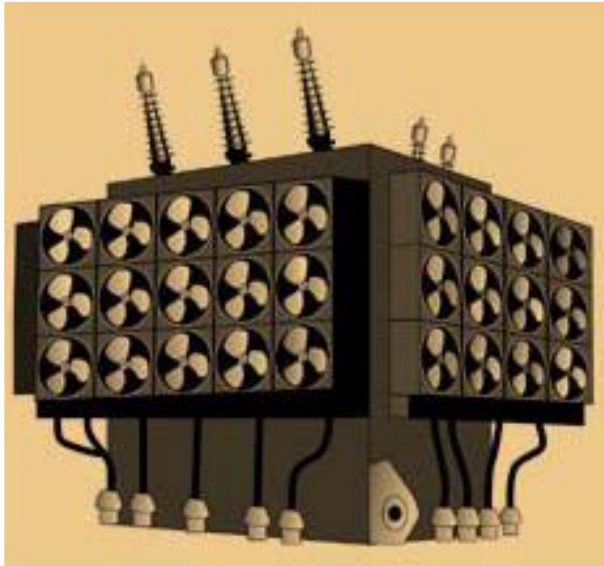


Fig. 2. 9 Transformador sumergido en aceite con banco de ventiladores

2.5.5.3 OA/FOA/FOA

Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento de aceite forzado-aire forzado, con enfriamiento de aceite forzado-aire forzado.

El régimen del transformador OA, sumergido en aceite puede ser aumentado por el empleo combinado de bombas y ventiladores. En la construcción se usan los radiadores desprendibles normales con la adición de ventiladores montados sobre dichos radiadores y bombas de aceite conectados a los cabezales de los radiadores.

El aumento de capacidad se hace en dos pasos: en el primero se usan la mitad de los radiadores y la mitad de las bombas para lograr un aumento de 1.33 veces sobre diseño OA; en el segundo se hace trabajar a la totalidad de los radiadores y bomba con lo que se consigue un aumento de 1.667 veces el régimen OA.

2.5.5.4 FOA

Sumergidos en aceite, con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de aire forzado. El aceite de estos transformadores es enfriado al hacerlo pasar por cambiadores de calor o radiadores de aire y aceite colocados fuera del tanque. Su diseño está destinado a usarse únicamente con los ventiladores y las bombas de aceite trabajando continuamente.

2.5.5.5 OW

Sumergidos en aceite, con enfriamiento por agua. Este tipo de transformador está equipado con un cambiador de calor tubular colocado fuera del tanque, el agua de enfriamiento circula

en el interior de los tubos y se drena por gravedad o por medio de una bomba independiente. El aceite fluye, estando en contacto con la superficie exterior de los tubos.

2.5.5.6 FOW

Sumergido en aceite, con enfriamiento de aceite forzado con enfriadores de agua forzada. El transformador es prácticamente igual que el FOA, excepto que el cambiador de calor es del modelo agua-aceite y por lo tanto el enfriamiento del aceite se hace por medio de agua sin tener ventiladores.

2.5.5.7 AA

Tipo seco, con enfriamiento propio. La característica primordial es que no contienen aceite u otro líquido para efectuar las funciones de aislamiento y enfriamiento, y es el aire el único medio aislante que rodea el núcleo y las bobinas menos de 15 KV y hasta 2,000 KVA

2.5.5.8 AA/AFA

Tipo seco, con enfriamiento natural con enfriamiento por aire forzado. La denominación de estos transformadores indica que tienen dos régimen, uno por enfriamiento natural y el otro contando con la circulación forzada por medio de ventiladores, cuyo control es automático y opera mediante un relevador térmico.

2.6 El aislamiento en el transformador

El buen funcionamiento así como la vida útil del transformador, dependen es mayor parte de la conservación en buen estado del sistema de aislamiento, ya que la gran mayoría de las fallas en los transformadores obedecen el deterioro de sus componentes y su propio aislamiento, provocando que el transformador deba ser sometido a un costoso y tardado mantenimiento correctivo para su rehabilitación.

El sistema de aislamiento es el encargado de aislar los devanados del transformador entre ellos y a tierra, así como las partes cercanas al núcleo y a las partes de acero que forman su estructura. La función principal de los aislamientos es crear una barrera dieléctrica capaz de soportar las diferencias de potencial a que están sujetos los componentes del transformador y así mantener el flujo de corriente principal por una trayectoria determinada, con el objetivo de evitar trayectorias no deseadas.

El aislamiento suele dividirse en:

2.6.1 Aislamiento sólido

Los aislamientos deben cumplir tres funciones importantes entre las cuales se encuentran las capacidad de soportar las tensiones relativamente altas encontradas en servicio normal (esfuerzos dieléctricos), de soportar esfuerzos mecánicos y térmicos y prevenir excesivas acumulaciones de calor.

Los principales materiales aislantes sólidos utilizados son:

- Madera (papel kraft, papel manila, cartón prensado, cinchos de papel, etc.)
- Barnices
- Fibra vulcanizada
- Porcelanas
- Baquelitas
- Plásticos
- Recubrimientos de polvo epóxico

2.6.2 Aislamiento líquido

El transformador es una máquina demasiado eficiente debido a que no presenta pérdidas por fricción o desgastes mecánicos como sucede con un motor. Sin embargo en el transformador se encuentran pérdidas de energía los cuales son:

- Pérdidas por histéresis y Facoult
- Pérdidas en el cobre o por efecto Joule

Estas pérdidas provocan un calentamiento tanto en el núcleo como en los devanados del transformador. De estas pérdidas las de mayor importancia son las pérdidas por el efecto Joule, que dependen del cuadrado de la intensidad circundante por los devanados y por tanto de la carga a que esté sometido el transformador, mientras las pérdidas en el hierro son sensiblemente más constantes cualquiera que sea la carga aplicada ya que dependen exclusivamente de la tensión, que será de igual manera será sensiblemente constante.

En su mayoría, los aislantes se deterioran rápidamente si su temperatura sobrepasa reiteradamente el límite admisible, por ello es necesario contar con un sistema de enfriamiento.

Los aislamientos líquidos o medios de inmersión que pueden ser utilizados son los aceites aislantes minerales, los compuestos de silicón y los líquidos askareles. Estos últimos están en la actualidad fuera de uso debido a su alto poder tóxico, los compuestos a base de silicón presentan una gran estabilidad tanto eléctrica como térmica y no presentan riesgos en su manipulación, pero por ser aún novedosos son de alto costo comparados con los aceites minerales, los cuales son los más utilizados ya que proporcionan resistencia dieléctrica entre los componentes del transformador, disipan eficientemente el calor actuando como agente refrigerante y protegen el demás sistema de aislamiento.

Existen muchos factores que afectan la vida del sistema de aislamiento, teniendo principalmente las altas temperaturas, la presencia de humedad la cual reduce notablemente las propiedades dieléctricas del aceite y los campos eléctricos intensos. De hecho lo que sucede realmente con los aislamientos, es que éstos intervienen en reacciones químicas propiciadas y aceleradas por los factores mencionados. Otros factores que afectan la vida de los aislamientos son las sobre tensiones transitorias originadas por las maniobras y las descargas atmosféricas.

El aceite es un componente muy importante dentro del sistema de aislamiento del transformador y para que cumpla con su función de aislante dieléctrico y refrigerante, éste debe contar con diferentes propiedades tales como con una rigidez dieléctrica suficientemente alta para resistir las solicitaciones eléctricas que se presentan en el servicio, una viscosidad adecuada para asegurar la circulación convectiva y facilitar la transferencia de calor, un punto de escurrimiento bajo, que asegure la fluidez del aceite a bajas temperaturas, una buena estabilidad a la oxidación, un bajo factor de potencia, una estabilidad química y física y de preferencia un bajo costo. Las especificaciones físicas, químicas y eléctricas del aceite aislante para transformadores de acuerdo a NOM-J-123-ANCE-2001, se muestran en la *Tabla 2.1*.

Características	Unidad	Especificación	
Físicas			
Apariencia visual	----	Brillante y transparente (sin sólidos suspendidos)	
Color	----	1 Máx	
Densidad relativa a 20/4°C	----	0.840 a 0.880	
Temperatura de escurrimiento	°C	-26 máx	
Temp. De inflamación 101.3 KPa (mmHg)	°C	145 Min.	
Tensión interfacial a 25 ±1°C	mN/m (dinas/tensión).	40 Min.	
Viscosidad cinemática a 40°C	cSt.(SSU)	10.4 Max., (60 9	
Químicas			
Azufre corrosivo	----	No corrosivo	
Azufre total	% en peso	0.10 Máx.	
Azufre total	% en peso	8.0 a 12.0	
Cloruros y sulfatos	----	Negativos	
Contenido de agua	Ppm	35 Máx.	

Contenido de inhibidores		----	Negativo	
Envejecimiento acelerado	Número de neutralización	mg KOH/G	0.40 Máx.	
	Depósitos	% en peso	0.10 Máx.	
Número de neutralización		mg KOH/G	0.03 Máx.	
Eléctricas				
F.P. a 60 Hz.	25°C	%	0.05 Máx.	
	100°C	%	0.3 Máx.	
Tensión de ruptura dieléctrica	Electrodos planos (2.54 mm.)	Kv	30 Min.	
	Electrodos semiesféricos (1.02 mm.)	Kv	20 Min.	
Tendencia a la gasificación		----	Debe absorber gas	

Tabla 2.1 Características químicas, físicas y eléctricas del aceite aislante para transformadores de acuerdo a la NOM-J-123-ANCE-2001

La materia prima para la fabricación de aceites aislantes, está constituida por hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos; variando el porcentaje de cada uno de ellos, dependiendo del crudo básico y del proceso de refinación, así mismo se encuentran presentes en concentraciones muy bajas compuestos de Azufre, Nitrógeno y Oxígeno (compuestos polares) que dan al aceite su inestabilidad a la oxidación. Los hidrocarburos aromáticos son más estables desde el punto de vista eléctrico y presentan una menor tendencia a gasificarse, que los del tipo parafínico. En cambio, los nafténicos tienen mayor estabilidad con el aumento de la temperatura y un bajo punto de congelación.

Los procesos existentes para la obtención de aceites aislantes, se han desarrollado para eliminar los componentes indeseables y conservar los deseables de las materias primas. Existen dos tipos de aceites aislantes: los aceites artificiales y los derivados del petróleo.

2.6.2.1 Aceites artificiales

Comúnmente se les llama askareles y son compuestos sintéticos no flameables, los cuales una vez descompuestos por arqueo eléctrico, solamente producen mezclas gaseosas no

flameables. Por lo mismo son muy estables y difíciles de destruir, son contaminantes ambientales y tóxicos; además producen acné por contacto o disturbios al hígado o riñones por inhalación de los gases producidos. Los más comunes son el tricloro difenil, pentacloro difenil y triclorobenceno, actualmente se encuentra prohibida su utilización.

El problema principal del askarel al estar en operación es el agua, ya que sólo una pequeña porción, se disuelve en el aceite y el resto flota sobre la superficie. La resistencia dieléctrica del askarel disminuye rápidamente conforme la concentración de humedad tiende a la saturación. Un arqueo severo reduce también la resistencia dieléctrica de los askareles produciendo su descomposición, con lo cual el fluido se oscurece debido a las partículas de carbón. No es económico tratar de recuperar la calidad de un askarel que fue expuesto a un arqueo severo, por lo que debe ser desechado. Hasta el momento la única manera de deshacerse de los askareles es ponerlo en tambores herméticos y enterrarlo a profundidad; aunque algunas compañías han desarrollado una tecnología experimental para destruirlos.

2.6.2.2 Aceites derivados del petróleo

Básicamente son dos, los de base nafténica, que normalmente son los de importación y que tienen un bajo punto de congelación ideal para usarlos en lugares donde la temperatura ambiente es muy baja; y los de base parafínica a los que pertenece al aceite nacional.

El aceite aislante también contiene otros compuestos con estructura similar a los hidrocarburos, pero en ellos, algún átomo de carbón esta reemplazado con átomos de Azufre, oxígeno o Nitrógeno, a ellos se les llama heteroátomos. Estos heterocompuestos pueden ser ácidos carboxílicos, ésteres, éteres, amidas, mercaptanos, etc.

Todos los crudos del petróleo contienen Azufre y compuestos de Azufre, el cual varía de 1 hasta 20%, dependiendo de su origen. Estos compuestos de Azufre influyen en las propiedades de los aceites y obligan a tratamientos en el proceso del crudo, ya que se requiere la ausencia de compuestos de Azufre para evitar la corrosión del Cobre, principal metal utilizado en la construcción de equipo eléctrico. El crudo del petróleo contiene también cantidades relativamente pequeñas de compuestos de Nitrógeno. Sin embargo cualquier compuesto de Nitrógeno sin importar la cantidad, jugará un papel importante en el proceso de oxidación.

2.6.2.3 Degradación del sistema aislante

El aceite de aislamiento se deteriora gradualmente por la absorción de la humedad del aire y de partículas extrañas que entran en el aceite, teniendo como principal efecto la oxidación, la cual se acelera por el aumento de la temperatura del transformador y por el contacto con metales tales como el Cobre, el Hierro, etc. Además de lo anterior, el aceite sufre una serie de reacciones químicas tales como la descomposición y la polimerización, que producen partículas que no se disuelven en el aceite y que se precipitan en el núcleo y bobinados. Los sedimentos no afectan directamente la rigidez dieléctrica, pero los depósitos que se forman sobre los devanados impiden su normal refrigeración.

Esta oxidación provoca que el aceite empeore en cuanto a características aislantes y refrigerantes, llegando con el tiempo a su degradación total. Para alargar el proceso, modernamente se emplean productos químicos denominados inhibidores los cuales son sustancias que son agregadas en el proceso de refinación del aceite, estos materiales de procedencia natural retardan la oxidación del aceite mientras se consumen, una desventaja es que los inhibidores artificiales tienen un tiempo de vida útil, es decir se consumen en un tiempo que depende de las condiciones de operación y tipo de transformador. El deterioro del sistema de aislamiento no solo se refiere a la degradación de la parte líquida, sabemos que la vida de servicio del papel aislante depende de la estabilidad del aceite, por tanto al afectarse las características del aceite aislante el papel también sufre alteraciones en su composición, acelerando la degradación de las fibras de la celulosa y generando diferentes tipos de gases, los cuales se convertirán en evidencia de que existe una o más fallas en el transformador.

Tomando en cuenta que es muy difícil el evitar la degradación del sistema aislante, se hace notar la importancia de vigilar su estado con la programación de un buen mantenimiento para una rápida detección y solución de las fallas presentadas en su más temprana edad dentro del transformador.

2.7 Mantenimiento a transformadores

El mantenimiento predictivo y preventivo del equipo eléctrico; en este caso de los transformadores de Potencia, es una tarea sistemática que realizan las empresas eléctricas, así como la industria en general que cuenta con este tipo de dispositivos, esto con la finalidad tanto de mantener en condiciones de operación óptimas los equipos, como de identificar posibles condiciones de operación crítica, las cuales pueden desencadenar diferentes fallas en los equipos. Mediante el mantenimiento predictivo se tiene una detección oportuna de una posible falla franca en el equipo, logrando así ahorros importantes en los costos operativos de las redes eléctricas.

Los transformadores son uno de los componentes más importantes dentro de los sistemas eléctricos de potencia y la falla de estos equipos implica asumir elevados costos, no solo por el reemplazo de la unidad sino por el costo que implica el tener en fuera de servicio el equipo, afectando el suministro de la electricidad.

A partir de los diferentes análisis de fallas en Transformadores, se ha concluido que las operaciones de mantenimiento deben estar orientadas a mejorar la eficiencia del aislamiento mediante acciones predictivas y preventivas, de manera que se alcance el ideal de operación sin fallas a lo largo de su vida útil.

Desde el aspecto económico, las pruebas que se realizan durante el mantenimiento, representan un costo bajo comparado con el del transformador y a los montos ocasionados por la salida de servicio.

La vida útil de los transformadores de potencia depende fuertemente del estado de su aislamiento, controlando su estado en lapsos regulares o bien ocasiones especiales, se pueden

predecir fallas incipientes, evitando de esta manera consecuencias catastróficas. En otras palabras, con un programa de mantenimiento adecuado es posible incrementar la confiabilidad del transformador de potencia, y con ello la del sistema en el que se encuentra conectado.

En los sistemas de potencia la técnica de mantenimiento debe necesariamente desarrollarse bajo el concepto de reducir los tiempos de intervención sobre cada equipo, con el fin de obtener la menor indisponibilidad para el servicio. A partir de ello y basándose en la predicción y diagnóstico del estado de cada equipo, debe realizarse el mantenimiento predictivo de manera programada.

Con base en los resultados obtenidos de pruebas realizadas al equipo eléctrico, el personal responsable del mantenimiento tiene los argumentos suficientes para tomar la decisión de energizar o retirar de servicio un equipo que requiera mantenimiento.

- Para el mantenimiento del equipo, es conveniente considerar los aspectos siguientes:
- Archivo histórico, análisis de resultados y tendencias obtenidas en inspecciones y pruebas.
- Las condiciones operativas de los equipos y las recomendaciones de los fabricantes.
- Establecer las necesidades de mantenimiento, refacciones y herramienta especial requerida para cada equipo.
- Formular las actividades de los programas de mantenimiento.
- Determinar actividades con prioridad de mantenimiento para cada equipo en particular.
- Contar con personal especializado y competente para realizar el mantenimiento al equipo y establecer métodos para su control.

Al mejorar las técnicas de mantenimiento, se logra una productividad mayor, se incrementa la seguridad del personal y operativa del equipo, además se reducen los costos de los mismos.

Los tipos de mantenimientos que se pueden aplicar al equipo en operación, son los siguientes: Mantenimiento correctivo, Mantenimiento preventivo y Mantenimiento predictivo.

El procedimiento GOD-3538 “Criterios para la elaboración de programas de mantenimiento en subestaciones de distribución”⁸, describe la clasificación de mantenimiento de la siguiente forma:

2.7.1 Mantenimiento correctivo

Este mantenimiento tiene lugar luego que ocurre una falla o avería, es decir, solo se actuará cuando se presenta una falla potencial en los equipos de la subestación. En este caso si no se produce ninguna falla, el mantenimiento será nulo, por lo que se tendrá que esperar hasta que se presente el desperfecto para tomar medidas de corrección de las fallas. Este mantenimiento trae consigo las siguientes consecuencias:

- Tener fuera de servicio el equipo.
- Si es un equipo esencial para la operación de la subestación se dejara sin

- energía eléctrica a los usuarios en caso de que esté falle.
- Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados.

2.7.2 Mantenimiento preventivo

Este mantenimiento tiene lugar antes de que ocurra una falla o avería, se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema. Se realiza a razón de la experiencia y pericia del personal a cargo, los cuales son los responsables en determinar el momento necesario para llevar a cabo dicho procedimiento; el fabricante también puede estipular el momento adecuado a través de los manuales técnicos. Este tipo de mantenimiento presenta las siguientes características:

Se lleva a cabo siguiendo un programa previamente elaborado donde se detalla el procedimiento a seguir, y las actividades a realizar, a fin de tener las herramientas y equipo de repuesto.

- Cuenta con una fecha programada, además de un tiempo de inicio y de terminación preestablecido.
- Está destinado a un área en particular y a ciertos equipos específicamente.
- Permite contar con un historial de todos los equipos, además brinda la posibilidad de actualizar la información técnica de estos.
- Permite contar con un presupuesto aprobado para dichas actividades.

2.7.3 Mantenimiento predictivo

El tipo de mantenimiento predictivo, tiene como finalidad combinar las ventajas de los dos tipos de mantenimiento anteriores; para lograr el máximo tiempo de operación del equipo, se aplican técnicas de revisión y pruebas más avanzadas, requiere de controles rigurosos para su planeación y ejecución. Además durante los últimos años, se han venido desarrollando diversas técnicas de diagnóstico tanto en línea como por muestreo que no requiere desenergizar al equipo primario, difiriendo los periodos de atención de aquellas pruebas tradicionales consideradas dentro del mantenimiento preventivo y que requieren necesariamente sacar de servicio el equipo.

Para los programas de mantenimiento se hace imprescindible contar con un historial del equipo y con reportes lo más completo y confiable posible, en virtud de ser la fuente de información que ayude a determinar en cualquier momento el estado real y actual del transformador.

La detección de una falla en algún elemento o parte del transformador de potencia es detectado por la operación de sus propias protecciones, liberando y aislando el equipo, tanto en el lado de alta como en el de baja tensión, quedando fuera de servicio y disponible bajo libranza para su revisión, pruebas y análisis de falla. La detección de la falla se hace con la revisión de la operación de una o más de las siguientes protecciones propias del transformador de potencia.

- Protección diferencial (87)
- Protección Bucholz (63)
- Protección por sobrepresión
- Protección por sobretemperatura (49)
- Protección por sobrecorriente de fase (51)
- Protección por sobrecorriente de neutro (51 N)

El transformador de potencia fallado y ya liberado deberá ser sujeto a una inspección visual externa con mucho detalle, para determinar en primer término las protecciones operadas (Protección diferencial, Protección por sobrecorriente de fase o Protección por sobrecorriente de neutro) y en seguida la operación de las protecciones propias directas (Protección Bucholz, Protección de sobrepresión y Protección por sobretemperatura). A continuación se realiza la inspección física del propio transformador para determinar sus condiciones externas en cuanto a fugas de aceite, deformaciones y sobrecalentamiento en el tanque, daños en boquilla o en algún otro accesorio externo, asimismo se requiere revisar si hubo incendios y daños a equipos aledaños. Posteriormente a la inspección visual se debe realizar una serie completa de pruebas eléctricas para determinar el tipo de falla, así como su ubicación en el transformador de acuerdo a los resultados y análisis de las mismas; estas pruebas se muestran en el siguiente subtema.

Con los resultados obtenidos en la realización de las pruebas y de su interpretación, se podrá determinar si hay falla de aislamiento entre devanados o entre cualquiera de ellos a tierra, falla entre espiras, desplazamientos internos, fallas de boquilla y contaminación de aceite aislante.

Si los resultados de todas las pruebas son satisfactorios, se deberá investigar si la operación incorrecta de las protecciones es imputable al propio esquema o dispositivo de protección, y una vez encontradas las causas y sean corregidas, se considerará al transformador de potencia en condiciones para volver a operar.

La realización de las pruebas de cromatografía de gases disueltos en el aceite auxilia en la conformación del tipo de falla y en la determinación de la participación del propio aceite aislante, papel y núcleo durante el desarrollo de la falla. Normalmente la cromatografía se usa como prueba rutinaria para detectar oportunamente fallas incipientes cuando aún no alcanzan el grado de hacer operar cualquiera de las protecciones del transformador de potencia [2].

2.8 Pruebas eléctricas realizadas a transformadores

2.8.1 Influencias negativas sobre la esperanza de vida de un transformador

Influencias térmicas

Sobrecarga, sobrecalentamiento, condiciones ambientales

Envejecimiento

Humedad, ácidos, oxígeno, contaminación, fugas

Influencias mecánicas

Daños de transporte, estrés por cortocircuito, actividad sísmica

Influencias eléctricas

Picos de conmutación, rayos, sobretensiones, corrientes de cortocircuito

Protección frente a problemas

Funcionamiento incorrecto, fallas.

Componente	Fallas detectables	Fallas																
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
Bornes	Rupturas parciales entre las capas potenciales de compensación, fisuras en el aislamiento con ligante de resina	•		•								•			•		•	
	Envejecimiento y penetración de humedad	•		•								•					•	
	Conexión defectuosa de la toma de medición		•	•														•
	Descargas parciales en el aislamiento		•													•		•
Transformadores de corriente	Error de relación de corriente o de fase teniendo en cuenta la carga, magnetismo													•				

	residual excesivo, incumplimiento de la norma IEEE o IEC correspondiente																		
	Relación de corriente y desplazamiento de fase dependiente de la carga																		
	Espiras cortocircuitadas																		
Cables	Problemas de contacto																		
	Deformación mecánica																		
Cambiador de tomas	Problemas de contacto en el selector de toma y en el interruptor de derivación																		
	Circuito abierto, espiras en corto o conexiones de alta resistencia en el OLTC																		
	Problemas de contacto en el DETC																		
Aislamiento	Humedad en el aislamiento sólido																		
	Envejecimiento, humedad, contaminación																		

	de los fluidos de aislamiento																	
	Descargas parciales	
Devanados	Cortocircuitos entre devanados o entre espiras								
	Cortocircuitos entre hebras								.				.					
	Circuitos abiertos en hebras paralelas				.				.				.					
	Cortocircuito a tierra	.		.			.											
	Deformación mecánica					
	Problemas de contacto, circuitos abiertos				.								.					
Núcleo	Deformación mecánica	.		.									.					
	Conexión a tierra del núcleo flotante	.		.									.					
	Laminaos del núcleo cortocircuitados						.						.					
	Magnetismo residual						.			.			.					

Tabla 2.2 *Relación de pruebas y fallas identificadas para transformadores*

1. Medición de capacitancia y factor de potencia/Factor de disipación a 50 o 60 Hz.

2. Medición de capacitancia y factor de potencia/ Factor de disipación como prueba de tip-up
3. Medición de capacitancia y factor de potencia/Factor de disipación con frecuencia variable.
4. Medición de la resistencia del devanado de CC y verificación del OLTC.
5. Medición de la relación de transformación del transformador (TTR).
6. Medición de la corriente de excitación.
7. Medición de la impedancia en cortocircuito/reactancia de dispersión
8. Medición de la respuesta en frecuencia de pérdidas de dispersión (FRSL).
9. Desmagnetización.
10. Análisis de respuesta (en frecuencia) dieléctrica.
11. Análisis de respuesta en frecuencia de barrido (SFRA).
12. Análisis de transformador de corriente.
13. Análisis de descargas parciales.
14. Localización de descargas parciales
15. Medición y monitoreo temporal en línea de descargas parciales.

2.8.2 Medición de la capacitancia y el factor de potencia/Factor de disipación

Las mediciones de capacitancia y factor de potencia/factor de disipación (PF/DF) se realizan para investigar el estado del aislamiento de los transformadores de potencia y las bornes. Ambos sistemas de aislamiento son esenciales para el funcionamiento confiable del transformador. Una alta conductividad del aceite, el envejecimiento y un aumento en el contenido de agua son síntomas del proceso de degradación del aislamiento. Estos síntomas producen también un aumento de las pérdidas, que pueden cuantificarse midiendo el factor de potencia o el factor de disipación. Los cambios en la capacitancia pueden indicar una ruptura parcial entre las capas capacitivas de las bornes. Midiendo la capacitancia y las pérdidas, pueden detectarse problemas en el aislamiento antes de que se produzca una falla.

Una de las principales causas de las retiradas de servicio de los transformadores es la sustitución de las bornes debido al deterioro o falla del aislamiento.

En los transformadores de potencia, las mediciones se realizan en el aislamiento principal entre los devanados (CHL) y el aislamiento entre los devanados y la cuba (CH, CL). Se cortocircuitan los devanados y se aplica la tensión de prueba a un devanado mientras se mide la corriente a través del aislamiento en el devanado opuesto o en la cuba.

En las bornes, la tensión se aplica al conductor principal, mientras que la medición de la corriente se realiza en la toma de medición. El factor de disipación, también denominado $\tan(\delta)$, se calcula a través de la tangente del ángulo δ entre la corriente medida y la corriente ideal, que se produciría de no existir pérdidas. El factor de potencia es el coseno del ángulo ϕ , por lo tanto, también se denomina $\cos(\phi)$, entre la tensión de salida y la corriente medida.

El uso de frecuencias diferentes a la frecuencia de la línea aumenta la sensibilidad de la medición, ya que algunos problemas son más dominantes a frecuencias por encima o por

debajo de la frecuencia de la línea. Los modernos dispositivos de prueba pueden realizar barridos automáticos de frecuencia o de tensión.

Una vez completadas las mediciones, es recomendable comparar los valores con los valores de resultados anteriores y los de referencias mencionadas en las normas correspondientes para el activo sometido a prueba. Un aumento en la capacitancia de más del 10 % en comparación con resultados anteriores normalmente se considera peligroso para las bornes. Indica que una parte de la distancia de aislamiento ya está comprometida y el estrés dieléctrico del aislamiento restante es demasiado alto. Una prueba de tip-up adicional de la tensión puede detectar contactos deficientes de las capas de los bornes o de la toma de medición. Pueden reconocerse por una disminución del PF/DF. Las mediciones estándar de PF/DF a 50 Hz o 60 Hz solo pueden detectar los efectos de la humedad y el envejecimiento en una etapa avanzada. Realizando la medición en un rango de frecuencias más amplio, estos efectos pueden detectarse en una etapa anterior que permita un mayor tiempo de reacción para programar acciones correctivas. Si se detecta un alto PF/DF, puede utilizarse el análisis de respuesta dieléctrica como método de diagnóstico adicional. Esta medición dieléctrica de banda ancha puede utilizarse para determinar si el alto PF/DF tiene como causa la humedad o una alta conductividad del aceite.

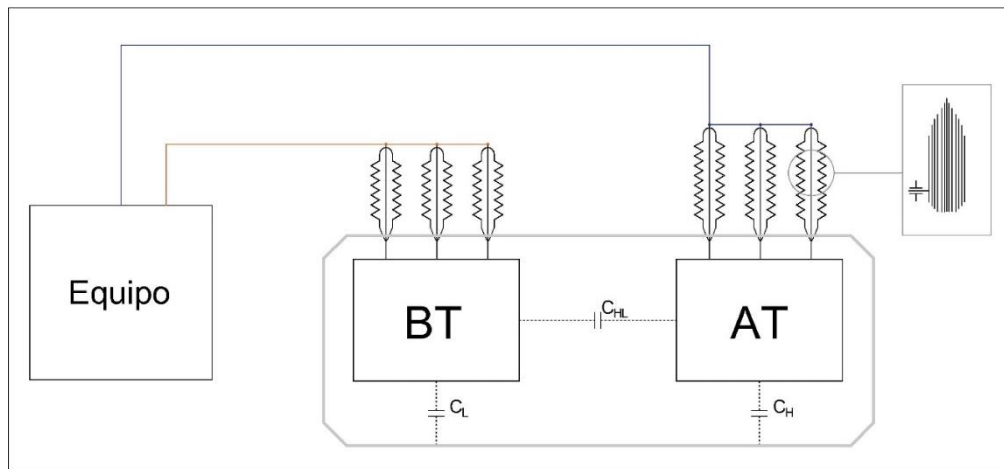


Fig. 2. 10 Diagrama de conexión para medición de capacitancia y Factor de Potencia

2.8.3 Medición de la resistencia del devanado de CC y verificación del OLTC

Las mediciones de la resistencia del devanado se realizan para evaluar los posibles daños en los devanados o problemas de contacto, como el de los bornes con los devanados, los devanados con el cambiador de tomas, etc. También se utilizan para comprobar el cambiador de tomas bajo carga (OLTC), ya que pueden indicar cuando limpiar o reemplazar los contactos del OLTC, o cuando hay que cambiar o renovar el propio OLTC. Pueden detectarse fallas sin necesidad de abrir el compartimiento del cambiador de tomas.

Para medir la resistencia del devanado, el devanado debe cargarse hasta que el núcleo este saturado. A continuación puede determinarse la resistencia midiendo la corriente y la tensión

de CC Para devanados con tomas múltiples, esto hay que realizarlo en cada posición de toma, probando por tanto el OLTC y el devanado juntos. Hay dos métodos comunes para estas pruebas: mediciones de la resistencia estática y de la dinámica del devanado.

Las mediciones de la resistencia estática del devanado son la forma más común y más fácil de comprobar si existen problemas en relación con el devanado y el OLTC. Se investiga la resistencia de cada posición subsiguiente de toma y se compara con los datos de medición de referencia del fabricante.

Las mediciones de la resistencia dinámica se realizan como una medición complementaria con el fin de analizar el proceso de conmutación de transitorios de un OLTC derivador resistivo. Se investiga el proceso de conmutación del propio conmutador de derivación. Al conmutar el cambiador de tomas durante la medición de resistencia del devanado, la corriente CC se reduce temporalmente y se registra y analiza este comportamiento.

Para la resistencia del devanado de CC, los resultados no deben diferir en más del 1 % en comparación con la medición de referencia. Además, las diferencias entre fases por lo general son inferiores al 2-3 % Al comparar las mediciones de la resistencia del devanado, los resultados tienen que corregirse según la temperatura. La temperatura de referencia usual es de 75 °C. Puede utilizarse una medición de la relación de transformación del transformador para confirmar un circuito abierto, mientras que puede utilizarse un análisis de respuesta en frecuencia para confirmar problemas de contacto. En ambos casos, un análisis de gases adicional puede indicar puntos calientes en el transformador. Sin embargo, las firmas de los gases no son únicas y por tanto no permiten la identificación de la causa raíz. Durante las mediciones de la resistencia del devanado de CC, el núcleo del transformador puede resultar magnetizado. Por lo tanto, se recomienda desmagnetizar el núcleo después de realizar esta prueba.

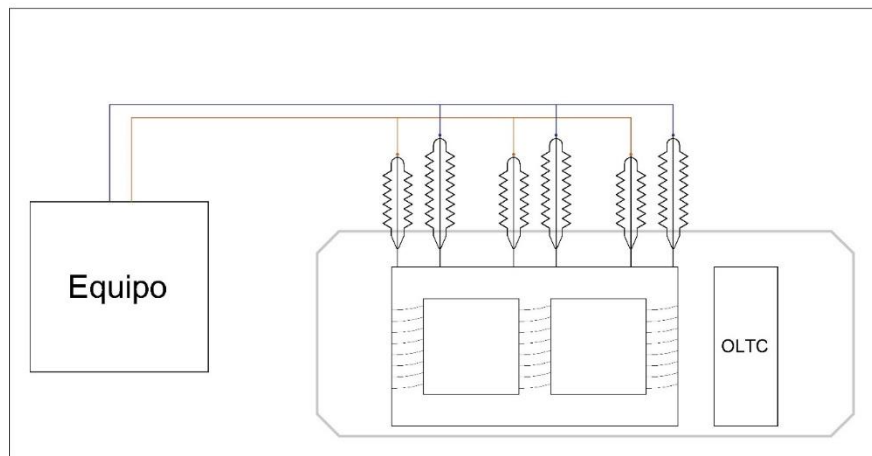


Fig. 2. 11 Diagrama de conexión para medición de resistencia del devanado en CC y verificación del OLTC

2.8.4 Medición de la relación de transformación del transformador (TTR)

Las mediciones de la relación de transformación del transformador (TTR) se realizan para verificar el principio fundamental de funcionamiento de un transformador de potencia. Midiendo la relación y el ángulo de fase de un devanado a otro, pueden detectarse circuitos abiertos y espiras en cortocircuito. La relación de transformación se determina durante las pruebas de aceptación en fábrica (FAT) y hay que comprobarla de forma rutinaria cuando el transformador está en servicio. Las mediciones de la TTR también pueden activarse por el disparo de un relé y por otras pruebas de diagnóstico como el análisis de gases disueltos (DGA) y las mediciones del factor de potencia/factor de disipación. Cuando se utiliza una **fente monofásica**, se aplica la tensión de prueba a cada fase de un devanado y se mide tanto el devanado de alta tensión como el correspondiente de baja tensión de la misma columna.

Mediante el uso de una **fente trifásica**, la misma medición se puede realizar en las tres fases al mismo tiempo. La relación calculada se puede comparar con los resultados de fábrica que están disponibles en la placa de características. Los resultados se comparan con los valores de la placa de características y entre fases. De acuerdo con la normas IEC 60076-1 e IEEE C57.152 los valores medidos no deberán desviarse más de un 0,5 % de la relación nominal.

La relación de transformación generalmente se mide desde el devanado de alta tensión hasta el devanado de baja tensión, con el fin de evitar tensiones no seguras en las entradas de medición. Un núcleo magnetizado o la ausencia de una referencia de tierra pueden influir en la medición y producir resultados incorrectos.

Por lo tanto es muy importante asegurarse de que el núcleo del transformador esta desmagnetizado y de que se han realizado las conexiones a tierra adecuadas en cada devanado, Para confirmar o eliminar un posible problema, es útil realizar una prueba adicional de la corriente de excitación para diagnosticar las condiciones de cortocircuito, mientras que las pruebas de resistencia del devanado de CC son muy sensibles a las condiciones de circuito abierto

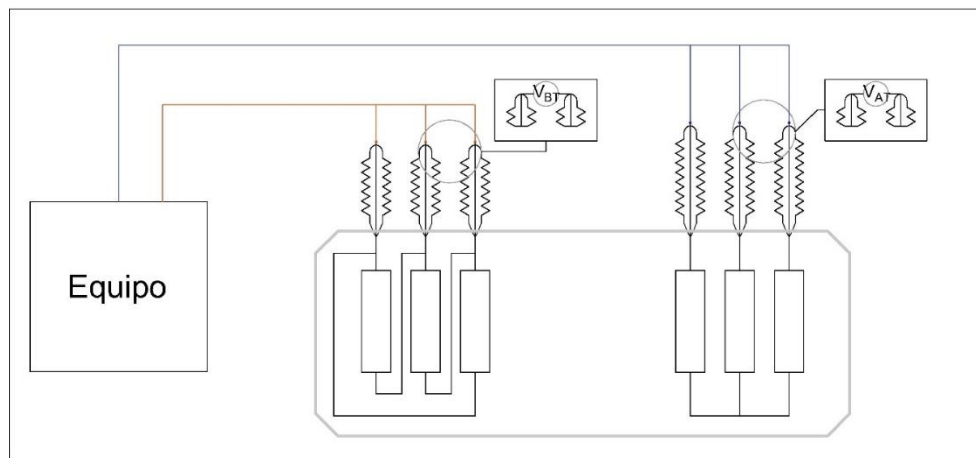


Fig. 2. 12 Diagrama de conexión para medición de la relación de transformación del transformador

2.8.5 Medición de la corriente de excitación

Las mediciones de la corriente de excitación se llevan a cabo para evaluar el aislamiento entre espiras de los devanados, el circuito magnético de un transformador, así como el cambiador de tomas. La ventaja más valiosa de la prueba es detectar cortocircuitos entre espiras en un devanado.

Un apilamiento defectuoso de la laminación del núcleo o un acero del núcleo de baja calidad puede influir en la reluctancia del núcleo y, por lo tanto, dará lugar a un cambio en la corriente de excitación. Las desviaciones también pueden indicar un desgaste del contacto o un cableado incorrecto del cambiador de tomas. La prueba de corriente de excitación se realiza en condiciones sin carga. Por lo tanto, se aplica una tensión de CA a un lado del transformador (normalmente el lado de alta tensión), mientras que el lado opuesto se deja abierto. La magnitud de la corriente consumida en el devanado primario es proporcional a la energía requerida para forzar la acción del transformador, es decir inducir una tensión en el devanado secundario. Se recomienda seleccionar la tensión de prueba más alta dentro de las limitaciones del equipo de prueba y el devanado, para detectar las fallas de cortocircuito entre espiras.

Una tensión de prueba estándar es de 10 kv. Las conexiones de prueba variarán dependiendo de la configuración del devanado. En general, las bornes neutras del devanado energizado, si las hay, deben conectarse al cable de retorno de baja tensión. Las bornes neutras del devanado abierto deberán conectarse a tierra, si lo están también durante el servicio. La prueba de corriente de excitación se debe comparar entre fases y posiciones de las tomas. Dependiendo de la construcción del transformador y el número de las columnas, los resultados deben mostrar un patrón de fases distinto con dos o tres fases similares (HLH, LHL, HHH).

Las fases similares no deben desviarse más del 5 % al 10 % entre ellas. Si las tres fases muestran diferentes corrientes de excitación, se recomienda una investigación adicional. Un patrón de fases diferente podría tener como causa un núcleo magnetizado o un problema del devanado. Como se mencionó anteriormente, el magnetismo residual en el núcleo puede influir en los resultados. En este caso el transformador debe desmagnetizarse y repetirse la prueba. Además del patrón de fases, los resultados también deben mostrar un patrón distintivo en todas las posiciones de toma que pueden variar dependiendo del tipo de cambiador de tomas. Aunque no se conozca el patrón específico del cambiador de tomas, deberá ser el mismo para todas las fases. Mediante las mediciones de la relación de transformación del transformador (TTR) también pueden confirmarse las espiras en cortocircuito, mientras que las pruebas de análisis de respuesta en frecuencia de barrido (SFRA) son útiles para confirmar o diagnosticar adicionalmente problemas en el núcleo.

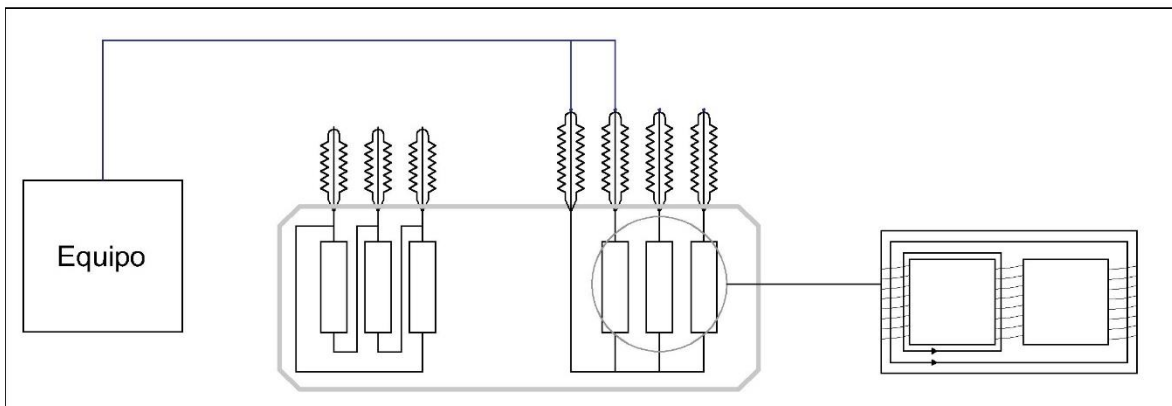


Fig. 2. 13 Diagrama de conexión para medición de la corriente de excitación

2.8.6 Medición de la impedancia en cortocircuito/Reactancia de dispersión

Las mediciones de la impedancia en cortocircuito / reactancia de dispersión son métodos sensibles para evaluar la posible deformación o desplazamiento de los devanados.

Unos cortocircuitos graves o el transporte del transformador de potencia pueden hacer que los devanados se muevan o se deformen. En eventos como estos, son recomendables las pruebas de impedancia en cortocircuito / reactancia de dispersión. Las pruebas se realizan generalmente como una medición trifásica que se puede comparar con el valor de la placa de características establecido por el fabricante durante las pruebas de aceptación en fábrica. Como este valor representa el promedio de las tres fases, también es recomendable realizar una medición por fase para el diagnóstico del devanado. Se conecta una fuente de CA a cada fase del devanado de alta tensión. Durante la medición de tres fases, las tres fases del lado de baja tensión están en cortocircuito sin conectar el terminal neutro, si lo hay. Para la prueba por fase, el cortocircuito se aplica solo en el devanado correspondiente en el lado de baja tensión.

Se mide la corriente y la tensión que pasa por el devanado de alta tensión en amplitud y fase. Finalmente se calcula la impedancia de cortocircuito teniendo en cuenta los valores nominales específicos del transformador. La impedancia de cortocircuito obtenida a partir de la medición de tres fases no debe desviarse más del 3 % del valor de la placa de características. Sin embargo, las desviaciones superiores no confirman automáticamente una deformación del devanado. Para que sea así, debe fallar al menos uno de los resultados de la prueba de reactancia de dispersión por fase. Cada resultado de fase deberá compararse con el promedio de las tres mediciones de la prueba por fase. En la mayoría de los casos las desviaciones del promedio serán inferiores al 1 % y no deberán ser superiores al 2-3 %. Los resultados de la prueba por fase no se pueden comparar con el valor de la placa de características. La reactancia de dispersión representa solo la parte reactiva de la impedancia en cortocircuito. Sin embargo, ambos términos se utilizan como sinónimos para referirse al

mismo método de prueba. Además, se puede realizar un análisis de la respuesta en frecuencia de barrido (SFRA) para investigar adicionalmente el movimiento y la deformación del devanado.

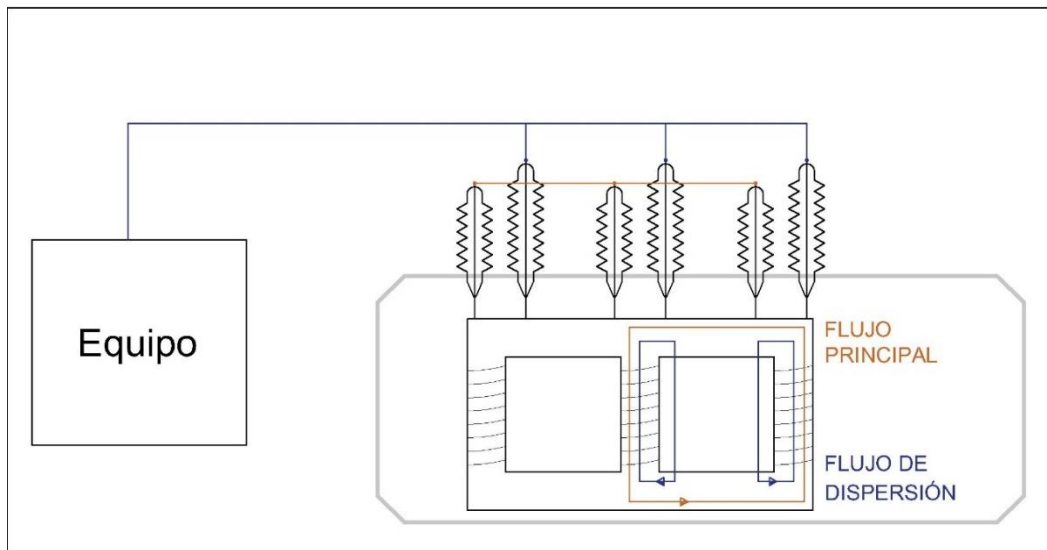


Fig. 2. 14 Diagrama de conexión para medición de impedancia en corto circuito/reactancia de dispersión

2.8.7 Medición de la respuesta en frecuencia de pérdidas de dispersión (FRSL)

La respuesta en frecuencia de pérdidas de dispersión (FRSL) es una medición de la componente resistiva de la impedancia en cortocircuito a múltiples frecuencias. Es el único método eléctrico para identificar los cortocircuitos entre hebras paralelas y el sobrecalentamiento local debido a pérdidas excesivas por corrientes parasitas. Al igual que en la prueba de cortocircuito y de reactancia de dispersión, se recomienda realizar la medición FRSL como una prueba de puesta en servicio o de aceptación para establecer los resultados de referencia. Igualmente las pruebas FRSL no son pruebas de diagnóstico de rutina, pero se recomiendan para un diagnóstico avanzado. La prueba también se puede realizar como una prueba trifásica o por fase. La configuración y el procedimiento de la prueba FRSL son iguales que para las pruebas de impedancia en cortocircuito / reactancia de dispersión y se pueden realizar simultáneamente. Se conecta una fuente de CA a cada fase del devanado de alta tensión. Durante la medición de tres fases, las tres fases del lado de baja tensión están en cortocircuito sin conectar el terminal neutro, si lo hay. Para la prueba por fase, el cortocircuito se aplica solo en el devanado correspondiente en el lado de baja tensión. A partir de la corriente medida, se calcula la tensión y el desplazamiento de fase de la componente resistiva de la impedancia en cortocircuito a frecuencias discretas entre 15 y 400 Hz. Ya que la pérdida Eddy en el transformador es más pronunciada a altas frecuencias, un aumento en el componente resistivo puede observarse graficando los resultados sobre el rango de frecuencias. El análisis de los resultados de la FRSL es en gran parte visual e incluye la comparación entre las fases y en función del tiempo. Como las pérdidas parasitas son proporcionales a la frecuencia, se puede observar un aumento de la impedancia en el rango

de frecuencias. Este aumento debe ser uniforme a través de las tres fases, lo que produce una curva suave y exponencial. Desviaciones tan pequeñas como del 3 %, especialmente en las frecuencias más altas, pueden ser una indicación de un estado de cortocircuito entre hebras. Los resultados de la FRSL deberán verificarse mediante la realización de un análisis de gases disueltos (DGA). Muchos de los problemas, que pueden ser diagnosticados mediante el uso de la FRSL, producen gases combustibles. Por ejemplo, las hebras en cortocircuito pueden causar un sobrecalentamiento superior al normal, que podría detectarse mediante DGA. Los problemas más comunes que pueden dar lugar a resultados FRSL falsos son conexiones deficientes y secciones transversales pequeñas del puente de cortocircuito aplicado. En este caso, puede observarse un desplazamiento vertical entre las fases.

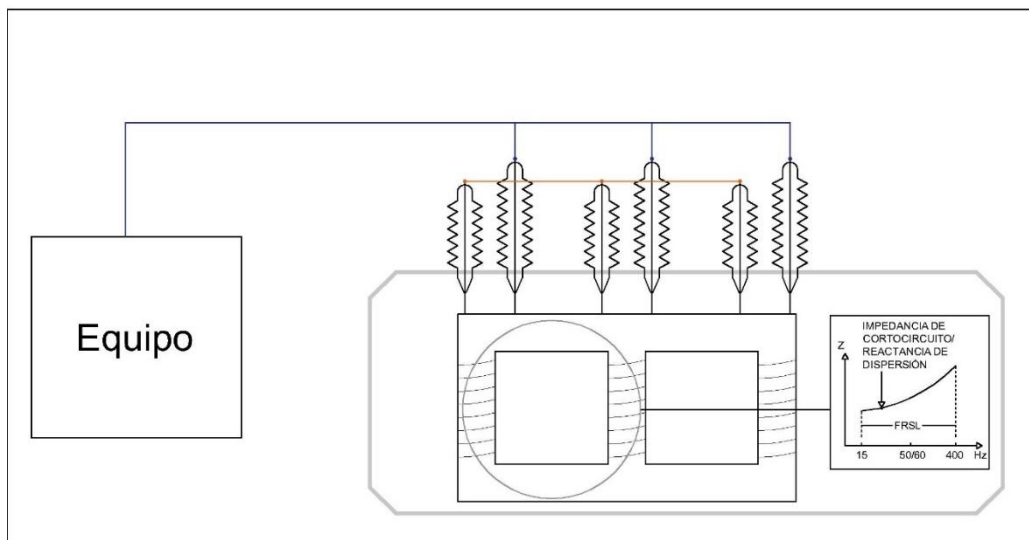


Fig. 2. 15 Diagrama de conexión para medición de respuesta a la frecuencia de pérdidas de dispersión

2.8.8 Desmagnetización

Siempre que un transformador de potencia está aislado del sistema eléctrico, permanece en su núcleo magnetismo residual debido a un desfase. También permanece el magnetismo residual después de aplicar una tensión de CC al núcleo del transformador, por ejemplo durante las pruebas de resistencia del devanado de rutina en campo o en fábrica. Debido al magnetismo residual del núcleo, pueden producirse altas corrientes de avalancha, hasta la máxima corriente de cortocircuito. Esto impone un estrés no deseado al transformador cuando se pone de nuevo en servicio. Además pueden verse afectadas por el magnetismo residual muchas mediciones de diagnóstico, lo que dificulta mucho realizar una evaluación confiable. Por lo tanto, se recomienda desmagnetizar el núcleo antes de volver a poner en servicio el transformador y también después de aplicar tensiones de CC durante las pruebas de diagnóstico. En primer lugar, se satura el núcleo en ambas direcciones, a continuación se determinan los parámetros de histéresis específicos y se calcula el flujo inicial. Basándose en estos parámetros, se utiliza un algoritmo iterativo para reducir el flujo aplicado adaptando la tensión y la frecuencia. Mediante el uso de múltiples iteraciones, el núcleo se desmagnetiza hasta por debajo de un 1 % de su valor máximo. El método descrito para la Desmagnetización

del núcleo de un transformador de potencia basado en la medición del flujo magnético, funciona de forma confiable para los transformadores de potencia pequeños y grandes. La desmagnetización del núcleo del transformador de potencia minimiza el riesgo para el personal y el equipo cuando se pone de nuevo en servicio el transformador. También se recomienda desmagnetizar el transformador antes de realizar el análisis corriente de excitación, el análisis de respuesta en frecuencia de barrido (SFRA) o las pruebas de equilibrio magnético. Todas estas mediciones se verán afectadas si el núcleo está magnetizado, y pueden conducir a una falsa interpretación de los resultados. Un aspecto importante de una Desmagnetización correcta es supervisar constantemente el flujo magnético (Φ) en el núcleo durante el proceso de desmagnetización.

2.8.9 Análisis de respuesta a la frecuencia de barrido (SFRA)

El análisis de la respuesta en frecuencia de barrido (SFRA) se utiliza para identificar

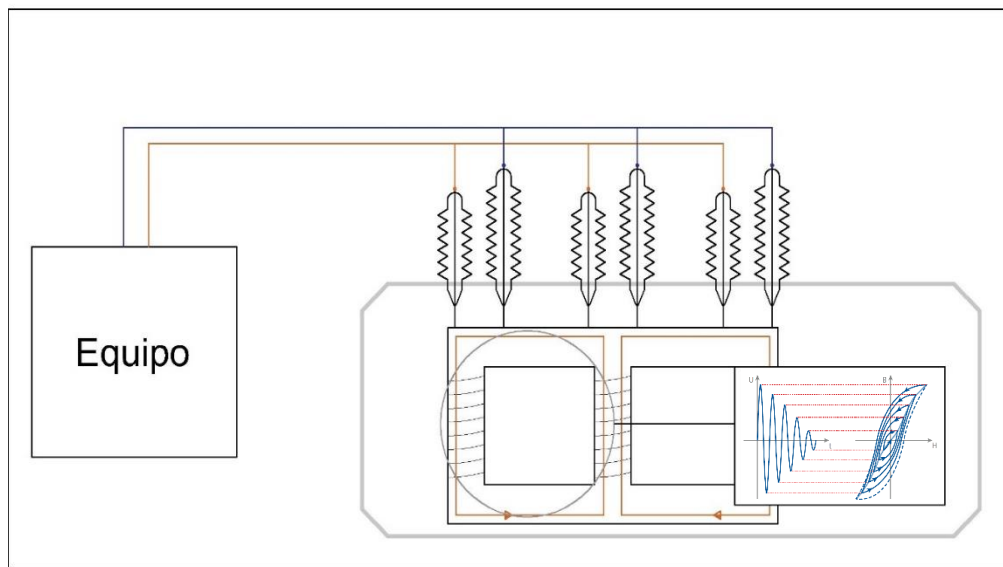


Fig. 2. 16 Diagrama de conexión para medición de desmagnetización

problemas mecánicos o eléctricos en los devanados, contactos o núcleos de los transformadores de potencia. Unos cortocircuitos graves o golpes durante el transporte del transformador pueden hacer que el devanado se mueva o se deforme.

Desde que se introdujo la norma IEC 60076-18, este método se ha convertido en una de las pruebas eléctricas comunes y su aceptación en el mercado ha aumentado en consonancia.

Se recomienda realizar las pruebas de SFRA al final de la prueba de aceptación en fábrica para establecer la huella digital original del transformador y, posteriormente, otra vez después del transporte y durante la puesta en servicio.

Los transformadores de potencia pueden considerarse una compleja red eléctrica de capacitancias, inductancias y resistencias. Cada red eléctrica tiene su exclusiva respuesta en frecuencia.

Se inyecta una tensión de excitación sinusoidal con una frecuencia continuamente creciente en un extremo del devanado del transformador y se mide la señal de retorno de respuesta en el otro extremo. La comparación de las señales de entrada y salida genera una respuesta en frecuencia exclusiva que puede compararse con la huella digital de referencia.

Los cambios, el movimiento o la deformación de los componentes internos producen cambios en esta función de transferencia y pueden identificarse mediante la comparación de los trazados.

El SFRA se basa en la comparación de una prueba actual con una prueba de referencia. Cuando no se dispone de huella dactilar, la evaluación se puede realizar comparando los resultados de otra fase o de un transformador gemelo. Estas fallas detectadas pueden confirmarse mediante otras mediciones, como la resistencia del devanado de CC, la respuesta en frecuencia de pérdidas de dispersión (FRSL), la impedancia de cortocircuito/ reactancia de dispersión, la corriente de excitación o la medición de la relación de transformación del transformador (TTR).

El SFRA es un método no invasivo. Permite la evaluación confiable de la integridad del transformador de potencia sin aplicar alta tensión. Ningún otro método es tan sensible a las deformaciones mecánicas de la parte activa de los transformadores de potencia como el SFRA.

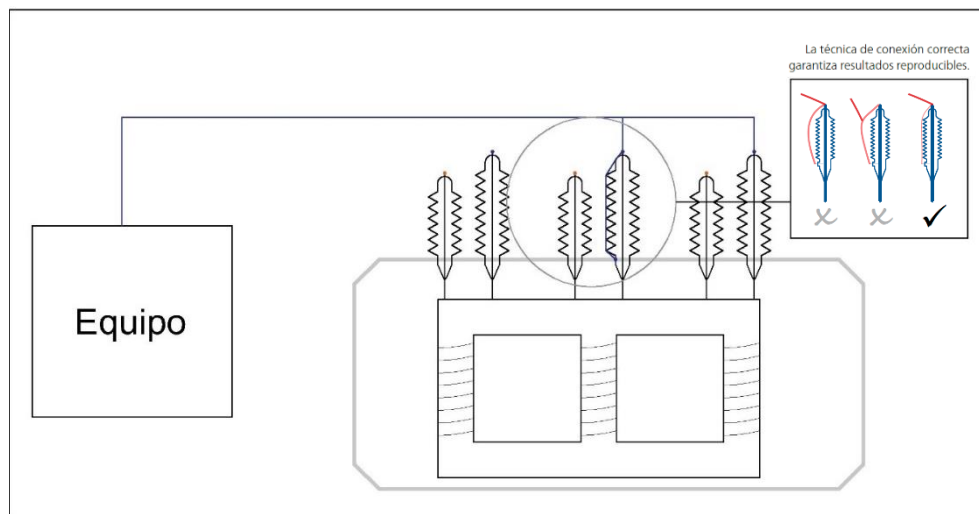


Fig. 2. 17 Diagrama de conexión para medición de respuesta de la frecuencia de barrido (SFRA)

2.8.10 Análisis de respuesta (en frecuencia) dieléctrica

Se utiliza el análisis de respuesta dieléctrica, también denominado análisis de respuesta en frecuencia dieléctrica, para evaluar el contenido de humedad del aislamiento de celulosa y, por tanto, determinar su estado.

La humedad en los transformadores de potencia con aislamiento de aceite y papel se produce por el envejecimiento del papel o porque penetra en el transformador a través de juntas con fugas o respiraderos. Esto provoca una reducción de la resistencia a la ruptura y un aumento del envejecimiento del aislamiento.

Conocer el contenido de humedad es importante para evaluar el estado de las bornes del transformador de potencia y sus bornes. Esta medición también se usa para demostrar el bajo contenido en humedad de los nuevos transformadores después del proceso de secado.

La cantidad principal de aislamiento de celulosa de la parte activa de un transformador de potencia se encuentra entre el devanado primario y el secundario. Para medir este aislamiento, se conecta la salida al devanado de alta tensión y la entrada al devanado de baja tensión. Las corrientes capacitivas y resistivas no deseadas se derivan mediante la conexión de guarda que se aplica a la cuba.

Se mide el factor de potencia/factor de disipación de este aislamiento en un amplio rango de frecuencias. La curva resultante contiene información sobre el estado del aislamiento.

Las frecuencias muy bajas contienen información sobre la humedad del aislamiento sólido, mientras que la posición de la pendiente en las frecuencias de rango medio indica la conductividad del aislamiento líquido. Esta curva se compara automáticamente para modernizar las curvas y se calcula el contenido de humedad del aislamiento de celulosa.

Este método es científicamente aprobado por CIGRE. No existe otra forma no invasiva de evaluar la humedad en un transformador que brinde precisión comparable.

El contenido de humedad se determina directamente en la celulosa y no se deduce de la humedad en el aceite. Por lo tanto, el método es aplicable a todas las temperaturas y no hay necesidad de esperar hasta que se haya alcanzado el equilibrio de humedad entre el papel y aceite. La evaluación se realiza de acuerdo con la norma IEC 60422 que ofrece categorías para los niveles de humedad.

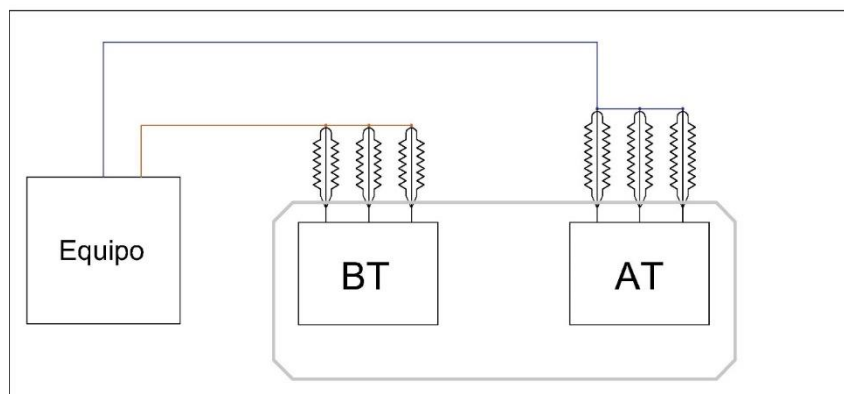


Fig. 2. 18 Diagrama de conexión para medición de respuestas en frecuencia dieléctrica

2.8.11 Análisis de transformador de corriente

Los fabricantes de transformadores de potencia prueban los transformadores de corriente (TC) durante la prueba de aceptación final, mientras que los operadores de la subestación los prueban durante la puesta en servicio. Las pruebas verifican si los TC envían señales correctas al sistema de protección de la subestación.

Unas señales erróneas provocan un funcionamiento incorrecto del sistema de protección que puede dañar los activos conectados. Los parámetros que se comprueban son la exactitud del TC, incluido el error de relación y de desplazamiento de fase del TC, la exactitud para diferentes cargas, la resistencia del devanado del TC, las características de excitación del TC, ALF y FS.

Todas las pruebas se realizan en cumplimiento de las normas: IEC 60044-6, IEC 60044-1, IEC 61869-2, IEEE C57.13

Cada fase se prueba por separado, las demás fases deben estar cortocircuitadas.

Se aplica una tensión a través del lado secundario. Esto produce la fuerza magnética y la densidad de flujo magnético en el núcleo del TC. El error de relación se calcula utilizando la carga y los datos del modelo de TC (diagrama de circuito equivalente), cuyos parámetros se determinan.

No se necesita una fuente de alta corriente y solo hay que realizar la prueba una vez, incluso cuando hay que evaluar posteriormente el TC utilizando más cargas y corrientes primarias. Se miden con precisión todos los parámetros relevantes del TC, teniendo en cuenta las características de carga y excitación del TC.

Los ciclos y valores de las pruebas de diagnóstico en los transformadores de corriente (TC) de la borne se definen en las respectivas normas y en la guía de puesta en servicio de los operadores de TC.

Se determina el error de TC para diferentes métodos de conexión de los devanados de un transformador. Mediante una comprobación de la polaridad se verifica la correcta polaridad del TC y del devanado del TC. Se mide la curva de excitación y se calculan los puntos de inflexión. Se mide la remanencia y se desmagnetizan los TC para evitar un funcionamiento erróneo del relé de protección.

Cuanto mayor sea la impedancia de la carga, menor será el margen hasta alcanzar la saturación. La saturación del núcleo se alcanza cuando la magnetización ya no se incrementa más mientras que la intensidad del campo magnético externo sigue aumentando. El resultado es una disminución masiva de la eficiencia y desempeño del TC.

Cuando se mide la relación de los TC montados en la borne de los terminales del devanado del transformador, se utiliza el metodice inyección de tensión en lugar del método de inyección de corriente debido a la impedancia del devanado del transformador. Para este método, se aplica una tensión de prueba en el lado secundario del TC y se realiza una medición de la tensión en los terminales de las bornes de los devanados del transformador. Esta prueba también puede realizarse usando el sistema CPC 100 para comprobar la relación, polaridad y la clase de protección del TC.

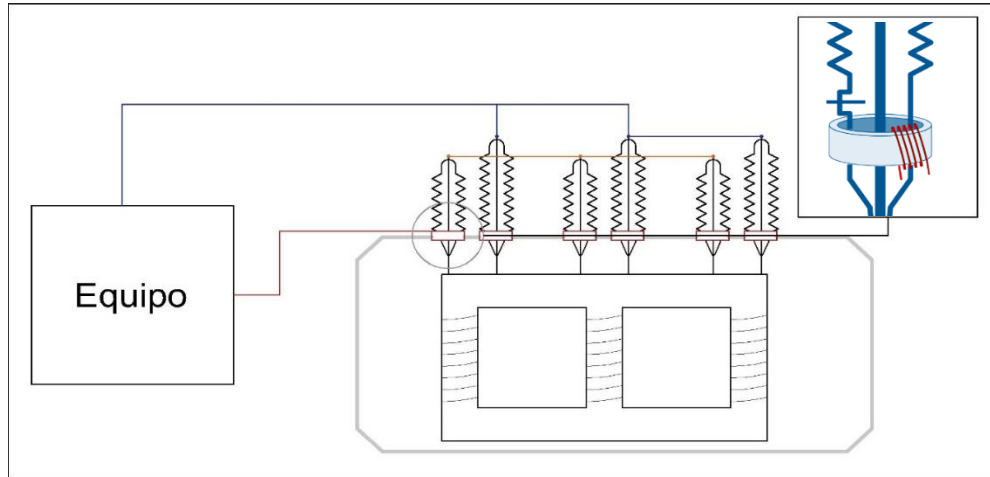


Fig. 2. 19 Diagrama de conexión para análisis de transformador de corriente

2.8.12 Análisis de descargas parciales

Las descargas parciales (PD) pueden dañar los materiales del aislamiento en las bornes y devanados de los transformadores de potencia. Esto puede producir graves fallas y costosas interrupciones.

Se observan DP en las bornes de transformadores de potencia y devanados si el material de aislamiento entre los diferentes potenciales de tensión envejece, se contamina o es defectuoso.

La medición de DP es un método confiable y no destructivo que se utiliza para diagnosticar el estado del sistema de aislamiento de un transformador de potencia. Se lleva a cabo durante las pruebas de aceptación en fábrica, la puesta en servicio in situ y las pruebas de mantenimiento de rutina para detectar defectos críticos y evaluar los riesgos.

Al realizar la medición y el análisis de la actividad de DP en los transformadores de potencia, se determinan las pruebas y configuraciones de prueba específicas mediante el tipo de transformador y la norma según la cual se realizan las mediciones.

Dependiendo del tipo de bornes utilizadas, el sistema de análisis de DP se conecta a la toma capacitiva de las bornes o a un condensador de acoplamiento externo. Esto permite mediciones de DP eléctricas en el transformador.

Las DP se miden en μV (de acuerdo con las normas IEEE) o en pC (de acuerdo con la norma IEC 60270).

Por lo general se despliegan avanzadas técnicas de supresión de ruidos en entornos de muchas interferencias para minimizar los datos irrelevantes.

Las DP también pueden medirse directamente en el interior de la cuba de los transformadores con aislamiento líquido mediante sensores de ultra alta frecuencia (UHF). Las mediciones UHF de DP se pueden utilizar como un método de puertas eficaz para verificar los resultados: los pulsos de DP de una medición eléctrica en las bornes se aceptan solamente si también hay presente un pulso de UHF procedente de la cuba del transformador.

Una vez que se detecta actividad de DP, pueden realizarse mediciones de DP acústicas para localizar con precisión los defectos del transformador. Para la gestión continua de riesgos, puede instalarse un sistema en línea de monitoreo del estado dieléctrico para evaluar continuamente el estado del aislamiento de las bornes y los transformadores.

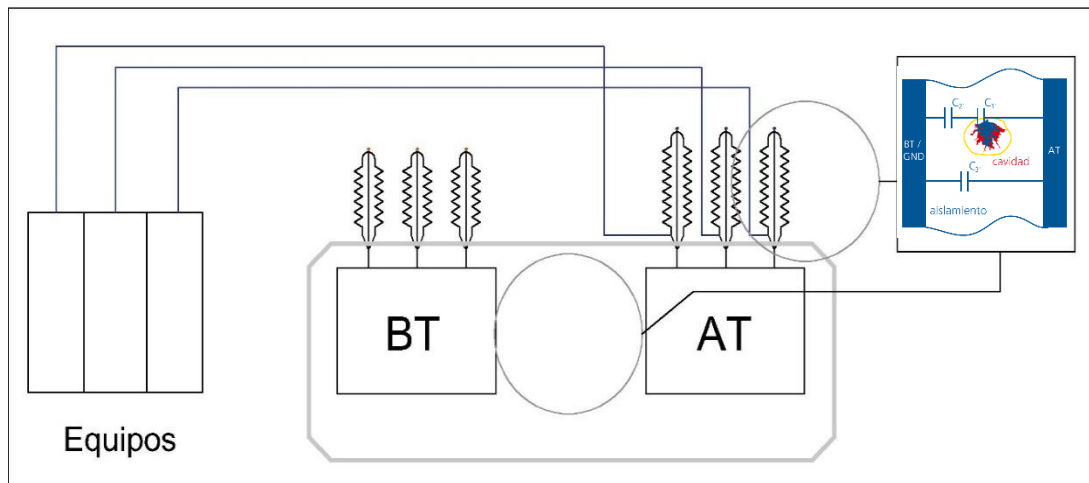


Fig. 2. 20 Diagrama de conexión para análisis de descargas parciales

2.8.13 Localización de descargas parciales

Las descargas parciales (DP) pueden causar danos irreversibles en el aislamiento del transformador de potencia, mucho antes de que falle el aislamiento realmente. Incluso después de la detección y el análisis, es esencial saber exactamente donde se encuentran los defectos de aislamiento en el transformador.

Mediante las mediciones de DP acústicas, pueden localizarse con precisión los puntos débiles o defectos del aislamiento. Una vez que se conoce la ubicación exacta de defectos, se pueden planificar y ejecutar medidas correctivas de manera eficiente para evitar la falla.

Las mediciones de DP acústicas se llevan a cabo después detectarse una DP durante las pruebas de aceptación en fábrica, y son parte integrante de mediciones de diagnóstico durante la vida útil de los transformadores de potencia.

Se instalan magnéticamente múltiples sensores acústicos en la superficie de la cuba del transformador de potencia. Cada sensor mide el tiempo de propagación de la señal acústica de la fuente de DP hasta la pared de la cuba. La ubicación del defecto se calcula basándose en las diferencias de tiempo, posición del sensor y velocidad de propagación.

Los datos recogidos por estos sensores se comparan de forma simultánea para identificar con precisión la ubicación del defecto.

La norma IEEE C57.127-2007 describe el flujo de trabajo típico de una medición acústica.

El análisis de gases disueltos (DGA) puede indicar actividad de DP, pero no puede ubicarla en los transformadores de potencia. Por ese motivo se realizan mediciones acústicas de DP si los resultados del DGA muestran evidencias de DP.

Se puede utilizar la combinación de mediciones de detección de DP eléctricas y de ultra alta (UHF) para desencadenar una medición de DP acústica. Este método garantiza una localización óptima de las DP en entornos con fuertes interferencias.

Las mediciones de DP acústicas se realizan mientras los transformadores de potencia están en servicio. Esto elimina la necesidad de cortes de suministro y mantiene el transformador a pleno servicio.

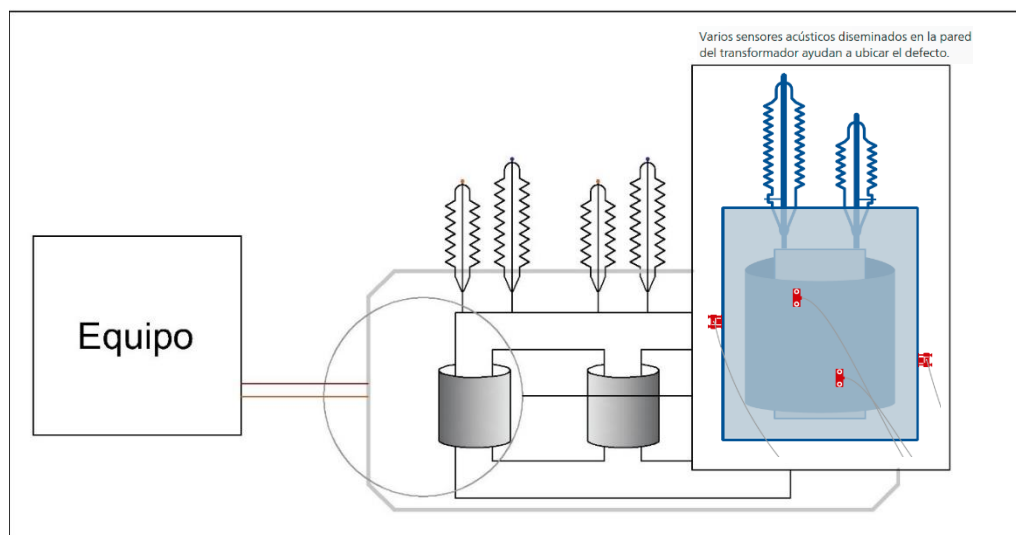


Fig. 2. 21 Diagrama de conexión para localización de descargas parciales

2.8.14 Medición y monitoreo temporal en línea de descargas parciales

Las descargas parciales (DP) pueden dañar los materiales del aislamiento en las bornes y devanados de los transformadores de potencia. Esto puede producir rupturas del aislamiento

y costosas interrupciones del servicio. Se observan DP en las bornes de transformadores de potencia y devanados si el material de aislamiento entre los diferentes potenciales de tensión envejece, se contamina o es defectuoso.

La medición en línea de DP evalúa la actividad de las DP y ofrece una instantánea del estado del aislamiento cuando el activo está en funcionamiento. El monitoreo temporal en línea de DP indica cambios en la actividad de DP durante periodos de tiempo específicos durante la vida útil de un activo.

Los datos recopilados con la medición y monitoreo en línea de DP permiten a los ingenieros determinar cuándo presentara el equipo eléctrico un riesgo de falla. Esta información vital basada en el estado ayuda a optimizar las estrategias de mantenimiento, la gestión de activos y la planificación de inversiones.

El sistema combinado de medición y monitoreo de DP en línea puede conectarse fácilmente mediante una caja de terminales a sensores de toma de borne de instalación permanente.

Esto permite una configuración segura y cómoda de tipo "plug-and-play" cuando los activos eléctricos están en línea. Como resultado, pueden evitarse los tiempos muertos innecesarios y evaluarse el activo en condiciones de funcionamiento.

La actividad de DP se mide de forma sincrónica en las tres fases en las tomas de la borne y en el interior de la cuba del transformador en el rango de UHF. Las herramientas de diagnóstico avanzadas, como 3PARD (diagrama trifásico de relación de amplitudes), se utilizan para separación de ruido y de múltiples fuentes de DP para una interpretación confiable.

La mejor manera de confirmar la actividad continuada de DP en las bornes y los devanados es el monitoreo de las DP en las tomas de las bornes y en el rango de UHF.

Se pueden activar el muestreo de aceite periódico y el análisis de gases disueltos (DGA) en laboratorio para confirmar las tendencias dieléctricas mediante la detección de los subproductos de degradación del aislamiento disueltos en el aceite del transformador.

Las mediciones de DP acústicas se pueden implementar después de detectada la DP para obtener una ubicación precisa y confiable de las fallas del aislamiento en los devanados del transformador [3].

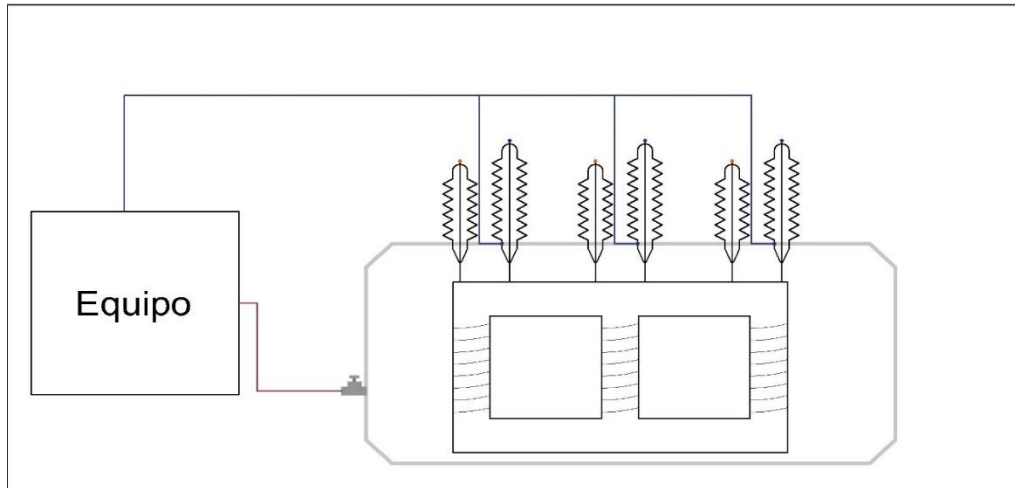


Fig. 2. 22 Diagrama de conexión para medición y monitoreo temporal en línea de descargas parciales

2.8.15 Análisis de gases disueltos en aceite

El realizar un análisis de gases disueltos en aceite incluye realizar una cromatografía de gases y posteriormente realizar un análisis de los resultados obtenidos en dicha prueba. Los gases presentes en el fluido aislante contenido en los transformadores eléctricos son un importante indicador de su estado de salud y la evolución de las posibles anomalías. Por su presencia y por la relación entre los gases disueltos en el aceite es posible identificar, por ejemplo, un punto caliente, un arco eléctrico, una degradación atípica del aislante celulósico y así, intervenir preventivamente con el fin de evitar averías y costosa parada de esta máquina tan importante dentro del sistema eléctrico.

2.9 Fallas incipientes

Como se mencionó anteriormente los aislamientos del transformador se descomponen en gases, dependiendo de la energía presente a su alrededor. Además de que todos los transformadores generan algún tipo de gases durante su operación, debido a que en ellos es normal que exista una energía térmica, proveniente de la disipación propia de sus partes activas y del calentamiento ambiental. Esta energía es suficiente para que el aislamiento sólido y líquido se descomponga lentamente. Los gases formados se disuelven en el aceite y se concentran en rangos normales a lo largo de la vida operativa del transformador. La salida de rango de los gases es muestra de un comportamiento anormal y posiblemente la generación de una falla incipiente del transformador, la cual además de los factores ya expuestos anteriormente, también se puede provocar por:

- Una instalación defectuosa.
- Un escaso, nulo o erróneo mantenimiento.
- Defectos en el diseño o durante la fabricación que no fueron detectados en las primeras inspecciones de pruebas.

- Mala operación o sincronía fuera de fase.

Estas situaciones aumentan la energía dispersa y afectan la operación del transformador, disminuyendo su vida útil, sus efectos pueden ser momentáneos o pueden permanecer durante un periodo determinado.

Las fallas incipientes más comunes en un transformador son arqueos, efecto corona, descargas de baja energía y sobrecalentamiento general o puntos calientes. Cada uno de estos fenómenos puede presentarse individual o simultáneamente y resultar en la degradación de los materiales aislantes, dando lugar a la formación de gases combustibles y no combustibles. No importando porque situación este pasando el transformador, los aislamientos siempre realizan su función de disipar cualquier expresión de energía y muy frecuentemente a costa de su descomposición, por ello que es preciso tener un control de los rangos de gases formados.

2.9.1 Efecto corona

Si se establece una diferencia de potencial entre dos conductores paralelos o concéntricos y posteriormente se aumenta esa diferencia de potencial, llegará un momento en que se producirá un ruido o silbido que se hará más intenso a medida que aumenta la diferencia de potencial.

Si se observa a los conductores en un recinto suficientemente oscuro se notará un halo fosforescente alrededor de estos conductores. Al mismo tiempo se percibirá un olor característico de ozono. Estos efectos son debidos a la ionización del aire presente en la cercanía de los conductores, lo cual origina una disminución considerable de la resistividad dieléctrica de los gases que lo forman: nitrógeno y oxígeno, principalmente.

Los factores que favorecen la formación del efecto corona son entre otros: una disminución de la presión barométrica decrece a su vez la densidad del aire y reduce el voltaje al cual se inicia el efecto.

Un aumento de la temperatura del aire (o del gas) disminuye también su densidad. Por otra parte el polvo, la humedad y otras impurezas disminuyen el voltaje al cual se inicia el efecto corona.

Vale la pena aclarar que el aceite para transformador puede contener, en condiciones de equilibrio de saturación, entre 8 y 12% de aire, a temperatura ambiente. Conviene resaltar que al igual que el aire que se encuentra en la cercanía de los conductores sometidos a elevados voltajes, los gases que se forman durante las operaciones de los transformadores también se ionizan por el efecto corona.

2.9.2 Arco eléctrico

Este tipo de falla se pueden distinguir dos etapas, la de alta y la de baja temperatura, dependiendo de la cantidad relativa de energía que se esté disipando. En baja temperatura se pueden romper enlaces interiores carbono-carbono en la molécula del aceite formando metano y Etano. Con alta temperatura, los gases carbono-hidrógeno del Etano se rompen y se forma un doble enlace para producir Etano e Hidrógeno.

2.9.3 Descargas parciales

Las descargas parciales de baja energía producen Hidrógeno y Metano, con pequeñas cantidades de Etano y Etileno. Si las descargas ocurren en la celulosa, pueden resultar cantidades comparables de Monóxido y dióxido de Carbono.

2.9.4 Punto caliente

La energía térmica suministrada por una situación anormal como un punto caliente, provocará la descomposición del aceite con un incremento notable de los gases más la presencia de Etileno, en mayor concentración que el Etano, junto a cantidades menores de Hidrógeno y Etano. Si las fallas son graves o si afectan a contactos eléctricos, pueden formarse indicios de Acetileno.

2.9.5 Pirolisis de la celulosa

La celulosa del papel es termodinámicamente inestable, es decir, siempre se está descomponiendo en presencia de calor, sin embargo en operación normal de un transformador el deterioro es lento. La celulosa es un compuesto relativamente complejo, sin embargo, los productos de su descomposición son bastantes sencillos, como el dióxido de carbono, Agua y hasta monóxido de Carbono, si es que la degradación es rápida y el contenido de oxígeno es pequeño. Cantidades considerables de dióxido y monóxido de Carbono presentes en el aceite pueden ser una señal clara de un deterioro en la celulosa que una falla está involucrada a la misma, por tal razón, es preciso vigilar las relaciones entre dióxido/Monóxido y Monóxido/Dióxido, ya que un valor alto en la primera relación puede indicar oxidación del papel a alta temperatura en presencia de suficiente cantidad de Oxígeno, mientras que un valor alto en la segunda relación puede señalar que la celulosa se está descomponiendo rápidamente.

Existen varias condiciones que causan la generación o combustión típica de gases en el aceite, con estas ideas podemos establecer interpretaciones que correlacionen el contenido de gases con el comportamiento del transformador. Con la detección de fallas incipientes en su más temprana presencia y la capacidad de evaluar pequeños cambios aparentemente insignificantes en los rangos de los gases calve, se puede llegar a dar un correcto mantenimiento al transformador antes que se altere la operación del equipo.

2.10 Cromatografía de gases

La dependencia que existe entre la temperatura con la formación de los diferentes gases, proporciona la base para determinar los tipos de fallas que se pueden presentar dentro del transformador durante su funcionamiento. Estos gases característicos son denominados "Gases Clave" y son una evidencia de la presencia de una falla en especial. Las figuras presentan estos gases y sus proporciones relativas para algunos tipos de fallas.

Al haber falla de corona en el aceite, se tendrá suficiente energía para producir hidrógeno, ya que los enlaces carbono-hidrógeno requieren relativamente poca energía para romperse. De menor cantidad pero siendo este el gas característico se produce Acetileno y pequeñas cantidades de Metano y Etileno. También se pueden formar Monóxido y Dióxido de Carbono si la falla afecta a la celulosa.

Es de suma importancia realizar un diagnóstico de las fallas incipientes a partir de la detección de los gases generados dentro del transformador de potencia, este análisis se basa en el muestreo obtenidos del relevador Bucholz o bien, la válvula de muestreo. Conforme el transformador se somete a ciertos esfuerzos eléctricos y térmicos anormales se generan ciertos gases debido a la degradación del sistema aislante mezclándose directamente en el aceite, convirtiéndose en una clara evidencia de un funcionamiento anormal.

La cromatografía de gases es el método más usado para identificar los gases que salen fuera de su rango. Ya que determina cualitativa y cuantitativamente los gases disueltos en el aceite del transformador.

La cromatografía de gases es una técnica empleada con bastante éxito para el diagnóstico predictivo de fallas en los transformadores. Esta técnica se ha soportado en el estudio de casos con transformadores que han fallado, transformadores con fallas incipientes, simulaciones de laboratorio y modelos estadísticos, que han conducido a establecer correlaciones entre el tipo de falla y los gases generados en los transformadores, asociados a dicha falla.

Esta técnica consiste en la separación de mezclas en el cual los componentes a ser separados son distribuidos entre dos fases, una de las cuales es estacionaria mientras la otra se mueve en una dirección definida. El movimiento de las sustancias durante la cromatografía es el resultado de dos fuerzas contrarias; la fuerza de arrastre de la fase móvil y la fuerza resistente o acción de retardo del adsorbente ubicado en la fase estacionaria. La fuerza de arrastre mueve las sustancias del origen de la columna en dirección del flujo de la fase móvil mientras que la acción de retardo impide el movimiento de las sustancias arrastrándolas del flujo y adhiriéndolas al adsorbente. Las moléculas se encuentran alternando entre mantenerse pegadas al adsorbente o ser arrastradas por el flujo, esto da como consecuencia que pese a que el flujo es constante, solo una fracción de las moléculas se está moviendo. Las sustancias que se mueven más lentamente son porque están siendo unidas más fuertemente a la fase estacionaria, mientras que aquellas que se mueven más rápidamente son porque presentan poca afinidad con la fase estacionaria.

Para la cromatografía de gases se utiliza un gas inerte como fase móvil denominada gas portador, quien se encarga de arrastrar la muestra a lo largo de la columna y a través de la fase estacionaria, la cual puede presentarse como un líquido (CGL) o un sólido (CGS). En ambos casos la retención de los componentes de la muestra sobre la fase estacionaria se debe a fenómenos consecutivos de adsorción y desorción.

La cromatografía de gases usa comúnmente la elución como medio de separación, en el cual el gas portador circula a lo largo de la columna de un modo continuo durante el proceso. En un momento dado se introduce en la corriente del gas portador una muestra de la mezcla a

determinar en estado gaseoso. El gas portador arrastra a los componentes a lo largo de la columna, donde se producen de forma paulatina y sucesiva los procesos de adsorción y desorción de los componentes, esto dependiendo del poder de atracción que muestre la fase estacionaria sobre cada uno de ellos. Como resultado los componentes migran a lo largo de la columna a velocidades diferentes, por lo cual, dado que todos recorrerán la misma distancia, que es la longitud de la columna, se realizará su separación y elución en diferentes tiempos [4].

2.10.1 Componentes y accesorios de un Cromatógrafo

Desde el punto de vista analítico es conveniente separar dos acciones que se llevan a efecto en el Cromatógrafo de gases. La visión cualitativa de una mezcla de componentes se debe primordialmente a la columna, donde se realiza la separación de los mismos en diferentes tiempos de retención, quedándole al detector el informar de los momentos en que emergen los componentes de la columna. Por otro lado la visión cuantitativa de las proporciones en los que los componentes integran una muestra dada se debe fundamentalmente al detector que mide la concentración de cada componente en el gas portador, o bien la cantidad del mismo a lo largo del tiempo, proporcionando una señal determinada en magnitud por tal concentración o cantidad [5].

Los componentes principales de un Cromatógrafo de gases están marcados en la norma NMX-J-308-ANCE-2004 y son los siguientes:

- Fuente de gas acarreador, Argón o Helio son los más comúnmente usados (si se usa Nitrógeno, este gas no puede detectarse en la muestra).
- Regulador de presión.
- Puerto de inyección de muestra.
- Columnas cromatográficas.
- Medidores de flujo.
- Detectores y registradores o integradores. Un detector de ionización de flama, además de un detector de conductividad térmica, se utiliza para detectar hidrocarburos debido a su mayor sensibilidad para esos componentes.
- Jeringas para gas, de aguja fija para transferir los gases.
- Contenedores de muestra: pueden ser jeringas de vidrio o cilindros metálicos.
- Jeringas de vidrio con capacidad de 50 ml o 100ml, terminadas en pivote de tipo Luer, el cual es conectado a la válvula de tres vías.
- Cilindros metálicos: estos contenedores son de acero inoxidable y están provistos de válvulas en cada una de sus terminales, su capacidad puede ser de 150 ml. A 1000 ml.

2.10.1.1 Fase móvil

También conocido como gas portador (gas inerte que no reaccionará ni con la muestra ni con la fase estacionaria), tiene la función de transportar los componentes de la muestra a través de la columna. Es importante que el gas portador sea de alta pureza ya que la presencia de impurezas altera químicamente a la muestra y modifican los tiempos de retención. En la

cromatografía de gases se utiliza comúnmente un gas inerte como el Helio, Argón o Nitrógeno.

2.10.1.2 Fase estacionaria

La fase estacionaria es un absorbente estático que retiene momentánea y diferencialmente los compuestos de una muestra.

2.10.1.3 Columna cromatográfica

La columna para la cromatografía de gases está formada por un tubo dentro del cual se dispone la fase estacionaria. A lo largo de la columna se lleva a cabo la adsorción y desorción entre la fase estacionaria y los compuestos. Se fabrica de diferentes materiales, diámetros y longitudes. Existiendo dos tipos básicos de columnas cromatográficas de uso común: las columnas de relleno y las columnas capilares.

La mayor o menor eficiencia de una columna cromatográfica depende de un conjunto de factores como son el largo de la columna, diámetro de la columna, tamaño de la partícula de relleno, naturaleza de las fases, cantidad de fase estacionaria, temperatura de la columna, velocidad del gas portador y la cantidad de muestra inyectada.

2.10.1.4 Horno

En el interior del horno se sitúa la columna, donde se debe tener una buena regulación de la temperatura. Dentro del horno la columna se conecta en un extremo al puerto de inyección mientras que el otro extremo al detector. La columna debe estar en el centro del horno sin tener contacto con las paredes. El horno juega un papel muy importante pues es el encargado de preparar las condiciones óptimas recibir la muestra en la columna. Comúnmente la temperatura con la que trabaja el horno es programable.

2.10.1.5 Detectores

Otra parte fundamental del equipo son los detectores, el cual es un dispositivo que se localiza a la salida de la columna de separación, este mide la concentración de cada uno de los componentes de la muestra y genera una señal eléctrica proporcional a dicha concentración.

En principio el detector hace uso de cualquier diferencia en las propiedades físicas como método de detección entre el gas portador puro y el gas portador más el vapor del soluto, otros basan su funcionamiento en medir directamente las propiedades del componente en el gas portador o en algunos casos la del componente solo.

Varias son las características generales que debe reunir un detector para ser utilizado en la cromatografía y que se pondrán de manifiesto en la generación y calidad de la señal del mismo.

Las características importantes de un buen detector son

- **Estabilidad:** La estabilidad está determinada por la señal de fondo o ruido de fondo, que se debe a perturbaciones instantáneas de la señal por causas ajenas a la presencia

del componente. La estabilidad de la señal indica la calidad de la misma por ello el detector no debe ser susceptible de pequeños cambios en un ambiente externo.

- **Sensibilidad:** Indica la respuesta del mismo ante un cambio de la propiedad física que mide, a su vez, este cambio de propiedad física se deberá a la presencia de una menor o mayor cantidad de componente en el detector. Por ello, la sensibilidad del mismo se debe considerar también como la respuesta frente a la variación de la cantidad del componente.
- **Linealidad:** La linealidad del detector considera que la respuesta de mismo; la señal, sea proporcional a la variación en la cantidad del componente que en un momento dado se encuentre en el detector. Esta característica del detector permite eliminar la necesidad de calibraciones frecuentes.
- **Tiempo de respuesta:** Es el tiempo que transcurre entre un cambio de cantidad del componente en el detector y la manifestación de tal cambio en el cromatograma.
- **Muchas veces este tiempo se ve afectado por varios factores.** El más importante es el volumen muerto que se genera entre la conexión de salida de la columna y el detector. Si el volumen muerto es grande, permite una mayor difusión del soluto, produciendo picos de forma anormal y pérdida en la resolución. Otro factor que influye es la velocidad de entrada del soluto al detector, lo ideal es que se detecte toda la cantidad de un compuesto en un tiempo lo más corto posible.
- **Respuesta equivalente a todas las especies Químicas:** Esta es la propiedad más deseable en los detectores, pero también es la más difícil de lograr en la práctica. Solo los detectores de masa son detectores absolutos, todos los demás requieren de un conocimiento previo de los constituyentes de la muestra y calibraciones antes del análisis cuantitativo.

2.10.2 Interpretación del análisis cromatográfico

Este paso es de suma importancia, pues cabe destacar que se trata un análisis de los resultados obtenidos en las pruebas realizadas. Tomando en cuenta distintos métodos para su interpretación, ya sea que se trate de las concentraciones individuales de los gases o las relaciones entre las concentraciones se puede determinar las condiciones en las que se encuentra el transformador [6]

2.10.2.1 Evaluación de la condición de un transformador por concentraciones de TGDA (TDCG por sus siglas en inglés)

Un criterio de cuatro niveles se ha desarrollado para clasificar los riesgos a los transformadores, cuando no hay una historia previa de gas disuelto, para un funcionamiento continuo en los distintos niveles de gases combustibles. El criterio utiliza ambas concentraciones de los gases separados y la concentración total de todos los gases combustibles.

La siguiente tabla lista las concentraciones de gas disuelto para los gases y TDCG individuales para las condiciones 1 a 4. Se utiliza esta tabla para hacer la evaluación original de un gas y evaluar la condición en un transformador nueva o recientemente reparado o se utiliza si no hay pruebas anteriores sobre el transformador de gases disueltos o si no hay una historia reciente. Se aconseja a los usuarios de esta guía que las concentraciones de gases

disueltos contenidos en la *Tabla 2.3* son valores de consenso sobre la base de las experiencias de muchas empresas. El operador transformador puede decidir utilizar diferentes concentraciones de gas disuelto para los gases individuales (particularmente acetileno) y TDCG en base a criterios de ingeniería y la experiencia con otros transformadores similares.

Condición	Límite de concentración de gases clave disueltos ($\mu\text{L/L}$)							
	Hidrógeno (H_2)	Metano (CH_4)	Acetileno (C_2H_2)	Etileno (C_2H_4)	Etano (C_2H_6)	Monóxido de carbono (CO)	Dióxido de Carbono (CO_2)	TDCG
1	100	120	1	50	65	350	2500	720
2	101-700	121-400	2-9	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
3	701-1800	401-1000	10-35	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
4	>1800	>1000	>35	>200	>150	>1400	>10000	>4630
NOTAS:								

Tabla 2.3 Límites de concentración de gases claves disueltos (ppm)

En donde:

Condición 1: TDGC por debajo de este nivel indica el transformador está funcionando satisfactoriamente. Cualquier gas combustible individual superior a los niveles especificados debe impulsar a la investigación adicional.

Condición 2: TDGC dentro de esta gama indica mayor que el nivel normal de gas combustible. Cualquier gas combustible individual superior a los niveles especificados debe impulsar a la investigación adicional.

Condición 3: TDGC dentro de este rango indica un alto nivel de descomposición. Cualquier gas combustible individual superior a los niveles especificados debe impulsar la investigación adicional.

Condición 4: TDGC dentro de este rango indica descomposición excesiva. La operación continua podría resultar en una falla del transformador. Proceder inmediatamente y con precaución.

Una vez que la fuente de formación de gases se determina por análisis, la inspección, la consulta, o combinaciones de los mismos y el riesgo se ha evaluado, se determina un juicio para establecer el intervalo de muestreo y procedimiento de funcionamiento final.

Niveles (%)	TCG	TCG (5/día)	Tasa	Intervalo de muestreo y procedimientos de operación
-------------	-----	-------------	------	---

			De muestreo	Procedimiento de operación
Condición 4	≥ 5	>0.03	Diario	Considere retiro del servicio. Aconsejaría fabricante.
		0.01-0.03	Diario	
		<0.01	Semanal	Extremar precaución. Analizar para los gases individuales.
Condición 3	$\geq 2 < 5$	>0.03	Semanal	Extremar precaución. Analizar para los gases individuales.
		0.01-0.03	Semanal	
		<0.01	Mensual	
Condición 2	$\geq 0.5 < 2$	>0.03	Mensual	Tenga precaución. Analizar para los gases individuales.
		0.01-0.03	Mensual	
		<0.01	Trimestral	
Condición 1	< 0.5	>0.03	Mensual	Tenga precaución. Analizar para los gases individuales.
		0.01-0.03	Trimestral	Continúe con su funcionamiento normal
		<0.01	Anual	

Tabla 2.4 Acciones basadas en TCG (%)

	Niveles TCG (ppm)	TCG Tasa (ppm/día)	Intervalo de muestreo y procedimientos de operación	
			De muestreo	Procedimiento de operación
Condición 4	> 4630	> 30	Diario	Considere retiro del servicio. Aconsejaría fabricante.
		10-30	Diario	
		< 10	Semanal	Extremar precaución. Analizar para

				los gases individuales.
Condición 3	1921-4630	>30	Semanal	Extremar precaución. Analizar para los gases individuales.
		10-30	Semanal	
		<10	Mensual	
Condición 2	721-1920	>30	Mensual	Tenga precaución. Analizar para los gases individuales.
		10-30	Mensual	
		<10	Trimestral	
Condición 1	≤ 720	>30	Mensual	Tenga precaución. Analizar para los gases individuales. Continúe con su funcionamiento normal
		10-30	Trimestral	
		<10	Anual	

Tabla 2.5 Acciones basadas en TDCG (ppm)

2.10.2.2 Método de los gases claves individuales

La presencia de los gases combustibles depende de la temperatura presente en el aceite del transformador. Cuando se presenta una avería, la temperatura del transformador aumenta y se libera gran cantidad de gases combustibles en la cuba del transformador. La técnica de Gas Clave detecta las averías mediante la medición de los gases individuales en lugar de calcular las proporciones de gas. Esta técnica tuvo sus inicios en 1973 y estableciéndose oficialmente en 1974. A continuación se presenta un resumen de los criterios de diagnóstico de la técnica de gases claves.

- **Térmico-Aceite:** La descomposición incluye Etileno y Metano, juntos con pequeñas cantidades de Hidrógeno y Etileno. Rastros de acetileno pueden formarse si la falla es severa. El principal Gas en este tipo de fallos es el Etileno.

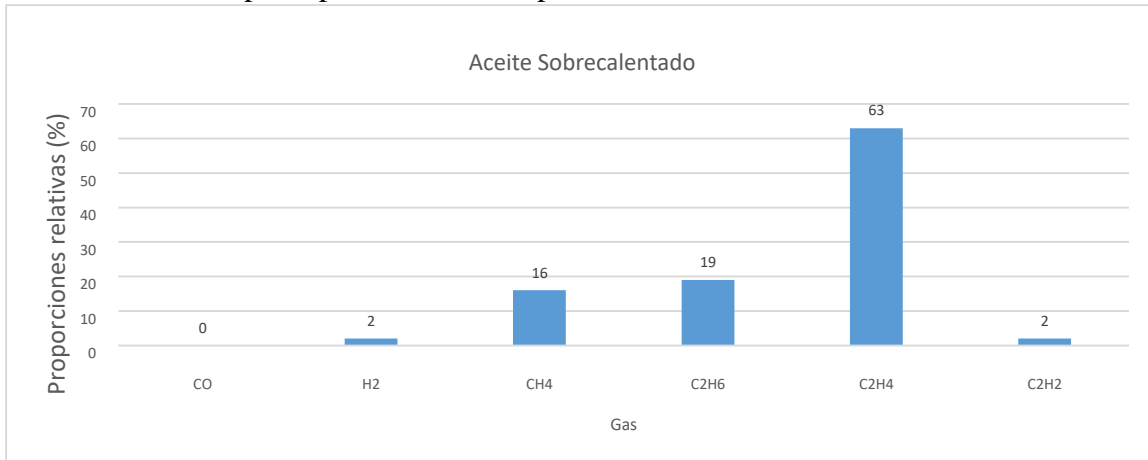


Fig. 2. 23 Concentraciones de gases individuales en Aceite sobrecalentado

- **Térmico- Celulosa:** Grandes cantidades de dióxido de carbono y monóxido es producto de celulosa sobrecalentada. Los Hidrocarburos, tal como el Metano y el Etileno serán formados si la falla involucra una estructura impregnada de aceite. El principal gas es el Monóxido de Carbono.

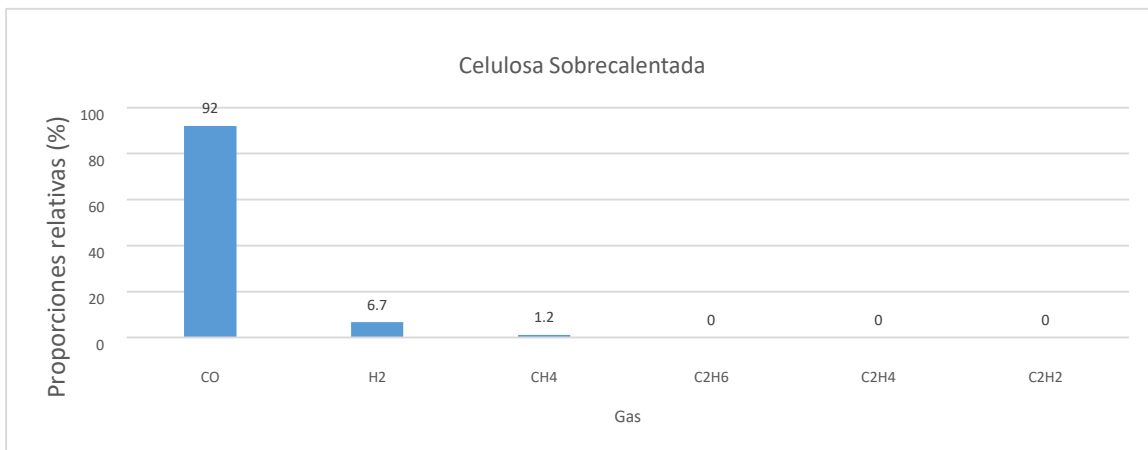


Fig. 2. 24 Concentraciones de gases individuales en celulosa sobrecalentada

- **Eléctrico- Corona:** Pequeñas descargas de energía eléctrica producen Hidrógeno y Metano, con pequeñas cantidades de Etano y Etileno. Cantidades de Monóxido y

Dióxido de Carbono pueden resultar de descargas en la celulosa. El principal gas en esta falla es el Hidrógeno.

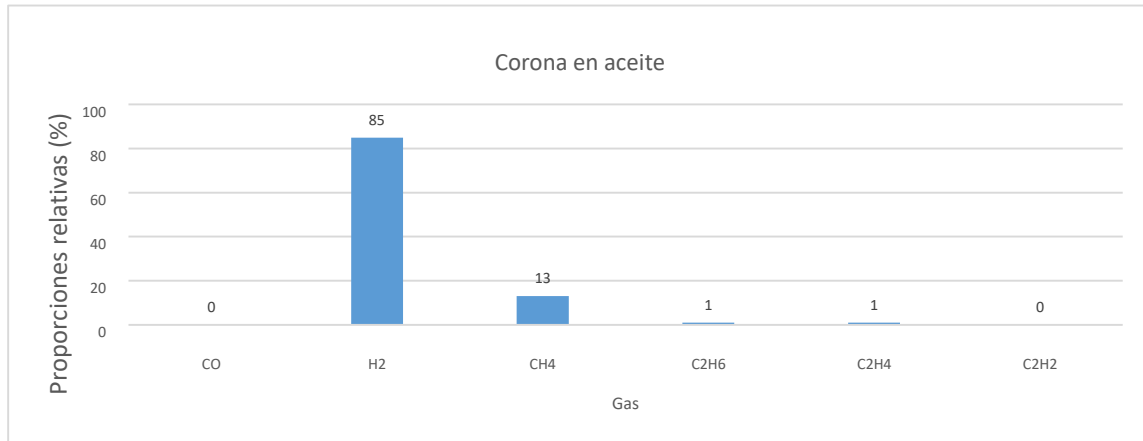


Fig. 2. 25 Concentraciones de gases individuales en efecto corona

- Eléctrico- Arcos:** Grandes cantidades de Hidrógeno y Acetileno son producidos, con menor cantidad de Metano y Etileno. El Dióxido y el Monóxido de Carbono también puede ser formado si la falla involucra celulosa. El aceite puede estar carbonizado. El principal gas es el Acetileno.

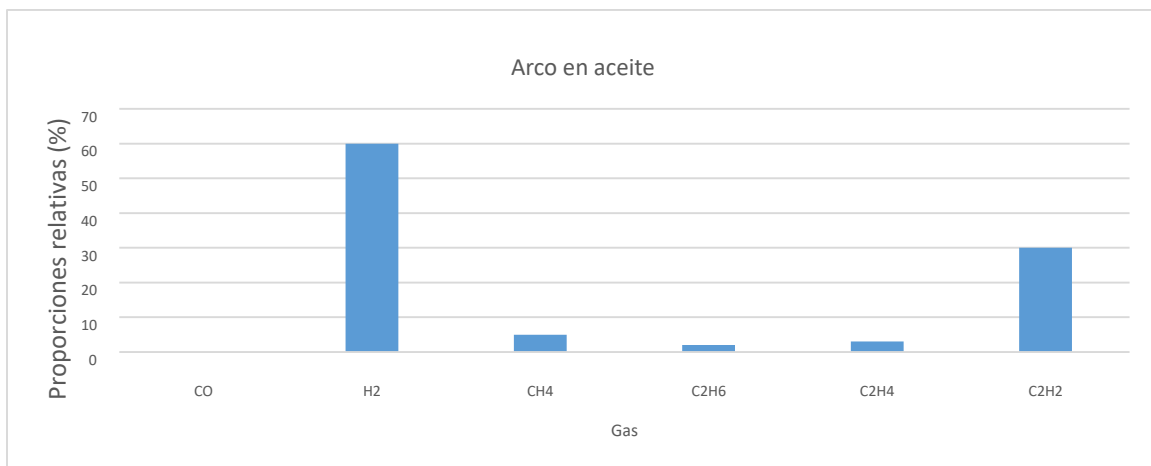


Fig. 2. 26 Concentraciones de gases individuales en arco eléctrico

2.10.2.3 Relaciones de Doernenburg

En 1970, Doernenburg propone una técnica para diferenciar el origen térmico o eléctrico de las averías, se basa en las cuatro relaciones entre concentraciones de gases:

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2}$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$$

$$R3 = \frac{C_2H_2}{CH_4}$$

$$R4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2}$$

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

Este procedimiento requiere niveles significativos de los gases que están presentes para que el diagnóstico sea válido.

El método Doernenburg sugiere la existencia de tres tipos de fallos generales, este método utiliza concentraciones de gas a partir del cual se calcularon los cocientes de 1, 2, 3 y 4. El diagrama que se presenta a continuación ilustra la aplicación paso a paso del método de la relación de Doernenburg para los gases extraídos de sólo el aceite del transformador.

Paso 1: Se obtienen las concentraciones de gases mediante la extracción de los gases y se utiliza la separación por cromatografía.

Paso 2: Si al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede el doble del límite L1, la unidad se considera defectuoso; se continua con el paso 3 para determinar la validez del procedimiento.

Paso 3: Determinación de validez del procedimiento de relación. Si al menos uno de los gases en cada relación de R1, R2, R3, R4 o excede el procedimiento de relación es válida; de lo contrario, las proporciones no son significativas, y la unidad debe ser remuestreados e investigados por procedimientos alternativos.

Paso 4: Suponiendo que el análisis de la relación es válida, cada relación sucesiva se compara con los valores obtenidos de la *Tabla 2.6* en el orden R1, R2, R3 y R4.

Paso 5: Si todas las proporciones siguientes para una caída tipo de fallo específica.

GAS CLAVE	CONCENTRACIÓN L1 [μL/L (PPM)]
Hidrógeno (H ₂)	100
Metano (CH ₄)	120
Monóxido de carbono (CO)	350
Acetileno (C ₂ H ₂)	1
Etileno (C ₂ H ₄)	50

Tabla 2.6 Concentraciones LI de gases claves

	R1 CH ₄ /H ₂		R2 C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄		R3 C ₂ H ₂ /CH ₄		R4 C ₂ H ₆ /C ₂ H ₂	
	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas	Aceite	Gas
Descomposición térmica	>1.0	>0.1	<0.75	<1.0	<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Descargas parciales	<0.1	<0.01	----		<0.3	<0.1	>0.4	>0.2
Arco (alta intensidad)	>0.1 A <1.0	>0.01 A <0.1	>0.75	>1.0	>0.3	>0.1	<0.4	<0.2

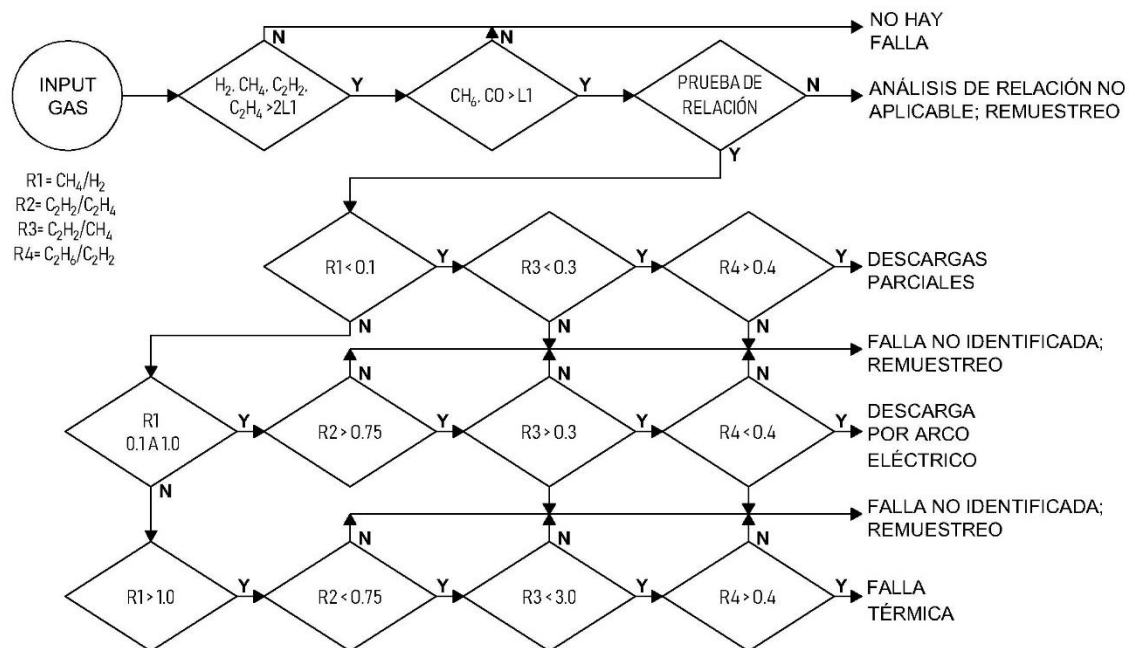
Tabla 2.7 Relaciones de gases claves-Doernenburg

Fig. 2. 27 Diagrama de flujo para el método Doernenburg

2.10.2.4 Relaciones de Rogers

El método de la relación Rogers sigue el mismo procedimiento general que el método Doernenburg, excepto sólo tres relaciones (R1, R2 y R5) se utilizan. La validez de este

método se basa en la correlación de los resultados de un número mucho mayor de investigaciones de fallas con el análisis de gases para cada caso. Pero, como con el método Doernenburg, las relaciones de Rogers pueden dar proporciones que no encajan en los códigos de diagnóstico.

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2}$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

El método de Roger considera que la concentración de Etano proporciona información para diferenciar los problemas térmicos en varias categorías. Usando este gas, Roger propone las relaciones entre (CH₄/H₂), (C₂H₄/C₂H₆) y (C₂H₂/C₂H₄), fijando para cada relación ciertos límites. Esta búsqueda se simplifica al asignar un código para cada relación proporcionado en la *Tabla 2.7* dependiendo del código asignado, se cuenta con un diagnóstico de falla.

Caso	R2 C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	R1 CH ₄ /H ₂	R5 C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Diagnóstico
0	<0.1	>0.1 A <1.0	<0.1	Unidad normal
1	<0.1	<0.1	<0.1	Arcos de baja energía
2	0.1 A 3.0	0.1 A 1.0	>3.0	Arco de alta energía
3	<0.1	>0.1 A <1.0	1.0 A 3.0	Baja temperatura térmica
4	<0.1	>1.0	1.0 A 3.0	Calentamiento <700°C
5	<0.1	>1.0	>3.0	Calentamiento >700°C

Tabla 2.8 Relaciones de gases claves-Rogers

Descargas parciales de baja energía: Descargas eléctricas en burbujas, causadas por inclusiones en el aislamiento o saturación o alto contenido de humedad en el aceite (burbujas de vapor de agua).

Descargas parciales con alta energía: Semejante al anterior, pero principalmente caracterizada por perforaciones del aislamiento solido vías arco o chispeo. Generalmente produce CO y CO₂.

Descargas parciales de baja energía, chispeo: Continuo chispeo en el aceite entre conexiones de diferente potencial o entre potenciales flotantes. Rotura en el aceite entre materiales sólidos.

Descargas de alta energía, arco: Descargas repetitivas. Ruptura del aceite por arqueo entre devanados o bobinas, o entre bobinas y tierra.

Falla térmica a temperatura menor a 150 [C]: Sobrecalentamiento de conductor aislado.

Falla térmica a temperatura entre 150 a 700 [C]: Sobrecalentamiento localizado en el núcleo debido a concentraciones de flujo. Incremento de temperatura en puntos calientes; sobrecalentamiento del Cobre debido a corrientes circulantes, falsos contactos/uniones (formación de carbón debido a Pirólisis).

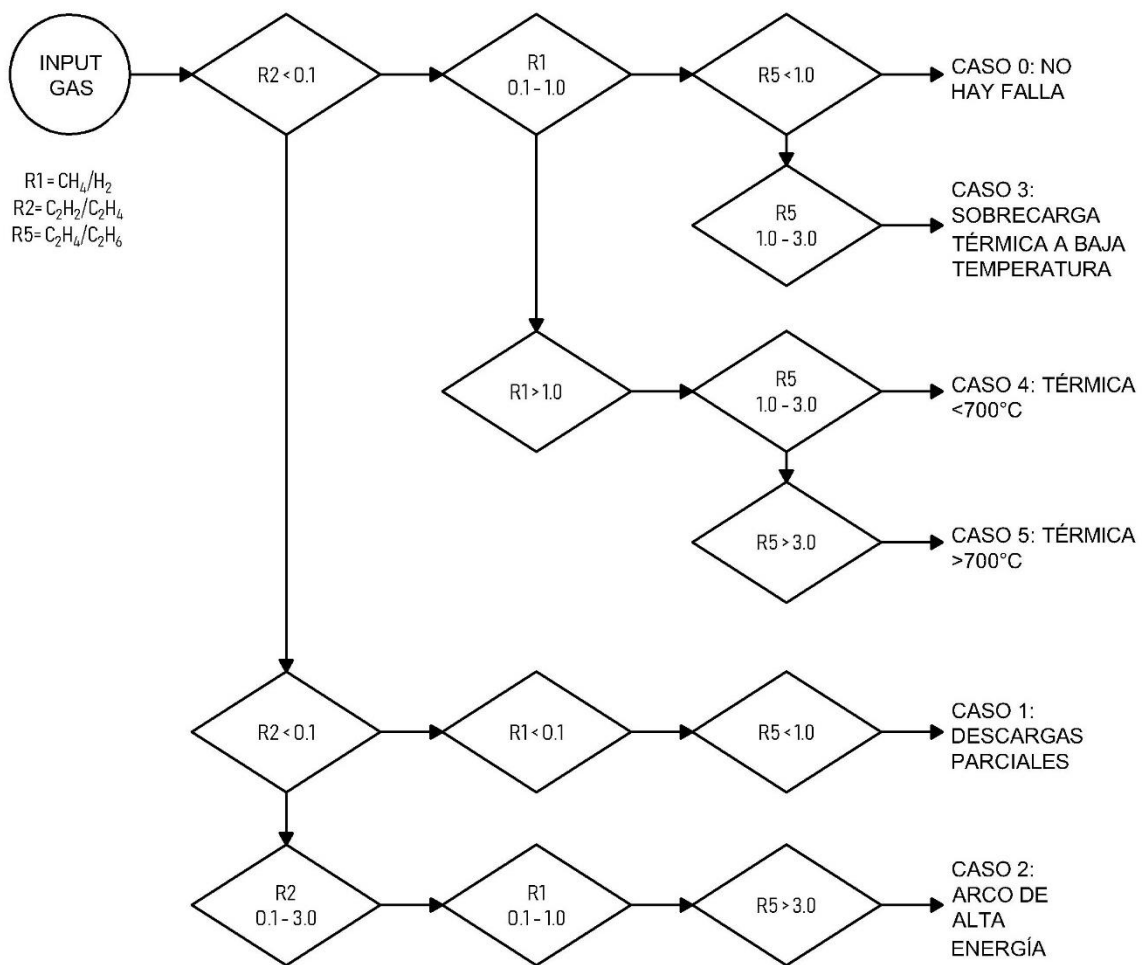


Fig. 2. 28 Diagrama de flujo para el método Rogers

2.10.2.5 Triángulo de Duval

Este método basa su diagnóstico con el empleo de las concentraciones de sólo tres gases Metano, Etileno y Acetileno. Considerando que la suma de las concentraciones de estos tres gases representa un 100%, se calculan nuevos porcentajes de participación para cada uno de estos gases. En la figura 2.4 se muestra el Triángulo de Duval donde cada lado representa una escala desde cero a 100% de cada gas. Los porcentajes calculados son ubicados en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, se ubica el punto de intersección entre estas tres líneas, el cual representa el 100%. Este punto se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador [7].

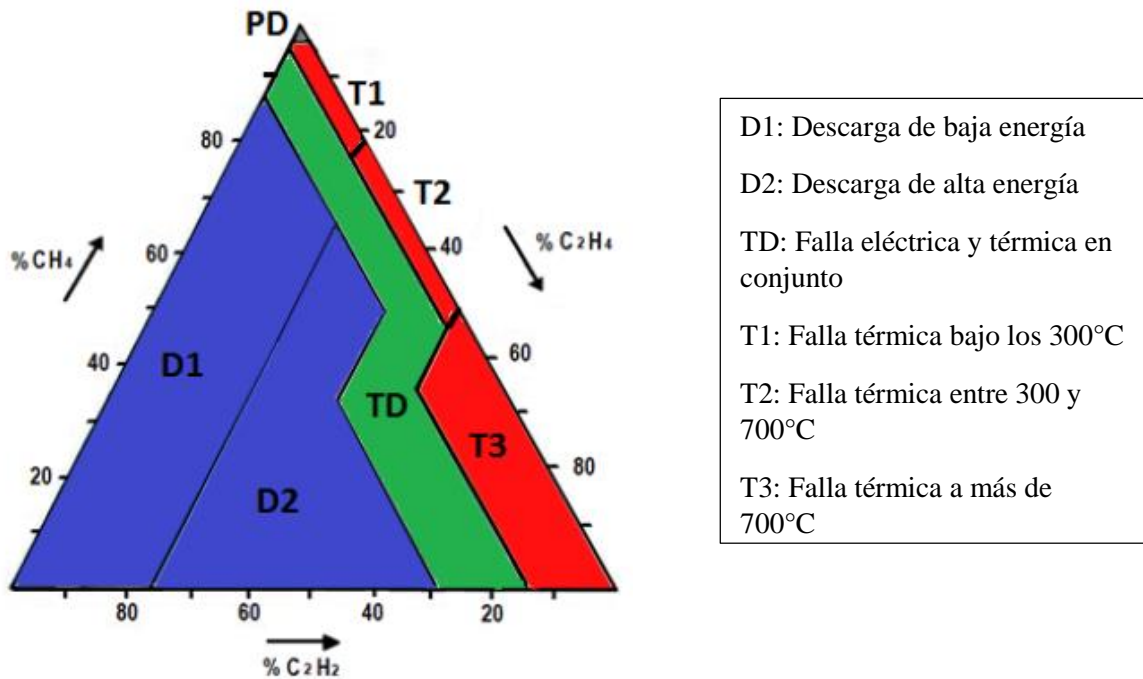


Fig. 2. 29 Triángulo de Duval

Los porcentajes de partición para cada gas es calculado mediante las siguientes formulas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 Y}{X + Y + Z} \right]$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 X}{X + Y + Z} \right]$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 Z}{X + Y + Z} \right]$$

Donde:

x= Concentración de Acetileno en ppm.

y= Concentración de Etileno en ppm.

z= Concentración de Metano en ppm.

3. Desarrollo

3.4 Procedimiento y descripción de las actividades

En el periodo Agosto-diciembre 2019 se realizaron distintas actividades que finalmente contribuyeron al desarrollo de la residencia profesional. A continuación se realizarán descripciones de las actividades

Conocer las instalaciones de la empresa

Una de las actividades que se programó, es la realización de un recorrido por la central con el propósito de conocer las instalaciones y familiarizarme con las distintas áreas de trabajo y las personas que en ella laboran.

Para esta actividad se tenía programada un total de dos semanas, sin embargo, la central hidroeléctrica es grande y conforme transcurrían las semanas, se iban conociendo espacios distintos.

Las instalaciones y oficinas cumplen un papel muy importante en la central desarrollando actividades específicas, por mencionar algunas:

- Oficinas técnicas (departamento eléctrico, mecánico, informático, protecciones, control, civil)
- Oficinas de contabilidad
- Oficinas de estadística
- Departamento de seguridad e higiene
- Sindicato
- Superintendencia
- Áreas deportivas
- Almacén
- Seguimiento del área de talleres del departamento eléctrico, civil y mecánico. (Lugar donde los trabajadores temporales y sindicalizados realizan la RIJ, que por sus siglas significa Reunión Inicio de Jornada, en dicha reunión se reportan las actividades realizadas y por realizar todo esto en un lapso aproximado de 20 min).
- Casa de máquinas, la cual está dividida en dos etapas. En la primera etapa se encuentran 3 unidades de generación, 3 cavernas, oficinas secundarias de los departamentos, sala de control y monitoreo mientras que en la segunda etapa se tienen 2 unidades generadoras y dos cavernas.

- Entre otras cosas podemos encontrar en casa de máquinas (primera etapa) unidad auxiliar, grúas tipo puente, banco de baterías, etc.



Fig. 3. 3 Playa de montaje, se puede apreciar un transformador monofásico auxiliar



Fig. 3. 2 Caracol, llamado así por la terminación en los alabes móviles



Fig. 3. 1 Casa de máquinas

Realizar recorrido y revisar los datos técnicos de las placas de los bancos de transformadores de potencia

Una vez que las unidades generan energía pasa a una etapa de elevación, mediante un banco de transformadores que se localizan dentro de cavernas. Las cavernas no son más que lugares destinados para la operación y funcionamiento de los transformadores de potencia aunado a temas y especificaciones de seguridad.

En las cavernas podemos encontrar únicamente al banco de transformadores, el sistema de enfriamiento, un gabinete para el monitoreo de temperatura y dentro de este último, protecciones térmicas, relevadores, contactores, etc.

En conjunto con investigaciones relacionadas al tema, se asistieron en diversas ocasiones para corroborar los datos relevantes de los transformadores. Se realizaron capturas fotográficas de la placa de datos y así tener accesibilidad a ellos cuando fueran requeridos

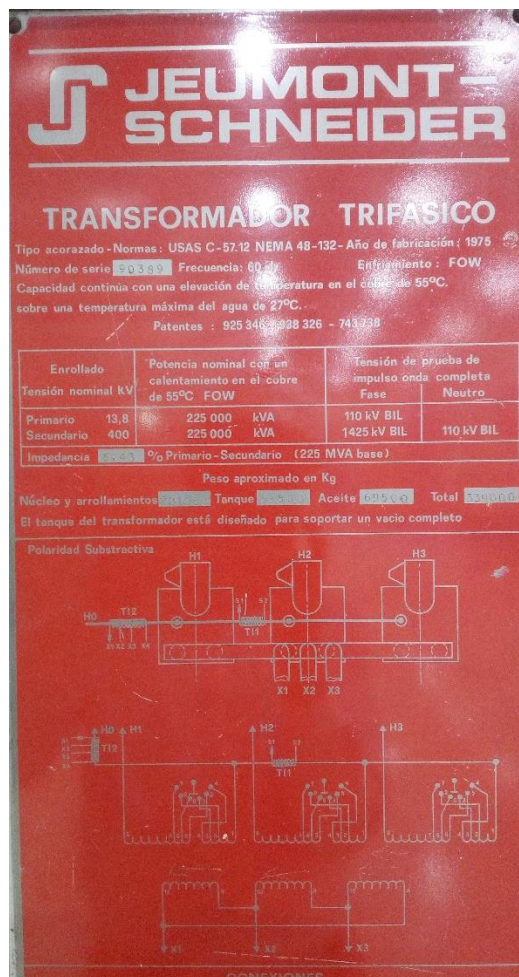


Fig. 3. 4 Placa de datos del Banco de Transformadores 3

Realizar una investigación con respecto a los agentes contaminantes que contiene el aceite del transformador con datos históricos

El análisis de resultados obtenidos en pruebas juega un papel importante para la determinación de la condición en la que opera el transformador.

Se realizaron investigaciones para aprender a realizar un análisis y obteniendo resultados satisfactorios, encontrando que el análisis de datos se basa en Normas establecidas, una de ellas es la IEEE Std. C57.104

La norma IEEE Std. C57.104 2008 (Revisión de IEEE Std. C57.104-1991) es una Norma de IEEE que en resumen describe procedimientos detallados para el análisis de gases tanto de gases en espacio como de gases disueltos en aceite disueltos en aceite. En este documento encontramos procesos que comprenden:

- La calibración y el uso de instrumentos de campo para detectar y estimar la cantidad de gases combustibles presentes encima del aceite o en relés detectores de gas.
- El uso de instrumentos fijos para detectar y determinar la cantidad de gases combustibles presentes en equipos.
- Obtención de muestras de gas y el aceite del transformador para el análisis de laboratorio.
- Métodos de laboratorio para el análisis de los gases extraídos del aceite.
- La interpretación de los resultados en términos de capacidad de servicio del transformador.

Realizar análisis de comportamiento con los datos históricos existentes de los transformadores de potencia de los transformadores de potencia (ver 4.1)

Una vez realizada la investigación, el Ingeniero Eléctrico Adalberto López Cabrera (jefe del departamento eléctrico) me proporcionó una serie de Informes de pruebas adjunto con historial de resultados de cada banco de transformadores los cuales plasmé en un Archivo Excell con el título “Historial de pruebas” sin embargo no se incluyó el Banco de la unidad 3 pues no se contaban con los datos necesarios.

El siguiente paso realizado fue la concentración de información para facilitar la visualización y el posterior análisis del estado actual del banco de transformadores basado en la IEEE Std. C57.104

Búsqueda y recopilación de equipos que realicen análisis de gases con tecnología de punta (ver 4.2)

Entendiendo el tema en su mayoría se llevó a cabo una búsqueda de equipos tecnológicamente más avanzados y certeros, capaces de realizar cromatografía de gases Como resultado de esta búsqueda, se encontraron un total de seis equipos pertenecientes a marcas reconocidas como Morgan Schaffer, Kelman (General Electric) y Vaisala.

Verificar las características y datos particulares de los equipos existentes (ver 4.2)

El siguiente paso era conocer las características generales, parámetros eléctricos y mecánicos, rangos de medición, limitaciones, etc. De los equipos que fueron contemplados

Realizar diagrama equivalente de los transformadores de potencia y los tipos de conexiones (ver 4.3)

Posteriormente, se realizaron dos diagramas uno de ellos nos ayuda a visualizar la fuente de alimentación para el uso propio de la central y del equipo que sugiere para la realización de pruebas de cromatografía de gases, y el otro es un esquema que muestra el proceso por el cual pasa la información para llegar al técnico que estaría encargado de revisar los datos.

Realizar estudio de mercado y costo-beneficio (*ver 4.4*)

Citando la información de las fichas técnicas, se realizó una tabla de los equipos para comparar parámetros y finalmente sugerir el equipo ideal, considerando las especificaciones para selección de equipos para CFE.

4. Resultados

4.1 Análisis de pruebas en banco de transformadores

Basándonos en la *Tabla 2.3* se determinó las condiciones en las que se encuentran los gases claves del aceite

C.H. Belisario Domínguez Transformador JEUMONT SCHNEIDER Número de serie: 89433 Capacidad 225 MVA Banco T1 Fase A			
Gases	Concentración	LC	Condición
Hidrógeno (H ₂)	6.2	4.5	1
Oxígeno (O ₂)	953.5	431	NA
Nitrógeno (N ₂)	54454	2002	NA
Metano (CH ₄)	132	4.4	2
Monóxido-do de carbono (CO)	371.8	8.9	2
Dióxido de Carbono (CO ₂)	4219.4	46	3
Etileno (C ₂ H ₄)	4.5	2.2	1
Etano (C ₂ H ₆)	210.7	2.2	4
Acetileno (C ₂ H ₂)	<LC	0.46	1
Otros gases C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆	NA	1.8	NA
TDCG	725.1	NA	2
% de Gases disueltos	6.04	NA	NA
<p><i>NOTA (S): TDCG se obtiene de sumar H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ y CO</i> <i>LC: Límite de cuantificación</i> <i>Para efectos de análisis se consideró para Acetileno LC=0.2</i></p>			

A groso modo, realizando un análisis de los gases claves este transformador señala un problema térmico en el Aceite y celulosa (calentamiento).

Para establecer las acciones de acuerdo a la condición del transformador es necesario consultar la *Tabla 2.5*, dado que los resultados nos indican que se encuentran en la condición 2 (721-1920) y el no tener otra evidencia de prueba para determinar el incremento de la concentración de los gases por día, se consideró un crecimiento menor a 10 ppm/día sugiriendo así realizar una prueba dentro tres meses para observar el comportamiento.

Para realizar el análisis mediante el Método de Doernenburg me basé en *Fig. 2.27* y las *Tablas 2.6* y *2.7*.

Paso 1: Observar que al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H_2 , CH_4 , C_2H_2 y C_2H_4 excede el límite 2 veces $L1$, en este caso ninguna de estas concentraciones supera el límite por lo que según la *Fig. 2.27* no hay fallas presentes en este transformador. Sin embargo se continuó con el resto del procedimiento para mostrar los pasos concretos a seguir.

Paso 2: Se observó si el Etano o el Monóxido de Carbono excede el límite $L1$. Observando que ambos sobrepasan el límite se procede a realizar las relaciones de concentración de gases tomando en cuenta para Acetileno $LC=0.2$

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{132}{6.2} = 21.29$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{4.5} = 0.04$$

$$R3 = \frac{C_2H_2}{CH_4} = \frac{LC}{132} = 0.001$$

$$R4 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2} = \frac{210.7}{LC} = 1053.5$$

Paso 3: Dar seguimiento al diagrama de flujo de la *Fig. 2.27* con las relaciones obtenidas en el paso anterior.

Conforme a los resultados de este método, este transformador presentaría fallas térmicas, recordando que este diagnóstico es erróneo pues no cumplieron las condiciones antes de las pruebas de relación mencionadas en la *Fig. 2.27*.

Para realizar el análisis mediante el Método de Rogers me basé en *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*.

Paso 1: Determinar la relación de concentración de los gases, sin embargo, no se cumplen pero para efectos de demostración se realizan las pruebas de relaciones.

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{132}{6.2} = 21.29$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{4.5} = 0.04$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{4.5}{210.7} = 0.021$$

Paso 2: Dar seguimiento a diagrama de flujo de la *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*

Siguiendo el flujo del diagrama de acuerdo a las relaciones obtenidas anteriormente se presenta una confusión pues los resultados no coinciden con los códigos de diagnóstico y no existe una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera, se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C₂H₂/C₂H₄) y (C₂H₄/C₂H₆). Conforme a los resultados de este método, este transformador presentaría opera de forma normal y posiblemente se están presentando Arcos de baja densidad de energía.

Para realizar el análisis mediante el Método del triángulo de Duval

Paso 1: Determinar el porcentaje de partición para cada gas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 (C_2H_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (4.5)}{(0.2) + (4.5) + (132)} \right] = 3.2918$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 (C_2H_2)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (0.2)}{(0.2) + (4.5) + (132)} \right] = 0.146$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 (CH_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (CH_4)}{(0.2) + (4.5) + (132)} \right] = 96.561$$

Paso 2: Los porcentajes calculados y tomando como referencia la *Fig. 2.29*, ubicar en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, El punto donde se intersectan se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

El transformador presenta problemas Térmicos, probablemente es de 300°C

Basándonos en la *Tabla 2.3* se determinó las condiciones en las que se encuentran los gases claves del aceite.

C.H. Belisario Domínguez Transformador JEUMONT SCHNEIDER Número de serie: 89433 Capacidad 225 MVA Banco T1 Fase B			
Gases	Concentración	LC	Condición
Hidrógeno (H ₂)	6.5	4.5	1
Oxígeno (O ₂)	1158.6	431	NA
Nitrógeno (N ₂)	49625.6	2002	NA
Metano (CH ₄)	121.3	4.4	2
Monóxido-do de carbono (CO)	334.7	8.9	1

Dióxido de Carbono (CO ₂)	4427.9	46	3
Etileno (C ₂ H ₄)	4.8	2.2	1
Etano (C ₂ H ₆)	203.9	2.2	4
Acetileno (C ₂ H ₂)	<LC	0.46	1
Otros gases C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆	NA	1.8	NA
TDCG	671.1	NA	1
% de Gases disueltos	5.59	NA	NA
<p><i>NOTA (S): TDCG se obtiene de sumar H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ y CO</i> <i>LC: Límite de cuantificación</i> <i>Para efectos de análisis se consideró para Acetileno LC=0.2</i></p>			

A groso modo, realizando un análisis de los gases claves este transformador señala un problema térmico en el Aceite y celulosa (calentamiento).

Para establecer las acciones de acuerdo a la condición del transformador es necesario consultar la *Tabla 2.5*, dado que los resultados nos indican que se encuentran en la condición 1 (<720) y el no tener otra evidencia de prueba para determinar el incremento de la concentración de los gases por día, se consideró un crecimiento menor a 10 ppm/día sugiriendo así realizar una prueba dentro de un año o bien seis meses para observar el comportamiento del Etano, el cual es un gas presente con excesiva descomposición.

Para realizar el análisis mediante el Método de Doernenburg me basé en *Fig. 2.27* y las *Tablas 2.6* y *2.7*.

Paso 1: Observar que al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede el límite 2 veces L1. En este caso ninguna concentración excede esta condición por lo que según la *Fig. 2.27* no hay falla presente en el Transformador.

Para realizar el análisis mediante el Método de Rogers me basé en *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*.

Paso 1: se tiene que determinar la relación de concentración de los gases

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{121.3}{6.5} = 18.661$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{4.8} = 0.041$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{4.8}{203.9} = 0.023$$

Paso 2: Dar seguimiento a diagrama de flujo de la *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*

Siguiendo el flujo del diagrama de acuerdo a las relaciones obtenidas anteriormente se presenta una confusión pues los resultados no coinciden con los códigos de diagnóstico y no existe una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera, se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C₂H₂/C₂H₄) y (C₂H₄/C₂H₆). Determinando que este transformador opera de forma normal y posiblemente se están presentando Arcos de baja densidad de energía.

Para realizar el análisis mediante el Método del triángulo de Duval

Paso 1: Determinar el porcentaje de partición para cada gas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 (C_2H_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (4.8)}{(0.2) + (4.8) + (121.3)} \right] = 3.8$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 (C_2H_2)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (0.2)}{(0.2) + (4.5) + (121.3)} \right] = 0.237$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 (CH_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (121.3)}{(0.2) + (4.5) + (121.3)} \right] = 96.041$$

Paso 2: Los porcentajes calculados y tomando como referencia la *Fig. 2.29*, ubicar en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, El punto donde se intersectan se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

El transformador presenta problemas Térmicos, probablemente es de 300°C

Basándonos en la *Tabla 2.3* se determinó las condiciones en las que se encuentran los gases claves del aceite.

C.H. Belisario Domínguez Transformador JEUMONT SCHNEIDER Número de serie: 89433 Capacidad 225 MVA Banco T1 Fase C			
Gases	Concentración	LC	Condición
Hidrógeno (H ₂)	8.1	4.5	1
Oxígeno (O ₂)	1299.5	431	NA
Nitrógeno (N ₂)	55545.3	2002	NA
Metano (CH ₄)	134.6	4.4	2
Monóxido-do de carbono (CO)	376.5	8.9	2

Dióxido de Carbono (CO ₂)	4799.2	46	3
Etileno (C ₂ H ₄)	5.7	2.2	1
Etano (C ₂ H ₆)	215.5	2.2	4
Acetileno (C ₂ H ₂)	<LC	0.46	1
Otros gases C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆	NA	1.8	NA
TDCG	740.5	NA	2
% de Gases disueltos	6.24	NA	NA
<p><i>NOTA (S): TDCG se obtiene de sumar H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ y CO</i> <i>LC: Límite de cuantificación</i> <i>Para efectos de análisis se consideró para Acetileno LC=0.2</i></p>			

A groso modo, realizando un análisis de los gases claves este transformador señala un problema térmico en el Aceite y celulosa (calentamiento).

Para establecer las acciones de acuerdo a la condición del transformador es necesario consultar la *Tabla 2.5*, dado que los resultados nos indican que se encuentran en la condición 2 (721-1920) y el no tener otra evidencia de prueba para determinar el incremento de la concentración de los gases por día, se consideró un crecimiento menor a 10 ppm/día sugiriendo así realizar una prueba dentro de tres meses para observar el comportamiento del Etano y el Dióxido de Carbono, los cuales son gases presentes con excesiva descomposición.

Para realizar el análisis mediante el Método de Doernenburg me basé en *Fig. 2.27* y las *Tablas 2.6* y *2.7*.

Paso 1: Observar que al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede el límite 2 veces L1. En este caso ninguna concentración excede esta condición por lo que según la *Fig. 2.27* no hay falla presente en el Transformador.

Para realizar el análisis mediante el Método de Rogers me basé en *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*.

Paso 1: se tiene que determinar la relación de concentración de los gases

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{134.6}{8.1} = 16.617$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{5.7} = 0.035$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{5.7}{215.5} = 0.026$$

Paso 2: Dar seguimiento a diagrama de flujo de la *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*

Siguiendo el flujo del diagrama de acuerdo a las relaciones obtenidas anteriormente se presenta una confusión pues los resultados no coinciden con los códigos de diagnóstico y no

existe una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera, se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C₂H₂/C₂H₄) y (C₂H₄/C₂H₆). Determinando que este transformador opera de forma normal y posiblemente se están presentando Arcos de baja densidad de energía.

Para realizar el análisis mediante el Método del triángulo de Duval

Paso 1: Determinar el porcentaje de partición para cada gas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 (C_2H_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (5.7)}{(0.2) + (5.7) + (134.6)} \right] = 4.056$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 (C_2H_2)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (0.2)}{(0.2) + (5.7) + (134.6)} \right] = 0.142$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 (CH_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (134.6)}{(0.2) + (5.7) + (134.6)} \right] = 95.8$$

Paso 2: Los porcentajes calculados y tomando como referencia la *Fig. 2.29*, ubicar en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, El punto donde se intersectan se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

El transformador presenta problemas Térmicos, probablemente es de 300°C

Basándonos en la *Tabla 2.3* se determinó las condiciones en las que se encuentran los gases claves del aceite.

C.H. Belisario Domínguez Transformador JEUMONT SCHNEIDER Número de serie: 89434 Capacidad 225 MVA Banco T2 Fase A			
Gases	Concentración	LC	Condición
Hidrógeno (H ₂)	20.3	4.5	1
Oxígeno (O ₂)	4318.3	431	NA
Nitrógeno (N ₂)	51587.5	2002	NA
Metano (CH ₄)	17.4	4.4	1
Monóxido-do de carbono (CO)	998.4	8.9	3
Dióxido de Carbono (CO ₂)	11706.5	46	4
Etileno (C ₂ H ₄)	75.8	2.2	2

Etano (C ₂ H ₆)	9.5	2.2	1
Acetileno (C ₂ H ₂)	<LC	0.46	1
Otros gases C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆	NA	1.8	NA
TDCG	1121.3	NA	2
% de Gases disueltos	6.87	NA	NA
<p>NOTA (S): TDCG se obtiene de sumar H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ y CO LC: Límite de cuantificación Para efectos de análisis se consideró para Acetileno LC=0.2</p>			

A groso modo, realizando un análisis de los gases claves este transformador señala un problema térmico en la celulosa (calentamiento).

Para establecer las acciones de acuerdo a la condición del transformador es necesario consultar la *Tabla 2.5*, dado que los resultados nos indican que se encuentran en la condición 2 (721-1920) y el no tener otra evidencia de prueba para determinar el incremento de la concentración de los gases por día, se consideró un crecimiento menor a 10 ppm/día sugiriendo así realizar una prueba dentro de tres meses para observar el comportamiento del Monóxido y el Dióxido de Carbono, los cuales son gases presentes con excesiva descomposición.

Para realizar el análisis mediante el Método de Doernenburg me basé en *Fig. 2.27* y las *Tablas 2.6* y *2.7*.

Paso 1: Observar que al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede el límite 2 veces L1. En este caso ninguna concentración excede esta condición por lo que según la *Fig. 2.27* no hay falla presente en el Transformador.

Para realizar el análisis mediante el Método de Rogers me basé en *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*.

Paso 1: se tiene que determinar la relación de concentración de los gases

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{17.4}{20.3} = 0.857$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{75.8} = 0.002$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{75.8}{9.5} = 7.978$$

Paso 2: Dar seguimiento a diagrama de flujo de la *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*

Siguiendo el flujo del diagrama de acuerdo a las relaciones obtenidas anteriormente se presenta una confusión pues los resultados no coinciden con los códigos de diagnóstico y no existe una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de

evolución. De cualquier manera, se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C₂H₂/C₂H₄) y (C₂H₄/C₂H₆). Determinando que en este transformador posiblemente se está presentando Calentamiento arriba de los 700°C.

Para realizar el análisis mediante el Método del triángulo de Duval

Paso 1: Determinar el porcentaje de partición para cada gas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 (C_2H_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (75.8)}{(0.2) + (75.8) + (17.4)} \right] = 81.156$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 (C_2H_2)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (0.2)}{(0.2) + (75.8) + (17.4)} \right] = 0.214$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 (CH_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (17.4)}{(0.2) + (75.8) + (17.4)} \right] = 18.629$$

Paso 2: Los porcentajes calculados y tomando como referencia la *Fig. 2.29*, ubicar en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, El punto donde se intersectan se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

El transformador presenta problemas Térmicos, probablemente es por encima de 700°C

Basándonos en la *Tabla 2.3* se determinó las condiciones en las que se encuentran los gases claves del aceite.

C.H. Belisario Domínguez Transformador JEUMONT SCHNEIDER Número de serie: 89434 Capacidad 225 MVA Banco T2 Fase B			
Gases	Concentración	LC	Condición
Hidrógeno (H ₂)	28.1	4.5	1
Oxígeno (O ₂)	2642.9	431	NA
Nitrógeno (N ₂)	61498.4	2002	NA
Metano (CH ₄)	20.8	4.4	1
Monóxido-do de carbono (CO)	1406.4	8.9	4
Dióxido de Carbono (CO ₂)	13019.8	46	4
Etileno (C ₂ H ₄)	78.7	2.2	2
Etano (C ₂ H ₆)	9.4	2.2	1
Acetileno (C ₂ H ₂)	<LC	0.46	1

Otros gases C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆	NA	1.8	NA
TDCG	1543.4	NA	2
% de Gases disueltos	7.87	NA	NA
<p><i>NOTA (S): TDCG se obtiene de sumar H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ y CO</i> <i>LC: Límite de cuantificación</i> <i>Para efectos de análisis se consideró para Acetileno LC=0.2</i></p>			

A groso modo, realizando un análisis de los gases claves este transformador señala un problema térmico en la celulosa (calentamiento).

Para establecer las acciones de acuerdo a la condición del transformador es necesario consultar la *Tabla 2.5*, dado que los resultados nos indican que se encuentran en la condición 2 (721-1920) y el no tener otra evidencia de prueba para determinar el incremento de la concentración de los gases por día, se consideró un crecimiento menor a 10 ppm/día sugiriendo así realizar una prueba dentro de tres meses para observar el comportamiento del Monóxido y el Dióxido de Carbono, los cuales son gases presentes con excesiva descomposición.

Para realizar el análisis mediante el Método de Doernenburg me basé en *Fig. 2.27* y las *Tablas 2.6* y *2.7*.

Paso 1: Observar que al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede el límite 2 veces L1. En este caso ninguna concentración excede esta condición por lo que según la *Fig. 2.27* no hay falla presente en el Transformador.

Para realizar el análisis mediante el Método de Rogers me basé en *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*.

Paso 1: se tiene que determinar la relación de concentración de los gases

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{20.8}{28.1} = 0.740$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{78.7} = 0.002$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{78.7}{9.4} = 8.372$$

Paso 2: Dar seguimiento a diagrama de flujo de la *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*

Siguiendo el flujo del diagrama de acuerdo a las relaciones obtenidas anteriormente se presenta una confusión pues los resultados no coinciden con los códigos de diagnóstico y no existe una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera, se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C₂H₂/C₂H₄) y (C₂H₄/C₂H₆).

Determinando que en este transformador posiblemente se está presentando Calentamiento arriba de los 700°C.

Para realizar el análisis mediante el Método del triángulo de Duval

Paso 1: Determinar el porcentaje de partición para cada gas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 (C_2H_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (78.7)}{(0.2) + (78.7) + (20.8)} \right] = 78.936$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 (C_2H_2)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (0.2)}{(0.2) + (78.7) + (20.8)} \right] = 0.2$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 (CH_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (20.8)}{(0.2) + (78.7) + (20.8)} \right] = 20.862$$

Paso 2: Los porcentajes calculados y tomando como referencia la *Fig. 2.29*, ubicar en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, El punto donde se intersectan se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

El transformador presenta problemas Térmicos, probablemente es por encima de 700°C

Basándonos en la *Tabla 2.3* se determinó las condiciones en las que se encuentran los gases claves del aceite.

C.H. Belisario Domínguez Transformador JEUMONT SCHNEIDER Número de serie: 89434 Capacidad 225 MVA Banco T2 Fase C			
Gases	Concentración	LC	Condición
Hidrógeno (H ₂)	26	4.5	1
Oxígeno (O ₂)	2882.4	431	NA
Nitrógeno (N ₂)	62164.1	2002	NA
Metano (CH ₄)	21.4	4.4	1
Monóxido-do de carbono (CO)	1422.5	8.9	4
Dióxido de Carbono (CO ₂)	13352.8	46	4
Etileno (C ₂ H ₄)	81.1	2.2	2
Etano (C ₂ H ₆)	9.7	2.2	1
Acetileno (C ₂ H ₂)	<LC	0.46	1
Otros gases C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆	NA	1.8	NA

TDCG	1560.7	NA	2
% de Gases disueltos	8	NA	NA
<p><i>NOTA (S): TDCG se obtiene de sumar H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ y CO</i> <i>LC: Límite de cuantificación</i> <i>Para efectos de análisis se consideró para Acetileno LC=0.2</i></p>			

A groso modo, realizando un análisis de los gases claves este transformador señala un problema térmico en la celulosa (calentamiento).

Para establecer las acciones de acuerdo a la condición del transformador es necesario consultar la *Tabla 2.5*, dado que los resultados nos indican que se encuentran en la condición 2 (721-1920) y el no tener otra evidencia de prueba para determinar el incremento de la concentración de los gases por día, se consideró un crecimiento menor a 10 ppm/día sugiriendo así realizar una prueba dentro de tres meses para observar el comportamiento del Monóxido y el Dióxido de Carbono, los cuales son gases presentes con excesiva descomposición.

Para realizar el análisis mediante el Método de Doernenburg me basé en *Fig. 2.27* y las *Tablas 2.6* y *2.7*.

Paso 1: Observar que al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede el límite 2 veces L1. En este caso ninguna concentración excede esta condición por lo que según la *Fig. 2.27* no hay falla presente en el Transformador.

Para realizar el análisis mediante el Método de Rogers me basé en *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*.

Paso 1: se tiene que determinar la relación de concentración de los gases

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{21.4}{26} = 0.823$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{81.1} = 0.002$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{81.1}{9.7} = 8.360$$

Paso 2: Dar seguimiento a diagrama de flujo de la *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*

Siguiendo el flujo del diagrama de acuerdo a las relaciones obtenidas anteriormente se presenta una confusión pues los resultados no coinciden con los códigos de diagnóstico y no existe una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera, se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C₂H₂/C₂H₄) y (C₂H₄/C₂H₆). Determinando que en este transformador posiblemente se está presentando Calentamiento arriba de los 700°C.

Para realizar el análisis mediante el Método del triángulo de Duval

Paso 1: Determinar el porcentaje de partición para cada gas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 (C_2H_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (81.1)}{(0.2) + (81.1) + (21.4)} \right] = 78.967$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 (C_2H_2)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (0.2)}{(0.2) + (81.1) + (21.4)} \right] = 0.194$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 (CH_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (21.4)}{(0.2) + (81.1) + (21.4)} \right] = 20.837$$

Paso 2: Los porcentajes calculados y tomando como referencia la *Fig. 2.29*, ubicar en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, El punto donde se intersectan se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

El transformador presenta problemas Térmicos, probablemente es por encima de 700°C

Basándonos en la *Tabla 2.3* se determinó las condiciones en las que se encuentran los gases claves del aceite.

C.H. Belisario Domínguez Transformador JEUMONT SCHNEIDER Número de serie: ----- Capacidad 225 MVA Banco T4 Fase A			
Gases	Concentración	LC	Condición
Hidrógeno (H ₂)	17.8	4.5	1
Oxígeno (O ₂)	3381.1	431	NA
Nitrógeno (N ₂)	64026.5	2002	NA
Metano (CH ₄)	123.4	4.4	2
Monóxido-do de carbono (CO)	245.3	8.9	1
Dióxido de Carbono (CO ₂)	4497.1	46	3
Etileno (C ₂ H ₄)	4.9	2.2	1
Etano (C ₂ H ₆)	209.5	2.2	4
Acetileno (C ₂ H ₂)	<LC	0.46	1
Otros gases C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆	NA	1.8	NA
TDCG	600.9	NA	1

% de Gases disueltos	7.25	NA	NA
<p><i>NOTA (S): TDCG se obtiene de sumar H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ y CO</i> <i>LC: Límite de cuantificación</i> <i>Para efectos de análisis se consideró para Acetileno LC=0.2</i></p>			

A groso modo, realizando un análisis de los gases claves este transformador no señala un problema en concreto por lo que es recomendable seguir con otros métodos para corroborar que el transformador se encuentre en condiciones óptimas de operación.

Para establecer las acciones de acuerdo a la condición del transformador es necesario consultar la *Tabla 2.5*, dado que los resultados nos indican que se encuentran en la condición 1 (<720) y el no tener otra evidencia de prueba para determinar el incremento de la concentración de los gases por día, se consideró un crecimiento menor a 10 ppm/día sugiriendo así realizar una prueba dentro de un año para observar el comportamiento del Etano y el Dióxido de Carbono, los cuales son gases presentes con excesiva descomposición.

Para realizar el análisis mediante el Método de Doernenburg me basé en *Fig. 2.27* y las *Tablas 2.6* y *2.7*.

Paso 1: Observar que al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede el límite 2 veces L1. En este caso ninguna concentración excede esta condición por lo que según la *Fig. 2.27* no hay falla presente en el Transformador.

Para realizar el análisis mediante el Método de Rogers me basé en *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*.

Paso 1: se tiene que determinar la relación de concentración de los gases

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{123.5}{17.8} = 6.932$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{4.9} = 0.04$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{4.9}{209.5} = 0.023$$

Paso 2: Dar seguimiento a diagrama de flujo de la *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*

Siguiendo el flujo del diagrama de acuerdo a las relaciones obtenidas anteriormente se presenta una confusión pues los resultados no coinciden con los códigos de diagnóstico y no existe una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera, se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C₂H₂/C₂H₄) y (C₂H₄/C₂H₆). Determinando que en este transformador está operando de forma normal pero puede estar aconteciendo problemas de Arcos de baja densidad de energía.

Para realizar el análisis mediante el Método del triángulo de Duval

Paso 1: Determinar el porcentaje de partición para cada gas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 (C_2H_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (4.9)}{(0.2) + (4.9) + (123.4)} \right] = 3.813$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 (C_2H_2)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (0.2)}{(0.2) + (4.9) + (123.4)} \right] = 0.155$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 (CH_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (123.4)}{(0.2) + (4.9) + (123.4)} \right] = 96.031$$

Paso 2: Los porcentajes calculados y tomando como referencia la *Fig. 2.29*, ubicar en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, El punto donde se intersectan se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

El transformador presenta problemas Térmicos, probablemente es por debajo de los 300°C

Basándonos en la *Tabla 2.3* se determinó las condiciones en las que se encuentran los gases claves del aceite.

C.H. Belisario Domínguez Transformador JEUMONT SCHNEIDER Número de serie: ----- Capacidad 225 MVA Banco T4 Fase B			
Gases	Concentración	LC	Condición
Hidrógeno (H ₂)	15.5	4.5	1
Oxígeno (O ₂)	2576.1	431	NA
Nitrógeno (N ₂)	67163	2002	NA
Metano (CH ₄)	127.7	4.4	2
Monóxido-do de carbono (CO)	282.9	8.9	1
Dióxido de Carbono (CO ₂)	4502.4	46	3
Etileno (C ₂ H ₄)	4.8	2.2	1
Etano (C ₂ H ₆)	210	2.2	4
Acetileno (C ₂ H ₂)	<LC	0.46	1
Otros gases C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆	NA	1.8	NA
TDCG	640.9	NA	1
% de Gases disueltos	7.49	NA	NA

*NOTA (S): TDCG se obtiene de sumar H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ y CO
 LC: Límite de cuantificación
 Para efectos de análisis se consideró para Acetileno LC=0.2*

A groso modo, realizando un análisis de los gases claves este transformador no señala un problema en concreto por lo que es recomendable seguir con otros métodos para corroborar que el transformador se encuentre en condiciones óptimas de operación.

Para establecer las acciones de acuerdo a la condición del transformador es necesario consultar la *Tabla 2.5*, dado que los resultados nos indican que se encuentran en la condición 1 (<720) y el no tener otra evidencia de prueba para determinar el incremento de la concentración de los gases por día, se consideró un crecimiento menor a 10 ppm/día sugiriendo así realizar una prueba dentro de un año para observar el comportamiento del Etano y el Dióxido de Carbono, los cuales son gases presentes con excesiva descomposición.

Para realizar el análisis mediante el Método de Doernenburg me basé en *Fig. 2.27* y las *Tablas 2.6* y *2.7*.

Paso 1: Observar que al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede el límite 2 veces L1. En este caso ninguna concentración excede esta condición por lo que según la *Fig. 2.27* no hay falla presente en el Transformador.

Para realizar el análisis mediante el Método de Rogers me basé en *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*.

Paso 1: se tiene que determinar la relación de concentración de los gases

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{127.5}{15.5} = 8.238$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{4.8} = 0.041$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{4.8}{210} = 0.022$$

Paso 2: Dar seguimiento a diagrama de flujo de la *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*

Siguiendo el flujo del diagrama de acuerdo a las relaciones obtenidas anteriormente se presenta una confusión pues los resultados no coinciden con los códigos de diagnóstico y no existe una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera, se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C₂H₂/C₂H₄) y (C₂H₄/C₂H₆). Determinando que en este transformador está operando de forma normal pero pueden estar aconteciendo problemas de Arcos de baja densidad de energía.

Para realizar el análisis mediante el Método del triángulo de Duval

Paso 1: Determinar el porcentaje de partición para cada gas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 (C_2H_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (4.8)}{(0.2) + (4.8) + (127.7)} \right] = 3.617$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 (C_2H_2)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (0.2)}{(0.2) + (4.8) + (127.7)} \right] = 0.150$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 (CH_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (127.7)}{(0.2) + (4.8) + (127.7)} \right] = 96.232$$

Paso 2: Los porcentajes calculados y tomando como referencia la *Fig. 2.29*, ubicar en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, El punto donde se intersectan se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

El transformador presenta problemas Térmicos, probablemente es por debajo de los 300°C

Basándonos en la *Tabla 2.3* se determinó las condiciones en las que se encuentran los gases claves del aceite.

C.H. Belisario Domínguez Transformador JEUMONT SCHNEIDER Número de serie: ----- Capacidad 225 MVA Banco T4 Fase C			
Gases	Concentración	LC	Condición
Hidrógeno (H ₂)	19	4.5	1
Oxígeno (O ₂)	2985.8	431	NA
Nitrógeno (N ₂)	63206.8	2002	NA
Metano (CH ₄)	120.3	4.4	1
Monóxido-do de carbono (CO)	263.2	8.9	1
Dióxido de Carbono (CO ₂)	4279.1	46	3
Etileno (C ₂ H ₄)	4.9	2.2	1
Etano (C ₂ H ₆)	204.5	2.2	4
Acetileno (C ₂ H ₂)	<LC	0.46	1
Otros gases C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆	NA	1.8	NA
TDCG	612	NA	1
% de Gases disueltos	7.11	NA	NA
NOTA (S): TDCG se obtiene de sumar H ₂ , CH ₄ , C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆ y CO LC: Límite de cuantificación Para efectos de análisis se consideró para Acetileno LC=0.2			

A groso modo, realizando un análisis de los gases claves este transformador no señala un problema en concreto por lo que es recomendable seguir con otros métodos para corroborar que el transformador se encuentre en condiciones óptimas de operación.

Para establecer las acciones de acuerdo a la condición del transformador es necesario consultar la *Tabla 2.5*, dado que los resultados nos indican que se encuentran en la condición 1 (<720) y el no tener otra evidencia de prueba para determinar el incremento de la concentración de los gases por día, se consideró un crecimiento menor a 10 ppm/día sugiriendo así realizar una prueba dentro de un año para observar el comportamiento del Etano y el Dióxido de Carbono, los cuales son gases presentes con excesiva descomposición.

Para realizar el análisis mediante el Método de Doernenburg me basé en *Fig. 2.27* y las *Tablas 2.6* y *2.7*.

Paso 1: Observar que al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede el límite 2 veces L1. En este caso ninguna concentración excede esta condición por lo que según la *Fig. 2.27* no hay falla presente en el Transformador.

Para realizar el análisis mediante el Método de Rogers me basé en *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*.

Paso 1: se tiene que determinar la relación de concentración de los gases

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{120.3}{19} = 6.331$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{4.9} = 0.04$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{4.9}{204.5} = 0.023$$

Paso 2: Dar seguimiento a diagrama de flujo de la *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*

Siguiendo el flujo del diagrama de acuerdo a las relaciones obtenidas anteriormente se presenta una confusión pues los resultados no coinciden con los códigos de diagnóstico y no existe una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera, se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C₂H₂/C₂H₄) y (C₂H₄/C₂H₆). Determinando que en este transformador está operando de forma normal pero pueden estar aconteciendo problemas de Arcos de baja densidad de energía.

Para realizar el análisis mediante el Método del triángulo de Duval

Paso 1: Determinar el porcentaje de partición para cada gas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 (C_2H_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (4.9)}{(0.2) + (4.9) + (120.3)} \right] = 3.907$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 (C_2H_2)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (0.2)}{(0.2) + (4.9) + (120.3)} \right] = 0.159$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 (CH_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (120.3)}{(0.2) + (4.9) + (120.3)} \right] = 95.933$$

Paso 2: Los porcentajes calculados y tomando como referencia la *Fig. 2.29*, ubicar en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, El punto donde se intersectan se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

El transformador presenta problemas Térmicos, probablemente es por debajo de los 300°C

Basándonos en la *Tabla 2.3* se determinó las condiciones en las que se encuentran los gases claves del aceite.

C.H. Belisario Domínguez Transformador JEUMONT SCHNEIDER Número de serie: ----- Capacidad 225 MVA Banco T5 Fase A			
Gases	Concentración	LC	Condición
Hidrógeno (H ₂)	<LC	4.5	1
Oxígeno (O ₂)	3637.4	431	NA
Nitrógeno (N ₂)	57251.4	2002	NA
Metano (CH ₄)	150.6	4.4	2
Monóxido-do de carbono (CO)	184.3	8.9	1
Dióxido de Carbono (CO ₂)	5265.2	46	3
Etileno (C ₂ H ₄)	5.9	2.2	1
Etano (C ₂ H ₆)	315.8	2.2	4
Acetileno (C ₂ H ₂)	<LC	0.46	1
Otros gases C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆	NA	1.8	NA
TDCG	656.7	NA	1
% de Gases disueltos	6.68	NA	NA
<p><i>NOTA (S): TDCG se obtiene de sumar H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ y CO</i> <i>LC: Límite de cuantificación</i> <i>Para efectos de análisis se consideró para Acetileno LC=0.2, Hidrógeno LC=2.25</i></p>			

A groso modo, realizando un análisis de los gases claves este transformador no señala un problema en concreto por lo que es recomendable seguir con otros métodos para corroborar que el transformador se encuentre en condiciones óptimas de operación.

Para establecer las acciones de acuerdo a la condición del transformador es necesario consultar la *Tabla 2.5*, dado que los resultados nos indican que se encuentran en la condición 1 (<720) y el no tener otra evidencia de prueba para determinar el incremento de la concentración de los gases por día, se consideró un crecimiento menor a 10 ppm/día sugiriendo así realizar una prueba dentro de un año para observar el comportamiento del Etano y el Dióxido de Carbono, los cuales son gases presentes con excesiva descomposición.

Para realizar el análisis mediante el Método de Doernenburg me basé en *Fig. 2.27* y las *Tablas 2.6* y *2.7*.

Paso 1: Observar que al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede el límite 2 veces L1. En este caso ninguna concentración excede esta condición por lo que según la *Fig. 2.27* no hay falla presente en el Transformador.

Para realizar el análisis mediante el Método de Rogers me basé en *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*.

Paso 1: se tiene que determinar la relación de concentración de los gases

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{150.6}{LC} = 66.933$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{5.9} = 0.033$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{5.9}{315.8} = 0.018$$

Paso 2: Dar seguimiento a diagrama de flujo de la *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*

Siguiendo el flujo del diagrama de acuerdo a las relaciones obtenidas anteriormente se presenta una confusión pues los resultados no coinciden con los códigos de diagnóstico y no existe una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera, se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C₂H₂/C₂H₄) y (C₂H₄/C₂H₆). Determinando que en este transformador está operando de forma normal pero pueden estar aconteciendo problemas de Arcos de baja densidad de energía.

Para realizar el análisis mediante el Método del triángulo de Duval

Paso 1: Determinar el porcentaje de partición para cada gas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 (C_2H_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (5.9)}{(0.2) + (5.9) + (150.6)} \right] = 3.765$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 (C_2H_2)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (0.2)}{(0.2) + (5.9) + (150.6)} \right] = 0.127$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 (CH_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (150.6)}{(0.2) + (5.9) + (150.6)} \right] = 96.107$$

Paso 2: Los porcentajes calculados y tomando como referencia la *Fig. 2.29*, ubicar en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, El punto donde se intersectan se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

El transformador presenta problemas Térmicos, probablemente es por debajo de los 300°C

Basándonos en la *Tabla 2.3* se determinó las condiciones en las que se encuentran los gases claves del aceite.

C.H. Belisario Domínguez Transformador JEUMONT SCHNEIDER Número de serie: ----- Capacidad 225 MVA Banco T5 Fase B			
Gases	Concentración	LC	Condición
Hidrógeno (H ₂)	<LC	4.5	1
Oxígeno (O ₂)	3063.9	431	NA
Nitrógeno (N ₂)	68689.6	2002	NA
Metano (CH ₄)	174.8	4.4	2
Monóxido-do de carbono (CO)	242.8	8.9	1
Dióxido de Carbono (CO ₂)	5729.3	46	3
Etileno (C ₂ H ₄)	5.9	2.2	1
Etano (C ₂ H ₆)	335.4	2.2	4
Acetileno (C ₂ H ₂)	<LC	0.46	1
Otros gases C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆	NA	1.8	NA
TDCG	759	NA	2
% de Gases disueltos	7.82	NA	NA
<p><i>NOTA (S): TDCG se obtiene de sumar H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ y CO</i> <i>LC: Límite de cuantificación</i> <i>Para efectos de análisis se consideró para Acetileno LC=0.2, Hidrógeno LC=2.25</i></p>			

A groso modo, realizando un análisis de los gases claves este transformador no señala un problema en concreto por lo que es recomendable seguir con otros métodos para corroborar que el transformador se encuentre en condiciones óptimas de operación.

Para establecer las acciones de acuerdo a la condición del transformador es necesario consultar la *Tabla 2.5*, dado que los resultados nos indican que se encuentran en la condición 2 (721-1920) y el no tener otra evidencia de prueba para determinar el incremento de la concentración de los gases por día, se consideró un crecimiento menor a 10 ppm/día sugiriendo así realizar una prueba dentro de un año para observar el comportamiento del Etano y el Dióxido de Carbono, los cuales son gases presentes con excesiva descomposición.

Para realizar el análisis mediante el Método de Doernenburg me basé en *Fig. 2.27* y las *Tablas 2.6* y *2.7*.

Paso 1: Observar que al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede el límite 2 veces L1. En este caso ninguna concentración excede esta condición por lo que según la *Fig. 2.27* no hay falla presente en el Transformador.

Para realizar el análisis mediante el Método de Rogers me basé en *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*.

Paso 1: se tiene que determinar la relación de concentración de los gases

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{174.8}{LC} = 77.688$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{5.9} = 0.033$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{5.9}{335.4} = 0.017$$

Paso 2: Dar seguimiento a diagrama de flujo de la *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*

Siguiendo el flujo del diagrama de acuerdo a las relaciones obtenidas anteriormente se presenta una confusión pues los resultados no coinciden con los códigos de diagnóstico y no existe una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera, se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C₂H₂/C₂H₄) y (C₂H₄/C₂H₆). Determinando que en este transformador está operando de forma normal pero pueden estar aconteciendo problemas de Arcos de baja densidad de energía.

Para realizar el análisis mediante el Método del triángulo de Duval

Paso 1: Determinar el porcentaje de partición para cada gas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 (C_2H_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (5.9)}{(0.2) + (5.9) + (174.8)} \right] = 3.261$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 (C_2H_2)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (0.2)}{(0.2) + (5.9) + (174.8)} \right] = 0.110$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 (CH_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (174.8)}{(0.2) + (5.9) + (174.8)} \right] = 96.627$$

Paso 2: Los porcentajes calculados y tomando como referencia la *Fig. 2.29*, ubicar en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, El punto donde se intersectan se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

El transformador presenta problemas Térmicos, probablemente es por debajo de los 300°C

Basándonos en la *Tabla 2.3* se determinó las condiciones en las que se encuentran los gases claves del aceite.

C.H. Belisario Domínguez Transformador JEUMONT SCHNEIDER Número de serie: ----- Capacidad 225 MVA Banco T5 Fase C			
Gases	Concentración	LC	Condición
Hidrógeno (H ₂)	14.9	4.5	1
Oxígeno (O ₂)	3236.1	431	NA
Nitrógeno (N ₂)	61278.5	2002	NA
Metano (CH ₄)	160.6	4.4	2
Monóxido-do de carbono (CO)	216.6	8.9	1
Dióxido de Carbono (CO ₂)	5370.4	46	3
Etileno (C ₂ H ₄)	5.8	2.2	1
Etano (C ₂ H ₆)	320.2	2.2	4
Acetileno (C ₂ H ₂)	<LC	0.46	1
Otros gases C ₃ H ₈ /C ₃ H ₆	NA	1.8	NA
TDCG	718.1	NA	1
% de Gases disueltos	7.06	NA	NA
<p><i>NOTA (S): TDCG se obtiene de sumar H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ y CO</i> <i>LC: Límite de cuantificación</i> <i>Para efectos de análisis se consideró para Acetileno LC=0.2</i></p>			

A groso modo, realizando un análisis de los gases claves este transformador no señala un problema en concreto por lo que es recomendable seguir con otros métodos para corroborar que el transformador se encuentre en condiciones óptimas de operación.

Para establecer las acciones de acuerdo a la condición del transformador es necesario consultar la *Tabla 2.5*, dado que los resultados nos indican que se encuentran en la condición 1 (<720) y el no tener otra evidencia de prueba para determinar el incremento de la concentración de los gases por día, se consideró un crecimiento menor a 10 ppm/día sugiriendo así realizar una prueba dentro de un año para observar el comportamiento del Etano y el Dióxido de Carbono, los cuales son gases presentes con excesiva descomposición.

Para realizar el análisis mediante el Método de Doernenburg me basé en *Fig. 2.27* y las *Tablas 2.6* y *2.7*.

Paso 1: Observar que al menos una de las concentraciones de gas (ppm) para H₂, CH₄, C₂H₂ y C₂H₄ excede el límite 2 veces L1. En este caso ninguna concentración excede esta condición por lo que según la *Fig. 2.27* no hay falla presente en el Transformador.

Para realizar el análisis mediante el Método de Rogers me basé en *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*.

Paso 1: se tiene que determinar la relación de concentración de los gases

$$R1 = \frac{CH_4}{H_2} = \frac{160.6}{14.9} = 10.778$$

$$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4} = \frac{LC}{5.8} = 0.034$$

$$R5 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6} = \frac{5.8}{320.2} = 0.018$$

Paso 2: Dar seguimiento a diagrama de flujo de la *Fig. 2.28* y la *Tabla 2.8*

Siguiendo el flujo del diagrama de acuerdo a las relaciones obtenidas anteriormente se presenta una confusión pues los resultados no coinciden con los códigos de diagnóstico y no existe una clara interpretación del diagnóstico. Las causas son muy variadas, que van desde relaciones no consideradas, hasta la posible ocurrencia de fallas simultáneas o en período de evolución. De cualquier manera, se debe de tomar el diagnóstico que más coincida con los códigos obtenidos, dando mayor relevancia a las relaciones (C₂H₂/C₂H₄) y (C₂H₄/C₂H₆). Determinando que en este transformador está operando de forma normal pero pueden estar aconteciendo problemas de Arcos de baja densidad de energía.

Para realizar el análisis mediante el Método del triángulo de Duval

Paso 1: Determinar el porcentaje de partición para cada gas:

$$\%C_2H_4 = \left[\frac{100 (C_2H_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (5.8)}{(0.2) + (5.8) + (160.6)} \right] = 3.481$$

$$\%C_2H_2 = \left[\frac{100 (C_2H_2)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (0.2)}{(0.2) + (5.8) + (160.6)} \right] = 0.120$$

$$\%CH_4 = \left[\frac{100 (CH_4)}{(C_2H_2) + (C_2H_4) + (CH_4)} \right] = \left[\frac{100 (160.6)}{(0.2) + (5.8) + (160.6)} \right] = 96.398$$

Paso 2: Los porcentajes calculados y tomando como referencia la *Fig. 2.29*, ubicar en su respectivo eje, proyectando una línea perpendicular a cada uno, El punto donde se intersectan se localizará en áreas que determinarán la condición del transformador.

El transformador presenta problemas Térmicos, probablemente es por debajo de los 300°C

En el caso del Banco de transformadores de la Unidad 3 no se contaba con un historial de pruebas.

4.2 Tabla comparativa de equipos

Se realizó una tabla comparativa con las principales características de cada equipo seleccionado.

Modelo	CALISTO 9	CALISTO 5	TRANSFIX	DGA OPT100 OPTIMUS
Marca	MORGAN SCHAFFER	MORGAN SCHAFFER	KELMAN	VAISALA
Rango de medición (ppm) con repetibilidad (exactitud)				
Hidrógeno (H ₂)	0.5-20,000 (0.5ppm o ± 3%)	0.5-20,000 (0.5ppm o ± 3%)	5-5,000 (5ppm o ±5%)	0-5,000 (15ppm o ±10%)
Monóxido de carbono (CO)	10-30,000 (10ppm o ± 3%)	10-30,000 (10ppm o ± 3%)	2-50,000 (2 ppm o ±5%)	0-10,000 (10ppm o ±5%)
Metano (CH ₄)	0.2-100,000 (0.2ppm o ± 3%)	0.2-100,000 (0.2ppm o ± 3%)	2-50,000 (2 ppm o ±5%)	0-10,000 (10ppm o ±5%)

Acetileno (C ₂ H ₂)	0.2-100,000 (0.2ppm o ± 3%)	0.2-100,000 (0.2ppm o ± 3%)	0.5-50,000 (0.5 ppm o ±5%)	0-5,000 (1ppm o ±10%)
Etileno (C ₂ H ₄)	0.2-200,000 (0.2ppm o ± 3%)	0.2-200,000 (0.2ppm o ± 3%)	2-50,000 (2 ppm o ±5%)	0-10,000 (10ppm o ±5%)
Etano (C ₂ H ₆)	0.2-200,000 (0.2ppm o ± 4%)	----	2-50,000 (2 ppm o ±5%)	0-10,000 (10ppm o ±5%)
Dióxido de Carbono (CO ₂)	15-100,000 (15ppm o ± 3%)	----	20-50,000 (20 ppm o ±5%)	0-10,000 (10ppm o ±5%)
Oxígeno (O ₂)	500-100,000 (500ppm o ± 10%)	----	100-50,000 (±10%)	----
Nitrógeno (N ₂)	2,000-150,000 (2000ppm o ± 10%)	----	10,000-100,000 (±15%)	----
Humedad (H ₂ O)	2 (2% RS)- Saturación (100% RS)	2 (2% RS)- Saturación (100% RS)	0-100% (±5% de lectura)	0-100% (2 ppm o 10% de lectura)
Cantidad de Gases	9 gases + Humedad	5 gases + Humedad	9 gases + Humedad	7 gases + Humedad
Tiempos de muestreo programable	Configurable: Intervalos de medición de 80,160 o 240 minutos/ Humedad 6 seg.	Configurable: Intervalos de medición de 80,160 o 240 minutos/ Humedad 6 seg.	Configurable: Una vez por hora a una vez cada 4 semanas	Duración de ciclo de medición 1...1.5 horas
Alimentación	<ul style="list-style-type: none"> • 100-240 Vca ±10% 50-60 Hz 350 W • 100-220 Vcd ±10% 350 W 	<ul style="list-style-type: none"> • 100-240 Vca ±10% 50-60 Hz 350 W • 100-220 Vcd ±10% 350 W 	<ul style="list-style-type: none"> • 115/230 Vca Rango 103-126/207-253 Vca 47-63 Hz 8 A. máx. • 100-230 Vca Rango 90- 	De 100 a 240 Vca , de 50 a 60 Hz, con ±10%

			253 Vca 45-65 Hz 5 A. máx. • 100-220 Vcd Rango 90- 242 Vcd 45-65, 5 A. máx.	
Envolvente	IP 56	IP 56	IP 55 certificado, acero inoxidable	IP 66
Dimensiones	24" X 19" X 13.3"	24" X 19" X 13.3"	30" X 22" X 14"	
Tiempo de vida y/o almacenamiento de datos	>15 años con almacenamiento de 8 años	>15 años con almacenamiento de 8 años	Capacidad de almacenamiento sobre 8 años	>15 años con almacenamiento de al menos 10 años
Comunicación	SCADA: Modbus, DNP3 Level 2, Opcional IEC 61850 kit Time tion: SNTP HTTP: Calisto Web Server Integrator: MSSP (Morgan Schaffer System Protocol)	SCADA: Modbus, DNP3 Level 2, Optional IEC 61850 kit Time Synchronization: SNTP HTTP: Calisto Web Server Integrator: MSSP (Morgan Schaffer System Protocol)	Dos canales separados para comunicación remota y conexión mediante USB o Ethernet para conexión local Protocolos de comunicación incluyen MODBUS, MODBUS/TCP, DNP3.0, IEC 61850 Módulos disponibles para conexión mediante RS232, RS485, Ethernet, Fibra Óptica, PSTN y modem GSM/GPRS	Modbus, DNP3.0 E IEC61850 SOBRE TCP, HTTP

Tabla 4.1 Características relevantes de equipos para Cromatografía de Gases

4.3 Diagrama de conexión de la sugerencia de equipo a fuente de alimentación

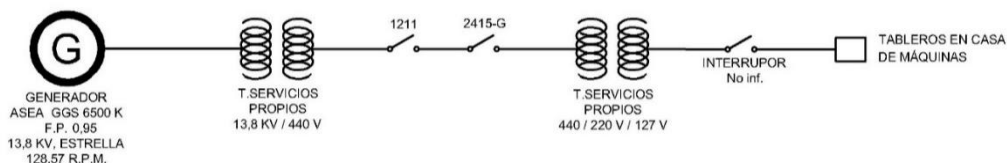


Fig. 4. 1 Diagrama para suministro de energía en la sugerencia de equipo

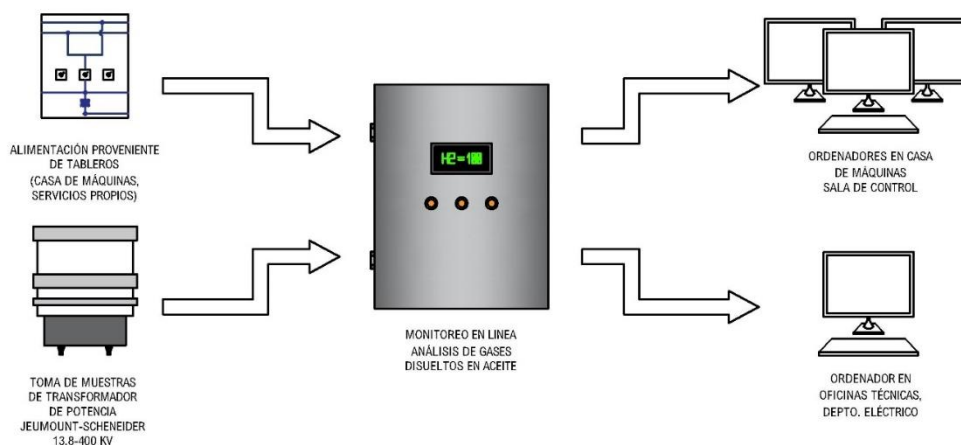


Fig. 4. 2 Esquema de comunicación

4.4 Sugerencia de equipo de acuerdo a la Especificación K0000-23 para equipos de monitoreo en línea de gases disueltos y contenido de agua en aceite aislante de transformadores de potencia.

Para la elección del equipo fue necesario realizar la siguiente tabla comparativa y consultar una especificación de CFE K0000-23, esta especificación nos presenta los requerimientos técnicos y de calidad que deben cumplir los equipos de monitoreo en línea, de gases y contenido de agua en aceite aislante de transformadores ante alguna adquisición [8].

Características Generales	CALISTO 5	CALISTO 9	TRANSFIX	VAISALA
Gabinete tipo 4X Norma NMX-j-235/1-ANCE				✓
Medir el contenido de agua y los gases disueltos en el aceite aislante de un transformador	✓	✓	✓	✓

Lectura de la concentración del contenido de agua y los gases disueltos en el aceite aislante en ppm en volumen	✓	✓	✓	✓
Repetibilidad (exactitud) +/- 5% o +/- 5 ppm máximo, aplicando la variación que resulte mayor en la lectura medida del hidrógeno, metano, etano, etileno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, oxígeno.	Ver Tabla 4.1	Ver Tabla 4.1	Ver Tabla 4.1	Ver Tabla 4.1
Repetibilidad (exactitud) +/- 2% o +/- 2% ppm máximo, para agua y acetileno.				
Hidrógeno (10-2000) ppm	✓	✓	✓	✓
Metano (10-5000) ppm	✓	✓	✓	✓
Etano (10-4000) ppm	✓		✓	✓
Etileno (10-4000) ppm	✓	✓	✓	✓
Acetileno (1-2000) ppm	✓	✓	✓	✓
Monóxido de carbono (10-8000) ppm	✓	✓	✓	✓
Dióxido de carbono (20-20000) ppm	✓		✓	✓
Oxígeno (50°-20000) ppm	✓		✓	
Resolución de 1 ppm Máximo	✓	✓	✓	✓
Tiempo de muestreo programable	✓	✓	✓	✓
Intervalos de lectura de medición	80, 160 o 240 minutos	80, 160 o 240 minutos	1 hora	1.5 Horas
Intervalo de medición de 0% a 100% humedad relativa, convertirlas o transferidas a ppm de agua	✓	✓	✓	✓

Resolución 1% o 1 ppm	✓	✓	✓	✓
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS				
120 VCA de 57-63 Hz	✓	✓	✓	✓
230 VCA de 57-63 Hz			✓	✓
125 VCD	✓	✓	✓	
250 VCD				
Batería propia de respaldo o UPS para garantizar la correcta operación ante la falta de alimentación				
Función de autodiagnóstico del equipo	✓	✓	✓	✓
Memoria no volátil	✓	✓	✓	✓
3000 registros mínimos con capacidad de retención de información almacenada en caso de alimentación eléctrica.	✓	✓	✓	✓
Capacidad de operar sin sufrir daño alguno por inducciones electromagnéticas y electrostáticas, causadas por tensiones hasta de 400 kv de acuerdo a IEC61000-4-2 e IEC61000-4-4	✓	✓	✓	✓
CONECTIVIDAD Y ACCESO A INFORMACIÓN				
Salidas analógicas, una para cada gas (mA a 1 mA ó 4 mA a 20 mA)			Solo 6	
Dos niveles de alarma programable con sus respectivos relevadores de estado sólido con contactos NO/NC	✓	✓	✓	✓
Configuración y extracción de información mediante software propietario de forma local y/o	✓	✓	✓	✓

remota. No debe permitir conexión simultánea para configuración.				
Debe tener un puerto "Ethernet" 10BaseT, 10Base FL ó 100BaseFX, de acuerdo a ISO/IEC 8802-3. Opcional en Características Particulares DNP3.0 sobre TCP/IP o MODBUS sobre TCP/IP	✓	✓	✓	✓
Debe tener capacidad de ser integrado a sistema SCADA existente en el sitio de la instalación, en protocolo DNP 3.0	✓	✓		✓
Vida útil no menor a 10 años	✓	✓		✓

Tabla 4.2 Cumplimiento de los equipos con la Especificación K0000-23

Los cuatro equipos presentan características esenciales al momento de monitorear las concentraciones de gases disueltos en aceite, sin embargo considero que los equipos Calisto están muy por encima de las especificaciones K0000-23 por lo que pueden encarecer el producto.

Observando y analizando las características de los equipos, se llega a la conclusión de que el equipo Kelman Transfix de General Electric podría ser el equipo adecuado para un transformador de potencia tipo caverna de la C. hidroeléctrica.

Si bien es cierto que no cumple con las especificaciones del gabinete es de considerar que la especificada en K0000-23 es para exteriores y el fin para este equipo es en un transformador tipo caverna, donde la precipitación de agua es nula.

La comunicación con las empresas proveedoras del equipo resulta en cierta parte complicado pues solicitan información muy detallada con la cual no se cuenta, por lo que si por parte de CFE C.H. Belisario Domínguez se interesaran para realizar una adquisición se debe establecer contacto con:

Digital Energy
Lissie Industrial Estate East
Lissie Road
Lisburn BT28 2RE United Kingdom
Tel: +44 (0) 2892 622915

GEDigitalEnergy.com



PRODEX Ltda.- Dresden 4672 - San Miguel -
Santiago - Chile
Tel: +56(2) 2959-8919 / 2959-8900
contacto@prodex.cl
www.prodex.cl

4.5 Actividades realizadas en la empresa

4.5.1 Mantenimiento a Unidad

Durante el periodo Agosto-Diciembre del año 2019 se realizaron actividades de mantenimiento a la Unidad 3 (generador y banco de transformador) que retroalimentaron conocimientos relacionados al proyecto.

Una de las actividades en las que me involucré fue el mejoramiento a gabinete encargado de hacer mediciones a temperatura de aceite y puntos calientes, puesto que tenían aproximadamente 30 años con el mismo cableado y componentes.



Fig. 4. 3 Gabinete antes del mantenimiento

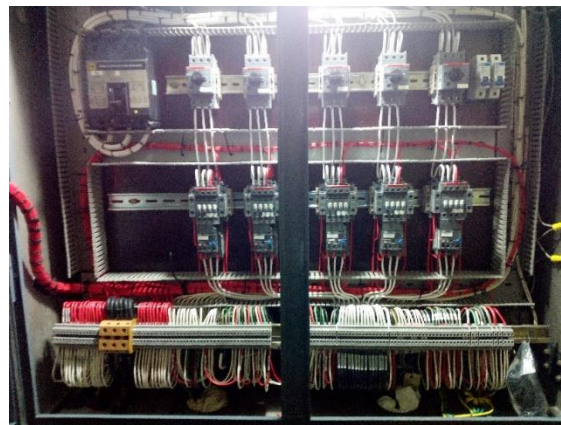


Fig. 4. 4 Gabinete después del mantenimiento



Fig. 4. 6 Gabinete antes del mantenimiento



Fig. 4. 5 Gabinete después del mantenimiento

Una de las actividades para el mantenimiento en el transformador consistió en retirar el aceite almacenado en los tanques de las conexiones de Delta y las conexiones Estrella para que por parte del personal de LAPEM se realizaran pruebas de impedancia, relación de transformación, factor de potencia, por mencionar algunas.



Fig. 4. 8 Megger Frax 101 empleado para realizar el barrido a la frecuencia



Fig. 4. 7 Conexionado en el lado de alta para prueba con Megger Frax 101

Para mi fue muy importante realizar este mantenimiento pues conocí más a detalle las partes que componen al transformador por ejemplo su sistema de enfriamiento, las conexiones de baja y alta (primario y secundario), el cambiador de derivaciones.



Fig. 4. 9 Sistema de enfriamiento FOW



Fig. 4. 10 Cambiador de derivaciones en posición 2

Se retiraron cuatro relés bucholz del banco de transformadores para mantenimiento. Esto consistió en desensamblar el relé, limpieza de sus piezas y nuevamente realizar el ensamblaje en el transformador.

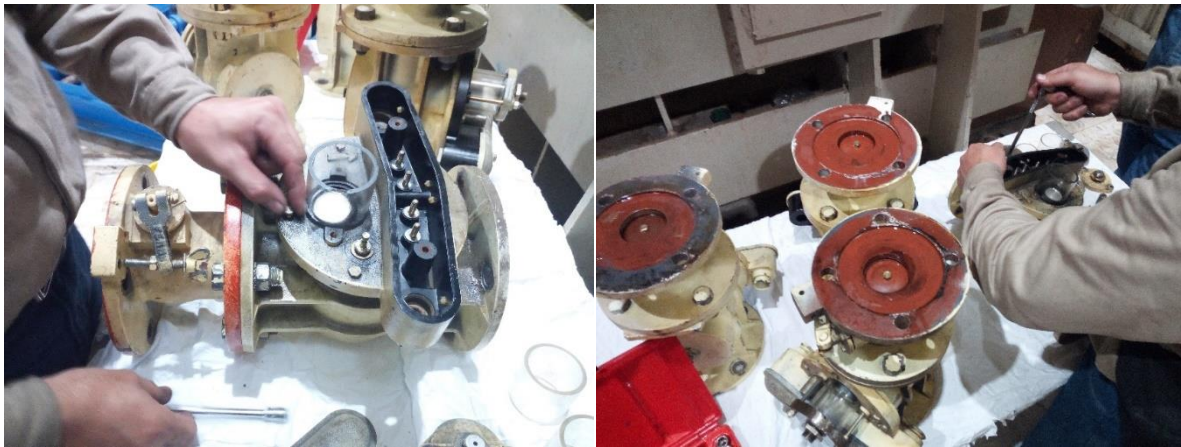


Fig. 4. 11 Extracción pieza a pieza del relé

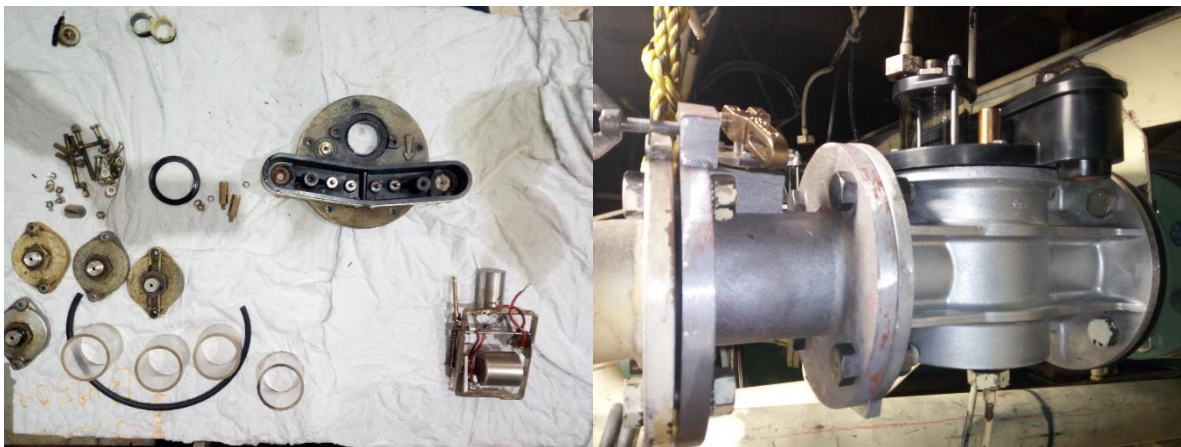


Fig. 4. 12 Piezas del relé

Fig. 4. 13 Relé ensamblado en Transformador

Así mismo, correspondía hacer nuevamente las conexiones de baja como de alta en el transformador.



Fig. 4. 14 Interconexión de Transformadores monofásicos en Delta.



Fig. 4. 15 Preparación con aislamiento sólido (papel crepé) en las fases del lado de Estrella.

4.5.2 Prueba de cromatografía de gases

Oficinas de CFE en Tuxtla Gutiérrez, Chiapas facilitaron un equipo portátil a la C.H Belisario Domínguez para realizar pruebas de cromatografía de gases. El equipo es Transpor X de la marca General Electric. Para llevar a cabo las pruebas tenemos una serie de pasos que se describen a continuación, que de ser necesario puede consultarse el manual de usuario.



Fig. 4. 16 Transport X

Paso 1: Toma de muestras

El transformador cuenta con una toma para extracción de aceite y de aquí muchos equipos como por ejemplo Calisto (equipo de monitoreo de Hidrogeno y Agua disuelto en aceite) emplea esta toma para realizar un monitoreo constante.



Fig. 4. 17 Válvula para toma de muestras

Una correcta toma de muestras del aceite es esencial para asegurar que se obtiene una muestra representativa y es por eso que antes de manipular la jeringa con válvula de 3 vías es necesario limpiar a fondo para evitar cruce de resultados con contaminación

Para la extracción conectamos la jeringa y válvula de tres vías a la toma para muestras del transformador purgó dos veces la muestra, esta purga consistía en retirar una cierta cantidad de aceite y luego expulsar esta cantidad hacia otra vía con el fin de eliminar impurezas dentro la jeringa y eliminar burbujas de aire que afectan al Cromatógrafo de gases portátil (el procedimiento se muestra a continuación).



Fig. 4. 18 Toma de muestra

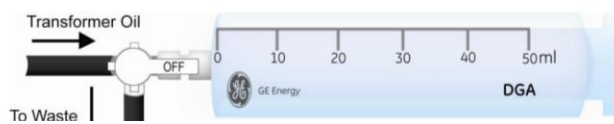


Fig. 4. 19 Válvula de tres vías cerrada

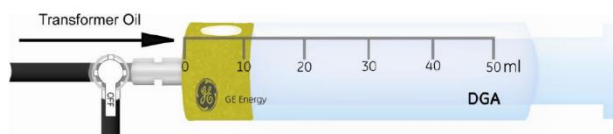


Fig. 4. 20 Válvula de tres vías abierta permitiendo el paso del aceite del transformador a la jeringa

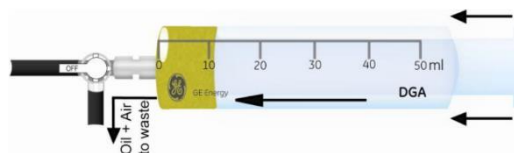


Fig. 4. 21 Válvula de tres vías abierta permitiendo el paso del aceite de la jeringa hacia un depósito para limpiar impurezas y eliminar burbujas de gas de la muestra

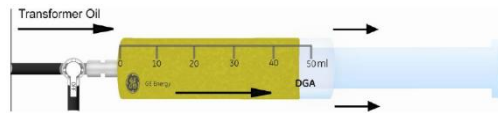


Figura 70. Dibujo de aceite en la jeringa

Fig. 4. 22 Válvula de tres vías abierta permitiendo el paso nuevamente del aceite del transformador a la jeringa

Paso 2: Inicio de purgado del equipo

Seleccionamos ‘Hacer nueva medición’ y después de esto, se muestran otras opciones que elegiremos según sea el caso. Para esta prueba en tipo de equipo seleccionamos ‘Transformador’, en localización del equipo CH DBZ y posterior a esto seleccionamos T-3 Fase B (el cual es el transformador monofásico al que se le extrajo aceite).

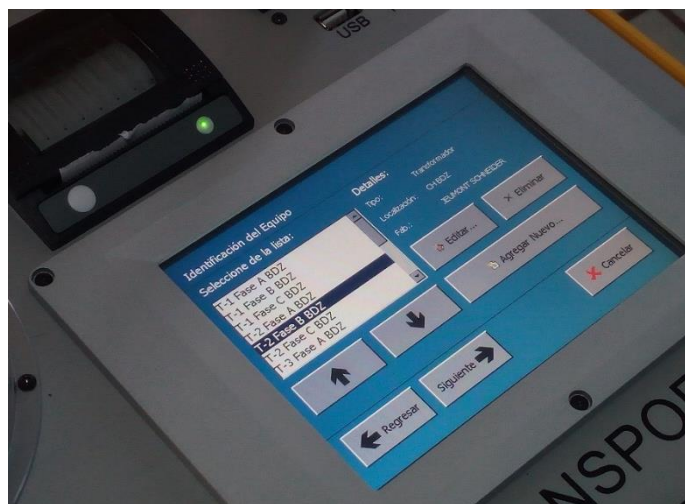
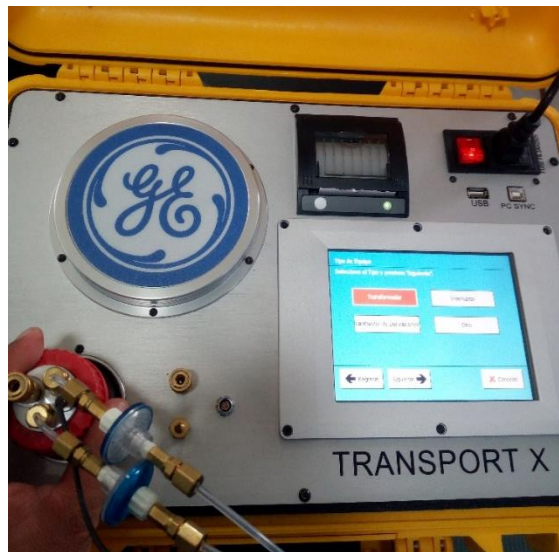


Fig. 4. 23 Manejo del equipo Transport X

Colocamos el frasco sobre la base y se conectan las terminales (un sensor, y dos vías una de entrada y otra de retorno) asegurándonos que contenga un imán agitador dentro la botella, después de esto se realiza el purgado del equipo (se hace con el fin de eliminar márgenes de error por concentraciones de gases dentro del equipo).



Fig. 4. 24 Imán agitador



Fig. 4. 25 Realizando conexionado de terminales en el Transport X

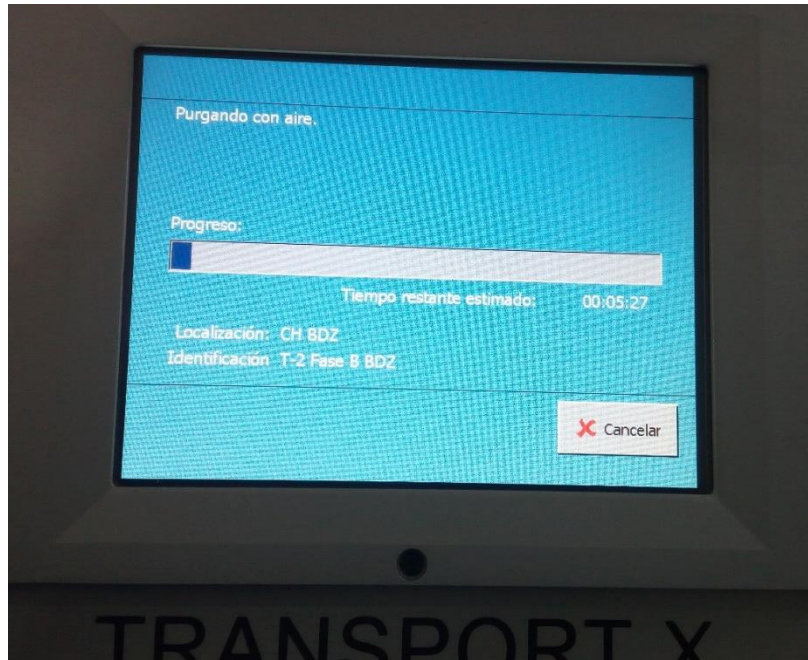


Fig. 4. 26 Purgado con aire del equipo

Paso 3: Inyección de aceite

El aceite contenido en la jeringa se insertará sobre la entrada del frasco y procedemos a inyectar la muestra, se retira la jeringa y procede a hacer la prueba.



Fig. 4. 27 Inyección de muestra a contenedor para la prueba

Paso 4: Se realiza desconexión del frasco para limpieza con pedazos de trapos.

Paso 5: Obtención de resultados

Sea que se realice la impresión de los resultados, se exporta a alguna unidad de memoria externa o bien se almacene en el mismo equipo, tenemos los datos para realizar un análisis detallado de los resultados.

Cabe señalar que podemos modificar los límites de concentraciones para determinar las condiciones del transformador al obtener los resultados del análisis de las pruebas, sin embargo, este equipo ya estaba configurado con respecto a la *Tabla 2.3* por lo que no hubo necesidad de modificar nada.

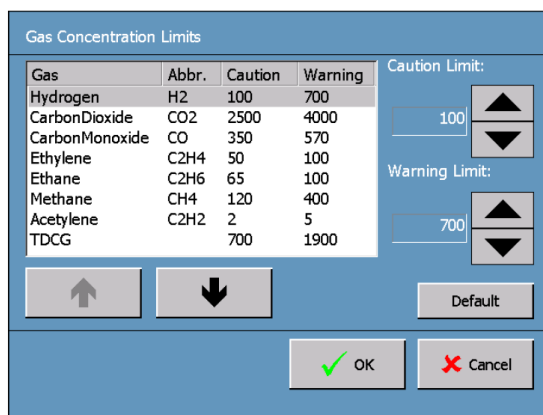


Fig. 4. 28 Modificación de límites de concentraciones

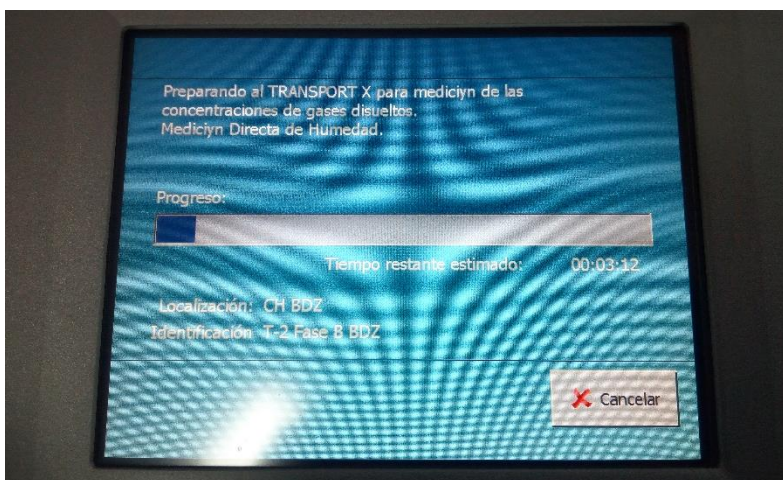


Fig. 4. 29 Prueba de cromatografía llevándose a cabo

Con este equipo podemos visualizar los resultados con los distintos métodos de análisis de resultados.

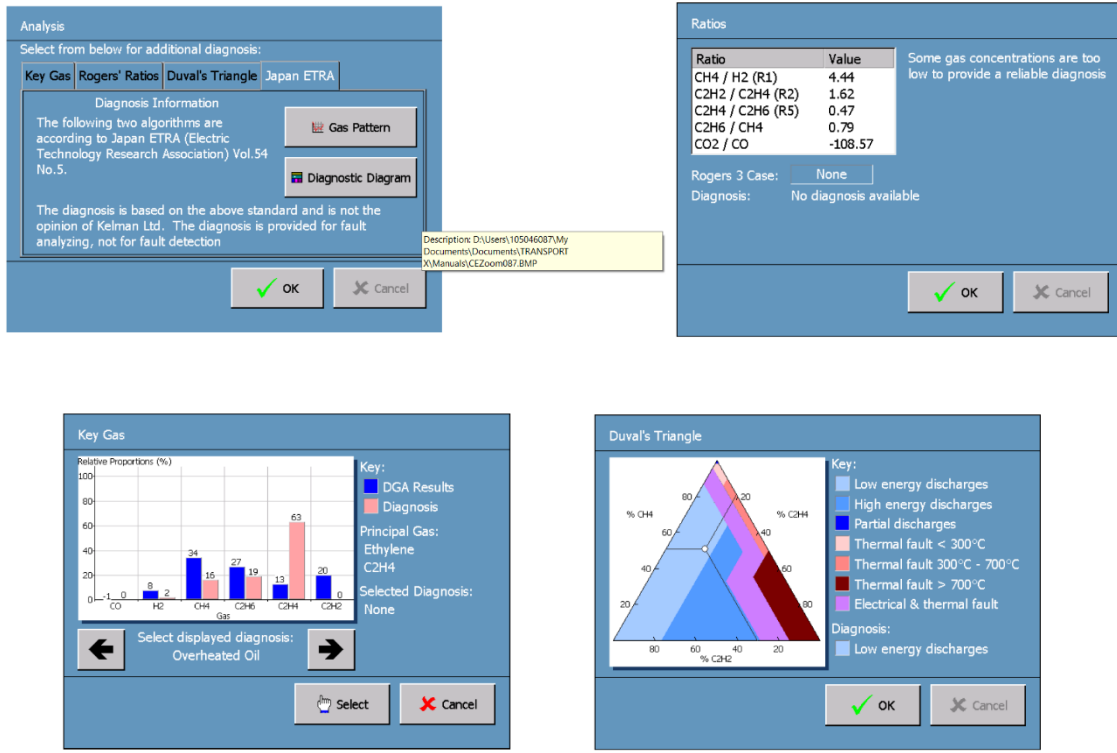


Fig. 4. 30 Análisis de resultados

5. Conclusiones

Bien dicen que jamás dejamos de aprender y esta no fue la excepción pues durante el periodo Agosto-Diciembre 2019 reforcé tanto conocimientos teóricos sobre la producción de energía en una central hidroeléctrica, sobre transformadores, sobre la parte de control como también aprendí términos nuevos, herramientas y/o equipos empleados, y planeamiento de actividades en el mantenimiento de una unidad.

Sobre el proyecto aprendí que en el caso de los transformadores a pesar de ser máquinas estáticas también necesitan un mantenimiento para el correcto funcionamiento y en el caso de un transformador de potencia bañado en aceite requiere de un análisis detallado de resultados de pruebas, un ejemplo claro la cromatografía de gases, pues con un correcto análisis podemos determinar el tipo de fallas presentes y la condición en la que está operando (ligado a la IEEE C57.104).

En definitiva, con el crecimiento del avance tecnológico los equipos para cromatografía de gases se trate de un equipo portátil o para monitoreo en línea, tienden a mejorar tanto en precisión y exactitud como en análisis de resultados, pues ahora los mismos equipos determinan las fallas presentes en un transformador por diferentes métodos, facilitando la visualización de resultados para el operador desde la comodidad de un ordenador (en el caso de un equipo para monitoreo en línea).

Tal vez lo más difícil para mí fueron las relaciones interpersonales y mantener contacto con las empresas que tienen a la venta los equipos pues solicitan información detallada de la Central

De esta experiencia me llevo un buen sabor de boca, no solo tuve la oportunidad de conocer a una central hidroeléctrica y adentrarme en un tema en específico de ingeniería sino que también me vi rodeado de personas excepcionales, personas que se preocupaban porque mi estadía en la central fuera la más satisfactoria, que conociera y aprendiera hasta el más mínimo detalle de la central, que me alientaban cuando en ocasiones me encontraba con ciertas dificultades y que me aconsejaban siempre a dar un poco más.

Siempre se mostraron disponibles si en algún momento surgía alguna duda en las actividades que tuve la oportunidad de ayudarlos, explicándome tanto conceptos teóricos como la forma de ejecución.

6. Competencias desarrolladas

Adaptabilidad

Es necesario tener capacidad de permanecer eficaz de un ambiente tan cambiante, pasar de un ambiente escolar a un ambiente laboral.

Análisis de numérico

La capacidad para realizar un análisis detallado de historiales de pruebas mediante distintos métodos para identificación de fallas con respecto a concentraciones de gases y relaciones entre ellas.

Automotivación

Se traduce en la importancia de trabajar por satisfacción personal. Necesidad alta de alcanzar un objetivo con éxito

Capacidad crítica

Sin duda alguna se necesitó de habilidad para la evaluación de datos y líneas de acción para la toma de decisiones.

Decisión

Se necesita la agudeza para establecer una acción adecuada en la resolución de un problema o en este caso, valoración de propuestas de equipos para finalmente seleccionar el más conveniente para sugerir a la Empresa.

Sociabilidad

La capacidad para mezclarse fácilmente con personas pertenecientes a este ámbito laboral abierto y participativo es fundamental pues ayuda a que la adaptación se lleve a cabo de forma natural.

Trabajo en equipo

Tuve la oportunidad de participar y formar parte de un grupo de trabajo en tareas de mantenimiento de unidad obteniendo un beneficio como resultado.

Escucha


La capacidad de escuchar es fundamental para detectar información importante de la comunicación oral, recurriendo así a preguntas relacionadas con el mantenimiento.


7. Referencias bibliográficas

- [1] S. J. Chapman, *Máquinas eléctricas*, Quinta edición, México: McGraw-Hill, 2012.
- [2] I. G. Alonso. “Transformadores”, Brettis, Madrid, 2015.
- [3] Omicron Academy, “Pruebas de diagnóstico y monitoreo de transformadores de potencia” 2019 [online] Available: <https://www.omicronenergy.com/es/aplicaciones/pruebas-de-transformadores-de-potencia/pruebas-de-puesta-en-marcha-y-aceptacion-pruebas-electricas-comunes-en-transformadores-de-potencia/>
- [4] G. C. Sánchez (2015, Agosto) “Análisis de gases disueltos para monitoreo y diagnóstico de transformadores de fuerza en servicio” [Online] Available: http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012015000200007
- [5] I. R. Pérez, “Procedimiento para realizar e interpretar la prueba de cromatografía de gases en transformadores de potencia”, Tesina, UNAM, México, 2010.
- [6] Transformers Committee of the IEEE Power & Energy Society., “IEEE Guide for Gases Generated in Oil-Immersed Transformers”, IEEE Transactions on Computer, September 2008
- [7] J. T. Sarria, N. A. Guerrero y E. Rivas, “Estado del arte del análisis de gases disueltos en transformadores de potencia” Revista Facultad de Ingeniería, Vol. 23, No. 36, pp. 105-122, junio 2014.
- [8] CFE, “Especificación K0000-23 equipo de Monitoreo en línea de gases disueltos y contenido de agua en aceite aislante de autotransformadores, transformadores y reactores de potencia” México: Octubre 2011

8. Anexos

Carta de presentación expedida por la escuela

 **EDUCACIÓN**
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA

 **TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO**

Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez

“2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata”

Tuxtla Gutiérrez, Chiapas **19/AGOSTO/2019**
No.de oficio: DGTyV/OPPP/0600

**ASUNTO: PRESENTACIÓN DEL ALUMNO
Y AGRADECIMIENTO**

Ing. Manuel Alfonso Ocampo López
Superintendente General de la C.H. Belisario Domínguez
CFE Generación IV. C.H. Belisario Domínguez La Angostura
Angostura, Chiapas
PRESENTE

El Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez, tiene a bien presentar a sus finas atenciones al (la) alumno(a): **Clemente Cruz Yael** Número de control **C 15270504** carrera de: **Ingeniería Eléctrica** quien desea desarrollar en ese organismo el proyecto de Residencias Profesionales denominado **Análisis de gases disueltos en aceite para un transformador de potencia tipo caverna de la C.H. Belisario Domínguez** Cubriendo un total de 500 horas, en un periodo de cuatro a seis meses, en el periodo Agosto-Diciembre 2019.

Es importante hacer de su conocimiento que todos los alumnos que se encuentran inscritos en esta Institución cuentan con un seguro contra accidentes personales con la empresa AXA Seguros S.A. de C.V. Según póliza No. EH03222F e inscripción en el IMSS.


Así mismo, hacemos patente nuestro sincero agradecimiento por su buena disposición y colaboración para que nuestros alumnos, aun estando en proceso de formación, desarrollen un proyecto de trabajo profesional, donde puedan aplicar el conocimiento y el trabajo en el campo de acción en el que se desenvolverán como futuros profesionistas.


Al vernos favorecidos con su participación en nuestro objetivo, sólo nos resta manifestarle la seguridad de nuestra más atenta y distinguida consideración.


A T E N T A M E N T E
Excelencia en Educación Tecnológica
"Ciencia y Tecnología con Sentido Humano"

C. SAMUEL ENCISO SÁENZ
JEFE DEL DEPTO. DE GESTIÓN TECNOLÓGICA
Y VINCULACIÓN


ITTG-ACHPO-007-03








TecNM
SECRETARÍA DE
EDUCACIÓN PÚBLICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE GESTIÓN
TECNOLÓGICA Y VINCULACIÓN

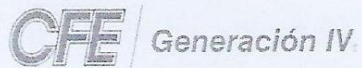
Rev. 0


Carretera Panamericana Km. 1080, C. P. 29050, Apartado Postal 599
Tuxtla Gutiérrez, Chiapas: Tels. (961) 61 50380, 61 50461; Ext. 101
www.ittg.edu.mx


Prof. A. Rodríguez: 011-12 14
Prof. B. Rodríguez: 011-12 14
Prof. C. Rodríguez: 011-12 14
Prof. D. Rodríguez: 011-12 14
Prof. E. Rodríguez: 011-12 14


INSTITUTO TECNOLÓGICO
DE TUXTLA GUTIÉRREZ

Carta de aceptación por parte de CFE C.H. Belisario Domínguez



Subgerencia de Producción Hidroeléctrica
C.H. Belisario Domínguez

"2019, Año del Caudillo del Sur, Emiliano Zapata"

Oficio - CFE GEN IV-BDZ-SG/0105/2019
Venustiano Carranza, Chiapas, 20 de Agosto de 2019
Asunto: Aceptación Residencia Profesional.

Ing. Samuel Enciso Sáenz.

Jefe del Depto. de Gestión Tecnológica
Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez.
Presente.

El que suscribe Ing. Gilberto Figueroa Martínez, Superintendente General, E. F. de la Central Hidroeléctrica Belisario Domínguez, en el Municipio de Venustiano Carranza, Chiapas, tiene a bien informar a Usted que el **C. Yael Clemente Cruz**, con número de **control 15270504**, alumno de la carrera **Ingeniería Eléctrica** de ese Instituto, **ha sido aceptado en esta Central**, para desarrollar su **Residencia Profesional**, en el periodo comprendido de Agosto - Diciembre de 2019, sujetándose al Reglamento de Seguridad e Higiene y al Contrato Colectivo de Trabajo en vigor.

Mismo que se le ha sido asignado en el proyecto: **"Análisis de gases disueltos en aceite para un transformador de potencia tipo caverna de la C.H. Belisario Domínguez"** bajo la supervisión del Ing. Adalberto López Cabrera, Jefe del Departamento Eléctrico, E.F. de esta Central. .

Sin otro particular, quedo de usted.

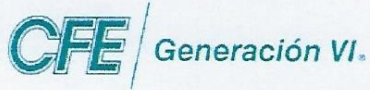
Ing. Gilberto Figueroa Martínez.
Superintendente General E. F.

Copia para:

Ing. Reinel Trejo Escobar, Auxiliar de la Coordinación Regional del CEN de SUTERM División Sureste
M.I. Manuel Becerra López, Jefe del Departamento de Personal y Servicios.
Ing. Adalberto López Cabrera, Jefe de Oficina Regional Eléctrico
Ing. Javier Hernández Sánchez, Jefe Depto. de Seguridad e Higiene y Capacitación, C.H. BDZ
Expediente Residencias.
Minutario.
VAFN/Kassby*

Carretera Tuxtla Gutiérrez – Venustiano Carranza Km. 60, Angostura, Chiapas, C.P. 30171
Tels. 01(961)6179200 Ext. 76200 /76201

Carta de liberación Residencia profesional expedida por CFE C.H. Belisario Domínguez



Subgerencia de Producción Hidroeléctrica Grijalva
C.H. BELISARIO DOMINGUEZ

2020, "Año de Leona Vicario, Benemérita Madre de la Patria"

Oficio - CFE GEN VI-BDZ-SG/013/2020
Venustiano Carranza, Chiapas, 17 de Enero de 2020
Asunto: Liberación Residencia Profesional
Yael Clemente Cruz.

Dr. Samuel Enciso Sáenz.

Jefe del Depto. de Gestión Tecnológica y Vinculación.
Instituto Tecnológico de Tuxtla.
P r e s e n t e.

El que suscribe Ing. Manuel Alfonso Ocampo López, Superintendente General de la Central Hidroeléctrica Belisario Domínguez., en el Municipio de Venustiano Carranza, Chiapas, tiene a bien informar a Usted que el **C. Yael Clemente Cruz, con número de control 15270504**, alumno de la carrera Ingeniería Eléctrica, del Instituto Tecnológico de Tuxtla Gutiérrez, **ha concluido satisfactoriamente su Residencia Profesional en esta Central**, en el periodo comprendido de Agosto - Diciembre 2019.

Mismo que fue asignado en el proyecto: **"Análisis de gases disueltos en aceite para un transformador de potencia tipo caverna de la C. H. Belisario Domínguez"** bajo la supervisión del Ing. Adalberto López Cabrera, Jefe del Departamento Eléctrico de esta Central.

Sin otro particular, quedo de usted.

Atentamente

Ing. Manuel Alfonso Ocampo López.
Superintendente General.

Copia para:

Ing. Adalberto López Cabrera, Jefe del Depto. Eléctrico.
Ing. Juan Francisco Vázquez Hernández, Secretario General Sección 130 Angostura, E.F.
M.I. Manuel Becerra López, Jefe del Departamento de Personal y Servicios.
Ing. Javier Hernández Sánchez, Jefe del Depto. Seg. E Hig. Y Cap.
Expediente Residencias.
Minutario.
MAOL/aglaen*



Carretera Tuxtla Gutiérrez - Venustiano Carranza Km. 60, Angostura, Chiapas, C.P. 30171
Tels. 01(961)6179200 Ext. 76200 /76201

Transfix Kelman de General Electric

GE
Digital Energy

Kelman TRANSFIX Full on-line DGA & moisture



Knowledge of the condition of transformers is essential for all electrical networks and on-line monitoring of transformers is an increasingly vital component of successful asset management programs. The information provided by multi-gas on-line DGA allows valuable asset capabilities to be maximized and expensive failures to be avoided.

Dissolved Gas Analysis (DGA) and moisture measurement of the insulation oil are recognized as the most important tests for condition assessment of transformers. Traditionally performed in a laboratory environment, the Kelman™ TRANSFIX now allows for advanced full diagnostic level gas-in-oil and moisture monitoring on a user schedulable basis.

Key Benefits

- Remote insight into transformer condition
- Faults can be detected in their infancy
- Transformer load and output can be optimised safely
- Discrete measurement of all fault gases facilitates full diagnostics
- Transformer ageing can be calculated
- Fault type can be classified from results
- Aids condition based and predictive maintenance strategies
- Available with AC or AC/DC power supply

Applications

The TRANSFIX offers discrete on-line DGA and moisture monitoring for transformers and other oil insulated filled electrical equipment. Utilizing photo-acoustic spectroscopy (PAS) measurement technology well suited to field application, providing laboratory challenging levels of precision and repeatability. Full 9 gas DGA sampling can be performed as often as every hour including monitoring of the 7 key fault gases employed in all common diagnostic methods and TRANSFIX offers full gas in oil trending, analysis and diagnostic capabilities through its close integration with GE's powerful Perception™ Fleet software suite and/or users own software, historian and SCADA systems. Capable of monitoring all sizes of transformers TRANSFIX is most widely employed for monitoring large, system critical or compromised transformers with a view to extending asset life, preventing unexpected failure and operating on a condition based/predictive maintenance schedule.

- GSU transformers
- Mission critical industrial transformer
- Transmission transformers
- HVDC station transformers
- On load tap changers
- Circuit breakers

Integrated Solution

- Key element of GE's integrated transformer monitoring portfolio
- Operates as a standalone DGA monitor or can be integrated with bushing monitoring and transformer modelling modules
- Integrated load monitoring allows DGA analysis against transformer loading
- Can be controlled and configured by GE's Perception Fleet software – advanced asset management suite providing sophisticated graphical trending & diagnostics
- Inputs for up to five other analogue sensors

Cutting Edge Technology

- Nine gases plus moisture in a single monitor
- Automated headspace gas extraction
- State of the art photo-acoustic spectroscopy (PAS) measurement technology
- No carrier or calibration gases required
- Long service life with minimal maintenance
- Sampling frequency up to once per hour

Ease of Use

- Easy installation: no outages required reducing expense and inconvenience for user
- No consumables and minimal maintenance reduces running costs and site visits
- Extensive local and remote communications options available
- Sampling frequency is user-configurable, versatile and flexible
- LCD display provides up to date information

Configurable Alerts

- Two sunlight visible front panel LED arrays (Red & Yellow)
- Six user configurable alarm relay contacts
- Alarms can be set or changed locally or remotely using Perception software
- Caution and alarm modes can be used to automatically increase sampling frequency



imagination at work

Communication

- Two separate channels for remote communications, plus local USB connection and Ethernet connection
- Communications protocols supported include MODBUS®, MODBUS/TCP, DNP3.0, IEC®61850
- Modules available for communication via RS232, RS485, Ethernet, Fiber Optic, PSTN and cellular GSM/GPRS modems

Technical Features

- Uses photo-acoustic spectroscopy (PAS) to give highly reliable results. Field proven with over 8,000 Kelman PAS systems deployed in over ninety countries worldwide
- Nine target gases plus moisture measured
- Estimation of nitrogen and total gas content for free breathing transformers
- Fully embedded processor and internal data storage for 10,000 records - over eight years of data at default sampling rates
- Non-volatile memory storage to prevent loss of data
- Discrete sampling gives more rapid response to gas rises. No 'averaging' of DGA results

Alarms

- Two sunlight visible front panel LED arrays (Red & Yellow)
- All alarms can be set or changed locally or remotely using Perception software
- Six alarm setting screens or scenarios are available for each oil circuit, which can set alarms based on the level of any of the nine gases, TDCG and moisture, and rates of change for each gas
- Each alarm setting screen can activate one of six alarm relays, the red or yellow front panel indicator or send an SMS message if equipped with the optional cellular GSM modem
- Six dry contact relay alarms (configurable)
- Caution mode and alarm mode can be used to increase sampling frequency
- The alarm results of each screen are independent of the other circuits and alarm setting screens

Power Supply

- Available with AC or AC/DC power supply

Technical Specifications

PARAMETER (COMPOUND)	ENVIRONMENT
Hydrogen (H ₂)	Operating Ambient Temperature
Carbon Monoxide (CO)	Oil Temperature at valve**
Carbon Dioxide (CO ₂)	Oil Pressure at valve
Methane (CH ₄)	Power Requirements AC Version
Acetylene (C ₂ H ₂)	Power Requirements AC/DC version***
Ethane (C ₂ H ₆)	Operating Humidity
Ethylene (C ₂ H ₄)	Enclosure
Moisture (H ₂ O)	Mechanical
Accuracy*	Single Phase Alarm Relays
Oxygen (O ₂)	Measure Frequency
Nitrogen (N ₂)	

*Accuracy quoted is the accuracy of the detectors during calibration.

N2 available on free-breathing transformers only

**Based on testing carried out using VOLTESSO™ 35 mineral oil, over a 1/4" pipe run of 10 metres or less from oil supply or return valve to monitor connection point and on transformer oil supply valve volumes of 200ml or less. For oil temperatures colder than -20°C GE recommend the use of heat trace cabling on piping

***Power requirements subject to change

Perception Fleet

Providing critical insight on your transformers condition and overall fleet risk. Perception Fleet features data trending, condition diagnostics, customizable overview reports, wallboard fleet visualization, alarm notification and visualization. The smart and standards based logic used in Perceptions Fleet ranking algorithms deliver a simplified yet concise overview of your transformers condition and risk. The customizable data import and export facility enhances Perceptions interoperability and the expert email notifications ensures the right person receives critical data should a transformers condition change.



Fleet health/risk overview



Transformer health/risk overview

Digital Energy
Lissie Industrial Estate East
Lissie Road
Lisburn BT28 2RE United Kingdom
Tel: +44 (0) 2892 622915

GEDigitalEnergy.com

GE, the GE monogram, Kelman, MINITRANS and Perception are trademarks of the General Electric Company.

Modbus is a registered trademark of Schneider Automation, Inc. IEC is a registered trademark of Commission Electrotechnique Internationale. VOLTESSO is a registered trademark of Exxon Mobil Corporation.

GE reserves the right to make changes to specifications of products described at any time without notice and without obligation to notify any person of such changes.

Copyright 2015, General Electric Company. All Rights Reserved.

GEA-1728001E1
English
07.23.15



Calisto 5 y 9 de Morgan Schaffer



Technical Specifications

Models C501 and C901

Application										
Online monitoring of fault gases, air components and moisture in transformer insulating fluids.										
Technology										
Gas measurements					Proprietary chromatographic method					
Gas extraction					Oil-immersed Teflon® tubing					
Moisture measurements					Oil-immersed relative saturation (RS) sensor					
Communications					Electrical isolation rated for substation environments					
Performance										
	H ₂	CO	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO ₂	O ₂	N ₂	H ₂ O
Lower detection limit (LDL)	ppm ¹⁾									
	0.5	10	0.2	0.2	0.2	0.2	15	500	2,000	2 ppm, or 2% RS
Range ¹⁾	ppm									
	0 - 20,000	0 - 30,000	0 - 100,000	0 - 100,000	0 - 200,000	0 - 200,000	0 - 100,000	0 - 100,000	0 - 150,000	Saturation, or 100% RS
Accuracy ²⁾	(LDL plus X% of reading) ppm									
	X=5	X=5	X=5	X=5	X=5	X=6	X=5	X=15	X=15	3 ppm, or 3% RS
Repeatability	(LDL plus Y% of reading) ppm									
	Y=3	Y=3	Y=3	Y=3	Y=3	Y=4	Y=3	Y=10	Y=10	2 ppm, or 2% RS
Resolution at LDL	ppm									
	0.5	2	0.2	0.2	0.2	0.2	5	100	1,000	1 ppm, or 1% RS
Measurement interval	User configurable: 80, 160 and 240 minutes. Conditional cycle on alarm.									
Step response (typical)	In 80 minutes: 95% H ₂ ; 90% CO, CH ₄ , CO ₂ , O ₂ , N ₂ ; 80% C ₂ H ₂ , C ₂ H ₄ , C ₂ H ₆									
Shaded area applies to Calisto 901 only; 1) All ppm in mineral oil; 2) Reference: Morgan Schaffer ISO 17025 accredited laboratory and True North/Atlantis oil standards.										
Reliability										
Gas management					Continuous monitoring of carrier and calibration gas pressure to detect and report gas leak errors and to predict cylinder replacement time					
Enclosure and oil temperature conditioning					Improves measurement accuracy and extends the lifetime of internal components					
Power interruption protection					250 ms advanced power loss system					
Expected operating life (EOL)					> 15 years					
Operation										
Operating temperature range					-50 to +55 °C; cold start -50 °C					
Storage temperature range					-40 to +75 °C					
Operating oil temperature range					-40 to +120 °C					
Operating oil pressure range					Full vacuum to 40 psi					
Operating humidity range					0 - 100% RH					
Storage humidity range					5 - 95%, non-condensing, with caps installed on the carrier gas inlet and outlet of the monitor					
Elevation range					Up to 4,000 m					

Teflon® is a registered trademark of DuPont

Construction	
Width x height x depth	Instrument: 610 x 489 x 337 mm (24 x 19 x 13.3 in.)
Weight	Instrument: 45 kg / 99 lbs
Enclosures	Instrument: 304 S.S., gauge 16, lockable Carrier gas manifold: 304 S.S., gauge 14, lockable option
Oil circulation	Anti-cavitation reciprocating pump, 10 - 60 ml/min.
Oil flow monitoring	Proprietary Morgan Schaffer system with low flow error
Oil lines	½ in. OD stainless steel
Air bubble elimination	Proprietary Morgan Schaffer system: Intelligent Bubble Trap
Enclosure temperature conditioning	Thermoelectric feedback
Oil temperature conditioning	Passive heat exchanger plus thermoelectric feedback
Cooling	Forced air
Equipment protection	Thermal cut-off fuse (77 °C), over-current mains fuse
Oil sampling installation	External quick-connect port plus sampling accessories
Installation	
Calibration	On-board NIST traceable calibration gas, automatic calibration, aluminum cylinder. Note: Not compatible with earlier models C500, C500B, C900 & C900B
Carrier gas requirements	99.9999% He, 3600 psi maximum
Maintenance	Visual inspection every 12 months Carrier gas replacement every 48 months Calibration gas replacement every 48 months
Electrical entry holes (standard)	5 x 22.2 mm / 0.875 in. diameter
Commissioning time	5 hours installation, plus 4 - 12 hours before first readings
Mounting	Shock mounts. MS Calisto Mounting Stand recommended
Power requirements (no selection required)	100 - 240 VAC ±10% ⁴⁾ , 50 - 60Hz, 1Ø, 350W 100 - 220 VDC ±10% ⁴⁾ , 350W / 10 A minimum client disconnect breaker
Power conductor size	Max. 2.05 mm / AWG 12
Oil supply line length	1.5 - 10.5 m / 5 - 35 ft
Oil return line length	1.5 - 10.5 m / 5 - 35 ft
Communication and Data	
Front panel interface	English and French 256 x 64 pixel display, vacuum fluorescent, day/night, screen-saver Three weatherproof, UV resistant buttons Menu functions for readings, alarms, databank, set-up and maintenance
Communication	SCADA: Modbus, DNP3 Level 2, Optional IEC 61850 kit Time Synchronization: SNTP HTTP: Calisto Web Server Integrator: MSSP (Morgan Schaffer System Protocol)
Local communication port	USB 2.0 (cable provided)
Isolated communication ports (5 kV impulse, 2.6 kVAC)	RS-485, RS-232, 2 x copper Ethernet, *See options
Isolated analog ports (5 kV impulse, 2.6 kVAC)	1 assignable 4-20 mA input, *See options
Measurement alarms	Programmable dual-level and trend alarms for all readings
Relay outputs (250VAC, 5A; 48VDC, 1.5A)	5 NO/NC contacts assignable for set-up, self-test and measurement alarm conditions, *See options
Data storage	8 years
Self diagnostics	192 error codes with intuitive descriptions and recommended client actions

4) As per IEC/EN 61010

Interface Software	
Calisto Manager™	English, French, Simplified and Traditional Chinese Local and remote Calisto configuration, maintenance, data downloads and diagnostic downloads Tracking network of Calisto, Calisto 2, Calisto 5, and/or Calisto 9 monitors Database of Calistos, transformers and measurements.
Platforms	Windows XP / Vista / Windows 7 / Windows 8 / Windows 10
DGA data management and diagnostics	Inside View software integrates DGA data from monitors and portable analyzers with laboratory oil quality data. Diagnostic tools for fleetwide transformer health management (sold separately).
Regulatory	
CE marking	Low Voltage Directive 2006 / 95 / EC EMC Directive 2004 / 108 / EC WEEE Directive 2012 / 19 / EC RoHS Directive 2011 / 65 / EC
EMC (Electromagnetic Compatibility)	IEC/EN 61326 IEC/EN 61000-6-5 IEC/EN 61850-3 FCC part 15 (US) Class A, ICES-003 (Canada)
Electrical safety	IEC/EN 61010 IEC/EN 60255-27
Ingress protection	IEC/EN 60529, IP 56
Shipping	
Gross weight	Instrument: 56 kg / 124 lbs Standard accessories: 9 kg / 20 lbs
Packaging dimensions	Instrument: 775 x 700 x 521 mm (30.5 x 27.5 x 20.5 in.) Standard accessories: 560 x 510 x 270 mm (22 x 20 x 10.5 in.)
Options (may be purchased as factory installed)	
	IEC 61850 Ethernet communication kit Ethernet outdoor connectivity kit (copper) Optional client communication cards (choose 2 maximum per Calisto); • Optical Ethernet card: Multimode, SC connector, 100BASE-FX, 1300 nm • 4-20mA card: 10 outputs plus 2 inputs (5 kV impulse, 2.6 kVAC) • Relay card: 5 NO/NC outputs (250 VAC, 5A; 48 VDC, 1.5A)
Accessories	
	Morgan Schaffer Calisto Mounting Stand Calisto precision oil temperature probe (4-20mA) All metal stainless steel flexible oil lines Low-temperature insulated oil lines Calisto isolation valves Radio modem (RS-485) Cellular modem (Ethernet) Sun shield to reduce thermal load in extreme hot environments Breather drain kit for humid environments
Warranty	
Morgan Schaffer's Calisto 5 and Calisto 9 monitors are backed by a 30-month standard warranty, 1,2 and 3 year extended warranty available.	
Service and Support	
On-site commissioning service and on-site maintenance program available upon request.	
Note	
Continuous research and product improvements may result in specification or appearance changes at any time.	

Comparison Table

	Calisto	Calisto 2	Calisto 501	Calisto 901
Hydrogen (H ₂)	✓	✓	✓	✓
Carbon monoxide (CO)		✓	✓	✓
Methane (CH ₄)			✓	✓
Acetylene (C ₂ H ₂)			✓	✓
Ethylene (C ₂ H ₄)			✓	✓
Ethane (C ₂ H ₆)				✓
Carbon dioxide (CO ₂)				✓
Oxygen (O ₂)				✓
Nitrogen (N ₂)				✓
Moisture	✓	✓	✓	✓
Programmable alarming	✓	✓	✓	✓
Oil flow monitoring	✓	✓	✓	✓
Compatible mounting	✓	✓	✓	✓
180 minute measurement interval	✓	✓		
80, 160, 240 minutes measurement intervals			✓	✓
Real-time hydrogen	✓	✓		
All Duval Triangle* gases			✓	✓
All DGA Diagnostic* gases				✓
DNP3 & Modbus	✓	✓	✓	✓
IEC 61850 protocol (optional)	✓	✓	✓	✓
CE marked-FCC compliant	✓	✓	✓	✓
IP 56 enclosure	✓	✓	✓	✓

*Additional software required, such as Morgan Schaffer's Inside View.

Morgan Schaffer Ltd.

8300 Saint-Patrick Street, Suite 150
LaSalle, Quebec, Canada H8N 2H1
Tel: 1.514.739.1967
Toll-Free: 1.855.861.1967
Fax: 1.514.739.0434
E-mail: sales@morganschaffer.com

Accreditation

Morgan Schaffer is certified ISO 9001:2008.
Morgan Schaffer laboratory is ISO/IEC 17025:2005 accredited by the ANSI-ASQ National Accreditation Board for the tests listed on its scope of accreditation. Morgan Schaffer is also ISO Guide 34:2009 accredited by the ANSI-ASQ National Accreditation Board for the production of reference materials listed on its scope of accreditation.

www.morganschaffer.com

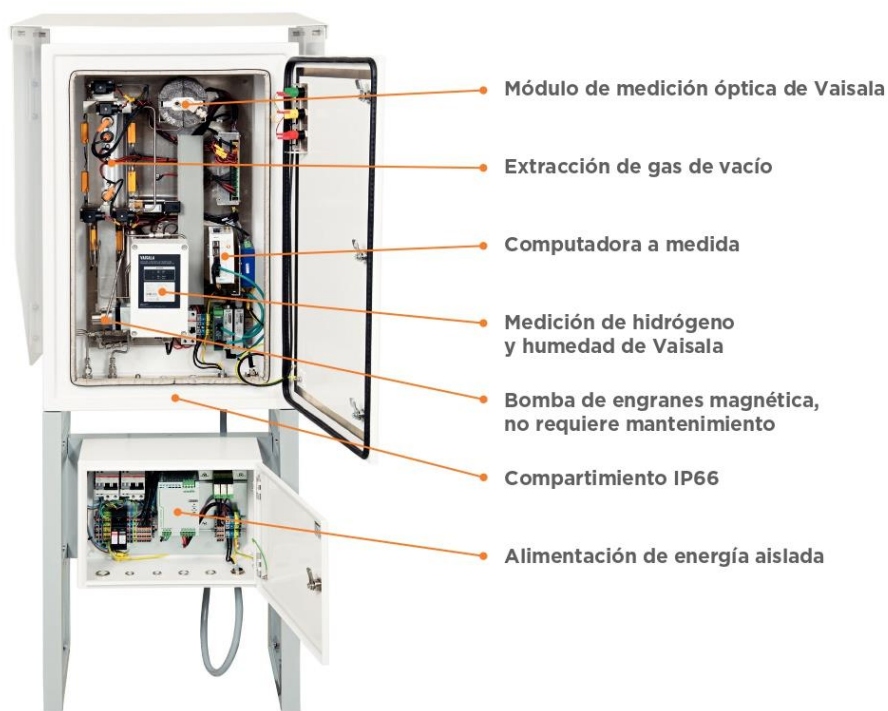
**MS MORGAN®
SCHAFFER**
A DOBLE COMPANY



OPT100 de Vaisala

VAISALA

¿En qué se diferencia el monitor con DGA OPT100 Vaisala Optimus™?



Mejor rendimiento de mediciones

- Sensores de IR ópticos diseñados y fabricados en salas blancas de Vaisala
- El escaneo espectral brinda una medición de gas selectiva
- Extracción de gas de vacío independiente de la temperatura, la presión y el tipo de aceite
- La calibración automática única elimina las desviaciones a largo plazo, no es necesario volver a calibrar

Diseño más sólido

- La estructura herméticamente sellada tolera variaciones de presión y vacío
- Componentes y conductos de aluminio y acero inoxidable en contacto con el aceite
- La ausencia de artículos de consumo significa que no hay que realizar tareas de mantenimiento regulares
- Bomba de engranes de mando magnético y válvulas de alta calidad para brindar durabilidad

Instalación y funcionamiento simplificados

- Instalación y puesta en marcha en tan solo dos horas
- Funcionamiento continuo con un intervalo de salida de aproximadamente una hora, no se necesita un promedio de datos
- Interfaz de usuario basada en el navegador que facilita ver y compartir datos y cambiar la configuración
- Autodiagnóstico con autorecuperación después de interrupciones



El monitor Optimus DGA es la mejor solución para proteger a los transformadores críticos en entornos hostiles

Prevención de fallas en los transformadores de corriente

No hay peor situación que un apagón no previsto, ya que se pierden ingresos y su reputación y marca se ven afectadas de modo incalculable. La buena noticia es que más del 50 por ciento de las fallas de los transformadores de corriente se pueden detectar con las herramientas de monitoreo en línea correctas, lo que significa que se pueden evitar varias fallas. Pero los monitores que muestran falsas alarmas o que necesitan tareas de mantenimiento regulares pueden despilfarrar grandes cantidades de su tiempo y dinero.

Por este motivo, creamos el monitor Optimus DGA Vaisala™. Proporciona monitoreo de gases de falla sin complicaciones y en tiempo real para los transformadores de corriente, sin falsas alarmas ni tareas de mantenimiento.

Los dos conductores clave del diseño fueron la seguridad y la fiabilidad en entornos operativos demandantes. Es la culminación de décadas de escuchar las necesidades de los clientes e investigar los dispositivos existentes, como así

también de usar los 80 años de experiencia en la fabricación de sensores y equipos de medición para entornos hostiles y para sectores en los que la seguridad es de gran importancia.

Datos confiables sin falsas alarmas

El sensor de IR se basa en la tecnología de medición principal de Vaisala y en los componentes fabricados en nuestra propia sala blanca. La extracción de gas de vacío significa que no hay fluctuación de datos debido a la temperatura, la presión o el tipo de aceite, mientras que las ópticas herméticamente selladas y protegidas evitan la contaminación del sensor. La humedad se mide directamente en el aceite con nuestro sensor capacitivo de polímero de película fina HUMICAP®, que se ha usado para el monitoreo de transformadores durante 20 años. El hidrógeno también se mide directamente en el aceite con la misma tecnología de sensor de estado sólido que se usa en el producto MHT 410 de Vaisala.

Construcción sólida

Los conductos de acero inoxidable, la carcasa con control de temperatura y clasificación IP66, así como la bomba de engranajes y las válvulas de mando magnético brindan excelente rendimiento y durabilidad, desde el ártico hasta el trópico. Además, no hay artículos de consumo para reparar o reemplazar.

Diseño inteligente

El monitor Optimus DGA Vaisala™ tiene una interfaz de usuario basada en el navegador que elimina por completo la necesidad de usar software adicional. El dispositivo está diseñado para instalarse en menos de dos horas; solo conecte el aceite, la energía y los datos, y listo. Se lo puede conectar a un sistema de control y monitoreo existente mediante comunicación digital y relés, o puede usarse como un dispositivo de monitoreo independiente. Y en caso de una interrupción en el suministro de electricidad, el autodiagnóstico permite la autorecuperación.

Datos técnicos

Parámetros medidos en el aceite

Parámetro	Rango	Precisión ^{1) 2)}	Repetibilidad ²⁾
Metano (CH ₄)	0 ... 10.000 ppm _v	10 ppm o 10 % de lectura	10 ppm o 5 % de lectura
Etano (C ₂ H ₆)	0 ... 10.000 ppm _v	10 ppm o 10 % de lectura	10 ppm o 5 % de lectura ³⁾
Etileno (C ₂ H ₄)	0 ... 10.000 ppm _v	10 ppm o 10 % de lectura	10 ppm o 5 % de lectura
Acetileno (C ₂ H ₂)	0 ... 5000 ppm _v	2 ppm o 10 % de lectura	1 ppm o 10 % de lectura
Monóxido de carbono (CO)	0 ... 10.000 ppm _v	10 ppm o 10 % de lectura	10 ppm o 5 % de lectura
Dióxido de carbono (CO ₂)	0 ... 10.000 ppm _v	10 ppm o 10 % de lectura	10 ppm o 5 % de lectura
Hidrógeno (H ₂)	0 ... 5000 ppm _v	25 ppm o 20 % de lectura	15 ppm o 10 % de lectura
Humedad ⁴⁾ (H ₂ O)	0 ... 100 ppm _w ⁵⁾	±2 ppm ⁶⁾ o ±10 % de lectura	Incluida en la precisión

¹⁾ La precisión especificada es la de los sensores durante las mediciones del gas de calibración. La precisión de la medición de gas en aceite también se puede ver afectada por las propiedades del aceite y otros compuestos químicos disueltos en el aceite.

²⁾ Lo que sea mayor.

³⁾ La repetibilidad de la medición de etano se especifica con el promedio de cinco mediciones.

⁴⁾ Medida como saturación relativa (%RS).

⁵⁾ Rango superior limitado a la saturación.

⁶⁾ El valor de ppm calculado se basa en la solubilidad promedio de los aceites minerales.

Rendimiento

Duración del ciclo de medición	1 ... 1,5 h (típico)
Tiempo de respuesta (T63)	Un ciclo de medición ¹⁾
Tiempo de calentamiento hasta que los datos de la primera medición estén disponibles	Dos ciclos de medición
Tiempo de inicialización hasta la precisión completa	Dos días
Almacenamiento de datos	Al menos 10 años
Vida útil prevista	> 15 años

¹⁾ Tres ciclos para etano e hidrógeno.

Parámetros calculados

Total de gases combustibles disueltos (TDCG)	Total combinado de H ₂ , CO, CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , y C ₂ H ₂
Tasa de cambio (ROC)	Disponible para gases simples y para períodos de 24 h, 7 d y 30 d
Tasas de gas ¹⁾	Tasas disponibles: <ul style="list-style-type: none"> • CH₄/H₂ • C₂H₂/C₂H₄ • C₂H₂/CH₄ • C₂H₂/C₂H₆ • C₂H₄/C₂H₆ • CO₂/CO

¹⁾ Calculada a partir de valores promedio de 24 h. Consulte la norma IEC 60599.

Entorno de funcionamiento

Tipo de aceite del transformador	Aceite mineral
Temperatura de combustión mínima requerida ¹⁾ del aceite del transformador	+ 125 °C (+257 °F)
Presión del aceite del transformador en la admisión de aceite	Máximo de 2 bares _{abs} continuos Presión de ráfaga de 20 bares _{abs}
Temperatura del aceite del transformador en la entrada de aceite	Máximo de +100 °C (+212 °F)
Rango de humedad ambiente	0 ... 100 %RH, condensación
Rango de temperatura ambiente en funcionamiento	De -40 a +55 °C (de -40 a +131 °F)
Rango de temperatura de almacenamiento	De -40 a +60 °C (-40... +140 °F)

¹⁾ La temperatura de combustión (del aceite del transformador) es, por lo general, aproximadamente 10 °C (18 °F) más alta que el punto de inflamación cerrado. Consulte, por ejemplo, Heathcote, Martin J. The J & P Transformer Book, 13th ed. Elsevier, 2001.

Alimentación de energía

Voltaje operativo	De 100 a 240 VAC, de 50 a 60 Hz, ±10 %
Categoría de sobrevoltaje	III
Consumo máximo de corriente	10 A
Consumo máximo de energía	500 W
Consumo típico de energía a +25 °C (+77 °F)	100 W

Salidas

Interfaz RS-485	
Protocolos usados	Modbus RTU
Aislamiento galvánico	2 kV RMS, 1 min
Interfaz de Ethernet	
Protocolos usados	Modbus, DNP3.0 E IEC61850 SOBRE TCP, HTTP
Aislamiento galvánico	4 kV CA (50 Hz, 1 min)
Salidas del relé ¹⁾	
Cantidad de relés	3 unidades, normalmente abierto (NO) o normalmente cerrado (NC), seleccionables por el usuario
Tipo de activador	Seleccionable por el usuario: nivel de gas, tasa de cambio o estado del dispositivo
Corriente de conmutación máxima	6 A (a 250 VAC) 2 A (a 24 VDC) 0,2 A (a 250 VDC)
Interfaz de usuario	
Tipo de interfaz	Interfaz de usuario basada en web, se puede operar con navegadores web estándares

¹⁾ El funcionamiento de las salidas del relé se habilitará con una actualización del software.

Especificaciones mecánicas

Conexiones de aceite	Conexión Swagelok® de acero inoxidable para un tubo con un diámetro externo de 10 mm (0,39 pulgadas). Para un tubo de 3/8 pulgadas, use un adaptador SS-600-R-10M.
Longitud máxima del tubo de aceite al transformador	Máximo de 10 m (33 pies) con un tubo con un diámetro interno de 7 mm (0,28 pulgadas) Máximo de 5 m (16 pies) con un tubo con un diámetro interno de 4 mm (0,15 pulgadas)
Material	Aluminio marino (EN AW-5754), acero inoxidable AISI 316

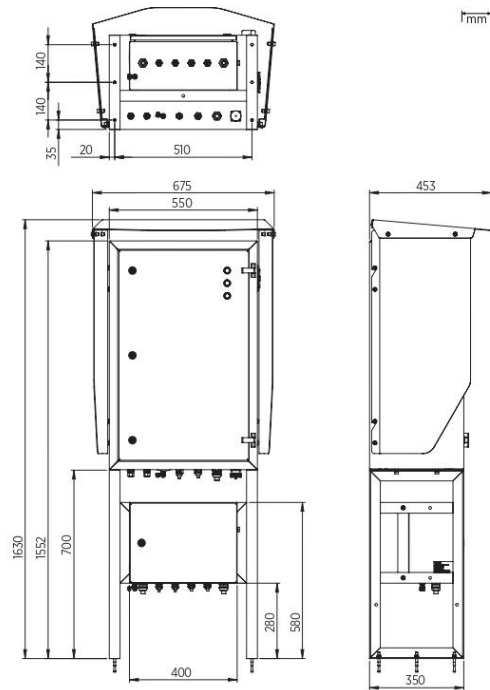
Pruebas tipo

Categoría	Estándar	Clase/Nivel	Prueba
Cumplimiento EMC	IEC61000-6-5	Clase 4 (interfaz de tipo 4)	Inmunidad para entornos de centrales eléctricas y subcentrales
	IEC61326-1	Industrial	Equipo eléctrico para medición, control y uso de laboratorio - Requisitos de EMC
Ambiental	IEC60529	IP66 (equivalente a la clasificación NEMA 4)	Protección contra penetración
Seguridad	IEC/EN61010-1, tercera edición UL 61010-1:2012 CSA C22.2 N.º 61010-1-12	Conformidad	Requisitos de seguridad del equipo eléctrico para medición, control y uso de laboratorio - Parte 1: Requisitos generales

Cumplimiento

Marca CE

Normativa EMC, normativa de bajo voltaje, normativa RoHS, normativa WEEE



Dimensiones

Puede confiar en Vaisala

Vaisala ha creado dispositivos de medición desde hace 80 años. Nuestros instrumentos y sistemas se usan en más de 150 países, en sectores en los que las fallas no son una opción, incluidos aeropuertos, productos farmacéuticos y generación de energía. De hecho, hay más de 10.000 empresas de sectores en los que la seguridad y la calidad son de gran importancia que ya confían en Vaisala.

Los sensores de Vaisala son tan confiables que se usan en los lugares más hostiles de la Tierra, como entornos árticos, marítimos y tropicales, e incluso en Marte.

Monitoreo del transformador de corriente que funciona

El monitor Optimus DGA Vaisala™ brinda rendimiento desde el primer momento, elimina por completo las falsas alarmas y le proporciona las mejores mediciones estables a largo plazo para los gases de falla fundamentales que se usan en los diagnósticos del transformador.



VAISALA

www.vaisala.com

Por favor contáctanos para más información:

Tel: (777)316-63-43

soporte@confiamex.com.mx



CONFIAMEX

Representante Autorizado