

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO

ESCUELA DE POSGRADO

**UNIDAD DE POSGRADO DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
MECÁNICA Y DE ENERGÍA**



**“GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO A
TRANSFORMADORES DE POTENCIA POR MEDIO DE ANÁLISIS
DE GASES DISUELTOS (DGA) Y TÉCNICAS
COMPLEMENTARIAS”**

**TESIS PARA OPTAR EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN
GERENCIA DEL MANTENIMIENTO**

AUTOR

MARIO PAUL BORDA CAMACHO

Callao, 2019

PERÚ

MAESTRÍA EN GERENCIA DEL MANTENIMIENTO
RESOLUCIÓN COMITÉ DIRECTIVO N° 022-2019-CD-UPG-FIME-
UNAC

JURADO EXAMINADOR:

MG. ARTURO PERCEY GAMARRA CHINCHAY	PRESIDENTE
MG. VLADIMIRO CONTRERAS TITO	SECRETARIO
MG. JUAN FRANCISCO OCHOA ARRASCO	VOCAL
MG. JUAN CARLOS HUAMÁN ALFARO	VOCAL

ASESORES:

DR. MARCO ANTONIO GUERRERO CABALLERO
DR. PABLO MAMANI CALLA

N° DE LIBRO DE ACTA DE SUSTENTACIÓN: 01

N° DE ACTA DE SUSTENTACIÓN 33

FECHA DE APROBACIÓN DE LA TESIS: 07.09.2019

.

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mi familia por haber sido mi apoyo a lo largo de todo el curso de Maestría en Gerencia de Mantenimiento y a lo largo de mi vida.

De manera especial al Ingeniero Reynel Aspilcuelta, por haberme guiado, no solo en la elaboración de este trabajo de titulación sino durante mi trayectoria de trabajo profesional.

AGRADECIMIENTO

Agradezco a Dios por darme esa fuerza en todo mi camino y darme la fortaleza para superar obstáculos y dificultades a lo largo de toda mi vida.

A mi Familia, por su apoyo incondicional y por demostrarme la gran fe que ellos tienen en mí.

A mis padres, que con su demostración me ha enseñado a no desfallecer ni rendirme ante nada.

INDICE

INDICE	1
TABLA DE CONTENIDO.....	2
TABLA DE GRÁFICOS	4
RESUMEN	9
RIASSUME.....	10
INTRODUCCIÓN	11
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA1.....	12
1.1. Descripción de la realidad problemática	12
1.2. Formulación del problema	17
1.3. Objetivos	17
1.4 Limitante de la investigación	18
II. MARCO TEÓRICO	19
2.1 Antecedentes	19
2.1.2. Antecedentes Nacionales.....	23
2.2.Bases Teóricas	25
49 MONTANÉ, Jorge, ARCE, Dennis; DORRBERCKER, Santiago; HERNÁNDEZ,	90
2.3Conceptual.....	118
Definición de los términos básicos.	119
III. HIPÓTESIS Y VARIABLES.	124
3.1 Hipótesis General y específica.	124
3.2.1. Operacionalización de las variables.....	126
IV. DISEÑO METODOLOGICO	127
4.1. Tipo y diseño de investigación	127
4.2. Método de investigación	127
4.3 Población y muestra.....	128
4.4 Lugar de estudio y periodo desarrollado.....	128
4.4 Técnicas e instrumentos para la recolección de la información.....	128
4.5.Técnicas Instrumento de recolección de datos:	129
4.6 Análisis y procesamiento de datos.	129

V.	RESULTADOS	130
5.1	Resultados Descriptivos	130
5.2	Resultados Inferenciales.....	144
5.3	Otro tipo de resultado estadístico, de acuerdo a la naturaleza del problema y la Hipótesis.....	146
VI.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	155
6.1.	Contrastación de hipótesis con los resultadosHipótesis General:	155
6.2	Contrastación de los resultados con otros estudios similares.....	156
6.3	Responsabilidad ética de acuerdo a los reglamentos vigentes (el Autor de la investigación se responsable por la información emitida en el informe)	159
	CONCLUSIONES.....	159
	RECOMENDACIONES	160
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	161
	ANEXO.....	166
	Anexo 1 Matriz de consistencia.	166
	Anexo 2. Informe de termografía del transformador de Cajamarca Norte.....	167
	Anexo 3. Muestra la tabla de Doernenburg	170
	OTROS ANEXOS NECESARIOS DE ACUERDO A LA NATURALEZA DELPROBLEMA	170
	Anexo 4. Cálculo de Roger.	171
	Anexo 5. Cálculo del Triángulo Duval.....	172
	Anexo 6. base de datos de los resultados de análisis cromatográficos deltransformador de Cajamarca	173
	Anexo 7. Analisis de Eventos destacados.....	174

TABLA DE CONTENIDO

Tabla 1.1 Carga registrada en transformador	15
Tabla 1.2 Potencia registrada en barra de 60kv (Después)	16
Tabla 2.1 Perfil de carga del transformador año 2018	30
Tabla 2.2 Norma vigente para empresas de transmisión de energía	30
Tabla 2.3 Eventos registrados en el transformador	31
Tabla 2.4 Actividades realizadas (historial)	34
Tabla 2.5 Relación de transformación en un autotransformador de 750MVA después del disparo de buchholz	58
Tabla 2.6 Resistencia de devanados en un autotransformador de 750MVA después de un disparo de buchholz	58
Tabla. 2.7 Investigación de falla en un autotransformador de 120MVA	64
Tabla 2.8 Mediciones de Resistencia de devanados antes de reparar	72
Tabla 2.9 Posibles diagnósticos a partir de los gases como resultados de la degradación	103
Tabla 2.11 Evalúa cada falla en cada componente de transformador de potencia.	118
Fuente: CONENHUA	118
Tabla 5.1.1 Costo de operación y mantenimiento por disponibilidad	130
Tabla 5.1.2 Disponibilidad de equipo	130
Tabla 5.1.3 Costo de operación y mantenimiento	132
Tabla 5.1.3 Costo de operación y mantenimiento	132
Tabla 5.1.4 Costo vs disponibilidad desde 2016 al 2019	133
Tabla 5.1.5 Estadísticas descriptivas (Post Evento)	134
Tabla 5.1.6 Estadísticas (Post Evento) Disponibilidad de equipo	135
Tabla 5.1.7 Incremento de gases en el transformador	136
Tabla 5.1.8 Normativa IEC 60599 – Velocidad de generación de gases	136

Tabla 5.1.9. Incremento de gases en el transformador de potencia- MLZ	137
Tabla 5.1.10 Normativa IEC 60599 – Velocidad de generación de gases del transformador – MLZ	137
Tabla 5.1.11 Muestra El Incremento de gases en el transformador de potencia UCHUC	138
Tabla 5.1.12 Normativa IEC 60599 – Velocidad de generación de gases del transformador UCHUCC-TP385	139
Tabla 5.1.13 Incremento de gases en el transformador de potencia TP-384	
Tabla 5.1.14. Normativa IEC 60599 – Velocidad de generación de gases del transformador UCHUCC-TP385	140
Tabla 5.1.15. Muestra el incremento de gases en el transformador de potencia TP-383	140
Tabla 5.1.16 Normativa IEC 60599 – Velocidad de generación de gases del transformador UCHUCC-TP383	141
Tabla 5.1.17 Análisis de modos de falla, efecto y criticidad para transformador	143
Tabla 5.2.1 T de una muestra: costos de OYM	144
Tabla 5.2.2. T de una muestra: Disponibilidad	145
Tabla 5.3.1. Diagnóstico por el método de DOERNENBURG	146
Tabla 5.3.4. El resultado descomposición termica metodo de DORNENBURG	149
Tabla 5.3.5 Diagnóstico de falla por el método de ROGERS	150
Tabla 5.3.6 Triangulo Duval (Zona de afectación)	153
Tabla 6.2.7. Análisis de gases disueltos	154

TABLA DE GRÁFICOS

Grafica 1.1 Potencia registrada en barra de 60kV	15
Grafica 1.2 Potencia registrada en barra de 60kV (80%)	16
Gráfico 5.1.1 Disponibilidad de equipo (antes)	131
Gráfico 5.1.2 Costo de OYM años 2001 a 2015	131
Gráfico 6.1.3 Costo OYM 2003 Al 2015	132
Grafica 5.1.4 Tendencia costo de OYM año 2016 a 2030,	133
Grafica 5.1.5 Costo de OYM después Over Hould	134
Grafica 5.1.6 Disponibilidad después Over Hould	135
Grafica 5.1.6 Tendencia de gases de transformador	142
Grafica 5.3.1 Método de DOERNENBURG	147
Grafica 5.3.2 Metodo de relaciones de DOERNENBURG (R2)	147
Grafica 5.3.3. Metodo de relaciones de DOERNENBURG (R3)	148
Grafica 5.3.4. metodo de relaciones de DOERNENBURG (R4)	148
Fuente: Roger	150
Grafica 6.2.5 Metodo de ROGER (R1)	150
Grafica 5.3.7. Metodo de ROGER (R2)	151
Grafica 5.3.7. Metodo de ROGER (R3)	151
Grafica 6.2.1 Concentración de gases GRTSE	157
Grafica 6.2.2 Concentración de gases del transformador de MALPASO	157
Grafica 6.2.3 Concentración de gases del transformador de Cajamarca	158

TABLA DE FIGURAS

Figura 2.1 Organigrama de CONENHUA.	28
Figura 2.2 Mapa de procesos de CONENHUA.	29
Figura 2.3 Terminal de fase R calcinado.	33
Figura 2.4 Acometida de fase R (Dañada)	33
Figura 2.5 cambio acometida fase R	34
Figura 2.6 Diagrama unifilar Cajamarca	38
Figura 2.7 Transformador de Cajamarca.	39
Figura 2.8 Piezas del transformador y sus posibles fallas	41
Figura 2.9 Montaje de núcleo trifásico antes de la inserción de las bobinas al transformador.	42
Figura 2.10 Bobina de transformador.	43
Figura 2.11 Conexiones básicas de transformador	45
Figura 2.12 Cambiadores de tomas bajo carga (OLTC) para transformadores	47

Figura 2.12 Cambiadores de tomas bajo carga (OLTC) para transformadores	47
Figura 2.13 La curva de la bañera curva tipa de evolución de la tasa de fallos	55
Figura 2.14 Falla de transformador por espiras cortocircuitadas	59
Figura 2.15 Comparación de color en conductores en devanado serie de disco superior fase A: De izquierda a derecha, espira externa, espira intermedia y espira interna	59
Figura 2.16 Falla de transformador por arqueo en el tanque principal.	61
Figura 2.17 Primer plano de la fase B, bloques del extremo inferior del lado de AT (izquierda) y el lado de baja tensión (a la derecha)	61
Figura 2.18 Fase B colapsada	65
Figura 2.19 Falla por perdida de apriete en el lado de BT (Izquierda) y final de la fase A (derecha)	67
Figura 2.20 Los blindajes electrostáticos quemados: Vista general (izquierda) y de cerca (a la derecha)	67
Figura 2.21 Desarrollar punto de fallo dentro de devanado común debido a un sobrecalentamiento local	69
Figura 2.22 El desarrollo de puntos debido a un sobrecalentamiento local fracaso: bus-bar conjunta en conexiones terciarios (izquierda) y el casquillo de unión (derecha)	71
Figura 2.23 Conexiones del devanado terciario en el autotransformador 750MVA	72
Figura 2.24 se presenta de una forma más categórica los problemas en los transformadores en dependencia de la naturaleza de la falla	73

Figura 2.25 Un modelo conceptual de falla propuesto de CIGRE	74
Figura 2.26 devanado de transformador	76
Figura 2.27 Falla en el bushing	77
Figura 2.28 Falla en el núcleo del transformador	79
Figura 2.29 Devanados del transformador	79
Figura 2.30 Falla en el sistema de refrigeración	82
Figura 2.31 Triangulo Duval	105
Figura 2.32 Puntos de avería o ubicación de fallas	106
Figura 2.33 Diagrama de tiempo de operación y fuera de servicio.	110
Figura 2.34 Mantenimiento basado en la condición	117

RESUMEN

El presente trabajo de investigación tiene como objetivo determinar la disponibilidad, confiabilidad y realizar el análisis de criticidad del equipo. El transformador de potencia quien es el principal activo de cada subestación eléctrica tiene por finalidad de dar servicio a nuestros clientes libres y regulados; con el fin de suministrar energía eléctrica de calidad y seguridad, su importancia radica en gestionar el mantenimiento, manteniendo las condiciones operativas basadas en el historial de eventos registrados en el equipo.

Se ha registrado un historial de 10 años de muestras de análisis de aceite, físico químico y cromatográfico, realizando la interpretación de los resultados de análisis de datos utilizando técnicas de cromatografía de gases permite evaluar la condición del equipo de manera eficiente y determinar un posible evento o falla en el equipos se utilizó técnicas complementarias como Triángulo Duval, limite tasas y valores TDCG de la norma IEEE C57.104.2008, relaciones de Doernenburg, relaciones de Rogers, límites y relaciones IEC60599 y análisis termográfico para determinar el punto exacto del evento o falla.

Para técnica complementarias, los gases más importantes son: Hidrogeno (H_2) Metano (CH_4), Etileno (C_2H_4), Acetileno (C_2H_2), Oxigeno (O), Etano (C_2H_6), Monóxido de carbono (CO), y Dióxido de carbono (CO_2), donde se puede realizar el análisis y condición a los transformadores. Detectando fallas como: arqueos, descargas parciales, arcos de baja y alta energía, sobrecarga severa, sobrecalentamiento y humedad en el aislamiento, logrando evitar indisponibilidad del equipo o colapsó en el sistema eléctrico, aumentar el ciclo de vida al activo, mejor disponibilidad y reducir el costo OyM, asimismo se desarrolló análisis modo efecto de falla logrando incrementar la disponibilidad del equipo 0.999

Palabra Claves: Gestión de mantenimiento, disponibilidad, riesgo potencial.

RIASSUME

L'obiettivo di questo lavoro di ricerca è determinare la disponibilità, l'affidabilità e svolgere l'analisi di criticità delle apparecchiature. Il trasformatore di potenza, che è l'asset principale di ogni cabina elettrica, ha lo scopo di servire i nostri clienti liberi e regolamentati; Per fornire energia elettrica di qualità e sicura, la sua importanza risiede nella gestione della manutenzione, mantenendo le condizioni di funzionamento in base allo storico degli eventi registrati nelle apparecchiature.

È stata registrata una storia di 10 anni di analisi dell'olio, campioni fisico-chimici e cromatografici, l'esecuzione dell'interpretazione dei risultati dell'analisi dei dati utilizzando tecniche di gascromatografia consente di valutare in modo efficiente le condizioni dell'apparecchiatura e determinare un possibile evento o guasto nell'apparecchiatura, complementare tecniche come Triangolo di Duval, velocità limite e valori TDCG dello standard IEEE C57.104.2008, relazioni di Doernenburg, relazioni di Rogers, limiti e relazioni IEC60599 e analisi termografiche sono state utilizzate per determinare il punto esatto dell'evento o guasto.

Per le tecniche complementari, i gas più importanti sono: Idrogeno (H_2) Metano (CH_4), Etilene (C_2H_4), Acetilene (C_2H_2), Ossigeno (O), Etano (C_2H_6), Monossido di carbonio (CO) e Anidride carbonica (CO_2), dove è possibile eseguire l'analisi e lo stato dei trasformatori. Rilevare guasti come: archi, scariche parziali, archi a bassa e alta energia, sovraccarico grave, surriscaldamento e umidità nell'isolamento, riuscendo a evitare l'indisponibilità dell'apparecchiatura o il collasso del sistema elettrico, aumentare il ciclo di vita del bene, migliore disponibilità e ridurre il costo di O&M, è stata sviluppata anche un'analisi della modalità di effetto del guasto, riuscendo ad aumentare la disponibilità dell'apparecchiatura 0,999

Parole chiave: Gestione della manutenzione, disponibilità, rischio potenziale

INTRODUCCIÓN

Existen numerosas fallas internas como externas que afectan el ciclo de vida de los transformadores en un sistema interconectado nacional (SEIN), es por esto que de la capacidad para identificarlos y minimizar sus efectos dependerá la correcta operación de los mismos.

La gestión de mantenimiento predictivo ayuda a enfrentarse una ardua tarea, estudios que basan su investigación en el monitoreo de gases formados en el interior de los transformadores para poder identificar sus problemas y posteriormente determinar el tipo de mantenimiento programado que se deberá ejecutar según el evento.

El presente trabajo permite gestionar las actividades de mantenimiento predictivo se basa en el análisis cromatográfico y evalúa mediante técnicas complementarias la condición del transformador de Potencia utilizando métodos como Triángulo Duval, Roger y Doernenburg y Pentágono de Duval creada para el diagnóstico de fallas en transformadores de potencia en base al análisis de gases disueltos en aceite (DGA), que para su análisis relaciona una mayor cantidad de gases simultáneamente a diferencia de anteriores métodos.

Con la ayuda de la Gestión de mantenimiento preventivos podremos lograr con suficiente tiempo una adecuada gestión y planificación a mantenimiento correctivo, para evitando así consecuencia de las pérdidas económicas asociadas a la falta de servicio eléctrico, teniendo un modelo de mantenimiento desde termo vacío y regenerado del aceite dieléctrico en línea, evitando la indisponibilidad del servicio, con consecuencias de pérdidas económicas en la producción.

I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA¹

1.1. Descripción de la realidad problemática

“El análisis de gas, realizado en forma rutinaria, permite determinar si el transformador ha sido sometido a sobrecargas y algunas veces se puede llegar a saber si ha soportado fallas externas por más tiempo del normal. Para hacer el análisis, se extrae una muestra del gas y se analiza en un detector portátil, este responde a una integración del gas de combustible producido por fallas en el transformador. La experiencia ha probado que las lecturas son bastantes precisas y consistentes, ya que han sido comprobadas por medio de un análisis con el espectrógrafo de masa”.¹ (HARPER , 2001)

En un sistema de transmisión conformado principalmente por líneas de transmisión y transformadores de potencia que excedieron los indicadores de performance en transmisión de tasas de falla de líneas y componentes (TFL, TFC) e indisponibilidades de líneas y subestaciones (INDISL e INDISE), de acuerdo con lo establecido en el procedimiento N° 091-2006-OS/CD “Procedimiento para la Supervisión y Fiscalización del Performance de los sistemas de Transmisión”. Asimismo, son incluidos los transformadores de potencia sobrecargados y la congestión en líneas de transmisión, evaluadas mediante el Factor de Uso de las instalaciones de transmisión, y los sistemas de transmisión con altas tasas de fallas e indisponibilidades.² (OSINERGMIN, 2018)

Desconexiones forzadas (fallas) de líneas de transmisión y transformadores reportados por las empresas distribuidoras, transmisoras y generadoras que operan sistemas de transmisión cuya duración superen los 3 minutos e interrumpan el

¹ HARPER, Gilberto. 2005. *Análisis de gases para determinar los productos de descomposición del aislamiento*: Editorial LIMUSA S.A, 2005 ISBN 968-18-6222-8.

² SISTEMA ELECTRICOS DE TRANSMISIÓN, OSINERGMIN 2018. [En línea] 08 de 2018. [citado el 25 de 3 de 2019] <https://www.osinergmin.gob.pe>

suministro eléctrico de usuarios regulados y de responsabilidad de la propia concesionaria, de acuerdo con lo establecido en el Procedimiento N° 091-2006-OS/CD de Osinergmin.

En la actualidad, como empresa de transmisión y generación de energía realizamos mantenimientos preventivos a los transformadores de potencia, estas se consideran equipos de bajo mantenimiento externo. Sin embargo, el equipo se encuentra expuesto a fallas internas y externas se requiere de un monitoreo constante de su estado ya que todo transformador se deteriora al paso del tiempo y será necesario saber en qué momento se requiere realizar un mantenimiento en el interior y a cada componente del transformador.

Los trabajos de mantenimiento predictivo como termografía, pruebas eléctricas en campo y análisis de aceite dieléctrico, barrido de frecuencia, ultrasonido han sido necesarios determinar la condición del Transformador de Potencia, sin embargo, algunas técnicas utilizadas fueron observadas al no registrar mayores resultados, siendo satisfactorio los registros de DGA y Termografía.

Indicadores de performance de Instalaciones de transmisión que transgreden las tolerancias de tasa de falla e indisponibilidad de líneas de transmisión y transformadores. Líneas y transformadores a punto de sobrecargar (Cargabilidad >75% y <100%) evaluados al 4 trimestre de 2017. Sistemas de transmisión radiales que abastecen a sistemas eléctricos de transmisión críticos. Los sistemas eléctricos de transmisión en alerta calificados para el año 2018, ocasionaron la mala calidad del suministro a los usuarios de los sistemas eléctricos de distribución, incrementado los indicadores de SAIFI y SAIDI³. (OSINERGMIN, 2018)

En general, el análisis de gases disueltos (DGA) basada en la fiabilidad mejora la eficacia de la planificación del mantenimiento, ahorrando tiempo y dinero a las

³ **SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN ALERTA**, OSINERGMIN 2018. [En línea] 08 de 2018. [citado el 25 de 3 de 2019] <https://www.osinergmin.gob.pe>

empresas de energía al mismo tiempo que aumenta la fiabilidad general del sistema eléctrico, mecánico y garantiza que los transformadores sigan funcionando durante el mayor tiempo posible. Los administradores de los activos también están mejor informados para planificar el reemplazo de activos y justificar inversiones de capital.

Una prueba esencial utilizada para identificar fallas incipientes al interior de los transformadores es el Análisis de Gases Disueltos (DGA).

Esta prueba, evalúa el transformador al identificar e interpretar ciertos gases que se generan y disuelven en el aceite dieléctrico cuando hay un problema interno en el sistema material de aislamiento (aceite y papel), generado por calor extremo y energía eléctrica.

Gases de hidrocarburos e hidrogeno son formados cuando el aceite sufre un estrés térmico o descargas eléctricas. Los principales gases formados por el estrés o desgaste del papel aislante son óxidos de carbono – monóxido (CO) y dióxido de carbono (CO₂).

Las muestras de aceite se extraen periódicamente del transformador y son analizadas para ver que gases se están formando. Si hay formación de gases, las tendencias de cambio en las concentraciones de los gases generados pueden ser usados para determinar el tipo de falla o defecto (térmica, descarga eléctrica o descarga parcial).⁴ (DUKARM, 2020)

Basado en la política de mantenimiento y la gestión de activos desde 2001 al 2015, proporciona alcance técnico-económico relevante para toma de decisiones indicando que es necesario conocer el estado y condición de cada equipo, así comparar el costo de operación, costo de mantenimiento y la depreciación que

⁴ **ANÁLISIS DE GAS DISUELTO BASADO EN FIABILIDAD**, CITED 2019, [En Línea] 23 de 10 de 2019, [citado el 25 de 10 de 2019] <https://cidet.org.co/>

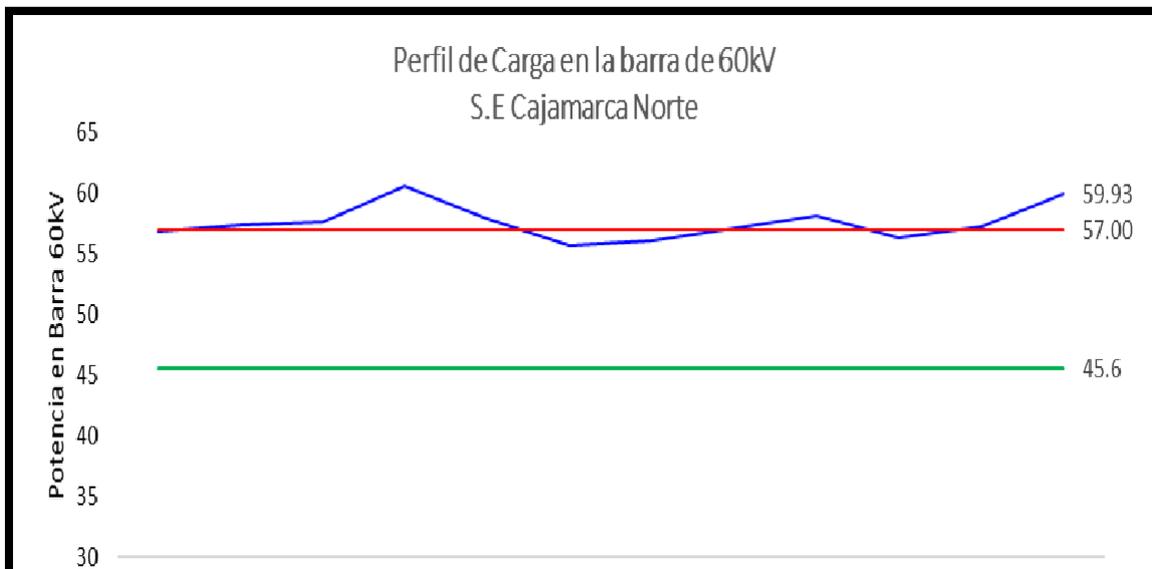
afecta directamente al equipo por ello es necesario implementar la Gestión del Mantenimiento Predictivo en las unidades operativas.

Tabla 1.1 Carga registrada en transformador

L-6046	L-6648	L-6649	Carga Total en Barra 60kV (MW)	Transformador 60MVA	Transformador 75MVA	Porcentaje de Cargabilidad	I carg=577.37	I Carga=461.89	Transformador 60MVA
12.15	22.31	22.31	56.77	57.00	71.25	80%	577.37	461.89	45.6
12.5	22.41	22.41	57.32	57.00	71.25	80%	577.37	461.89	45.6
12.5	22.56	22.56	57.62	57.00	71.25	81%	577.37	461.89	45.6
15.8	22.38	22.38	60.56	57.00	71.25	85%	577.37	461.89	45.6
12.9	22.45	22.45	57.8	57.00	71.25	81%	577.37	461.89	45.6
10.5	22.56	22.56	55.62	57.00	71.25	78%	577.37	461.89	45.6
11.8	22.15	22.15	56.1	57.00	71.25	79%	577.37	461.89	45.6
12.7	22.18	22.18	57.06	57.00	71.25	80%	577.37	461.89	45.6
12.3	22.89	22.89	58.08	57.00	71.25	82%	577.37	461.89	45.6
11.9	22.17	22.17	56.24	57.00	71.25	79%	577.37	461.89	45.6
11.6	22.78	22.78	57.16	57.00	71.25	80%	577.37	461.89	45.6
14.01	22.96	22.96	59.93	57.00	71.25	84%	577.37	461.89	45.6

Fuente: CONENHUA

Grafica 1.1 Potencia registrada en barra de 60kV



Fuente: CONENHUA

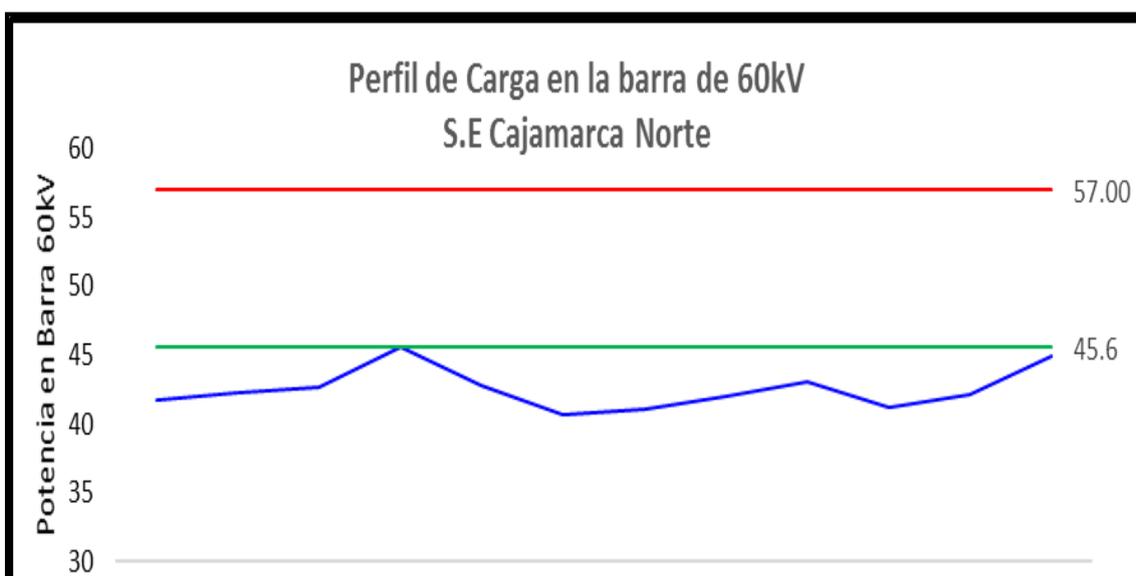
Se realiza el control de carga del transformador de potencia reduciendo su carga en un 20% por incremento gases: Metano CH₄, Hidrogeno H₂, Acetileno C₂H₂, Etano C₂H₄, y temperatura, a una potencia a 45.6MW. Reducción de Carga del transformador de Potencia al 80% (Después) de la implementación de protección por sobrecarga en la barra de 60kV.

Tabla 1.2 Potencia registrada en barra de 60kv (Después)

L-6648	L-6649	Carga Total en Barra 60kV (MW)	Transformador 60MVA	Transformador 75MVA	Porcentaje de Cargabilidad	I carg=577.37	I Carga=461.89	Transformador 60MVA
14.81	14.81	41.77	57.00	71.25	59%	577.37	461.89	45.6
14.91	14.91	42.32	57.00	71.25	59%	577.37	461.89	45.6
15.06	15.06	42.62	57.00	71.25	60%	577.37	461.89	45.6
14.88	14.88	45.56	57.00	71.25	64%	577.37	461.89	45.6
14.95	14.95	42.8	57.00	71.25	60%	577.37	461.89	45.6
15.06	15.06	40.62	57.00	71.25	57%	577.37	461.89	45.6
14.65	14.65	41.1	57.00	71.25	58%	577.37	461.89	45.6
14.68	14.68	42.06	57.00	71.25	59%	577.37	461.89	45.6
15.39	15.39	43.08	57.00	71.25	60%	577.37	461.89	45.6
14.67	14.67	41.24	57.00	71.25	58%	577.37	461.89	45.6
15.28	15.28	42.16	57.00	71.25	59%	577.37	461.89	45.6
15.46	15.46	44.93	57.00	71.25	63%	577.37	461.89	45.6

Fuente: CONENHUA

Grafica 1.2 Potencia registrada en barra de 60kv (80%)



Fuente: CONENHUA

Reducción del perfil de carga del transformador, luego de ajustar el relé de protección sobrecarga en el lado de 60kV a una carga regulada con la finalidad de evitar temperaturas altas, incremento de gases en el transformador mientras se conoce la falla o evento.

1.2. Formulación del problema

Problema General

P.G ¿Cómo la Gestión de Mantenimiento Predictivo utilizando técnicas complementarias mejora la disponibilidad del transformador de Potencia?

Problemas Específicos

PE1. ¿De qué manera la Gestión de mantenimiento predictivo utilizando análisis de gases disueltos, mejora la disponibilidad del transformador de potencia?

PE2. ¿De qué manera la Gestión de Mantenimiento predictivo utilizando análisis termográfico, reduce los costos de operación y mantenimiento del transformador de Potencia?

1.3. Objetivos

Objetivo General

OG1. Establecer de qué manera la Gestión de Mantenimiento Predictivo utilizando técnicas complementarias, mejora la disponibilidad de transformador de Potencia.

Objetivos Específicos

OE1. Establecer como la Gestión de Mantenimiento Predictivo utilizando Análisis de gases disueltos, mejora la disponibilidad del transformador de potencia

OE2. Establecer como la Gestión de Mantenimiento Predictivo, utilizando Análisis Termográfico, reduce el costo de operación y mantenimiento del transformador de potencia.

1.4 Limitante de la investigación

Limitante Teórica

El presente documento solo tiene alcance para el mantenimiento predictivo de transformadores de potencia mas no contempla mantenimiento preventivo y correctivo programado.

Limitante Temporal

El documento se viene siendo desarrollado dentro de unas muestras obtenidas en un periodo de 4 años análisis de aceite físico químico (FQ), cromatográficos (DGA).

Limitante Espacial

El área geográfica donde se está desarrollando todos los equipos que pertenecen Pertenece a la empresa Consorcio Energético de Huancavelica S.A. CONENHUA S.A – BNV

II. MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

Investigación Internacionales

Entre los trabajos de investigación internacionales referidos a los temas de la presente investigación, podemos destacar los siguientes:

Heberto Méndez Díaz, en su trabajo de investigación titulado “ **Análisis y solución a la problemática de generación de hidrogeno por la presencia de partículas en el sistema dieléctrico de transformadores**” editada en Setiembre 2015 en Cuernavaca, Morelos, investiga la siguiente situación problemática, la capacidad de transformación instalada en la GRTSE es de 12,052 MW. La infraestructura de transmisión y transformación con que cuenta la GRTSE, tiene en promedio 23 años de servicio, siendo la subestación Elevadora de Malpaso en su primera etapa la más antigua, con 40 años de servicio. La operación de la subestación Elevadora de Malpaso representa un reto en el mantenimiento y atención de las fallas en sus equipos primarios, considerando que estos se diseñan para una vida útil de 30 años. Entre los objetivos de la investigación Presentar una metodología de diagnóstico que permita evaluar las condiciones operativas de transformadores de potencia que presentan generación de gas Hidrógeno por descargas parciales originadas por partículas en el aceite aislante, y se emiten recomendaciones para evitar la ocurrencia de una falla incrementando así la confiabilidad y su vida útil.

Entre sus hipótesis plantea que con los resultados de las pruebas de descargas parciales y aplicando la metodología indicada en la Norma IEEE C57.125-2005 [1], se generó la primera hipótesis de la causa de la falla: “La generación de gases se debe a un falso contacto en el conector de la colilla de la boquilla H0 al devanado de alta tensión”

Entre sus Resultados más importantes tenemos la realización de una simulación utilizando herramienta de elemento finito modelando la partícula para diferentes tamaños y materiales, con esto se logró identificar la problemática de generación del gas hidrógeno por presencia de descargas parciales en un transformador de potencia con cuarenta años en operación.

Finalmente, se realizan propuestas de cambio en la metodología de trabajo para el mantenimiento y pruebas de los equipos de transformación en CFE introduciendo nuevas pruebas que no se tiene de rutina, un procedimiento de investigación de fallas y se propone un método de lavado a presión, así también cambios en el procedimiento de mantenimiento de transformadores P-SES-24.⁵ (MENDEZ , 2015).

Marco Junio Martínez Hernández, en su trabajo de investigación titulado **“Mantenimiento predictivo a transformadores de potencia por medio de análisis de aceite dieléctrico y técnicas complementarias”**. Editado el 2008, en Guatemala, plantea la siguiente situación problemática: en la actualidad, muchas empresas no realizan mantenimientos predictivos a los transformadores, ya que se han considerado como equipos nobles que requieren relativamente poco mantenimiento externo, sin embargo, dependiendo de la aplicación del trabajo que se realice en la planta (equipo conectado a la red que alimenta el transformador) se requiere de un monitoreo constante de su estado ya que todo transformador se deteriora al paso del tiempo y es necesario saber en qué momento se requiere realizar un mantenimiento en el interior del transformador.

Como el análisis de aceite dieléctrico de un transformador se hace en un laboratorio certificado por medio de análisis químicos, la toma de la muestra se puede realizar en cualquier momento, a través de las válvulas instaladas en el mismo transformador para este efecto.

Entre los objetivos de la investigación tiene establecer procedimientos técnicos de aplicación para el Mantenimiento predictivo de transformadores de potencia por medio del análisis al aceite dieléctrico y técnicas complementarias.

⁵ **MÉNDEZ DÍAZ, Heberto.** 2015 “Análisis y solución a la problemática de generación de hidrógeno por la presencia de partículas en el sistema dieléctrico de transformadores”. México: s.n., 2015.

Entre sus hipótesis plantea que los resultados del presente trabajo pretenden dar énfasis en los mantenimientos predictivos a los transformadores de potencia por medio del análisis del aceite dieléctrico por medio de las pruebas físico químicas y cromatografía de gases disueltos. Haciendo una interpretación de los resultados obtenidos, se pueden detectar fallas insipientes dentro del transformador, lo que ayuda a planificar los mantenimientos preventivos o correctivos futuros con suficiente tiempo de anticipación, para evitar una falla permanente con la consecuencia de las pérdidas económicas asociadas por la falta de servicio eléctrico, teniendo como una forma de mantenimiento el regenerado del aceite dieléctrico en línea, evitando la salida de energizando los servicios, con las consecuentes pérdidas económicas.⁶ (MARTINEZ , 2008)

Santiago Enrique Medina Valarezo, en su trabajo de investigación titulado **“Mantenimiento Predictivo de Transformadores de alta Potencia Según La Técnica de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad”** editado el 2006, en la ciudad de Quito, plantea la siguiente situación problemática respecto a la vida útil de muchos transformadores en principio excede los 25 años y es posible extender su servicio se la confiabilidad operativa necesaria se garantiza (EMSLEY 1994). Los problemas de estimación de la condición de transformador envejecidos y medidas para lograr su vida útil.

Plantea los siguientes objetivos para su investigación: desarrollar un plan de mantenimiento predictivo que tenga la virtud de optimizar la frecuencia y actividades de mantenimiento en los transformadores de potencia, utilizando para este fin, La Técnica del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.

Entre sus hipótesis que los resultados obtenidos, mediante el estudio realizado, se toma como base los procedimientos para la implementación de un Plan de mantenimiento establecido en la técnica del RCM, pero, se realiza una modificación

⁶ **MARTÍNEZ HERNÁNDEZ, Marco** Junio. 2008. “Mantenimiento predictivo a transformadores de potencia por medio de análisis de aceite dieléctrico y técnicas complementarias” Guatemala: s.n., 2008.

en lo referente a la asignación de las acciones de mantenimiento, con el objetivo de que la ejecución de dicha técnica sea orientada a la práctica e involucre un programa de monitoreo periódico que permita combinar de una manera óptima el mantenimiento predictivo con el mantenimiento preventivo, es decir, que incorpora de un diagnóstico a condición real.⁷ (MEDINA , 2006)

Haroldo Rene Dardon Yon en su trabajo de investigación titulado **“Análisis de Riesgo de Falla de Transformadores Eléctricos de Potencia Utilizando Tecnologías de Mantenimiento Predictivo No Instructivo”**, editado el 2018, en Guatemala, plantea la siguiente situación problemática: Es común que, al optar en la nobleza de transformadores eléctricos de potencia, sumergidos en dieléctrico líquido, las frecuencias de monitoreo de condiciones son escasas o nulas, porque no consideran el alto costo de oportunidad de las consecuencias de falla.

Plantea los siguientes objetivos para su investigación: aplicar tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo en el orden siguiente: VOSO y/o termografía y/o Ultrasonido que permitan identificar síntomas fallas incipientes en transformadores de potencia, bajo la siguiente premisa: si se encuentran fallas por la primera ya no se procede con la siguiente.

Entre sus hipótesis plantea que es justificable confiar en la suerte como opción al monitoreo de condición, asumiendo elevado costo económico de aplicar tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo para monitoreo de condición y no para búsqueda de fallas.

Este estudio es fundamental pro que muestra una serie de fallas en unidades nuevas y usadas dentro del universo aleatorio. El riesgo de no identificadas habría generado siniestros con consecuencias negativas directas por daños a la propiedad, al personal e interrupciones de negocios entre otros.

⁷ **MEDINA VALAREZO, Santiago Enrique.** 2006. “Mantenimiento predictivo de transformadores de alta potencia según la técnica mantenimiento centrado en la confiabilidad”. Ecuador: s.n.,2006.

Los beneficios alcanzados del monitoreo oportuno y bien ejecutado son la reducción de riesgos de falla al mantener la expectativa de tiempo de vida útil de las unidades. Los beneficios alcanzables del monitoreo oportuno y bien ejecutado son la reducción de riesgos de falla al mantener la expectativa de tiempo de vida útil de las unidades.⁸ (DARDON , 2018)

2.1.2. Antecedentes Nacionales

Entre las referencias nacionales al presente trabajo de investigación, podemos remarcar las siguientes:

Blanca Martina Hanco Prada, en su trabajo de investigación titulado **“Implementación del Sistema de monitoreo Electrico para reducir las Fallas Intempestivas en los transformadores de potencia de Alta Tensión Empresa”**, editado en 2016, en Lima – Perú, plantea la siguiente situación problemática: Según la norma IEEE Std C57.143 (2012, p.19) sostiene que se utilizaran los parámetros de sistema de monitoreo eléctrico para sacar una conclusión en cuanto a la causa de la avería o anomalía y, por consiguiente, sustituir o complementar la etapa de solución de problemas demantenimiento correctivo, midiendo las fallas de los transformadores, la condición de los transformadores y realizando un control de los procesos.

La norma IEEE Std C57.143 (2012, p.45) menciona que una causa de fallas intempestivas en los transformadores de potencia alta tensión es la ruptura dieléctrica del transformador. Fallo del aislamiento dieléctrico en transformadores que es a menudo precedida por actividad de descarga parcial. Un aumento significativo en las descargas parciales (PD) o en la tasa de aumento del nivel de descarga parcial puede proporcionar una indicación temprana de que los cambios

⁸ **HAROLDO RENÉ**, Dardón Yón. 2018, “Análisis de riesgo de falla en transformadores eléctricos de potencia utilizando tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo”. Guatemala: s.n.,2018.

están evolucionando dentro del transformador, por ello se requiere contar con una supervisión continua y un ahorro considerable en los costos de mantenimiento.

Entre sus objetivos plantea determinar si la implementación del sistema de monitoreo eléctrico permite reducir las fallas intempestivas en los transformadores de potencia de alta tensión. Empresa ABB S.A. Lima 2016. Entre sus principales hipótesis plantea que, si es posible que el sistema de monitoreo eléctrico, determine las Fallas Intempestivas en los transformadores de potencia de alta tensión.

Como resultado de esta investigación, cuyo tipo de estudio es explicativa, el diseño utilizado es Pre Experimental, pre test y post test, la población y muestra es 10 transformadores de alta tensión, la técnica utilizada es observación de campo y análisis documental, se siguió el procesamiento estadístico SPSS 23, concluye que la presente tesis nos permitió alcanzar el objetivo planteado al comienzo de este estudio, ya que logramos comprender como funciona y como está estructurada. Generando una rentabilidad anual de 3%.⁹ (HANCCO, 2016)

Alan Achahuanco Molina, en su trabajo de investigación titulado **“Diagnóstico Preventivo de Transformadores de Potencia Por Medio Del Análisis del Aceite Dieléctrico y Técnicas Complementarias Basado en un Programa Elaborado en Visual Basic”**, editado el 2014, en la ciudad de Arequipa, plantea la siguiente situación problemática: Existiendo numerosos métodos vigentes y modernos, tal como se indican en los antecedentes, para el análisis de los gases disueltos producidos en el transformador de potencia, ¿Cuál debería ser el método a escoger para analizar y dar diagnóstico preciso y consistente sobre el estado y condición del transformador de potencia?

El presente trabajo tuvo como objetivo determinar que al realizar una interpretación de análisis de gases disueltos, el método del triángulo de Duval es el más preciso y consistente en transformadores y en conmutadores, al dar un diagnóstico en la condición de su funcionamiento.

⁹ **HANCCO PRADA**, Blanca Martina. 2016, “Sistema de monitoreo eléctrico, fallas intempestivas en los transformadores de potencia de alta tensión”. Perú: s.n.,2016.

Tuvo como hipótesis que es posible que el método del triángulo de Duval, en comparación con otros métodos, sea el método que interprete los gases producidos y realice un diagnóstico más consistente y más preciso sobre la condición de operación del transformador de potencia.”

Entre los resultados obtenidos que el análisis de gases disueltos, es una las pruebas más utilizadas para saber sobre estado funcional del transformador, se encuentran numerosos métodos que interpretan y analizan los resultados obtenidos en el laboratorio y dan así un consistente diagnóstico del estado funcional del transformador, a lo largo de esta tesis se trata de investigar sobre todos estos métodos y realizar una discriminación a través de ellos para encontrar el método más consistente y el más preciso en el diagnóstico de transformadores de potencia y conmutadores, para lo cual se realizó un programa elaborado en una plataforma de Visual Studio conectada a una base de datos mediante código SQL, dicho programa permitirá obtener resultados en base a todos los métodos modernos y a la vez discernir en cuanto al resultado de su aplicación.¹⁰ (ACHAHUANCO , 2014)

2.2.Bases Teóricas

Visión de la empresa

Consorcio Energético de Huancavelica S.A (CONENHUA) empresa dedicada al sector Eléctrico, este direccionado esfuerzo para lograr posicionarse en el ámbito nacional como una de las empresas más exitosas y confiables del sector en el mercado nacional.

¹⁰ **ACHAHUANCO MOLINA**, Alan. 2014.Diagnostico preventivo de transformadores de potencia por medio del análisis del aceite dieléctrico y técnicas complementarias basado en un programa elaborado en Visual Basic. Perú: s.n.,2014.

Valorando la experiencia y el profesionalismo del personal estamos seguro de lograr desarrollar actividades con excelencia, en términos de Seguridad y Salud en el Trabajo estamos siempre pendiente de invertir lo necesario para garantizar la salud de nuestro personal, generando de esta manera mejores oportunidades para el desempeño laboral en forma segura, crear constantemente valor para los accionistas será la garantía para sostener la solidez y solvencia de la empresa en el tiempo, estando siempre plenamente comprometidos con un manejo limpio y responsable del medio ambiente, formado parte del desarrollo sostenible de las comunidades en las que operamos.

Misión de la empresa

La Misión, es la razón de ser de la empresa

- Formar y mantener un equipo humano multidisciplinario con excelencia empresarial.
- Realizar las operaciones de la generación de Energía Eléctrica, Ejecución de Obras Eléctricas mantenimiento y Operación de Sistemas Eléctricos de manera segura y eficiente aplicando los más altos estándares nacionales e internacionales existentes para estos fines.
- Establecer pautas para lograr el crecimiento y el desarrollo orgánico, principalmente a través de la identificación de nuevos proyectos de sistema eléctricos.
- Mantener el contacto y transparencia con nuestros accionistas, las autoridades y demás partes interesadas.
- Establecer los lineamientos para lograr la excelencia ambiental en nuestras operaciones.
- Desarrollar y promover alianzas estratégicas con las comunidades donde operamos, participando activamente en favor de su desarrollo sostenible.
- Generar un ambiente de trabajo que, promueva el desarrollo humano y profesional en todos los ámbitos de la empresa

Objetivos

Desarrollar y mantener procedimientos e instructivos de seguridad y salud ocupacional de calidad, ambientales y de relaciones comunitarias para todas nuestras actividades: desde la planificación de las operaciones hasta el cierre de estas.

- Mejorar los mecanismos desarrollados por la empresa para el cumplimiento de las obligaciones legales y compromisos asumidos
- Implementar y cumplir los planes de capacitación entrenamiento y sensibilización de todos nuestros colaboradores en seguridad y salud ocupacional, medio ambiente, relaciones comunitarias.
- Conseguir la satisfacción plena de nuestros clientes mediante la optimización de las disponibilidad y confiabilidad de nuestros servicios, equipos sistemas e instalaciones.
- Promover conciencia ambiental en nuestros colaboradores mediante la motivación y sensibilización permanente.

Políticas

Somos una empresa de generación, transmisión y ejecución de proyectos de infraestructura eléctrica, cuya misión es brindar soluciones óptimas en el campo de la electricidad. El factor humano es el eje central de la empresa. Nuestro desarrollo se sustenta en la práctica de valores: Integridad, laboriosidad, Honestidad, lealtad, respeto y transparencia. Aseguramos que nuestras acciones, mediante la mejora continua se orienten a:

alcanzar nuestros objetivos y metas en seguridad y salud ocupacional, medio ambiente, calidad y relaciones comunitarias, para cumplir con la visión y misión de la empresa.

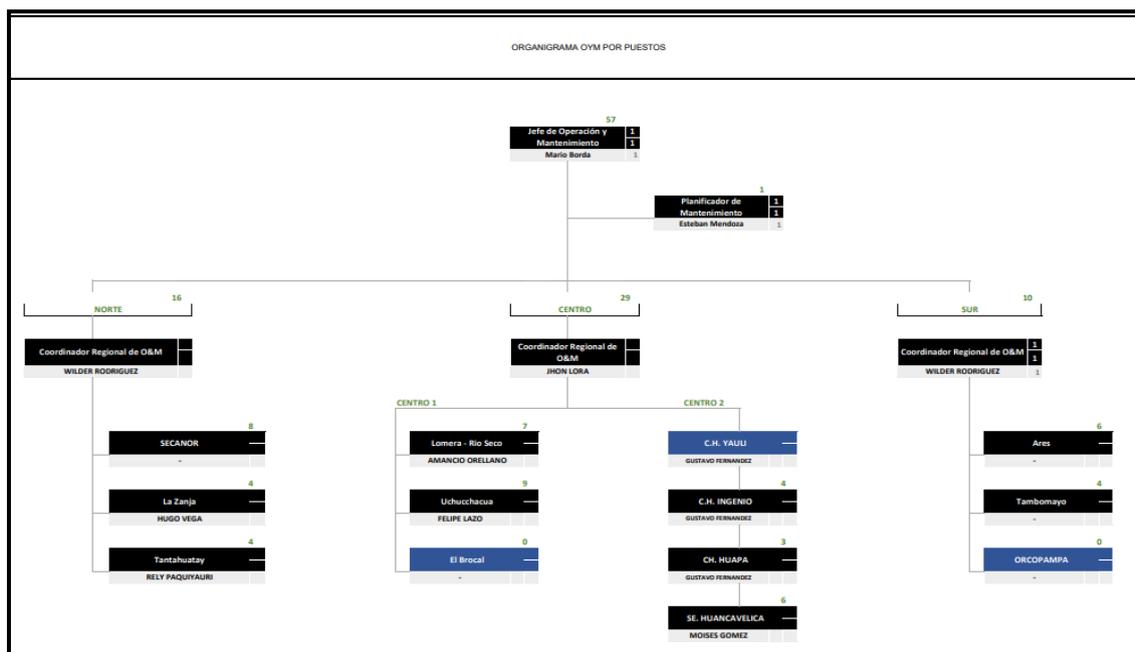
- a) Cumplir la legislación aplicable y los compromisos asumidos.
- b) Prevenir las lesiones y enfermedades de nuestros colaboradores, para que retornen a sus hogares sanos y sin lesiones después de la jornada de trabajo.
- c) Trabajar respetando las costumbres locales, facilitado el desarrollo sostenible de nuestro entorno local, previniendo los impactos sociales y ambientales.

- d) Utilizar las mejores prácticas y tecnologías disponibles para asegurar la calidad de nuestros o productos y servicios.
- e) Garantizar la participación de nuestros trabajadores en el SIC.

Organización

Muestra el organigrama de “Consortio Energético de Huancavelica S.A.” la distribución operativa en el Norte, Sur y Centro del País. Sino que también representa las estructuras departamentales, además de ser un buen esquema de las relaciones jerárquicas y competencias dentro de la empresa.

Figura 2.1 Organigrama de CONENHUA.



Fuente: CONENHUA

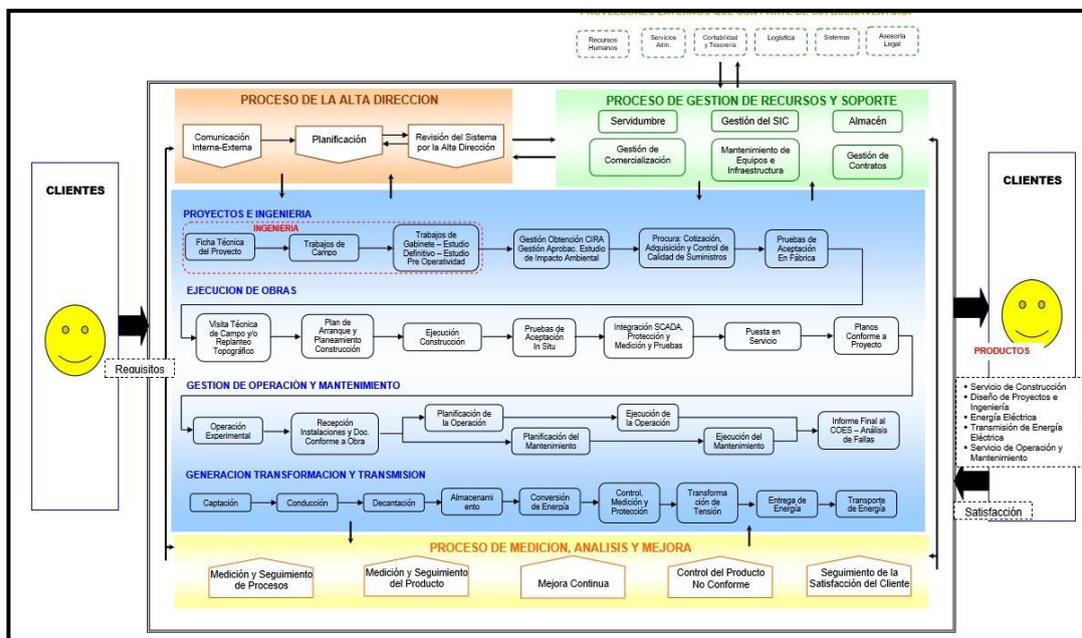
Mapa de procesos

El mapa de procesos de (CONENHUA) determina como las actividades y recursos interrelacionados que transforman los elementos de entrada en elementos de salida aportando valor para la empresa y para los clientes mineros. Por ejemplo: un proceso Transmisión y Transformación de energía, es aquel en que se transforman

los niveles de tensión de alta tensión a tensiones inferiores para el bien final que contiene más valor que la suma de sus componentes porque se le ha añadido valor.

Procesos estratégicos: son aquellos establecidos por la alta dirección para definir cómo opera el negocio y cómo se crea valor. Constituyen el soporte de la toma de decisiones relacionadas con la planificación, las estrategias y las mejoras en la organización. También proporcionan directrices y límites al resto de los procesos. Ejemplos de procesos estratégicos son la comunicación interna, la comunicación con el cliente, el marketing, el diseño, la revisión del sistema, la planificación estratégica, el diseño de planes de estudios, entre otros.

Figura 2.2 Mapa de procesos de CONENHUA.



Fuente: CONENHUA

Volumen de producción (Energía)

Cuadro muestra los niveles de máxima demanda de energía durante el año 2018, en la barra de 60kV, de la subestación Cajamarca Norte siguió incrementándose el flujo en un 7%

- Cajamarca Norte – La Pajuela L6649
- Cajamarca Norte – La Pajuela L6648

- Cajamarca Norte – Cajamarca Ciudad L6046

Tabla 2.1 Perfil de carga del transformador año 2018

Mes	L-6046 (MW)	L-6648 (MW)	L-6649 (MW)	Potencia en Barra 60kV (MW)	Trafo 60/75MVA	Trafo 60/75MVA	Porcentaje de Cargabilidad
Ene-18	12.15	27.85	27.91	67.91	57.00	71.25	95%
Feb-18	12.5	28.38	28.44	69.32	57.00	71.25	97%
Mar-18	12.5	27.51	27.56	67.57	57.00	71.25	95%
Abr-18	15.8	27.32	27.28	70.4	57.00	71.25	99%
May-18	12.9	27.01	27.06	66.97	57.00	71.25	94%
Jun-18	10.5	26.42	26.48	63.4	57.00	71.25	89%
Jul-18	11.8	25.8	25.8	63.4	57.00	71.25	89%
Ago-18	12.7	25.01	25.07	62.78	57.00	71.25	88%
Set-18	12.3	24.81	24.79	61.9	57.00	71.25	87%
Oct-18	11.9	24.29	24.38	60.57	57.00	71.25	85%
Nov-18	11.6	24.15	24.22	59.97	57.00	71.25	84%
Dic-18	14.01	24.36	24.41	62.78	57.00	71.25	88%

Fuente: CONENHUA

Empresas competitivas

- ETESELVA (Eteselva S.R.L.)
- TRANSMANTARO (Consortio TransMantaro S.A.)
- REDESUR (Red Eléctrica del Sur S.A.)
- REP (Red de Energía del Perú S.A.)
- ISA PERU (ISA Perú S.A.)

Normatividad legal

Tabla 2.2 Norma vigente para empresas de transmisión de energía

TRASMISIÓN ELÉCTRICA	
1	Resolución OSINERG N° 1089-2001-OS/CD "Procedimiento para Aplicación de los Cargos de Transmisión y Distribución a Clientes Libres (p. 09/07/2011).
2	Resolución OSINERG N° 335-2004-OS/CD Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica con modalidad de Contrato BOOT" (p. 26/12/2004).
3	Resolución OSINERG N° 336-2004-OS/CD "Procedimiento para la Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica del Contrato de Concesión Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN - ETESUR". (p. 27/12/2004).

4	Resolución OSINERGMIN N° 383-2008-OS/CD Norma "Procedimiento para la Asignación de Responsabilidad de Pago de los SST y SCT". (p. 30/05/2008).
5	Resolución OSINERGMIN N° 200-2010-OS/CD Norma "Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos del Servicio de Transmisión Eléctrica del Sistema Garantizado de Transmisión". (p.28/07/2010).
6	Resolución OSINERGMIN N° 244-2010-OS/CD Norma "Procedimiento de Altas y Bajas en Sistemas de Transmisión" y dejan sin efecto la Resolución OSINERGMIN N° 024-2008-OS/CD. (p.20/10/2010).
7	Resolución OSINERGMIN N° 173-2012-OS/CD Procedimiento de Liquidación Anual de los Ingresos por el Servicio de Transmisión Eléctrica de SST y/o SCT (p. 31/12/2012).
8	Resolución OSINERGMIN N° 050-2011-OS/CD Aprueban la Norma "Tarifas y Compensaciones para Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión". (p. 31/03/2011).
	Resolución OSINERGMIN N° 080-2012-OS/CD Norma "Procedimiento para Fijación de Precios Regulados"

Fuente: OSINERGMIN

Fallas

Los eventos registrados desde inicio de operación del transformador de Potencia tienen un acumulado de 6 eventos, los más importante registrados en agosto 18 y dic 2012

Tabla 2.3 Eventos registrados en el transformador

<u>Fallas Tempranas en el Transformador de Potencia 75/75/12.5MVA</u>			
Ítem	Actividades realizadas	Fecha	Falla Criticas
1	Cambio de sensor de nivel de aceite del transformador tipo LB22	15/12/2001	Temperaturas elevadas en el devanado
2	Extracción de aceite 02 cilindros por exceso	15/12/2001	Incremento de Aceite en el tanque Conservador
3	Modificación de ajustes a los monitores de temperatura de aceite y devanado TREE TECH	25/02/2003	Temperaturas elevadas en el devanado
4	Reparación de acometidas del bobinado a Bushing de Alta tensión (Fase R)	4/08/2008	Cambio de acometida, cable de acometida totalmente calcinado
5	Pruebas eléctricas al transformador (Tangente delta bornes U, V, W Resistencia de devanados Pruebas de capacitancia) Termo vacío y análisis de Aceite Físico, Químico FQ y Cromatográfico	27/05/2010	Recalentamiento de acometidas en las fases S y T del lado 60kV del transformador de potencia

6	Muestra de aceite análisis físico químico Cromatográfico	15/12/2012	Incremento de gases en el transformador descargas parciales de alta energía
	Termo vacío (con carga y transformador energizado)		Incremento de gases Falla Térmica en el transformador de Potencia
	Termografía al transformador de potencia		Incremento de temperaturas en el Bushing
	Desmontaje de transformador de Potencia 75/75/12.5MVA 220/60/10kV		Desmontaje de transformador de potencia (Viaje a Planta Lima ABB)
7	Muestra de aceite análisis físico químico Cromatográfico	05/10/2018	Incremento de gases en el transformador descargas parciales de alta energía
	Termo vacío (con carga y transformador energizado)		Incremento de gases Falla Térmica en el transformador de Potencia
	Termografía al transformador de potencia		Incremento de temperaturas en el Bushing
	Desmontaje de transformador de Potencia 75/75/12.5MVA 220/60/10kV (en campo)		Desmontaje de transformador de potencia (Viaje a Planta Lima ABB)
8	Over hold del transformador de Potencia	10/10/2018	OVER HOLD del transformador debido descargas parciales de alta energía
	Traslado y transporte de equipamiento y accesorios		
	Montaje electromecánico de transformador de potencia		
	Pruebas eléctricas en laboratorio		
	Rebobinado de bobinado terciario del transformador		
	Pruebas eléctricas FAB del transformador		
	Desmontaje de transformador de potencia		
	Traslado a la unidad operativa		
	Montaje electromecánico, pruebas en SAT, puesta en servicio del transformador de Potencia		

Fuente: CONENHUA

Figura 2.3 Terminal de fase R calcinado.



Fuente: CONENHUA

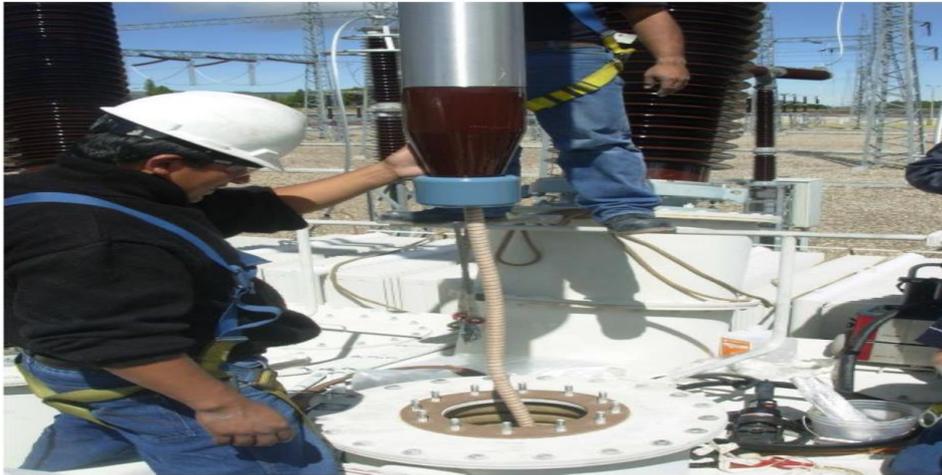
Figura 2.4 Acometida de fase R (Dañada)



Fuente: CONENHUA

Figura 2.5 cambio acometida fase R

Figura 2.5 cambio acometida fase R



Fuente: CONENHUA

Historial

Cuadro muestra el historial (récord de fallas) desde la etapa inicio del transformador

Fuente: CONENHUA

Historial

Cuadro muestra el historial (récord de fallas) desde la etapa inicio del transformador de Potencia 75/75/12.5MVA.

Tabla 2.4 Actividades realizadas (historial)

<u>Trabajos realizados en el transformador de Potencia.</u>			
Ítem	Actividades realizadas	Fecha	Análisis de Criticidad
1	Cambio de sensor de nivel de aceite del transformador tipo LB22	15/12/2001	
2	Extracción de aceite 02 cilindros por exceso	15/12/2001	
3	Cambio de resistencia (50wattios)	25/02/2003	
4	Modificación de ajustes a los monitores de temperatura de aceite y devanado TREE TECH	25/02/2003	
5	Se modifica el peinado de cables que salen de los indicadores de temperatura MT1 MT2	25/02/2003	Continúa el problema de falso contacto en las borneras de los monitores de temperatura

6	Colocación de fijadores originales a los monitores de temperatura MT1 y MT2 TREE TECH	18/09/2003	Problemas en las medidas de temperatura de aceite y devanado primario, secundario y terciario
7	Instalación de un interruptor termo magnético 2 A, 250VDC al tablero de regulación ubicada en la sala de control	18/09/2003	
8	Regeneración de aceite (con carga y transformador energizado) Análisis de contenido de humedad, Rigidez dieléctrica, Tensión interfacial, Muestras para ensayos físico - químico y cromatográfico	15/09/2003 al 22/09/2003	Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
9	Cambio de sensor de temperatura Pt-100 contacto abierto	29/08/2004	Medida de temperatura elevada debido a problemas del sensor Pt100
10	Cambio el cable que va del sensor de temperatura al monitor de temperatura		
11	Cambio de monitor de temperatura MT2		
12	Inspección de monitores de temperatura MT1 y MT2 y RTD	23/05/2004	Se comprueba con una resistencia de 0- 175mΩ la operatividad de los monitores.
13	Termo vacío (con carga y transformador energizado) Análisis de contenido de humedad, Rigidez dieléctrica, Tensión interfacial, Muestras para ensayos físico - químico y cromatográfico	29/08/2004 al 31/08/2004	Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
14	Termo vacío (con carga y transformador energizado), Rigidez dieléctrica, Tensión interfacial, Muestras para ensayos físico - químico y cromatográfico	31/08/2005 al 04/09/2005	Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
8	Pruebas Eléctricas Medición de factor de potencia y capacitancia de los devanados. Medición de corriente excitación de los devanados Medición del factor de potencia y capacitancia bushing. medición de relación de transformación, medición de resistencia de aislamiento, medición de resistencia óhmica	26/08/2007	Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
9	Pruebas Emisión Acústica	07-08/2008 al 08/08/200/	Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
10	Regeneración de aceite (con carga y transformador energizado), Análisis de contenido de humedad, Rigidez dieléctrica, Tensión interfacial, Muestras para ensayos físico - químico y cromatográfico	15/09/2008 al 22/09/2008	Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
11	Termo vacío (con carga y transformador energizado) Análisis de contenido de humedad, Rigidez dieléctrica, Tensión interfacial, Muestras para ensayos físico - químico y cromatográfico	1/10/2008	Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°

12	Inspección interna de la parte activa, alto vacío, termo vacío en los dos tanques, bajo alto vacío, purgado de bushing de alta en el relé buchholz relé del conmutador	27/09/2008	Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
13	Inspección termografía	4/11/2008	Incremento de temperatura en la Fase R la acometida se encontraba calcinándose, Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
14	Reparación de acometidas de Bushing de Alta tensión (Fase R), Cambio de acometida, cable de acometida totalmente calcinado	4/08/2008	Incremento de temperatura en la Fase R la acometida se encontraba calcinándose, Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
15	Termo vacío (con carga y transformador energizado) Análisis de contenido de humedad, Rigidez dieléctrica, Tensión interfacial, Muestras para ensayos físico - químico y cromatográfico	15/08/2009 al 18/08/2009	Incremento de temperatura en la Fase R la acometida se encontraba calcinándose, Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
16	Cambio de conductor de fases S y T lado 60kV del transformador de potencia, Tangente delta bornes U, V, W, Resistencia de devanados, Pruebas de capacitancia	27/05/2010	Incremento de temperatura en la Fase R la acometida se encontraba calcinándose, Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
17	Cableado del equipo SC001 convertidor de señal al Regulador de tensión tapcon 240	12/04/2011	Error de señales por falso contacto
18	Cambio de ajustes tapcon 240	12/04/2011	Tapcon quedo averiado a causa de por descarga atmosféricas (sobretensión)
	Termo vacío (con carga y transformador energizado) Termografía al transformador de potencia		Incremento de temperatura en la Fase R la acometida se encontraba calcinándose, Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
19	Muestra de aceite análisis físico químico Cromatográfico, Termo vacío (con carga y transformador energizado)Termografía al transformador de potencia Desmontaje de transformador de Potencia 75/75/12.5MVA 220/60/10kV Desmontaje de transformador de potencia (Viaje a Planta Lima ABB)	15/12/2012	Incremento de temperatura en la Fase R la acometida se encontraba calcinándose, Incremento de gases en el transformador falla térmica mayor >300°
20	Termografía al transformador de potencia Muestra de aceite análisis físico químico Cromatográfico	15/01/2015	Seguimiento DGA+FQ al transformador de Potencia después del Mantenimiento Mayor en Fabrica ABB- Perú
21	Termografía al transformador de potencia Muestra de aceite análisis físico químico Cromatográfico, Pruebas eléctricas al transformador de Potencia	25/02/2015	Seguimiento DGA+FQ al transformador de Potencia después del Mantenimiento Mayor en Fabrica ABB- Perú

22	Termografía al transformador de potencia Muestra de aceite análisis físico químico Cromatográfico Pruebas eléctricas de transformador de potencia (Impulso, rigidez dieléctrica, vacío, corto circuito, resistencia de contacto, tangente delta, sistema de protección diferencial de corrientes, sobrecorriente AT, BT. Pruebas de equipamiento de patio de llaves en 220kV y 60kV	25/02/2015	Seguimiento DGA+FQ al transformador de Potencia después del Mantenimiento Mayor en Fabrica ABB- Perú Ejecución del nuevo Over Hould al transformador de potencia en fabrica
23	Termografía al transformador de potencia Muestra de aceite análisis físico químico Cromatográfico	25/02/2016	Seguimiento DGA+FQ al transformador de Potencia después del Mantenimiento Mayor en Fabrica ABB- Perú
24	Termografía al transformador de potencia Muestra de aceite análisis físico químico Cromatográfico	18/09/2017	Seguimiento DGA+FQ al transformador de Potencia después del Mantenimiento Mayor en Fabrica ABB- Perú
25	Termografía al transformador de potencia Muestra de aceite análisis físico químico Cromatográfico, Pruebas eléctricas al transformador de Potencia	18/09/2018	Seguimiento DGA+FQ al transformador de Potencia después del Mantenimiento Mayor en Fabrica ABB- Perú

Fuente: CONENHUA

Subestación Eléctrica Cajamarca Norte

Cajamarca Norte es una subestación eléctrica 220/60/10kV nace con la idea de suministrar servicio de energía a empresa Minera Yanacocha. En el año 2006 se realiza la primera ampliación de suministro eléctrico para Yanacocha, en el 2007 se incrementa otra carga importante para el área norte ingresa Minera Cerro Corona (Gold Fields) para el año 2010 las empresas HIDRANDINA y ABENGOA ingresan al propio sistema siendo una subestación principal en el área Norte.

Características: (Transformador de Potencia- SECANORTE)

Marca : ABB
Serie : PT0038 – 1
Tipo : TD3LF
Norma : CEI PUBL. 76

nominal a otro y deben ser capaces de transportar el flujo de potencia en forma continua a otro y deben ser capaces de transportar el flujo de potencia en forma continua hacia una parte particular del sistema o hacia la carga (en su caso) para cumplir con este requerimiento específico, resulta que el transformador de potencia es equipo más grande, pesado, complejo y también más costoso de los equipos usados en una subestación eléctrica. (HARPER , 2001 pág. 140).¹¹

Los transformadores de potencia pueden ser autotransformadores o transformadores convencionales de varios devanados. Una instalación trifásica puede consistir de tres unidades monofásicas formando un banco trifásico o una sola unidad trifásica. La decisión de qué tipo de transformador usar depende de factores como: el costo inicial, los costos de operación (influencia de la eficiencia) la confiabilidad, etcétera. Las unidades trifásicas tienen por lo general mayor eficiencia, menor tamaño y costos iniciales menores. Por lo tanto, son más económicos. (HARPER , 2001 pág. 140).

Figura 2.7 Transformador de Cajamarca.



Fuente: CONENHUA

¹¹ HARPER, Gilberto. 2002. Elementos de diseño de subestaciones eléctricas. México. Ediciones LIMUSA, 2002. ISBN 968-18-6222-8.

Norma IEC 60076-01, lo define como: “Una pieza estática, con dos o más devanados que, por inducción electromagnética, transforma un sistema de voltaje y corriente alternos a otro sistema de voltaje y corriente, en general de diferentes valores y de la misma frecuencia con el propósito de transmitir energía eléctrica”.¹² (IEC, 2000)

Dependiendo su aplicación se lo puede clasificar por:

- La carga que alimenta (trifásico o monofásico),
- Su uso básico (elevador o reductor),
- Su capacidad (de potencia o distribución),
- La construcción de su núcleo (tipo núcleo o acorazado),
- El elemento refrigerante que contiene (en aceite, en seco o en gas),
- Su uso (de transmisión, o de protección y medida)
- Su principio de transformación (de potencial o de corriente).

Construcción del Transformador

Un transformador consta de numerosas partes; las principales son las siguientes:

- a) Núcleo
- b) Enrollamiento o devanado.

Las partes auxiliares son:

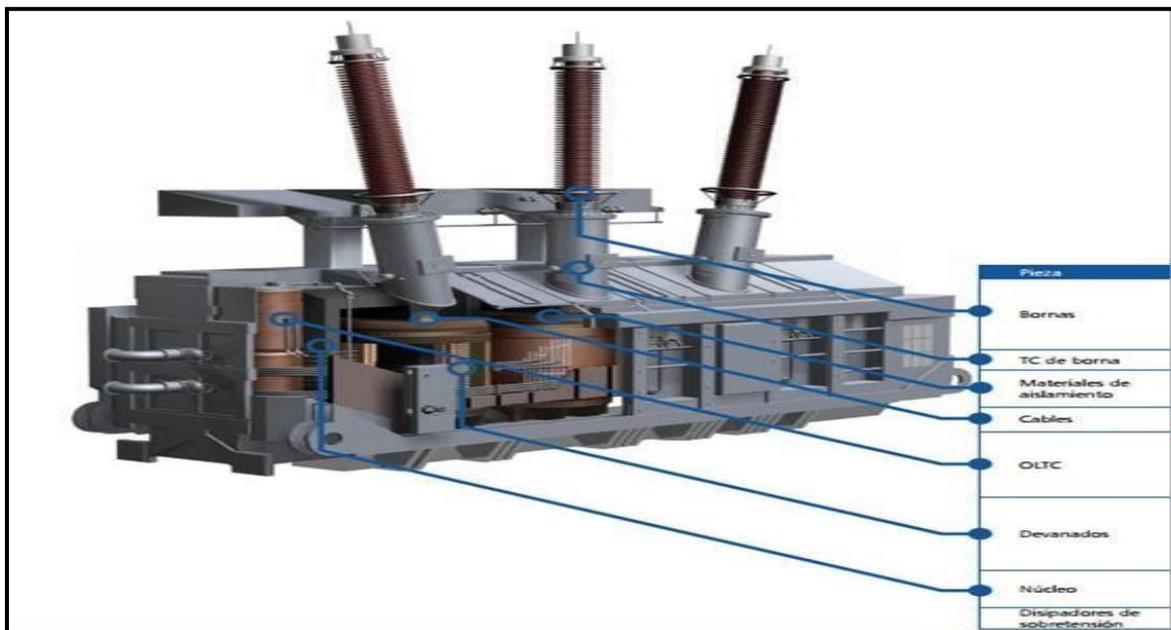
- a) Tanque, recipiente o cubierta
- b) Boquillas terminales.
- c) Conmutadores y auxiliares
- d) Indicadores

¹² **INTERNATIONAL STANDARD, (2000) IEC 60076 -1. Power transformer. (IEC)**
https://v4-upload.goalsites.com/120/editor_1514879731_IEC60076-1.pdf

Núcleo magnético o armazón

El núcleo ayuda a concentrar el campo magnético permitiendo maximizar la transmisión de energía entre devanados. Consiste en tiras finas de acero de alta calidad separadas con una delgada capa de aislante con revestimiento a prueba de aceite que se combina para brindar una alta resistencia a las corrientes de Eddy evitando así pérdidas de energía. Las tiras se apilan entre los devanados del transformador sujetadas por medio de abrazaderas o grapas. El núcleo constituye el circuito magnético que transfiere energía de un circuito a otro y su función principal es la de conducir el flujo activo. Este sujeto por el herraje o bastidor, se construye de laminaciones de acero al silicio (4%) y sus gruesos son del orden de 0.014 de pulgadas (0.355mm) con un aislante de 0,001 de pulgada (0.0254mm).¹³ (HARPER, 2001 pág. 52)

Figura 2.8 Piezas del transformador y sus posibles fallas



Fuente: SETRAN S.A

¹³ HARPER, Gilberto. 2001. Curso de transformadores y motores de inducción. México: 4ª Edición Limusa, 2001. ISBN 968-18-5993-6.

Figura 2.9 Montaje de núcleo trifásico antes de la inserción de las bobinas al transformador.



Fuente: TRANSELECTRIC

Enrollamiento o Devanados

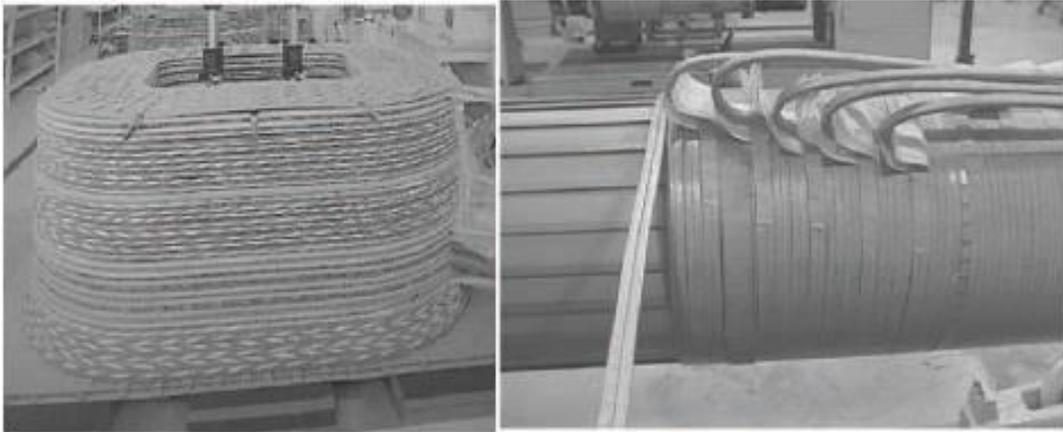
Los bobinados constituyen los circuitos de alimentación y carga; pueden ser de una, dos o tres fases, y por la corriente y números de espiras, pueden ser de alambre delgado, grueso o de barra. La función de los devanados es crear un campo magnético (primario) comuna pérdida de energía muy pequeña y utilizar el flujo para inducir una fuerza electromotriz (secundario).¹⁴ (HARPER , 2001 pág. 52)

Los devanados o bobinas de los transformadores se construyen con material conductor de cobre o aluminio, del tipo circular, rectangular o en láminas de fleje. La selección de uno u otro depende del diseño, el cual está directamente ligado a consideraciones técnicas y económicas.

¹⁴ **HARPER, Gilberto. 2001.** *Curso de transformadores y motores de inducción.* México: 4ª Edición Limusa, México. ISBN 968-18-5993-6.

Debido a que los devanados deben estar aislados entre sí y respecto a otras partes del transformador (tanque y núcleo), se emplean materiales aislantes en su fabricación como el barniz en los conductores esmaltados de sección circular y/o rectangular y papel o cartón, para aislar entre capas de la misma bobina, entre bobinas y entre éstas y el núcleo.¹⁵ (PEREZ, y otros, 2018 pág. 25)

Figura 2.10 Bobina de transformador.



Fuente: TRANSELECTRIC

Tanque

El tanque o recipiente es un elemento indispensable en aquellos transformadores cuyo medio de refrigeración no es el aire; sin embargo, puede prescindirse de él en casos especiales. Su función es la de radiar el calor producido en el transformador.¹⁶ (HARPER , 2001 pág. 52)

Los transformadores deben ser construidos con un tanque hermético, con objeto de preservar el aceite ya que este tiene la función de dieléctrico y también de

¹⁵ **PEREZ, Sandra y LOPEZ, José.** 2018. Transformadores Eléctricos. Pereira 1º Edición. Universidad tecnológica de Pereira. ISBN 978-958-722-302-6.

¹⁶ **HARPER, Gilberto.** 2001. Curso de transformadores y motores de inducción. México. 4ª Edición Limusa. ISBN 968-18-5993-6.

refrigerante; del conjunto núcleo-bobinas. El transformador debe permanecer perfectamente sellado desde una temperatura de -5°C a un máximo de 105°C en la parte superior del líquido aislante.¹⁷ (PEREZ, 2001 pág. 14)

Selector de Tomas

Se encuentra conectado directamente a las espiras del devanado encargándose de conducir la corriente de una determinada derivación y prepara la nueva toma a conectarse, sin corriente, antes que el conmutador realice la acción.

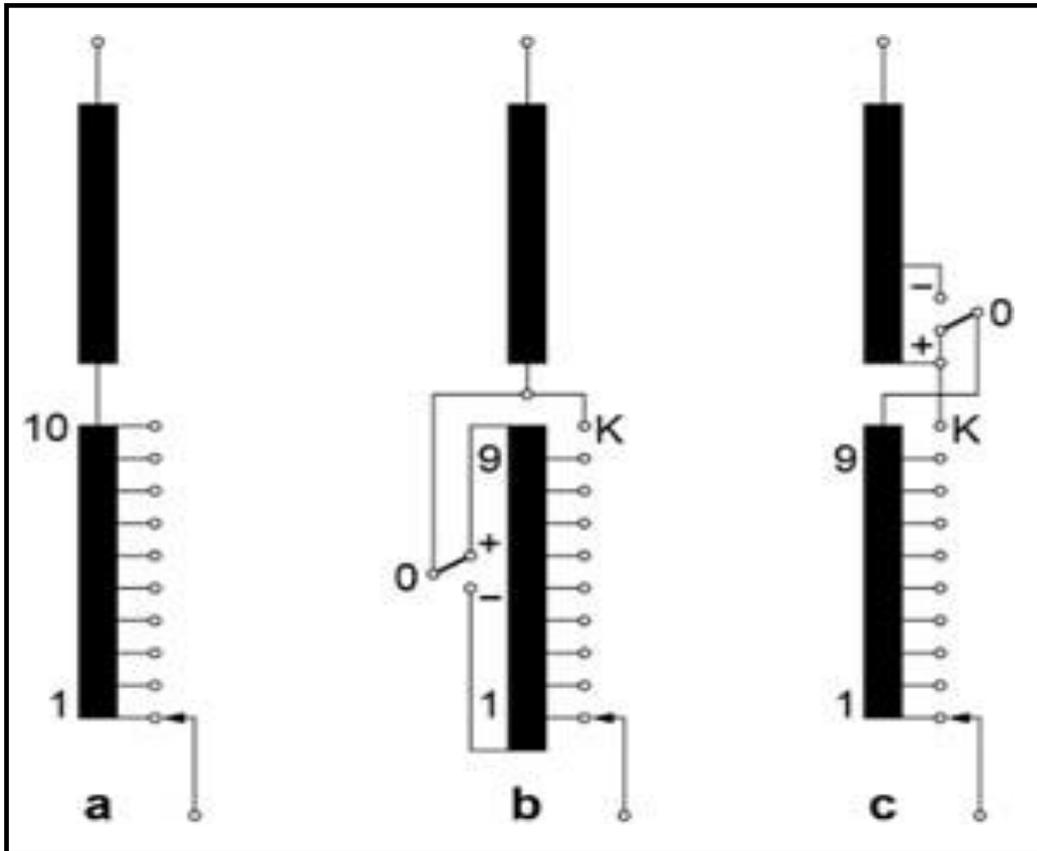
Este dispositivo, como su nombre indica, realiza la selección de dos tomas a conmutar a través de dos contactos móviles. El primero conecta la toma en la que se encuentra trabajando el transformador (toma en servicio), mientras que el otro es el encargado de seleccionar la toma en la que se desea que el transformador funcione (próxima toma a conectar). No corta ni establece carga

El selector se encuentra alojado en la cuba del transformador unido de forma rígida al arrollamiento, es recorrido por la corriente, pero no la interrumpe y es utilizado conjuntamente con el ruptor. Normalmente este dispositivo va sumergido en el aceite del transformador.¹⁸ (GRANERO , 2016 pág. 4)

¹⁷ **PEREZ, Pedro.** 2001. Transformadores de Distribución. México. Editorial Reverte Ediciones SA. ISBN 9686708480

¹⁸ **GRANERO, Andrés.** 2016. *Cambiadores de tomas bajo carga (OLTC) para transformadores*. En: [En Línea]. Disponible en: <http://imseingenieria.blogspot.com/2016/06/cambiadores-de-tomas-bajo-carga-oltc.html> [Consulta 12 de enero de 2019]

Figura 2.11 Conexiones básicas de transformador



Fuente: INSE Ingeniería y sistemas eléctricos

Conmutador

Los conmutadores, cambiadores de derivaciones a taps son órganos destinados a cambiar la relación de voltajes de entradas y salidas, con objeto de regular el potencial de un sistema o la transferencia de energía activa o reactiva entre los sistemas interconectados. Existen dos tipos de ellos: el sencillo, de cambio sin carga y el perfeccionado de cambio de carga por medio de señales o automático.¹⁹ (HARPER , 2001 pág. 52)

¹⁹ HARPER, Gilberto. 2001. Curso de transformadores y motores de inducción. 4ª Edición. México: Limusa. ISBN 968-18-5993-6.

La calidad de servicio del suministro de energía eléctrica está asociada con la disponibilidad de una tensión regulada en el punto de consumo y esto es posible gracias a la utilización de transformadores provistos de reguladores de tensión en carga. La conmutación bajo carga se realiza sin la interrupción del servicio.

El cambiador de tomas bajo carga o OLTC (siglas del inglés On-Load Tap Changer), tiene la doble misión de, por una parte, seleccionar las distintas tomas de regulación del transformador y por otra, interrumpir la corriente de carga al pasar de un punto de la toma a otro. Al existir interrupciones de corriente y por consiguiente cortes de arco, el conmutador deberá ir bañado en aceite y en compartimento separado y estanco para evitar la difusión de los productos del arco por el aceite del transformador, el aceite del conmutador, deberá renovarse con cierta frecuencia.

El accionamiento del regulador en carga se realiza mediante un mando motorizado situado en el exterior del transformador y adosado a la cuba. Este mando se puede actuar desde la sala de control o desde la propia cabina de mando local. Es frecuente dotarlo de un sistema automático que cuando la tensión varía entre unos límites ajustados, de órdenes al regulador para corregir dichas variaciones. Existen varios tipos según el principio de funcionamiento: inserción de resistencias o impedancias, botella de vacío, etc.²⁰ (GRANERO , 2016 pág. 1)

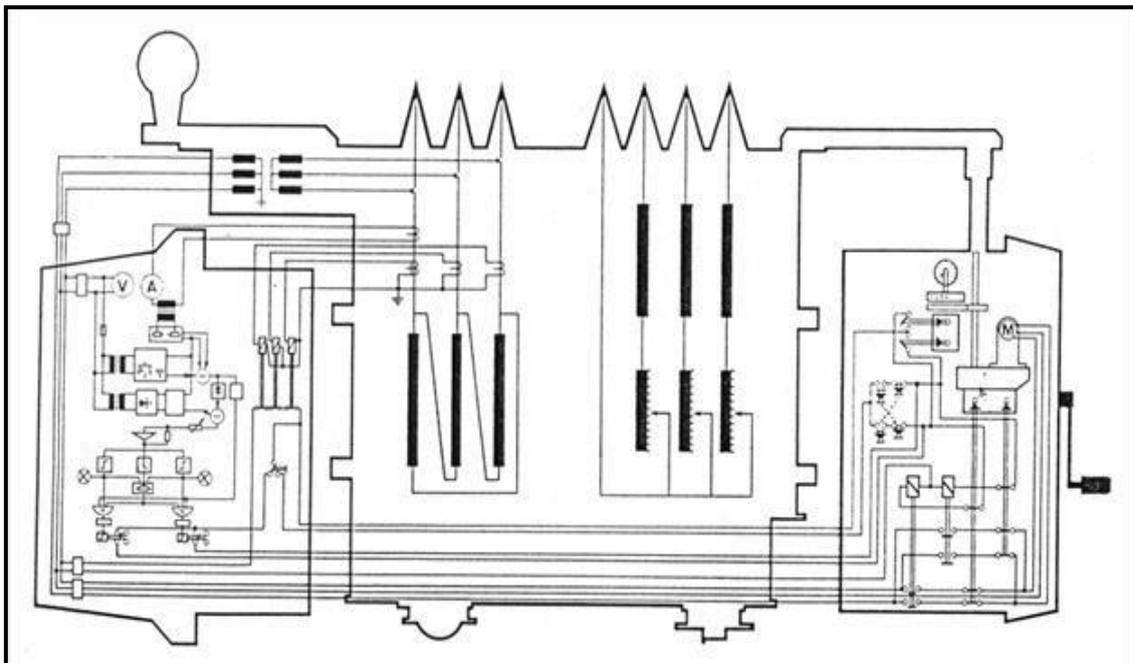
El de aplicación generalizada es el de inserción de resistencias (tipo “Jansen”) aunque también se están utilizando en determinados casos el tipo de “botella de vacío”. (GRANERO , 2016 pág. 2)

²⁰ **GRANERO, Andrés.** 2016. Cambiadores de tomas bajo carga (OLTC) para transformadores. En: [En Línea]. Disponible en: <http://imseingenieria.blogspot.com/2016/06/cambiadores-de-tomas-bajo-carga-oltc.html> [Consulta 12 de enero de 2019]

El ajuste de tensión se lleva a cabo modificando la relación de transformación y se ejecuta por etapas. Para ello, el transformador está equipado con un arrollamiento de tomas fino, cuyas tomas están unidas al selector del cambiador que ajusta la tensión sin interrupciones en el servicio.

Un cambiador de tomas típico de transformadores de distribución, proporciona una regulación del 5% al 15%, en pasos de 1,25% de la tensión nominal, mientras que, para transformadores de potencia, proporciona cambios del orden del $\pm 10\%$, en pasos de 0,625% o 1,25% de la tensión nominal.²¹ (GRANERO , 2016 pág. 2)

Figura 2.12 Cambiadores de tomas bajo carga (OLTC) para transformadores



Fuente: IMSE (Ingeniería de máquinas y sistema eléctricos)

²¹ **GRANERO, Andrés.** 2016. *Cambiadores de tomas bajo carga (OLTC) para transformadores.* En: [En Línea]. Disponible en: <http://imseingenieria.blogspot.com/2016/06/cambiadores-de-tomas-bajo-carga-oltc.html> [Consulta 12 de enero de 2019]

Aislamiento

El aislamiento desempeña una función muy importante en la vida útil del transformador. Se pueden emplear materiales sólidos como el papel tipo Kraft o Pressboard, líquidos como el aceite mineral, sintético o vegetal y materiales gaseosos como aire o nitrógeno. En el caso del papel, este puede ser elaborado de fibras vegetales (celulosa) en forma de láminas, que permiten aislar las bobinas entre sí, respecto al núcleo y respecto a los otros componentes internos del transformador. Una de las principales características que debe tener el papel es un alto grado de rigidez dieléctrica (expresado en kV/mm), con el fin de atenuar el valor del campo eléctrico y evitar arcos eléctricos o contacto entre elementos que se encuentran a diferentes niveles de tensión. En el caso de aislantes líquidos, como el aceite empleado en transformadores sumergidos, éste cumple específicamente la función de medio aislante y medio refrigerante. En el capítulo 6, se explican las características del aceite con mayor detalle.²² (PEREZ, y otros, 2018 pág. 26)

Como la mayoría de las máquinas eléctricas, en su vida, prácticamente los transformadores dependen del comportamiento de sus aislamientos para las condiciones normales de operación. Por esta razón las asociaciones de fabricantes de equipos eléctricos y las normas nacionales e internacionales han designado básicamente cuatro tipos de aislamientos con especificaciones y límites de temperatura. Esta clasificación es la siguiente:

Aislamiento Clase A: Diseñado para operar a no más de 55°C de elevación de temperatura, que es el próximo al punto de ebullición del agua, pero en el caso de los transformadores tipo seco, previene accidentes con materiales combustibles en el área con el transformador.

²² **PEREZ, Sandra y LOPEZ, José.** 2018 transformadores eléctricos. 1° Edición. Pereira. Universidad Tecnológica de Pereira. ISBN 978-958-722-302-6.

Aislamiento Clase B. La elevación de temperatura puede no exceder los 80°C en las bobinas, por lo general estos transformadores son más pequeños que los que usan aislamiento clase A.

Aislamiento Clase F. Esta clasificación se relaciona con elevaciones de temperatura en las bobinas de hasta 115°C por lo general, corresponde a transformadores pequeños tipo distribución de hasta 25°C.

Aislamiento Clase H. Esta clase de materiales aislantes diseñar para elevaciones de temperatura de 150°C cuando está operando el transformador a una temperatura ambiente de 40°C, para que el alcance hasta 190°C y con el punto más caliente no excede a 220°C. Los materiales aislantes de clase H consisten de materiales o combinaciones de materiales, tales como: micas, fibra de vidrio, asbesto, elastómeros y silicones o resinas a base de estos. En la actualidad. La mayoría de los transformadores tipo seco usan aislamientos tipo H. las normas americanas ANSI y NEMA establecen que un aislamiento tipo H puede operar a 150°C hasta por 20,000 horas.²³ (HARPER , 2001 pág. 31)

Aceite

El medio refrigerante debe ser buen conductor de calor; puede ser líquido (como en la mayoría de los transformadores de gran potencia), sólido o semisólido. (HARPER , 2001 pág. 52)

Los aceites aislantes, al igual que las masas para fusión e impregnación, tiene por objeto mejorar el aislamiento y llenar posibles huecos. No deben atacar a los materiales aislantes impregnados (papel, tejido) y deben impregnar a su vez aquellos materiales aislantes que presenta huecos, protegiéndolos así de la humedad.

²³ **HARPER, Gilberto.** 2001. Curso de transformadores y motores de inducción México. 4ª Edición. Limusa. ISBN 968-18-5993-6.

Como aceites aislantes se emplean principalmente destilados del petróleo, cuya purificación (refino) se debe efectuar con todo cuidado especialmente en lo que se refiere al azufre, productos capaces de dar lugar a cenizas y gases.

Los aceites para transformadores tienen por objeto el aislamiento y la disipación de las pérdidas producidas en el paquete de chapas y en los devanados. Como la conductibilidad térmica de los aceites es pequeña. La disipación del calor solo se puede conseguir por movimiento del aceite (convección o circulación forzada) para ello se debe emplear aceites ligeros de baja viscosidad.

Los aceites para transformadores deben mantenerse por largo tiempo sus buenas propiedades iniciales su envejecimiento ha de ser mínimo dicho envejecimiento se produce generalmente por descomposición, formación de lodo y acidificación del aceite.

Los aceites para transformadores están en contacto con el aire a través de los depósitos de dilatación por tanto se pueden oxidar y absorber humedad en forma de vapor. Los aceites oxidados son ácidos y aíslan mal.

En servicio, los aceites se calientan con lo que desprenden hidrogeno. Además, están en contacto con metales. Tales como hierro y cobre que actúan como catalizadores. Especialmente el cobre, provocan la formación de micromoléculas que se segregan en forma de lodo. El lodo depósito sobre los devanados aumenta de densidad, bajo los efectos del calor, dando lugar a la formación de una capa asfáltica que dificulta la conducción del calor.

Por lo tanto los aceites para transformadores se deben vigilar continuamente. El estado de envejecimiento se puede detectar midiendo el grado de acidez, la resistencia a la perforación o el ángulo de pérdida del aceite. Los aceites de

transformadores ya utilizables se pueden regenerar por filtrado y secado.²⁴ (SENNER, 1994 pág. 427)

Funciones del aceite:

El aceite en un transformador tiene como principales funciones el aislamiento dieléctrico y la evaluación de calor del núcleo del bobinado. La capacidad aislante de un aceite se ve afectada por muchos factores, que actúan solos o en conjunto, y muchas veces unos son caracterizados de los otros. Los catalizadores más importantes del proceso de oxidación son el hierro y el cobre. Hay una serie de factores también incluyen en ese proceso oxidativo del aceite: la humedad, el calor, la tensión eléctrica y la vibración.²⁵ (GARCIA, 2010 pág. 94)

Si el transformador no es llenado al vacío y sellado con respecto a la atmosfera se necesitan inhibidores a la oxidación. Estos inhibidores pueden estar presentes en el aceite, ya sea desde su fabricación o agregados posteriormente. Estos

El aceite tiene como principal función, proveer aislamiento dieléctrico, proteger y evaluar el calor generado en el núcleo del embobinado. Además, el aceite provee información acerca del funcionamiento del transformador, y es una herramienta útil para determinar el estado del aislamiento sólido. El aceite debe cumplir estas funciones de la mejor forma posible, durante el transcurso de los años, y para eso, se debe tener en cuenta que los principales enemigos del aceite son el calor, el

²⁴ **SENNER, Adolf.** 1994. Principios de Electrotecnia. España 4ª edición. Reverte. ISBN 84-291-3448-4.

²⁵ **GARCIA, Santiago.** 2010. Contratación del Mantenimiento Industrial. Madrid 1 edición. Diaz de Santos. ISBN 978-84-7978-962-6.

agua y el oxígeno. Entonces es indispensable evitar que estos elementos tengan influencia directa o indirecta sobre el aceite.²⁶ (GARCIA, 2010 pág. 350)

Los ensayos fisicoquímicos que se realizan en el aceite son los siguientes:

- **Acidez**, medida de acuerdo a la cantidad de hidrogeno de potasio que es necesario para neutralizar los compuestos ácidos en una muestra de aceite.
- **TIF**, Indica la presencia de compuestos polares disueltos en el aceite con mucha sensibilidad.
- **Rigidez dieléctrica**, es medida en una celda entre dos electrodos, y mide en kilovoltios la capacidad de resistir la descarga disruptiva en el medio aceitoso.
- **Color**, medido con un colorímetro, ubica la muestra en una escala preestablecida. El cambio de color es más importante que el color mismo. Por ello, es necesario comparar el aceite analizado con un aceite de las mismas características sin usar.
- **Gravedad específica**, o densidad relativa medida a 15°C
- **Visual**, Con esta inspección el aceite puede diferenciarse en nublado, claro, brillante refulgente, etc.
- **Sedimentos**. Es también una inspección visual, y para ser aceptable no debería detectarse ningún tipo de sedimentos.
- **Contenido del Inhibidor**. En aceites aditivos scon productos inhibidores de humedad como el BHT o el DBPC, este ensayo determina el porcentaje de inhibidor que contiene. Cuando el inhibidor comienza a agotarse, el proceso de oxidación puede comenzar, y las características dieléctricas del aceite pueden verse alteradas.
- **Factor de potencia**, o tangente delta mide las corrientes de fuga a través de los contaminantes en suspensión en el aceite. Se mide a 25°C y a 100°C. es

²⁶ **GARCIA, Santiago**. 2010. Contratación del Mantenimiento Industrial. 1 edición. Madrid: Diaz de Santos. ISBN 978-84-7978-962-6.

uno de los ensayos, mas importantes puesto que es capaz de detectar leves contaminaciones de compuestos polares.

- **Humedad**, mide el agua presente en el aceite, que puede estar en suspensión solución o emulsión. La humedad también es responsable de la variación de la capacidad aislante.
- **Cromatografía gaseosa**. La cromatografía gaseosa es una herramienta muy valiosa en el mantenimiento predictivo, puesto que con una correcta evaluación de los gases presentes en el aceite puede diagnosticarse con cierta precisión lo que puede estar pasando dentro del transformador. Pueden deducir a partir de los datos de una cromatografía la presencia de puntos calientes, efecto corona, arcos de alta y baja energía, etc.
- **Presencia de metales**. Con este ensayo se determina la presencia de aluminio hierro y cobre disueltos en el aceite, generalmente por Absorción Atómica. De acuerdo al resultado del ensayo se puede comprobar qué parte del transformador está dañada. Si es el núcleo se destacará el hierro, y si es bobinado se destacará el cobre, o el aluminio.
- **Análisis de PCB**. El PCB o Bifenilo policlorado es una sustancia utilizada como refrigerante, que ha resultado ser un poderoso cancerígeno y que figura entre los 12 contaminantes más poderosos. Es necesario realizar el análisis de PCB en aceites de los que se desconozcan su procedencia o en aquellos que se sepa que han sido contaminados con este producto. El valor limite aceptable de contaminación por PCB es de 50ppm. Por encima de este limite el aceite deber ser destruido por su impacto ambiental.

Cuando se ha llegado a un punto donde el aceite se encuentra fuera de sus especificaciones, y en consecuencia deja de cumplir sus funciones con eficacia es necesario iniciar el tratamiento de regeneración que le devuelva al aceite todos sus parámetros originales, extendiendo así la vida del transformador.²⁷ (GARCIA, 2010 pág. 9)

²⁷ **GARCIA, Santiago**. 2010. Contratación del Mantenimiento Industrial. Madrid 1 edición. Diaz de Santos. ISBN 978-84-7978-962-6.

Papel o Celulosa

El papel utilizado dentro del transformador debe cumplir con tres funciones principales:

- Proveer rigidez mecánica.
- Proveer rigidez dieléctrica.
- Proveer espaciado.

La premisa que se debe tener siempre en mente, es que la vida del papel, es la vida del transformador, y por esa razón, la preocupación central que se tiene cuando se establece una política de mantenimiento es la de mantener el papel en las mejores condiciones. La pregunta contante que uno debe hacerse es: ¿cual es el estado del aislamiento? Con base al estado del aislamiento sólido, se puede pronosticar la vida útil que le resta al transformador.

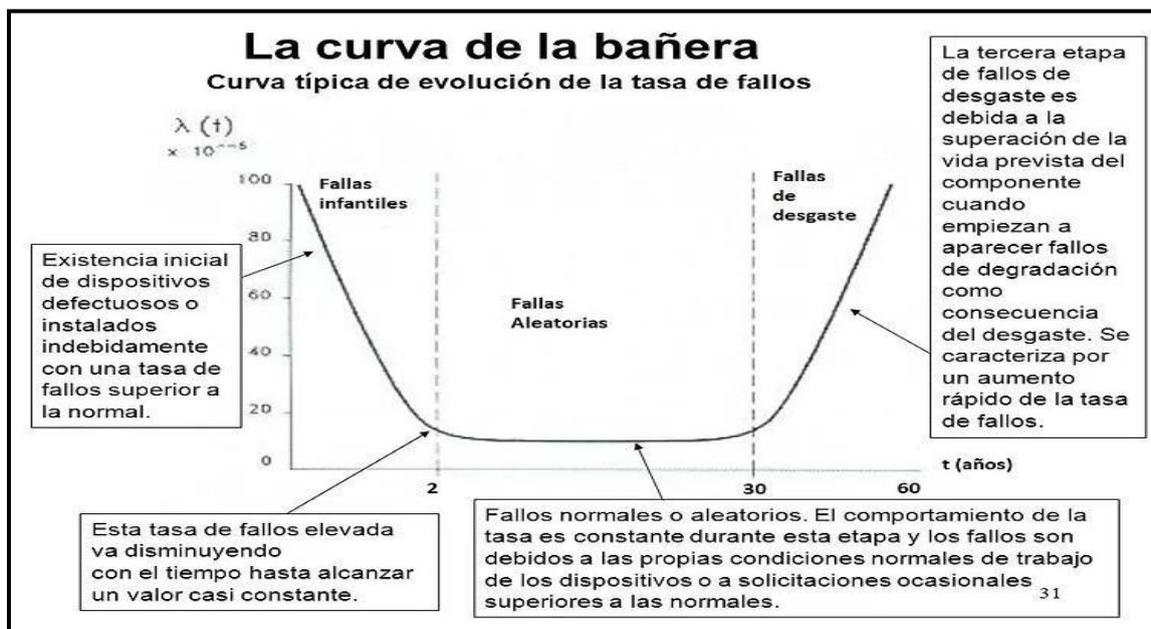
El envejecimiento prematuro del sistema de aislamiento, es un proceso de degradación química y formación de compuestos agresivos (alcoholes, ácidos acetonas, aldehídos, etcétera) que forman sedimentos llamados “lodos”. Los lodos tienen un carácter acido, son insolubles, y su formación va acompañada de otros compuestos ácidos orgánicos disueltos en el aceite, cuya presencia es un sistema inequívoco de envejecimiento prematuro. Si se tiene una degradación del sistema de aislamiento, y el transformador trabaja a bajas temperaturas. La humedad del aceite migra hacia la celulosa en el núcleo, y sus moléculas polares se orientan por el intenso campo eléctrico, de tal forma que a partir del 4.5% de humedad en el papel, y para una temperatura de trabajo de 90°C, la falla del aislamiento por causa del campo eléctrico es inminente. La experiencia establece que aproximadamente 20% de los transformadores presentan síntomas por averías latentes, que producirán una salida intempestiva de dichos transformadores del sistema eléctrico.²⁸ (PONCE, 2017 pág. 351)

²⁸ **PONCE, Pedro.** 2017. Maquinas Eléctricas. México. 2ª. edición. Alfaomega. ISBN 978-607-622-688-9.

Factores que afectan la vida útil del transformador

Los Transformadores convencionales de potencia y distribución son generalmente considerados como dispositivos confiables presentando una tasa de fallas baja. Sin embargo, el envejecimiento de la infraestructura de las subestaciones ubicadas a nivel global está causando una preocupación y se tiene evidencia del incremento de las pérdidas.²⁹ (CARTER, 2018 pág. 1)

Figura 2.13 La curva de la bañera curva típica de evolución de la tasa de fallos



Fuente: Energética hoy

²⁹ **CARTER, Paul.** 2018. *La tasa de fallas de los transformadores en aceite podría aumentar 500% en 10 años.* [En Línea]. Disponible en: <https://www.energeticahoy.com/post/2018/02/15/la-tasa-de-falla-de-los-transformadores-en-aceite-podr-c3-ada-aumentar-500-en-10-a-c3-b1o> [Consulta 12 de enero de 2019].

Fallas

La causa principal de la falla de transformadores está relacionada con el aislamiento (por ejemplo, inadecuado o defectuoso aislamiento, deterioro o corto circuito). Estas pueden resultar de un número de diferentes causas. Por ejemplo:

- Vibración, lo cual produciría falla de aislamiento y corto circuito.
- Cortocircuitos externos, involucrando una o más vueltas de bobina.

Otras razones de falla que pueden ser encontradas comúnmente incluyen humedad dentro del transformador, lo cual puede provocar cortocircuitos. El contenido de humedad del aceite debe ser monitoreado rutinariamente en funcionamiento. Cuando el contenido de agua alcanza un cierto nivel, el aceite debe ser secado si no se quiere reducir la vida útil del transformador drásticamente.

Los sistemas de secado del aceite en etapas están disponibles en el mercado y los respiradores de sílica gel son rutinariamente utilizados para minimizar el ingreso de agua en operación normal.

Fallas del líquido aislante es otra de las causas mayores de fallas en transformadores. La pureza y secado del aceite se deteriorará como resultado del ingreso de humedad, sobrecarga prolongada, bajo nivel de aceite o la presencia de partículas conductoras en suspensión. La rigidez dieléctrica del aceite puede ser reducida a un nivel peligroso bajo al cual rompimiento del aislamiento o flashing puede ocurrir si no es rutinariamente monitoreado.³⁰ (CARTER, 2018 pág. 4)

³⁰ **CARTER, Paul.** 2018. La tasa de fallas de los transformadores en aceite podría aumentar 500% en 10 años. [En Línea]. Disponible en: <https://www.energeticahoy.com/post/2018/02/15/la-tasa-de-falla-de-los-transformadores-en-aceite-podr-c3-ada-aumentar-500-en-10-a-c3-b1o> [Consulta 12 de enero de 2019].

Frecuencia de aparición de fallas en el Sistema

Un sistema de potencia debe contar con un buen sistema de protecciones y coordinación de aislamiento porque es frecuente la presencia de fallas en él. Un problema en un componente puede afectar a cualquier otro por el simple hecho de estar interconectados, por ejemplo, un sobrevoltaje en una línea también puede alcanzar a un transformador y dañarlo severamente a continuación se expondrá 06 casos.

Caso 1: Transformador fallado debido a espiras cortocircuitadas

En abril de 2009, un autotransformador de 30 años de edad 750 MVA 400/275/13 KV tuvo un disparo por Buchholz. El análisis de gases disueltos subsecuente de la muestra tomada del Buchholz claramente indico una falla. La protección eléctrica ha mostrado formas de onda inusuales a media fase inmediatamente antes del disparo. Las pruebas de evaluación de la condición después del disparo son mostradas en la tabla 2.5 (Relación de Transformación) y tabla 2.6 (Resistencia de devanados). La relación medida de la fase B difiere del valor esperado por tres veces más de lo permitido (0,5%), una indicación de vueltas perdidas, y un valor más bajo que el esperado indica que la falla es un devanado en serie. Las mediciones de resistencia de devanados confirman una falla de devanado en serie en la fase B que fue poco factible de reparar en el aspecto económico.

Se prosiguió al desmantelamiento, entonces la envoltura del devanado serie de la fase B fue removida, con esto las espiras cortocircuitadas fueron encontradas en el Segundo y tercer disco del devanado serie y esto mostro ser particularmente severo.

La figura 2.14 muestra una fotografía de falla por espiras cortocircuitadas. Hubo una extensa pérdida de aislamiento del conductor en la parte superior del devanado

serie, que es poco probable que sea económicamente reparable.³¹ (DING, y otros, 2016 pág. 9)

Tabla 2.5 Relación de transformación en un autotransformador de 750MVA después del disparo de buchholz

Relación esperada	Voltaje aplicado HV-N en KV	Relaciones medidas		
		A	B	C
1.455	0.3		1.435	1.452
	12.0	1.45		1.455
Nota: Mediciones hechas a 0.3 KV y 12 KV, Utilizando un equipo Doble M4000 analizador de aislamiento y un TTR Doble				

Fuente CPYCIE

Tabla 2.6 Resistencia de devanados en un autotransformador de 750MVA después de un disparo de buccholz

Devanado	Fase A	Fase B	Fase C
Serie (400 a 275 kV)	0.1783	0.3296	0.1778
Común (275 kV to neutral)	0.5236	0.5222	0.5236
Notas: Mediciones hechas con un Microhmetro para transformador Tinsley 5896 a 5A. Acorde con WTI, la temperatura del transformador fue 15°C.			

Fuente CPYCIE

³¹ **DING Hongzhi, HEYWOOD, Richard, LAPWORTH, Jhon y RYDER Simon.** 2016. Por que fallan los transformadores. **[En Línea]**. Disponible <https://cpycie.files.wordpress.com/2016/04/por-quc3a9-fallan-los-transformadores.pdf> [Consulta: 12 de enero de.2019].

Figura 2.14 Falla de transformador por espiras cortocircuitadas



Fuente CPYCIE

Figura 2.15 Comparación de color en conductores en devanado serie de disco superior fase A: De izquierda a derecha, espira externa, espira intermedia y espira interna



Fuente CPYCIE

El peor grado de polimerización (DP) obtenido fue de 142/146 (promedio 144) del conductor intermedio de la parte superior del disco en el devanado de la fase B. El siguiente peor resultado fue 151/161 (promedio 156) del conductor intermedio de la parte superior del disco en la fase A. Los resultados de GP en muestras de papel expusieron que aparentemente la condición del aislamiento de devanado serie había alcanzado el final de su vida. El análisis de GP en muestras de papel también mostró que el Punto caliente del devanado fue localizado en el conductor intermedio de la parte superior del devanado en serie.

La figura 2.15 muestra una comparación visual de los conductores tomados de la fase A en la parte superior del devanado serie, de izquierda a derecha es la espira externa, espira media y espira interna, respectivamente.

Tenga en cuenta la severa decoloración del conductor medio implica no sólo la ubicación del punto caliente en el devanado serie, sino también el inadecuado diseño de refrigeración en el devanado en serie.

El punto de aprendizaje de este estudio de caso es que el corto entre espiras fue desarrollado como resultado del severo envejecimiento del aislamiento entre conductores del devanado, que fue en parte una función de la edad del transformador y la carga a la que había sido sometido. El diseño térmico del devanado en serie, sin embargo, dio lugar a un sobrecalentamiento localizado de ciertas áreas, incluyendo el punto de falla.

Caso 2: Falla de transformador debido a Arqueo

A mediados de 2006, un transformador de 30 MVA tipo subestación 132/11kV de 42 años fallo arrojando aceite a la tierra desde el disco de ruptura. Se creía que el transformador pudo haber sido sometido a un fallo antes de esta falla catastrófica.³² (DING, y otros, 2016 pág. 11)

³² **DING Hongzhi, HEYWOOD, Richard, LAPWORTH, Jhon y RYDER Simón.** 2016. Por qué fallan los transformadores. [En Línea]. Disponible

Figura 2.16 Falla de transformador por arqueo en el tanque principal.



Fuente CPYCIE

Figura 2.17 Primer plano de la fase B, bloques del extremo inferior del lado de AT (izquierda) y el lado de baja tensión (a la derecha)



Fuente CPYCIE

<https://cpycie.files.wordpress.com/2016/04/por-quc3a9-fallan-los-transformadores.pdf> [Consulta: 12 de enero de.2019].

Durante el desmontaje se encontró que el fallo en realidad involucró una severa formación de arcos / chispas en el tanque principal, que fueron ubicadas entre el listón de cobre desnudo conectado al extremo superior del devanado de la fase B de LV y la parte superior fase B en el soporte superior de acero en el lado de BT, donde el arqueo parecía ser especialmente grave para la lámina de cobre desnudo y la esquina de la plataforma de sujeción de acero. La figura 2.17 muestra una imagen de falla por arqueo generalizado en el tanque principal.

Al continuar la inspección del núcleo y los devanados durante desmantelado fue encontrada evidencia directa de la deformación mecánica de todos los devanados en las tres fases, en particular en fase B. La figura 2.17 muestra el grave desplazamiento del devanado de la fase B, en los bloques inferiores. Tenga en cuenta que los bloques perdidos en el lado de BT han sido encontrados en el fondo del tanque.

Por ello, se cree que todos los devanados de tres fases y sobre todo los arrollamientos de fase B habían sido sometidos a fuerzas radiales muy significativas que las que los han torcido y aflojado como resultado. Se pensó también que la falta de sujeción del devanado había causado el movimiento hacia abajo de la fase B LV de devanado al final de la línea, lo que redujo la separación eléctrica entre la tira de cobre desnudo y la esquina del soporte de acero y finalmente causado una descarga disruptiva en el tanque principal.

El punto de aprendizaje de este caso de estudio es que el arqueo fue desarrollado como resultado de la reducción de la distancia eléctrica, que fue debido a la deformación mecánica causada por cortos circuitos y a un pobre diseño por no tener un soporte físico en la terminal del devanado de la fase B, que conecta con el Bus principal.

Caso 3: Falla de Transformador debido a colapso Axial del Devanado

A finales de 2004 se tomó la decisión de desmantelar un autotransformador de 50 años y 120 MVA 275/132/11KV que había sufrido una falla crítica en el cambiador de derivaciones.

El fallo se observó por primera vez durante un mantenimiento planificado, y parecía que el selector de fase B se alineó mal en un tap en comparación con los selectores de las fases A y C. Después de que el transformador se devolvió al servicio, el esquema de control de tensión con el tiempo envió el transformador hasta el final del rango de taps. En la posición final se requería el desviador de fase B para cambiar todo el devanado, en lugar de un paso del tap como fue diseñado. Esto dio lugar a graves daños en el cambiador de tomas en la fase B y grandes corrientes que fluyeron en la fase B del transformador. ³³ (DING, y otros, 2016 pág. 13)

Pruebas de investigación de fallas se hicieron en el transformador y los resultados de las mediciones de capacitancia y factor de potencia de los devanados se enumeran en la Tabla 2.7. Los resultados de la fase B indican claramente un problema grave. La gran reducción de la capacitancia entre los devanados series y comunes, así como derivaciones de devanados parecía indicar colapso axial del devanado.

Durante el desmontaje de este fue encontrado que el transformador fallo debido a un colapso axial en el tap del devanado fase B, después de un fallo en la fase B del cambiador de taps. Esto habría sido muy complicado para reparar.

³³ **DING Hongzhi, HEYWOOD, Richard, LAPWORTH, Jhon y RYDER Simón.** 2016. Por qué fallan los transformadores. [En Línea]. Disponible <https://cpcycie.files.wordpress.com/2016/04/por-quc3a9-fallan-los-transformadores.pdf> [Consulta: 12 de enero de.2019].

La figura 2.18 muestra una imagen de falla por el colapso axial del devanado. Tenga en cuenta que no había graves defectos de diseño o características de diseño inusuales encontradas durante el desmontaje. El transformador parecía no tener fallas relacionados con la toma del devanado de la fase B. El análisis de grado de polimerización sobre muestras de papel estaba en la edad de 450 a 750, lo que indica poca edad y considerable vida útil remanente.

Tabla. 2.7 Investigación de falla en un autotransformador de 120MVA

Windings	Winding Capacitance and Power Factor		
	A phase	B phase	C phase
Series and common to earth	2370pF 0.79%	2123pF 0.91%	2460pF 0.61%
Series and common to tap	14 196pF 0.85%	10 413pF 0.72%	14 071pF 0.78%
Tap to earth	495pF 2.55%	375pF 3.55%	493pF 3.64%
Tap to tertiary	6pF NM	26pF NM	8pF NM
Notes: All measurements made at 10kV using Doble M4000 test set. Ambient temperature 18°C, relative humidity 79%, outlook not recorded. NM = not measurable.			

Fuente: CPYCIE

Figura 2.18 Fase B colapsada



Fuente CPYCIE

Caso 4: Desarrollo de una falla debido a pérdida de sujeción y flujo disperso.

A principios de 2009 un autotransformador con 43 años de edad de 240MVA 275/132/13kV fue sacado del servicio, por un reemplazo planificado.

Este transformador había estado sufriendo de lo que se conoce como pérdida de sujeción por muchos años, y el desmontaje forense de un transformador hermano un año antes de que fuera removido del sistema y que ha proporcionado información valiosa acerca de la condición probable de este transformador que se cree de se encuentra en riesgo de falla.

Durante el desmontaje se encontró que aproximadamente un tercio de los pernos de sujeción mostró signos de haber estado suelto en el pasado. Algunos de los pernos de sujeción mostraron señales incluso de la erosión por chisporroteo o

golpeteo (ranuras alargadas). En general, la sujeción del devanado se encontraba en muy mal estado y se veía mucho peor que lo que se veía desde el transformador hermano desechado un año antes. La pérdida de sujeción había dado lugar al desarrollo de arqueos / chisporroteos en un gran número de los pernos de sujeción, produciendo contaminación por carbón fino en todas partes sobre todo en las superficies del marco superior. La pérdida de apriete también había resultado en el aflojamiento del ensamble del devanado conduciendo al desarrollo de descargas parciales y contaminación por carbón fino producido dentro de los devanados. La Figura 2.19 muestra un acercamiento de una falla grave de pérdida de sujeción. Tenga en cuenta que uno de los tornillos de sujeción faltantes de había incrustado en el aislamiento por encima del devanado terciario, como se muestra claramente en la imagen de la derecha. Aquí estaba protegido eléctricamente por el anillo de sujeción de acero. La misma imagen también muestra un perno de sujeción doblado.

Durante el desmantelamiento se observaron también los escudos electrostáticos posiblemente quemados y esto parecía ser extremadamente graves. La Figura 2.20 muestra la imagen de una lámina de cobre severamente sobrecalentada por el flujo de dispersión, lo que resulta en daños a las plataformas de sujeción en el extremo inferior, así como en el aislamiento adyacente. Esto no fue particularmente evidente a partir de los resultados de gases disueltos.³⁴ (DING, y otros, 2016 pág. 15)

En conclusión, los resultados de una falla severa más los escudos electrostáticos quemados aportaron pruebas concluyentes para confirmar que este transformador había llegado al final de su vida útil y, ciertamente, no era capaz de continuar en servicio.

³⁴ **DING Hongzhi, HEYWOOD, Richard, LAPWORTH, Jhon y RYDER Simón.** 2016. Por qué fallan los transformadores. [En Línea]. Disponible <https://cpcycie.files.wordpress.com/2016/04/por-quc3a9-fallan-los-transformadores.pdf> [Consulta: 12 de enero de.2019].

Figura 2.19 Falla por pérdida de apriete en el lado de BT (Izquierda) y final de la fase A (derecha)



Fuente CPYCIE

Figura 2.20 Los blindajes electrostáticos quemados: Vista general (izquierda) y de cerca (a la derecha)



Fuente CPYCIE

Caso 5: desarrollo de una falla debido a sobrecalentamiento localizado

A principios de 2009 se tomó la decisión de desmantelar un autotransformador de 240MVA 400/132kV (sin terciario) Fabricado en 1996, que se creía de manera significativa en riesgo de falla por grave sobrecalentamiento localizado en el circuito de portador de corriente.

Este transformador había estado sufriendo de un fallo térmico en el tanque principal antes de ser retirado del servicio. El montaje de una resistencia a tierra hacia marco no detuvo el desarrollo de la falla. Se creía, por lo tanto, que la falla térmica no había sido causada por una corriente que circula en el núcleo, marco o tanque.

Los niveles de gases disueltos en el tanque principal habían sido típicos a los de la población de grandes transformadores, hasta un año antes de que el transformador fuera removido del sistema. Entonces hubo un rápido incremento en el nivel de etileno, acompañados por aumentos en los niveles de hidrógeno, metano y etano. La última muestra antes de que el transformador fuera retirado del servicio contenía 324 ppm de etileno, 302 ppm de metano, 144 ppm de hidrógeno y 123 ppm de etano. La firma de gas disuelto indica claramente un fallo térmico grave en el tanque principal que se desarrolló hasta 2008. La tasa de deterioro parece haber aumentado durante el año. El nivel de monóxido de carbono había sido menor de 500 ppm para la mayor parte del tiempo de servicio, pero la proporción de dióxido de carbono y monóxido de carbono varió entre 2 y 45. Estos dos parecían sugerir solamente un moderado envejecimiento del aislamiento sólido.³⁵ (DING, y otros, 2016 pág. 17)

³⁵ **DING Hongzhi, HEYWOOD, Richard, LAPWORTH, Jhon y RYDER Simon.** 2016. Por qué fallan los transformadores. [En Línea]. Disponible <https://cpcycie.files.wordpress.com/2016/04/por-quc3a9-fallan-los-transformadores.pdf> [Consulta: 12 de enero de.2019].

Sin embargo, las proporciones relativas de los gases sugirieron un fallo sobrecalentamiento localizado de alta temperatura que involucra al aislamiento sólido (relativamente alto hidrógeno y metano, bajo acetileno, relación etileno / etano <4).

Basado en las mediciones de resistencia de devanado, se sospechaba que era probable un falso contacto en el circuito portador de corriente de la fase C, pero la investigación interna de todas las uniones y conexiones alrededor de la fase C en BT no dio indicios claros de cualquier problema. Finalmente se llegó a la conclusión de que el fallo debe estar en el interior del devanado común de la fase C.

Durante el desmontaje, después de que el devanado común de la fase C fuera extraído, se constató que el estado de todas las juntas fuese bueno y no hubo ninguna indicación clara de cualquier problema. La figura 2.21 muestra una imagen de un punto de falla en desarrollo dentro del devanado común debido a un sobrecalentamiento localizado. El fallo térmico de alta temperatura localizada había provocado una gran pérdida de conductores y aislamientos, pero no había dado lugar a un cortocircuito entre espiras aún

Figura 2.21 Desarrollar punto de fallo dentro de devanado común debido a un sobrecalentamiento local



Fuente CPYCIE

El punto de aprendizaje a partir de este caso de estudio es que este desarrollo de falla no parece haber sido causado o agravado por el diseño del transformador, aunque la causa raíz de la falla térmico no se conoce realmente. Podría, sin embargo, ser causada por cualquiera de los motivos siguientes: daño microscópico a los conductores desde nuevo; un empalme débil en el conductor; aflojamiento y desgaste que se tradujo en la pérdida de aislamiento, y un transitorio del sistema.

Caso 6: Desarrollo de una falla en un transformador salvado por AGD.

Este es el caso de un autotransformador 750MVA 400/275/13kV construido en 1967 y actualmente todavía en servicio. En los últimos años este transformador se ha desarrollado fallo térmico severo dos veces, pero todo salvado por un análisis efectivo DGA.

A finales de 2005, el transformador fue retirado del servicio debido al rápido incremento de gases disueltos que indicaban un fallo de metal desnudo en el interior del tanque principal (alto etileno como gas dominante).

Las siguientes pruebas eléctricas, incluyendo las medidas de resistencia de devanado, apuntaban a un problema asociado a una unión del devanado en el devanado terciario, más probablemente implica las conexiones hacia las boquillas de terciario. Una inspección interna reveló uniones defectuosas en la conexión interna entre una de las principales barras colectoras del terciario y la terminal terciaria mano izquierda (3C2) en la caja de carga del terciario y el extremo de la fase A del tanque.³⁶ (DING, y otros, 2016 pág. 18)

Esto fue originalmente una sola barra de aluminio de varias partes, mientras que los conductores 3B2 y 3A2 eran dobles barras colectoras de cobre.

³⁶ **MONTANÉ, Jorge, ARCE, Dennis; DORRBERCKER, Santiago; HERNÁNDEZ, Orestes.** 2011. Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas. Ingeniería Energética [En Línea] Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127746007.pdf> [Consulta: 29 de enero de 2019].

El fallo parece ser debido a una conexión atornillada deficiente en la parte curva de la conexión donde lo dejó la caja de carga de terciario a subir hacia la parte superior del tanque principal para conectarse a las barras colectoras terciarias. Como parte de la reparación, se añadió una segunda barra colectora de cobre paralelo a la terminal 3C2.

Desafortunadamente, después de que el transformador se volvió al servicio y la carga del terciario fue restaurada (por un reactor derivado), se observó más gasificación. El análisis de las mediciones de resistencia del devanado terciario realizadas después de la reparación de 2005 sugirió otro problema de alta resistencia con la conexión 3A2. Durante una interrupción planeada en 2008 estas medidas de resistencia se repitieron y confirmaron. Después se drenó el aceite y una inspección visual tuvo donde se encontró un depósito grande de carbono en la base de las boquillas 3A2 en la unión entre el conductor flexible y la boquilla.

Figura 2.22 El desarrollo de puntos debido a un sobrecalentamiento local fracaso: bus-bar conjunta en conexiones terciarios (izquierda) y el casquillo de unión (derecha)

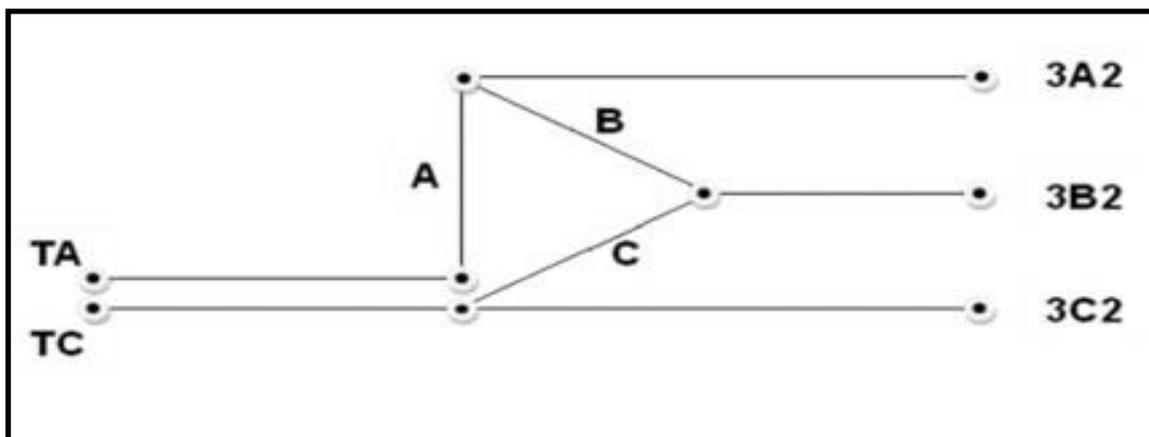


Fuente CPYCIE

La figura 2.22 muestra un punto de falla en desarrollo en el tanque principal debido a un sobrecalentamiento local. Tenga en cuenta la imagen de la izquierda muestra

un conjunto bus-bar sobrecalentado en conexiones de terciario y la imagen de la derecha muestra la unión de la boquilla sobrecalentada.

Figura 2.23 Conexiones del devanado terciario en el autotransformador 750MVA



Fuente CPYCIE

Tabla 2.8 Mediciones de Resistencia de devanados antes de reparar

Medición		Resistencia Medida, mΩ		
		Antes 11/6/08 21.6°C, 41%	Después 3/7/08 17.4°C, 56%	Después 17/7/08 16°C, 89% RH
(1)	TA a 3A2	11.023	8.211	7.802
(2)	TA a 3B2	15.732	15.874	15.836
(3)	3A2 a 3B2	10.783	7.624	7.745
(4)	3B2 a 3C2	8.085	8.032	8.010
(5)	3C2 a 3A2	18.650	15.354	15.590
(6)	TC a 3B2	8.124	8.112	8.046
(7)	TC a 3C2	0.4281	0.4273	0.3722

Notas: Mediciones hechas con medidor de bajas resistencias Tinsley

Fuente: CPYCIE

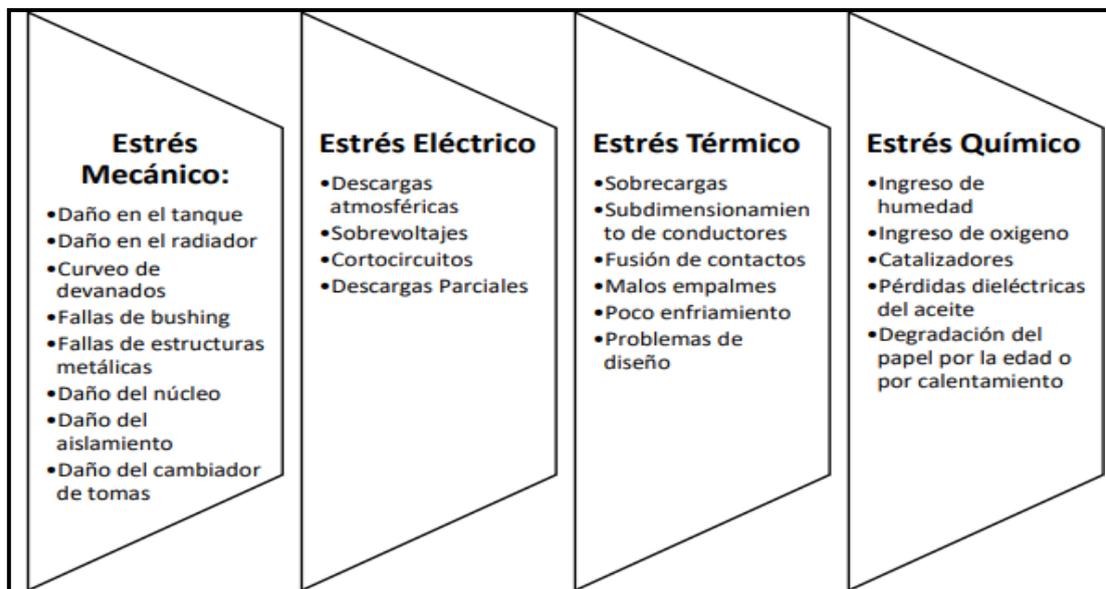
Después de la reparación las resistencias de los devanados se midieron de nuevo, y se confirmó que no hubo más anomalías de resistencia en el terciario. Tenga en cuenta que en la Figura 2.22, las conexiones del devanado terciario en este transformador son algo inusual, ya que las tres terminales del terciario son llevadas fuera por el extremo de la fase A del transformador para carga terciaria, mientras

que el arreglo original de llevar fuera los extremos (Terminales TA y TC) para el cierre y la puesta a tierra externa se mantiene al final de la fase C. La Tabla 2.8 resume las medidas de resistencia de devanado terciario antes y después de la reparación.

El punto de aprendizaje a partir de este caso de estudio es que las fallas en desarrollo debido a las malas uniones/empalmes en los tanques principales de los transformadores podrían salvarse sólo con un efectivo análisis DGA en combinación con pruebas eficaces de evaluación de condición.

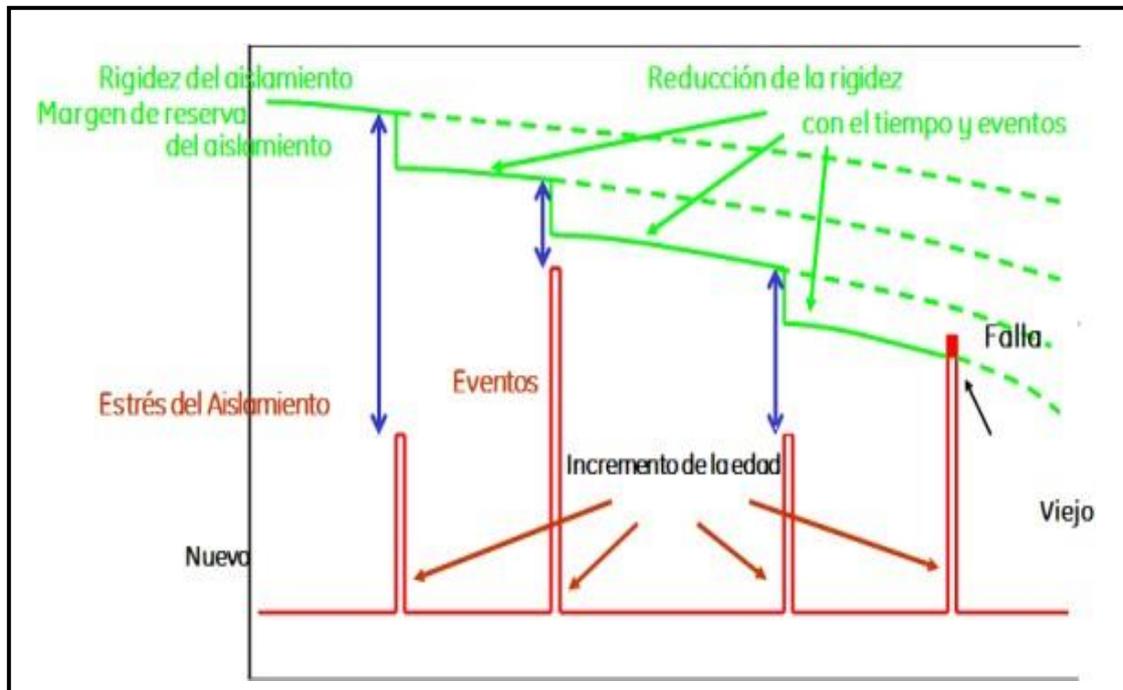
Naturaleza de las fallas

Figura 2.24 se presenta de una forma más categórica los problemas en los transformadores en dependencia de la naturaleza de la falla



Fuente: Duval

Figura 2.25 Un modelo conceptual de falla propuesto de CIGRE



Fuente: CIGRE

Falla en el devanado

Un devanado es una parte muy importante del transformador. En los de distribución existen dos de estos: uno en el lado primario y otro en el secundario.

El alto voltaje y la baja corriente eléctrica corren en el devanado primario, y es a través del voltaje de inducción electromagnética que baja al secundario. Los devanados pueden soportar estrés dieléctrico, térmico y mecánico durante este proceso, pero a veces es tanto que resulta en una falla y una posterior ruptura. Estas son los tipos de problemas que pueden surgir:

Falla dieléctrica

La falla dieléctrica ocurre cuando surge una descompostura en el aislamiento, la cual es causada por una tensión eléctrica y voltaje por arriba de los niveles promedio. Esto desencadena en un corto circuito.

Las razones de los altos niveles pueden ser:

- Caída de un rayo sin contar con descargadores.
- Fallas de voltaje.

Falla térmica

Los devanados usualmente están hechos de cobre. Debido a la resistencia ocurren pérdidas térmicas, las cuales lo afectan si no ha habido un mantenimiento apropiado. Con el tiempo, estos se van deteriorando y la fuerza física se pierde.³⁷ (TECSA, 2018)

Falla mecánica

Las fallas mecánicas son distorsiones, aflojamientos o desplazamientos de los devanados. Esto es resultado de la disminución del desempeño del transformador, reparaciones inadecuadas, corrosión, mal mantenimiento, defectos de fábrica y movimientos y vibraciones dentro de este. (TECSA, 2018)

³⁷ **TECSA, 2018.** *Las fallas más comunes en los transformadores* En: Tecsaqro [En línea] Disponible en : [Las fallas más comunes en un transformador \(tecsagro.com.mx\)](http://tecsagro.com.mx) [Consulta: 13 de enero de 2019].

Figura 2.26 devanado de transformador



Fuente: Transformer Failures, Causes & Impac

Falla en el bushing

Los bushing son dispositivos que aíslan un conductor eléctrico de alto voltaje para que pase por uno de tierra. En un transformador, estos proveen un camino a la corriente por la pared del tanque. Dentro del transformador se puede encontrar papel aislante rodeado de aceite, lo que otorga un mayor aislamiento.

Una falla en el bushing ocurre debido al desgaste y por estas razones:³⁸ (TECSA, 2018).

- Aflojamiento de los conductores causado por vibraciones en el transformador, lo que resulta en un sobrecalentamiento. Esto daña al papel aislante y el aceite.
- Una súbita subida de voltaje, la cual genera una descarga parcial que daña el bushing y causa una ruptura en cuestión de horas.

³⁸ **TECSA, 2018.** *Las fallas más comunes en los transformadores* En: Tecsagro [En línea] Disponible en : [Las fallas más comunes en un transformador \(tecsagro.com.mx\)](http://tecsagro.com.mx) [Consulta: 13 de enero de 2019].

- Rotura en los sellos del bushing que se originan por la presencia de agua, desgaste o pérdidas dieléctricas excesivas.
- No reemplazar el aceite o una filtración de este.

Figura 2.27 Falla en el bushing



Fuente: Tecsa.

Falla en el cambiador de tomas

La función de un cambiador de tomas en el transformador es regular el nivel de voltaje. Esto se hace al añadir o remover vueltas del devanado secundario.

Es la parte más compleja y una de las más importantes. Incluso una pequeña falla puede afectar la energía. Algunas causas de los problemas en este son:

- En una falla run-through, el cambiador de tomas se tarda después de que un relé cambia la proporción de las vueltas. Esto se debe a que el relé tiene residuos. Otra causa es el desgaste del resorte.

- Falta de mantenimiento que deriva en una desincronización de la conexión de eje entre el cambiador y el motor.
- Condensadores viejos y desgastados en el motor, lo que hace que el cambiador falle al momento de controlar la dirección de movimiento.
- Un uso regular que desgasta el resorte y lo hace más frágil hasta el punto de romperse. Por ello, el cambiador no puede cambiar la proporción de las vueltas del devanado.
- Descompostura del motor en el cambiador debido a un voltaje excesivo. ³⁹ (TECSA, 2018)

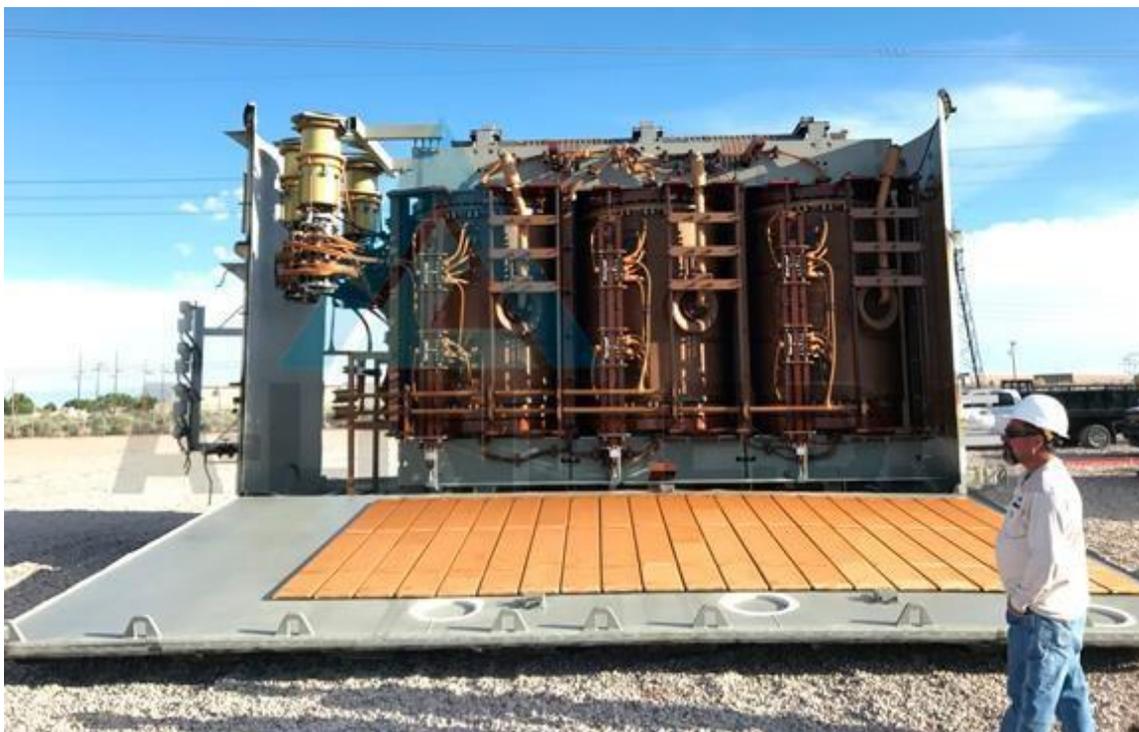
Falla del núcleo

Un transformador tiene un núcleo laminado de acero en medio rodeado por los devanados. Su función es concentrar el flujo magnético. Si falla, los devanados se ven afectados. El laminado está ahí para impedir esto, pero un mal mantenimiento, el no reemplazar el aceite o la corrosión pueden ser causa del problema. Una mínima descompostura en las láminas resulta en un incremento en la energía térmica. Los efectos de un sobrecalentamiento son:

- Los devanados son dañados debido a que el sobrecalentamiento alcanza la superficie del núcleo.
- Daño en el aceite del transformador, lo que genera un gas que puede afectar otros componentes.

³⁹ **TECSA, 2018.** *Las fallas más comunes en los transformadores* En: Tecsaqro [En línea] Disponible en : [Las fallas más comunes en un transformador \(tecsagro.com.mx\)](http://tecsagro.com.mx) [Consulta: 13 de enero de 2019].

Figura 2.28 Falla en el núcleo del transformador



Fuente: Transformer Failures, Causes & Impact

Figura 2.29 Devanados del transformador



Fuente: Energética hoy.

Falla en el tanque

La función del tanque es contener el aceite, el cual es usado para el aislamiento y refrigeración. También puede ser empleado como soporte de otros equipos del transformador. Una falla en el tanque ocurre cuando existe algún tipo de estrés ambiental, humedad alta o radiación solar. Todo lo anterior puede generar grietas o filtraciones en las paredes del tanque, por lo que pronto comenzará a escasear el aceite.⁴⁰ (TECSA, 2018)

Estas son las consecuencias:

- Reducción de aislamiento en el transformador y daños en los devanados.
- Sobrecalentamiento y daños en otras partes del transformador.

Falla en el sistema de protección

La función principal del sistema de protección es resguardar al transformador de cualquier falla al detectarla y resolverla lo más rápido posible. Si no es posible, entonces la aísla para evitar un daño mayor. Sus componentes son el relé de Buchholz, la válvula de alivio de presión, protección contra sobrecargas y el relé de presión súbita. Esto es lo que sucede cuando falla alguna de estas partes:

El relé Buchholz es un dispositivo de protección sensible a las fallas dieléctricas en el transformador. Un sobrecalentamiento tiene lugar cuando se acumulan gases, lo que afecta sus funciones. Un bajo nivel de aceite provoca que el relé entre en acción, aunque no exista un desperfecto. Esto significa un desperdicio de energía.

⁴⁰ **TECSA, 2018.** *Las fallas más comunes en los transformadores* En: Tecsaqro [En línea] Disponible en : [Las fallas más comunes en un transformador \(tecsagro.com.mx\)](https://www.tecsagro.com.mx) [Consulta: 13 de enero de 2019].

La válvula de alivio de presión impide que el transformador explote debido a la acumulación de presión del gas, la cual se produce por el sobrecalentamiento del aceite.

Si el resorte falla, la válvula no podrá liberar la presión correctamente, por lo que podría ser peligroso. De igual manera tendríamos un problema si la presión se acumula rápidamente, ya que el proceso de liberación es lento.

La protección contra sobrecargas permite que una magnitud específica de voltaje vaya al transformador, lo que evita una subida excesiva. Una falla significa la entrada de una gran carga de voltaje a los devanados y un posterior daño. Humedad, calor, y corrosión son las principales razones de una descompostura. El relé de presión súbita protege al transformador de explotar debido a un posible incremento exponencial de la presión del gas. La humedad puede afectar su circuito interno.⁴¹ (TECSA, 2018)

Falla en el sistema de refrigeración

El sistema de refrigeración reduce el calor en el transformador debido a las pérdidas de cobre y hierro. El sistema contiene ventiladores, bombas de aceite e intercambiadores de calor enfriados hidráulicamente. Una falla causa un incremento de calor y acumulación de presión del gas, lo cual podría desencadenar una explosión. A continuación, las fallas más comunes en el sistema:⁴² (TECSA, 2018)

⁴¹ **TECSA, 2018.** *Las fallas más comunes en los transformadores* En: Tecsaqro [En línea] Disponible en : Las fallas más comunes en un transformador (tecsaqro.com.mx) [Consulta: 13 de enero de 2019].

⁴² **TECSA, 2018.** *Las fallas más comunes en los transformadores* En: Tecsaqro [En línea] Disponible en : [Las fallas más comunes en un transformador \(tecsaqro.com.mx\)](http://tecsaqro.com.mx) [Consulta: 13 de enero de 2019].

- Filtraciones en las bombas de aceite y agua. Esto da como resultado una reducción de los fluidos y un bajo intercambio de calor. Las filtraciones pueden ocurrir debido al estrés ambiental, corrosión, humedad y radiación solar.
- Descompostura de los ventiladores. Estos pueden fallar si no hay un buen mantenimiento o si existe un desgaste en los motores.
- Un termostato defectuoso también representa un problema debido a las malas lecturas que proporcionan.

Figura 2.30 Falla en el sistema de refrigeración



Fuente: Transformer Failures, Causes & Impac

Diagnóstico del estado de transformadores

La mayor parte de las fallas de los transformadores se deben a cambios anormales en la condición del equipo, tales como, el acortamiento de la vida útil debido al deterioro acelerado de los componentes, en particular bushings y CBC (conmutadores bajo carga).

Una de las fuentes de contaminación típicas en un transformador lo constituye la presencia de carbón de los CBC; estos sedimentos, bajo los efectos de la gravedad, el flujo de aceite y particularmente del efecto de los campos eléctrico y electromagnético, se depositan en la superficie de los enrollados, etc.

Si estos sedimentos logran pasar al tanque principal, falsean el AGD ó DGA (análisis de gases disueltos en el aceite ó dissolved gas analysis), pues la elevación de la concentración de CO y CO₂ (monóxido y dióxido de carbono) se interpreta como un falso daño en el aislamiento celulósico. Al sobrecalentarse los CBC, puede formarse una película, que reduce la superficie de contacto e incrementa la resistencia y la temperatura; puede producirse erosión en los contactos y generación de gases; pueden abrirse los circuitos, o aparecer una falla entre fases, debido a la severa contaminación del aceite.

La temperatura del aceite, el diseño del material de los contactos y la calidad del aceite afectan el proceso de degradación de los contactos; la ocurrencia de fallas depende del valor de corriente y la frecuencia de uso del CBC.⁴³ (MONTANE , y otros, 2010)

Respecto al plan de mantenimiento, se debe establecer que, para garantizar una relativa continuidad en el servicio, es importante establecer la frecuencia para realizar las diferentes pruebas. En el mantenimiento moderno se considera lo siguiente:

La estadística de fallas típicas para transformadores del SEN muestra que los puntos principales de falla y, por tanto, los que deben ser monitoreados con máxima

⁴³ **MONTANÉ, Jorge, ARCE, Dennis; DORRBERCKER, Santiago; HERNÁNDEZ, Orestes.** 2011. Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas. Ingeniería Energética [En Línea] Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127746007.pdf> [Consulta: 29 de enero de 2019].

prioridad son los enrollados y los CBC, en los casos en que estos existen, siendo el punto débil, el aislamiento. Los métodos más usados para la detección de fallas, al monitorear estos puntos, son: el AGD ó DGA, el análisis térmico y la medición de DP ó PD (descargas parciales ó parcial discharges).⁴⁴ (MONTANE , y otros, 2010)

Para los CBC, aunque se monitoreen la temperatura y la carga como información base, debe seguirse con minuciosidad el estado vibracional de los mismos. Las fallas de CBC son, en primer lugar, según la frecuencia, mecánicas (en los muelles, rodamientos, ejes, accionamientos) y en segundo lugar eléctricas (sobrecalentamiento de contactos, ruptura de resistencias de transición, problemas en el aislamiento). El monitoreo de la corriente en el motor del mecanismo de accionamiento ofrece información sobre fallas mecánicas.

También se controlan la diferencia de temperatura entre el compartimiento del conmutador y el tanque principal, que detecta daños en contactos y otros de carácter termo-dieléctrico, y las vibraciones. Para todo esto se utilizan equipos muy simples y de bajo costo, aunque se requiere un conocimiento profundo sobre el diseño de los conmutadores, acústica, etc.

El monitoreo permite, a través de la información obtenida de un sistema de adquisición de datos, mediante técnicas de diagnóstico, la determinación de fallas, tanto de rápido, como de lento desarrollo. El monitoreo supera a los métodos convencionales de las pruebas eléctricas realizadas sólo con el equipo fuera de servicio, que no pueden detectar las fallas de rápido desarrollo, por estar basados en mediciones espaciadas en el tiempo. En el caso de los transformadores, es económicamente conveniente la utilización del monitoreo, debido al gran ahorro de

⁴⁴. **MONTANÉ, Jorge, ARCE, Dennis; DORRBERCKER, Santiago; HERNÁNDEZ, Orestes.** 2011. Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas. Ingeniería Energética [En Línea] Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127746007.pdf> [Consulta: 29 de enero de 2019].

recursos por concepto de energía dejada de servir, además de la economía que se obtiene en reparaciones.⁴⁵ (MONTANE , y otros, 2010)

El monitoreo tiene que basarse en equipos confiables y de bajo costo, pues la incidencia de fallas en los transformadores es baja, y por tanto no se justifica la instalación de equipos costosos. Ahora bien, el último bloque generador que entró en servicio en una central termoeléctrica en Cuba lo hizo en 1991, y si bien en los grupos electrógenos, puestos en servicio a raíz de la Revolución Energética, los transformadores son nuevos, la población de transformadores de las centrales eléctricas cubanas, y de la subestaciones que en aquel entonces se instalaron, tiene ya de más de 18 años de explotación, por lo que debe esperarse que, en un futuro no lejano, se incremente el número de fallas en ellos, por lo que se justifica plenamente su monitoreo. Debe tenerse en cuenta que las fallas catastróficas en transformadores provocan salidas de servicio de unidades generadoras y, por tanto, pérdidas considerables. Las reparaciones, en los casos en que son posibles, también son muy extensas y sumamente costosas. Debido a todo esto, debe calcularse para cada caso aislado la factibilidad económica de instalación de un sistema de monitoreo, lo que también debe estar asociado al cuidado del medio ambiente, pues se evitarían averías que implicarían derrames considerables de aceite, además de que de esta forma se podrían predecir eventos que pueden provocar daños sensibles en las personas, incluyendo pérdidas de vidas humanas. Como características para el diagnóstico de un aislamiento de transformador como defectuoso se destacan el contenido de gases indicadores de fallas, el crecimiento en la generación de gases, que se interpreta como un crecimiento en la degradación de los materiales aislantes, en función de su poder de descarga, el

⁴⁵ **MONTANÉ, Jorge, ARCE, Dennis; DORRBERCKER, Santiago; HERNÁNDEZ, Orestes.** 2011. Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas. Ingeniería Energética [En Línea] Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127746007.pdf> [Consulta: 29 de enero de 2019].

cambio del factor de potencia y la capacitancia del espacio aislante defectuoso.⁴⁶ (MONTANE , y otros, 2010)

Las técnicas de diagnóstico deben advertir cómo distinguir entre los problemas de verdad peligrosos, aquellos que no afectan el funcionamiento del equipo hasta límites peligrosos, y equipos que pueden ser mantenidos en servicio.

A. Análisis de Gases Disueltos

El análisis de gases disueltos en el aceite permite detectar un amplio diapasón de fallas típicas. Los sensores de gases disueltos en el aceite son muy sensibles al hidrógeno, además de detectar la existencia de otros gases combustibles. Estos sensores dan señales de aviso, luego de las cuales debe realizarse un AGD pormenorizado, e informar acerca de cualquier falla que provoque desprendimiento de gases desde su mismo comienzo. El análisis para efectuar el diagnóstico se basa en las concentraciones de estos gases, sus relaciones y en la velocidad de incremento de estas. A partir de estos datos, con la asistencia de un sistema experto, se pueden detectar las posibles fallas del transformador, con un alto grado de seguridad.

Las cadenas de polímeros del aislamiento sólido celulósico (papel, cartón, bloques de madera) son menos estables que los enlaces de los hidrocarburos del aceite, y se descomponen a temperaturas inferiores a las que lo hacen los hidrocarburos. A temperaturas superiores a 105 °C tiene lugar, con velocidad significativa, la escisión de la cadena del polímero, y por encima de 300 °C se produce su completa descomposición y carbonización. Durante este proceso se forman principalmente

⁴⁶ **MONTANÉ, Jorge, ARCE, Dennis; DORRBERCKER, Santiago; HERNÁNDEZ, Orestes.** 2011. Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas. Ingeniería Energética [En Línea] Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127746007.pdf> [Consulta: 29 de enero de 2019].

agua, monóxido y dióxido de carbono, en cantidades mayores que durante la oxidación del aceite, así como algunas pequeñas cantidades de hidrocarburos gaseosos y compuestos furánicos.

Estos últimos se pueden analizar, según la norma IEC (International Electrothechnical Commission, Comisión Electrotécnica Internacional) 61198, para complementar la interpretación del AGD y confirmar si el aislamiento celulósico está involucrado en un defecto. La formación de CO y CO₂ se incrementa no sólo con la temperatura, sino también con el contenido de oxígeno en el aceite y de humedad en el papel.⁴⁷ (MONTANE , y otros, 2010)

B. Medición de Descargas Parciales (DP).

La medición de las DP es una herramienta prominente para evaluar el nivel de deterioro del aislamiento, y clasificar los equipos que requieran reparación. En lo que respecta a los transformadores, las descargas parciales están en directa relación con la corrosión química y mecánica en el interior del aislante. Las pruebas para detectar descargas parciales en transformadores, se valen de los fenómenos que éstas producen, tales como gases disueltos en el aceite aislante, detectados por un análisis cromatográfico, y ondas de ultrasonido, que son detectadas por sensores ubicados en la cuba del transformador.

El monitoreo de DP genera una señal de aviso cuando las descargas dentro del tanque principal se incrementan; esta señal, además, debe verificarse por otros métodos. Las DP se producen en el interior o en la superficie del sistema aislante eléctricamente estimulado, a causa de la existencia de procesos de degradación. La medición de las DP permite obtener información acerca de las condiciones bajo

⁴⁷ **MONTANÉ, Jorge, ARCE, Dennis; DORRBERCKER, Santiago; HERNÁNDEZ, Orestes.** 2011. Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas. Ingeniería Energética [En Línea] Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127746007.pdf> [Consulta: 29 de enero de 2019].

las cuales éstas ocurren en el seno del aislamiento, determinar si son permisibles, conocer en qué parte del sistema aislante ellas ocurren y con qué defecto están asociadas

El 15-20 % de las fallas repentinas anuales y la mayoría de los eventos catastróficos, son causados por el deterioro de las condiciones del aislamiento principal y el secundario. La medición de descargas parciales es ya el método principal y más confiable utilizado en las fábricas. Son candidatos al monitoreo de descargas parciales los transformadores que manifiestan, a través del AGD, tener actividad de DP o arco eléctrico, los que han sido reparados o renovados, las unidades que requieren reparación o procesamiento del aceite, aquellos transformadores en que se está realizando procesamiento on-line del aceite y los transformadores que se consideran críticos. Son fuentes de DP el núcleo y los enrollados (la estructura aceite-barreras-papel y el aceite, los escudos electrostáticos, los conductores eléctricos principales), los CBC y los bushings.

Son fuentes de DP en el núcleo y los enrollados: la tensión de operación (DP atribuidas a cambios reversibles en la condición del aislamiento o a una degradación irreversible de los materiales del mismo); tensiones inducidas por el flujo magnético principal (lazos cerrados, chisporroteo debido al potencial flotante), tensiones inducidas por el flujo magnético de dispersión (lazos cerrados, potencial flotante)

Los métodos modernos de medición de DP pueden garantizar una alta sensibilidad ante las señales de DP en condiciones de campo. El obstáculo principal lo constituye el alto nivel de ruidos externos. El progreso en las tecnologías de medición de DP ha abierto nuevas oportunidades en la anulación efectiva de las interferencias externas. Un diagnóstico in situ de las condiciones del aislamiento del equipo, muy similar al efectuado con las pruebas de fábrica, es ahora posible⁴⁸ (MONTANÉ , y otros, 2010)

⁴⁸ **MONTANÉ, Jorge, ARCE, Dennis; DORRBERCKER, Santiago; HERNÁNDEZ, Orestes.** 2011. Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en

C. Análisis Térmico.

Los puntos calientes de los enrollados son una limitante para la cargabilidad del transformador. Las mediciones de temperatura convencionales son en algunos casos indirectas, y estos puntos se calculan a partir de las mediciones de temperatura del aceite y de la corriente de carga. Se han desarrollado sensores de fibra óptica para la temperatura, que se colocan en los enrollados al fabricar los transformadores, y que son de alto costo, tanto en su variante de medición puntual, como en la distribuida, con medición a lo largo de toda la fibra. Estos sensores solo se pueden colocar en transformadores de nueva adquisición.

La medición de estas zonas del aislamiento del transformador es imprescindible, pues son elementos que intervienen directamente en la cargabilidad real del equipo. El punto más caliente, que se encuentra en el enrollado, es la principal de estas zonas, pues afecta directamente la vida útil del aislamiento. Debido a que es la mayor de las temperaturas internas del transformador, es un parámetro que debe monitorearse continuamente, para determinar la cargabilidad real del equipo, de forma que pueda trabajar al límite sin acelerar el envejecimiento natural de su aislamiento.

El tiempo de vida de un transformador puede cambiar bajo la acción de esfuerzos térmicos, eléctricos, electromagnéticos y electrodinámicos, y por el efecto de contaminaciones y procesos de envejecimiento. La fortaleza calculada para un transformador puede decrecer durante su vida debido a variados procesos de envejecimiento (envejecimiento normal), pero puede deteriorarse más rápido de lo

las centrales eléctricas cubanas. Ingeniería Energética [En Línea] Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127746007.pdf> [Consulta: 29 de enero de 2019].

normal bajo la influencia de contaminantes o procesos destructivos.⁴⁹ (MONTANE , y otros, 2010)

D. Diagnóstico

El diagnóstico, que, como ya se ha mencionado, abarca las técnicas de monitoreo en tiempo real más las mediciones de los equipos on-line y off-line, se utiliza para determinar la condición del transformador en un momento dado, ó como respuesta a una señal de aviso. El diagnóstico puede implicar el uso de alta tecnología, y requiere del empleo de personal altamente calificado; debe realizarse un cuidadoso análisis acerca de si los equipos para el diagnóstico pueden utilizarse en una sola central, o si su uso está destinado a varias de estas instalaciones, como hasta el momento actual se hace con los equipos para AGD y medición de DP. Las técnicas de diagnóstico y las de monitoreo deben estar hermanadas, para que las primeras sirvan para corroborar la interpretación de las segundas, y para emitir recomendaciones de las acciones a tomar, luego de haber realizado un análisis multifactorial.

Por tanto, se mantienen como técnicas clave el AGD, el análisis con modelos térmicos y la detección de DP. Mientras más avanzados sean los métodos de diagnóstico, mayor conocimiento debe tenerse sobre el diseño de los transformadores, a fin de realizar una mejor interpretación de los resultados. Como técnicas fundamentales para el diagnóstico de transformadores se utilizan, entre otras, las siguientes:

Para fallas térmicas:

⁴⁹ **MONTANÉ, Jorge, ARCE, Dennis; DORRBERCKER, Santiago; HERNÁNDEZ, Orestes.** 2011. Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas. Ingeniería Energética [En Línea] Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127746007.pdf> [Consulta: 29 de enero de 2019].

- ✓ AGD 9 Análisis de compuestos furánicos
- ✓ Termografía infrarroja
- ✓ Comportamiento térmico (modelos matemáticos).

Para fallas dieléctricas:

- ✓ AGD
- ✓ Detección de DP

Para degradación general:

- ✓ Análisis fisicoquímico
- ✓ Análisis de compuestos furánicos
- ✓ Comportamiento térmico (modelos matemáticos).

Las técnicas de diagnóstico permiten realizar el paso del mantenimiento preventivo o por tiempo y el correctivo o condicionado, al mantenimiento predictivo, desarrollado sobre la base de las estadísticas, que no provoque alteraciones en el presupuesto, y considerando en primer lugar los equipos de mayor impacto en cada sistema. Este tipo de mantenimiento debe cumplir las siguientes características:

- 1) Preservar la función del equipo.
- 2) Evaluar las pérdidas de la función o las fallas funcionales, identificando los modos específicos de fallas en componentes específicos, susceptibles de provocar daños.
- 3) Priorizar la importancia de los modos de fallas, ubicándolas en una de las siguientes categorías: problemas de seguridad, problemas de desconexión, problemas económicos o fallas ocultas.
- 4) Determinar si la tarea de mantenimiento concebida es aplicable y efectiva; es decir, si se prevendrán o reducirán, como resultado, las fallas, si se detectará la evolución inicial de las fallas o si se descubrirán fallas ocultas, lo que amerita por tanto la asignación de recursos.

Uno de los objetivos más importantes del diagnóstico es la evaluación del tiempo de vida remanente o restante de los transformadores, lo que adquiere suma importancia en un sistema energético, con una población de transformadores

envejecida. Esta evaluación debe permitir el aprovechamiento al máximo de los equipos, mientras el riesgo de fallas sea mínimo, y manteniendo los compromisos de calidad del servicio. El concepto de “fin de la vida útil” se aplica cuando el equipo no es capaz de cumplir, sin afectaciones económicas, la función a él asignada. Los transformadores se retiran del servicio fundamentalmente cuando sus costos de operación, incluyendo, en estos, el mantenimiento, se tornan inviables. El fin de vida técnico del transformador se determina por su diseño, su historial, su estado en el momento del análisis y las condiciones futuras de servicio, la carga, la temperatura, el estado del material aislante, las debilidades en el diseño, las reparaciones realizadas, etc. Por todo esto, es de suma importancia, para la evaluación, la recopilación en todo momento de la mayor cantidad de información posible. Debe partirse, en primer lugar, de los datos del fabricante, ensayos de puesta en marcha, e incluirse los datos de las mediciones complementarias, provenientes de los ensayos off-line y on-line, del transformador.

Para un diagnóstico confiable son necesarios recursos materiales, tales como equipos de ensayo. Los ensayos deben ser confiables, precisos y repetitivos. El personal que realiza los ensayos debe lograr una tasa mínima de errores en la conexión y preparación, cero errores en la operación de los equipos de ensayo, y un seguimiento correcto de los mismos, evitando pérdidas de valiosa información o errores. Es necesario tener conocimiento de la operación, mantenimiento, diseño y ensayos de transformadores. El proceso de inferencia de un diagnóstico probable incluye la recolección de datos de operación y mantenimiento, el análisis de los registros de SCADA (Sistema de Control y Adquisición de Datos) o protecciones, de las bases de datos de ensayos anteriores, la definición de la batería de ensayos a realizar, el análisis de los resultados para plantear la hipótesis de trabajo, la realización de ensayos o pruebas complementarias, la inferencia del diagnóstico probable y la definición de líneas de acción posibles a sugerir para la toma de decisiones. No hay ensayos ni fórmulas mágicas para detectar fallas. Los

diagnósticos son evaluaciones de datos, dando un resultado probable.⁵⁰
(MONTANE , y otros, 2010)

ESTADO ACTUAL DE LAS TÉCNICAS DE MONITOREO Y DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Para el paso del mantenimiento preventivo o por tiempo y el correctivo o condicionado, al mantenimiento en predictivo, desarrollado sobre la base de las estadísticas, que no provoque alteraciones en el presupuesto, y considerando en primer lugar los equipos de mayor impacto en cada sistema, que elimine la necesidad de realizar un mantenimiento general a cada equipo cada cierto número fijo de años, minimice las acciones a realizar, garantice la extensión de la vida útil de los equipos, su servicio prolongado y confiable, y asegure la prioridad de las reparaciones y renovaciones in situ, se hace necesaria la implantación de un sistema de diagnóstico basado en la condición, que detecte un posible defecto de algún subsistema. Para esto se deben establecer procedimientos de diagnóstico multiescalonado: Indicación-Detección-Confirmación-Predicción-Verificación. El modelo de falla del transformador debe responder qué defecto puede esperarse en un equipo determinado, y cómo éste puede evolucionar hacia una falla. Las técnicas de monitoreo y diagnóstico facilitan el paso hacia una forma de mantenimiento más económica y confiable, pudiendo aconsejarse algunos métodos nuevos, no tradicionales, para evaluar y extender la vida de los equipos. La experiencia muestra que, en muchos casos, las decisiones confiables pueden ser

⁵⁰ **MONTANÉ, Jorge, ARCE, Dennis; DORRBERCKER, Santiago; HERNÁNDEZ, Orestes.** 2011. Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas. Ingeniería Energética [En Línea] Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127746007.pdf> [Consulta: 29 de enero de 2019].

las de mantener el servicio incluso si el transformador muestra claramente ciertas anomalías.⁵¹ (MONTANÉ, y otros, 2010)

Los avances tecnológicos actuales permiten monitorear gran número de parámetros, pero, en algunos casos, a un costo excesivo. Por tanto, es necesario lograr un balance favorable entre las funciones del equipo a monitorear, su costo y confiabilidad, con el valor y la utilidad de este, y centrarse en pocos parámetros, para obtener una reducción de los costos. La selección de los parámetros debe basarse en la estadística de fallas y en las consecuencias estimadas de las mismas.

- Pruebas eléctricas de campo.
- Pruebas fisicoquímicas y de furanos.
- Análisis de gases disueltos.

En relación con las pruebas eléctricas se recomienda las siguientes:

- Factor de potencia y de capacitancia de los devanados. Esta prueba es regida por la norma ANSI/IEEE estándar 62-1995.
- Relación de transformación. El estándar ANSI/IEEE C57.12.91, hace una descripción de la prueba y de los métodos de evaluación de la misma.
- Impedancia. Se rige por la Norma ANSI/IEEE estándar 62-1995.
- Resistencia de aislamiento. Se mide la resistencia de aislamiento en cada devanado de acuerdo al estándar ANSI/IEEE C57.12.91

⁵¹ **MONTANÉ, Jorge, ARCE, Dennis; DORRBERCKER, Santiago; HERNÁNDEZ, Orestes.** 2011. Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas. Ingeniería Energética [En Línea] Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127746007.pdf> [Consulta: 29 de enero de 2019].

- Resistencia de devanados. Los valores obtenidos deben compararse con los valores de fabrica corregidos a la misma temperatura. Los valores medidos por fase en un transformador trifásico no deben sufrir una variación mayor de 5% ente fases. Se rige por la ANSI/IEEE 62-1995.

Análisis fisicoquímico del aceite bajo Normas ASTM

En cuanto al análisis fisicoquímico del aceite, el objetivo de esta prueba es obtener información sobre las propiedades funcionales (físicas, químicas y eléctricas) del aceite mineral aislante, utilizado en equipos eléctricos, y si poder determinar el estado del sistema aislamiento del transformador. Las pruebas que se realizan para recabar la información.⁵² (PONCE, 2017 pág. 351)

El Análisis Dieléctrico y Fisicoquímico tiene como objetivo diagnosticar la condición del papel aislante en cuanto a su porcentaje de agua y grado de impregnación de productos de oxidación generados por el aceite aislante del transformador. Define el tipo de mantenimiento que puede requerir el transformador para garantizar su vida útil.

- | | |
|------------------------|---------------------------------|
| • Contenido de Agua | ASTM D1533 |
| • Rigidez Dieléctrica | ASTM D877 y/o ASTM D1816 |
| • Gravedad Específica | ASTM D1298 |
| • Color | ASTM D1500 |
| • Tensión Interfacial | ASTM D971 |
| • Acidez | ASTM D974 |
| • Examen Visual | ASTM D1524 |
| • Punto de Inflamación | ASTM D92 |

Contenido de agua.

El contenido de agua en el aceite se acostumbra a expresar en partes por millón, de modo que la equivalencia es: 1000 partes por millón (ppm) =1% de humedad. Se dice que el aceite que está en buen estado cuando su contenido de humedad

52

es de 40ppm (0.04% de humedad). Cuando el contenido de humedad es igual o mayor a 80 partes por millón se dice que está contaminado. (HARPER , 2001 pág. 271)

Rigidez dieléctrica.

Su valor no debe ser inferior a 22 kV (HARPER , 2001 pág. 271)

La degradación del aceite de un transformador se puede apreciar con sencillez con el registro de su rigidez dieléctrica.

El ensayo se basa en la inserción entre electrodos en aceite de una tensión creciente hasta que se produce la descarga. Se puede repetir el ensayo seis veces para conseguir una medida aceptable. La única desventaja es que se precisa extraer del transformador una muestra significativa. El equipo de medida se llama “medidor de rigidez dieléctrica”, pero se conoce como “chispómetro”.⁵³ (TRASHORRAS, 2016 pág. 156)

Gravedad específica

Determinar la densidad relativa de aceite del transformador que es la relación de masa de un volumen dado de aceite con la masa de un volumen igual de agua a la misma temperatura (15 a 60 °C). (Ministerio de energía y minas,2008, Pág. 18)

Criterio de aceptabilidad: el resultado de tensión interfacial se correlaciona con el resultado de número ácido, si se tiene en cuenta que su comportamiento es inverso (tensión interfacial alta – número ácido bajo y viceversa), sin embargo, es posible, que la tensión interfacial disminuya al principio sin que se haya afectado el número ácido aún.

⁵³ **TRASHORRAS, Jesús. 2016. *Sistemas eléctricos de centrales*. Madrid, 1. ° Edición. Editorial Paraninfo. ISBN 978-84-283-3718-2.**

Reacción aplicada en laboratorio: revisar si se cumple la correlación, en caso de no cumplir, revisar histórico si existe y si aplica repetir ensayo. En caso de obtener resultado similar reportar.

Criterio de aceptabilidad: el resultado de número ácido se correlaciona con el resultado de la tensión interfacial si se tiene en cuenta que su comportamiento es inverso (tensión interfacial alta – número ácido bajo y viceversa), sin embargo, es posible, que la tensión interfacial disminuya al principio sin que se haya afectado el número ácido aún.

Reacción aplicada en laboratorio: si los resultados no son congruentes se debe revisar con información histórica, si aplica repetir el ensayo, pero si se obtienen resultados similares se debe reportar el resultado obtenido.

Cromatografía de gases disueltos bajo Norma ASTM D3612.

El análisis e interpretación de los gases combustibles, derivados de una Cromatografía de Gases Disueltos (CGD), se ha convertido, en la actualidad, en la técnica de diagnóstico principal en los transformadores inmersos en aceite (mineral, silicona y aceite vegetal), así como en otros equipos del sistema de potencia (interruptores en aceite, etc.). En tal sentido podemos decir, en relación a la CGD:

Las normas de aplicación a utilizar serán:

- IEC 60599 “Mineral oil-filled electrical equipment in service - Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis”.
- IEEE 57-104 “Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers”.
- ASTM D3612 “Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography”.

Análisis de gases disueltos

El propósito de este análisis es conocer exactamente las diferentes sustancias que componen los gases disueltos en el aceite extraído del transformador. De acuerdo con la naturaleza de los gases disueltos en el aceite aislante, se puede determinar la causa de la anomalía y solucionarla antes que se convierta en una falla.

Cuando el transformador se somete a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales, debido a la degradación del aceite y de los materiales aislantes, se generan ciertos gases combustibles. El tipo y las concentraciones de gases generados son importantes, por cuanto el proceso de envejecimiento normal produce cantidades extremadamente pequeñas de gases, mientras que condiciones incipientes o fallas declaradas generan cantidades grandes. Los gases típicos generados por algunas fallas incipientes en transformadores de fuerza son: Hidrógeno (H₂), Oxígeno (O₂), Nitrógeno (N₂), Metano (CH₄) Monóxido de carbono (CO), Etano (C₂H₆), Dióxido de carbono (CO₂), Etileno (C₂H₄) y Acetileno (C₂H₂) [4]. El Hidrógeno, Metano, Monóxido de carbono, Etano, Etileno y Acetileno son gases combustibles. Cuando se detectan gases en cantidad suficiente como para suponer la existencia de una falla, es necesario conocer la severidad de ella, lo cual se determina en base a la tasa de crecimiento por día de cada gas en particular, o del total de gases combustibles disueltos en el aceite.

Los mecanismos de falla más comunes son: Arcos eléctricos en el aceite y en el aislamiento sólido; Corona, Descargas eléctricas de baja energía en el aislamiento sólido y Sobrecalentamiento general o puntos calientes.

Los gases que se disuelven en el aceite del transformador son formados a causa de la descomposición interna de los materiales que lo constituyen y se los puede relacionar con estas causas

- Envejecimiento de celulosa: CO y CO₂
- Descomposición del aceite mineral: CH₄, C₂H₂, C₂H₄ y H₂
- Fugas en los sistemas de expansión de aceite: CO₂ y O₂
- Fallas térmicas en la Celulosa: CO, CO₂, CO₄, O₂ y H₂
- Fallas térmicas en aceite (150°C – 300°C): CH₄, C₂H₄ y O₂

- Fallas térmicas en aceite (300°C – 700°C): CH₄, rastro de C₂H₂, C₂H₄ y H₂
- Fallas térmicas en aceite (>700°C): CH₄, C₂H₂, C₂H₄ y H₂
- Descargas parciales: CH₄, rastro de C₂H₂ y H₂
- Arcos eléctricos: CH₄, C₂H₂, C₂H₄ y H₂.

Detección temprana de condiciones anormales de funcionamiento a través de la cuantificación y trazabilidad de generación de gases combustibles al interior del transformador (H₂, CO, CO₂, O₂, N₂, C₂H₄, C₂H₆, C₂H₂, CH₄), que puede poner en riesgo personal, instalaciones y suministro energético.⁵⁴ **(D3612, 2009)**

Identificación de la falla con la ayuda del análisis de gases disueltos

La detección de una condición anormal requiere de una evaluación de la concentración del gas generado y de la tendencia de generación. La cantidad de cada gas, con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de falla que está en proceso.⁵⁵ (LELEKAKE, 2011)

⁵⁴ **D3616-01. 2017.** Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography. [En línea] Versión 1.2 [Consultado: 26 de febrero de 2019]. ISSN. Disponible en: <https://tienda.aenor.com/norma-astm-d3612-01-004842>

⁵⁵ **LELEKAKIS, N.;** et al.,2011. Comparison of dissolved gas-in-oil methods using a dissolved gas-in-oil standard. *IEEE Electrical Isulation Magazine*, [En línea] vol.27, n.5, p. 29-35, [consultado: 26 de mayo de 2019], ISSN 0883-7554.Disponible en: <http://ieeexplore.ieee.org/search/searchresult.jsp?newsearch=true&queryText=Comparison+of+dissolved+gas-inoil+methods+using+a+dissolved+gas-in-oil+standard>.

Acetileno

La presencia del acetileno en los gases disueltos en el aceite siempre se debe a una falla eléctrica. Si el acetileno está acompañado solamente de CH₄ y de H₂, se trata de arco eléctrico de duración limitada en el aceite. Si estos elementos son acompañados de CO y CO₂, este arco eléctrico implica o compromete el aislamiento sólido. Si esos mismos elementos (C₂H₂; CH₄ y H₂) sin CO ni CO₂ son acompañados de C₂H₆, C₃H₈, C₂H₄ y C₃H₆, significa que existen descargas parciales fuertes o arcos eléctricos en el aceite. Si, además se observa CO, significa que las descargas se producen en un aislamiento sólido.⁵⁶ (CRESPO, 2015 pág. 181)

Etileno

Si los productos de degradación contienen C₂H₄ (sin C₂H₂) se trata siempre de una degradación térmica. Si no hay CO₂, en el punto caliente no interviene el aislamiento sólido. La temperatura de esta falla será superior o inferior a 500° C, según sea mayor la cantidad de C₂H₄ o de CH₄ respectivamente, entre los productos detectados. En general están acompañados de H₂, C₂H₆, C₃H₈ y C₃H₆. Cuando, además de estos compuestos (H₂, C₂H₆, C₃H₈ y C₃H₆), se constata la presencia de CO₂, y eventualmente de CO, la falla consiste en un punto caliente de temperatura igual o superior a 1300 C. Mientras no se alcance 3000 C la relación CO/CO₂ permanece en el orden de 0,1.

Dióxido de Carbono

⁵⁶ **CRESPO, Gustavo**, 2015. Estado actual de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas. *Ingeniería Energética [En Línea]*. La Habana: Editado Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, vol. XXXII, núm. 1, enero-marzo, 2011, pp. 53-61 [consulta: enero de 2019] ISSN 1815-5901. Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127746007.pdf>

En ausencia de C₂H₂ y del C₂H₄, el CO₂, solo acompañado de un poco de CO o de CH₄, es característico de un envejecimiento térmico normal del papel. Cuando predomina el H₂ y los hidrocarburos saturados, tales como C₂H₆, C₃H₈ y C₃H₆, con una relación CO/CO₂ superior a 0,1, se trata de la existencia de pequeñas descargas parciales en el aislamiento sólido.

Hidrógeno

La presencia de H₂, solo acompañado eventualmente de una cantidad de CH₄ se debe a descargas parciales, ya sea en el aislamiento, en la superficie libre de aceite, o bien, es la primera manifestación de una falla eléctrica más grave. (CRESPO, 2015 pág. 182)

Compuestos del aire (O₂, N₂)

En el caso de fallas en el relé bucholz o de gas, puede ser que el gas extraído de este contenga o₂ y n₂. Si la proporción o₂, n₂ es similar a la del aire, se puede tratar de una entrada de aire. Si la proporción de o₂ es mucho menor que la del aire, esto puede deberse a un punto caliente de temperatura superior a 100°C. (CRESPO, 2015 pág. 182) Una vez realizado, se utilizan varias técnicas adicionales para diagnosticar la condición del transformador: Triángulo de Duval. (DUVAL, 2008 pág. 184)⁵⁷ y Patrones de Diagnóstico, que utilizan las concentraciones individuales, el Método de Dörnenburg. (DORNENBURG, y otros, 1967 pág. 184)⁵⁸

⁵⁷ Duval, M., 2008. *"The Duval Triangle for Load Tap Changers, Non-Mineral Oils and Low Temperature Faults in Transformers"*. IEEE Electrical Insulation Magazine, vol.24, n.6, p. 22-29, [consultado: 15 de enero de 2019], Disponible en:<http://ieeexplore.ieee.org/search/searchresult.jsp?newsearch=true&queryText=The+Duval+Triangle+for+Load+Tap+Changers%2C+Non>.

⁵⁸ Dörnenburg E.; Gerber O.E.1967 *"Analysis of dissolved and free gases for monitoring performance of oil-filled transformers"*, Brown Boveri review, 1967,

y el de Rogers (ROGER , 1978)⁵⁹, que utilizan las relaciones entre gases [(C₂H₂/C₂H₄); (CH₄/H₂); (C₂H₂/C₂H₆) y CO₂/CO)].

Según la norma IEEE C-57- 104-1991 selecciona el gas principal y muestra -según su contenido- el diagnóstico; Relaciones de Rogers, también basado en la norma IEEE C-57-104-1991, que brinda las relaciones entre gases [CH₄/CH₂ (R1); C₂H₂/C₂H₄ (R2); C₂H₄/C₂H₆ (R5); C₂H₆/CH₄ y CO₂/CO] e indica el caso Rogers seleccionado con su correspondiente diagnóstico; Triángulo de Michel Duval, que muestra sus zonas predeterminadas, ubicando en el diagnóstico del transformador y ETRA (Asociación de Investigaciones Tecnológicas de Japón), que a través de dos algoritmos facilita el patrón de gas [compara el patrón medido con uno similar de la herramienta y brinda entonces el diagnóstico] y muestra dos diagramas de diagnóstico [A: (C₂H₂/C₂H₄ contra C₂H₄/C₂H₆) y B: (C₂H₂/C₂H₆ contra C₂H₄/C₂H₆)], ubicando en ellos la condición del transformador.⁶⁰ (CRESPO, 2015 pág. 184)

vol.54, n. 2/3, p. 104–11, [consultado: 15 de enero de 2019], Disponible en: http://www.astm.org/DIGITAL_LIBRARY/MNL/DATA/vol_1994/iss_2/310_1.xml, ISSN 0007–2486.

⁵⁹ Rogers, R., 1978. "IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers, using gas in oil analysis". IEEE transactions on electrical insulation, 1978, vol.13, n.5, p. 349–354, [consultado: 30 de noviembre de 2008], Disponible en: [http://ieeexplore.ieee.org/search/searchresult.jsp?newsearch=true&queryText=IEEE+and+IEC+codes+to+interpret+incipient+faults+in+transformers%2C+using+gas+in+oil+ana lysis](http://ieeexplore.ieee.org/search/searchresult.jsp?newsearch=true&queryText=IEEE+and+IEC+codes+to+interpret+incipient+faults+in+transformers%2C+using+gas+in+oil+analysis), ISSN 0018-9367

⁶⁰ CRESPO, Gustavo, 2015. Estado actual de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas. *Ingeniería Energética [En Línea]*. La Habana: Editado Instituto Superior Politécnico José Antonio Echeverría, vol. XXXII, núm. 1, enero-marzo, 2011, pp. 53-61 [consulta: enero de 2019] ISSN 1815-5901. Disponible en: <https://www.redalyc.org/pdf/3291/329127746007.pdf>

Tipos de falla

Tabla 2.9 Posibles diagnósticos a partir de los gases, resultados de la degradación

Productos de la degradación	Diagnóstico posible
Presencia del acetileno.	Falla eléctrica
C ₂ H ₂ acompañado solamente de CH ₄ y de H ₂ .	Arco eléctrico de duración limitada en el aceite.
C ₂ H ₂ , CH ₄ e H ₂ , acompañados de CO y CO ₂	Este arco eléctrico compromete el aislamiento sólido.
C ₂ H ₂ , CH ₄ e H ₂ , sin CO ni CO ₂ pero acompañados de C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈ , C ₂ H ₄ y C ₃ H ₆	Descargas parciales fuertes o arcos eléctricos en el aceite.
C ₂ H ₂ , CH ₄ e H ₂ , sin CO ₂ acompañados de C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈ , C ₂ H ₄ y C ₃ H ₆ y, además, se observa CO.	Las descargas parciales se producen en un aislamiento sólido. (Si las descargas parciales son realmente de gran magnitud, los hidrocarburos no saturados, predominan sobre los saturados) En el caso de pequeñas descargas parciales, estas son más erosionantes para el aislamiento sólido cuanto más grande es la relación CO/CO ₂ .
C ₂ H ₄ + CH ₄ + H ₂ + Hidrocarburos saturados (C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈ , C ₃ H ₆).	Puntos Calientes en el aceite. <500°C predomina el CH ₄ . >500°C predomina el C ₂ H ₄ (a veces pequeñas cantidades de C ₂ H ₂)
C ₂ H ₄ + CH ₄ + H ₂ + Hidrocarburos saturados (C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈ , C ₃ H ₆).+ CO + CO ₂ .	>130°C predomina el CO ₂ .
Dióxido de carbono CO ₂ ; CO ₂ + CH ₄ ; CO ₂ + CO	Envejecimiento térmico normal del papel.
Predominio del H ₂ + Hidrocarburos saturados (C ₂ H ₆ , C ₃ H ₈ y C ₃ H ₆); CO + CO ₂ (CO/CO ₂ >0,1)	Pequeñas descargas parciales que erosionan por largo tiempo el aislamiento sólido (Papel impregnado)
H ₂	Pequeñas descargas parciales (Gasificación del aceite).
H ₂ + CH ₄	Primera manifestación de una falla eléctrica más grave.
N ₂ + O ₂	Introducción de aire (Si la proporción de O ₂ , N ₂ es similar a la del aire)

Fuente: Ingeniería Energética

Velocidad de crecimiento de los gases

Podemos distinguir dos enfoques en el análisis, en relación con el volumen de gases detectados:

- Generación durante un período dilatado de tiempo, como consecuencia de una falla incipiente.
- Generación durante un período muy corto de tiempo, como consecuencia de una falla de importancia.

Por lo tanto, será vital para el análisis el estudio comparativo de la velocidad de crecimiento de los gases, atendiendo al hecho de que un solo registro de la CGD no será suficiente para evaluar con precisión el estado interno del transformador. En tal sentido, se establece la siguiente relación para cada gas detectado:

$$VC_n = \frac{CG_{n(j)} - CG_{n(i)}}{\Delta t}$$

$$VOL \frac{CG_{n(j)} - CG_{n(i)}}{\Delta t} \frac{M}{\delta}$$

Siendo:

VC_n = velocidad de crecimiento del gas “n” (m³ /día).

$CG_{n(i)}$ = concentración del gas “n” detectado de la CGD, en la muestra “i” (ppm).

$CG_{n(j)}$ = concentración del gas “n” detectado de la CGD, en la muestra “j” (ppm).

Δt = intervalo de tiempo transcurrido entre la muestra “i” y la muestra “j” (días) u (horas).

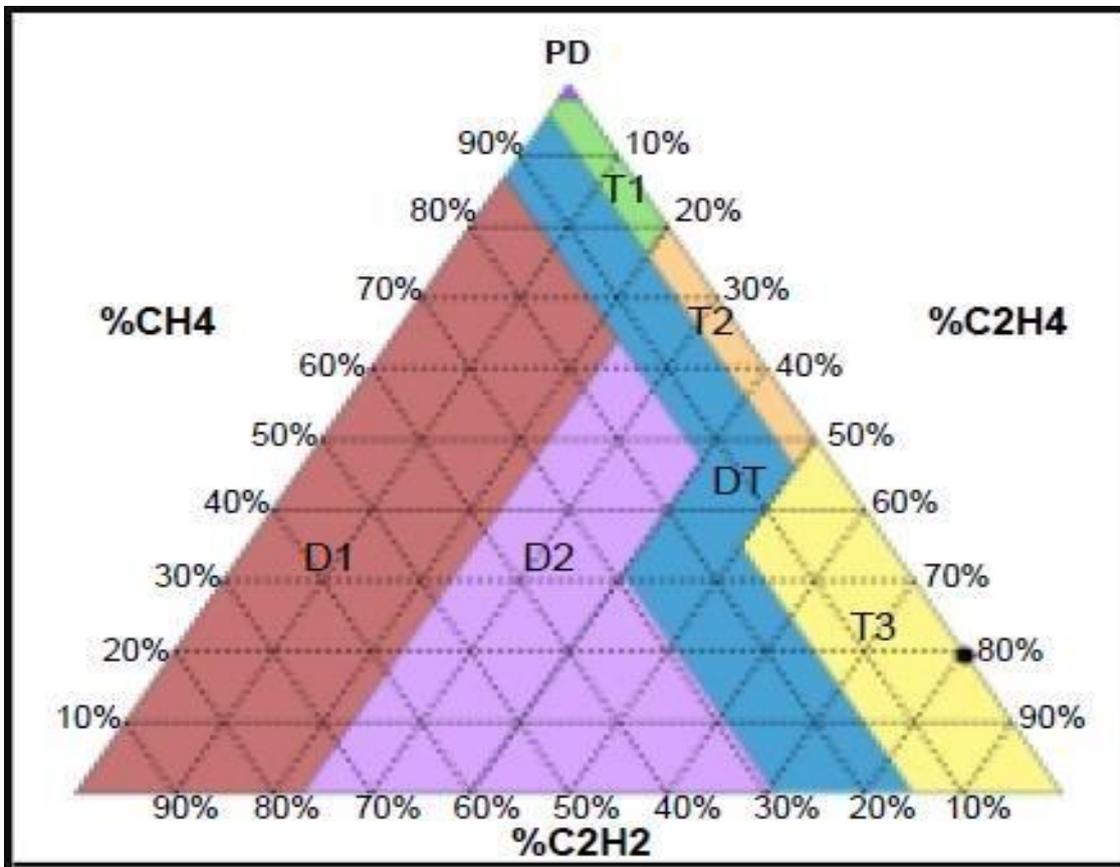
Vol = volumen total del aceite (m³).

M = masa total del aceite (kg).

δ = densidad del aceite (kg/m³).

Método de análisis de gases utilizado

Figura 2.31 Triángulo Duval



Fuente: Duval

En 1974, (DUVAL, 2014 pág. 109) utiliza tres de los seis gases empleados por Dornenburg para clasificar averías en transformadores, y concluye que el hidrógeno se difunde más rápido en el metal que los otros gases hidrocarburos, distorsionando el diagnóstico. (DUVAL, 2014)

Para la interpretación gráfica, Duval utiliza un triángulo equilátero compuesto por 3 vértices (CH_4 , C_2H_4 y C_2H_2). Esta técnica (Ecuación 3) propone un sistema de concentraciones en ppm (parte por millón).

$$\%C_2H_2 = 100 \frac{X}{X+Y+Z}$$

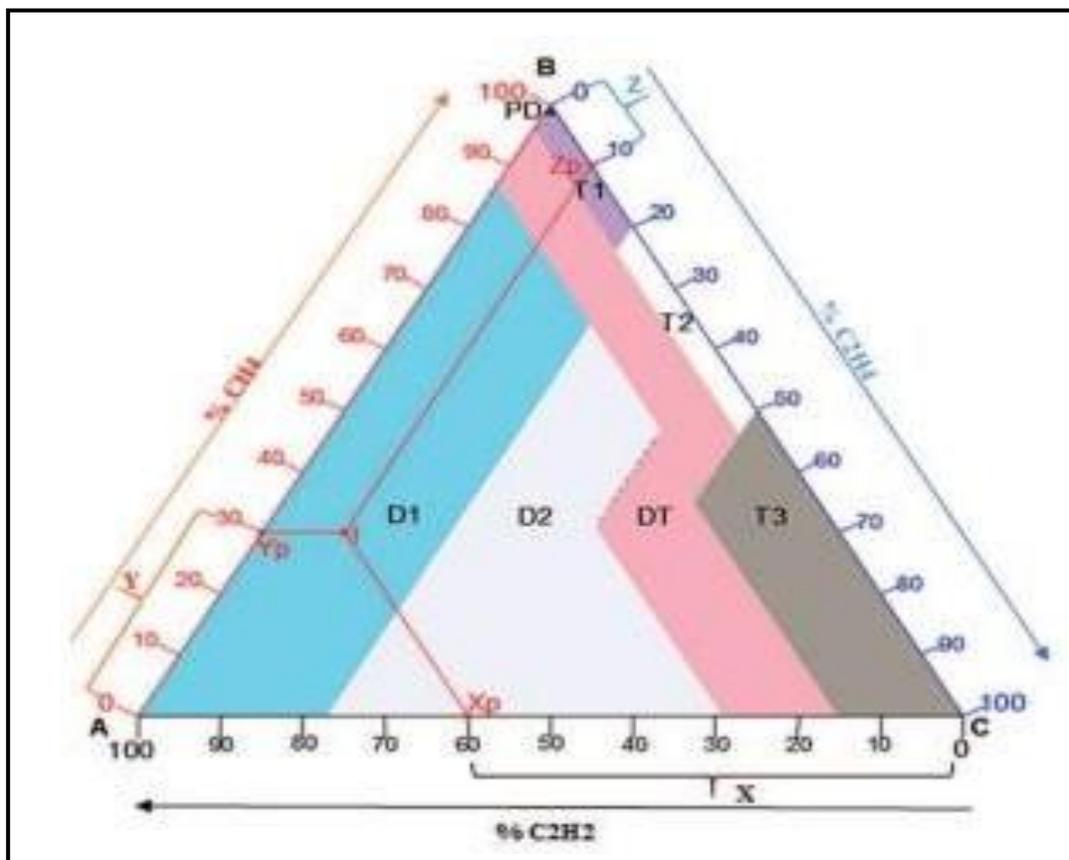
$$\%CH_4 = 100 \frac{Y}{X+Y+Z}$$

$$\%C_2H_4 = 100 \frac{Z}{X+Y+Z}$$

Siendo: X Concentración en ppm de CH₄, Y concentración en ppm de C₂H₄; Z concentración en ppm de C₂H₂.

A manera de ejemplo, en la Fig. 2 se ilustra la forma de detectar una avería en el transformador. Las concentraciones CH₄, C₂H₄ y C₂H₂ son los ejes coordenados del triángulo equilátero, donde se ha tomado X= X_p= 60 ppm, Y= Y_p= 30 ppm y Z= Z_p= 10 ppm. Se traza para X_p una recta paralela a BC; para Y_p, una recta paralela a CA, y para Z_p, una recta paralela a AB, siendo la intersección de estas rectas el punto de ubicación de la avería.

Figura 2.32 Puntos de avería o ubicación de fallas



Fuente: DUVAL

A partir de los casos analizados en laboratorio, Duval establece seis tipos de averías (PD, D1, D2, T1, T2, T3) detectables por el DGA (Tabla 4). Cuando el transformador se encuentra en servicio, la avería de T3 tiende a relacionarse con los puntos calientes en aceite, mientras que las averías T1 y T2, a puntos calientes en papel.

De acuerdo con el triángulo de Duval, en la Tabla 2.10 se establecen los valores límites en ppm de los gases combustibles presentes en cada tipo de avería.

Tabla 2.10 Diagnóstico de tipos de avería del triángulo de Duval 1

	Averías	Valores límites de gases Combustible en porcentaje
PD	Descargas parciales	CH ₄ = 98
D1	Descarga de baja energía	C ₂ H ₄ = 23 - C ₂ H ₂ = 13
D2	Descarga de alta energía	C ₂ H ₄ = 23 – 40 - C ₂ H ₂ = 13 ; 29
T1	Averías térmicas a T°<300°C	CH ₄ = 98 - C ₂ H ₄ = 20 - C ₂ H ₂ = 4
T2	Averías térmicas a T°300°<T°<700°C	C ₂ H ₄ = 20 - C ₂ H ₄ = 50 - C ₂ H ₂ = 4
T3	Averías térmicas a T°>700°C	C ₂ H ₄ = 50 - C ₂ H ₂ = 15
DT	Mezcla de averías térmicas y eléctricas	C ₂ H ₂ = 13; 4; 29;15 - C ₂ H ₄ =40, 50

Fuente: DUVAL

Análisis complementarios

- Azufre Corrosivo **ASTM D3612**
- Análisis de Furanos **ASTM D5837**
- Contenido de Inhibidor **ASTM D4768**
- Factor de Potencia 25°C **ASTM D924**
- Factor de Potencia 100°C **ASTM D924**
- Cromatografía de PCB's **ASTM D92**
- Contenido de Metales **ASTM-D6595**
- Viscosidad Cinemática a 40 y 100°C **ASTM-D445**

- (Arocloros: 1221, 1232, 1242, 1248, 1254 y 1260).

Gestión de mantenimiento

Tal como define en la norma europea (EN 13306, 2018), la moderna gestión de mantenimiento incluye todas aquellas actividades de gestión que determinan los objetivos o prioridades de mantenimiento (que se definen como las metas asignadas y aceptadas por la dirección del departamento de mantenimiento), las estrategias (definidas como los métodos de gestión. Lo anterior permitirá luego, en el día a día, implementar estas estrategias planificando, programando y controlando la ejecución del mantenimiento para su realización y mejora, teniendo siempre en cuenta aquellos aspectos económicos relevantes para la organización.⁶¹ (EN 13306, 2018)

Se puede demostrar, que, para la gestión eficaz y eficiente del mantenimiento, es posible conseguir los anteriores puntos entendiendo bien los dos siguientes aspectos: ⁶² (CRESPO, 2012 pág. 1)

- a) El proceso de gestión de mantenimiento, que tiene un curso de acción, es decir una serie de pasos a seguir y;
- b) El marco general de referencia para la gestión, es decir estructura básica de soporte constituida por una serie de herramientas que conforman un sistema básico, que es necesario para una gestión avanzada del mantenimiento.

⁶¹ EN 13306:2001, 2001. Maintenance Terminology. European Standard. CEN (European Committee for Standardization), Brussels.

⁶² CRESPO, Adolfo, 2012. *Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos*.

La Norma Europea EN 13306, Todas las actividades de la gestión que determinan los requisitos, los objetivos, las estrategias y las responsabilidades del mantenimiento y la implantación de dichas actividades por medios tales como la planificación del mantenimiento, el control de este y la mejora de las actividades de mantenimiento y las cuestiones económicas. (EN 13306, 2018 pág. 7)

Disponibilidad

La disponibilidad es la probabilidad, en el tiempo, de asegurar un servicio requerido. Hay autores que definen la disponibilidad como el porcentaje de equipos o sistemas útiles en un determinado momento, frente al parque total de equipos o sistemas.⁶³ (GONZÁLES, 2005 pág. 67)

Como la probabilidad de que una maquina o sistema esté preparada para producción en un periodo de tiempo determinado, o sea que no esté parada por averías o ajustes.

$$D = T_o / (T_o + T_p) \text{ [Disponibilidad]}$$

T_o = tiempo total de operación

T_p = tiempo total de parada.

La disponibilidad: $D = MUT / (MUT + MTTR)$

Donde:

MTBF (Mean Time Between Failures): Es el Tiempo promedio entre Fallas (no confundir con el MTTF (Tiempo promedio para fallar))

MTTR (Mean Time To Repair): Es el Tiempo Promedio para Reparar

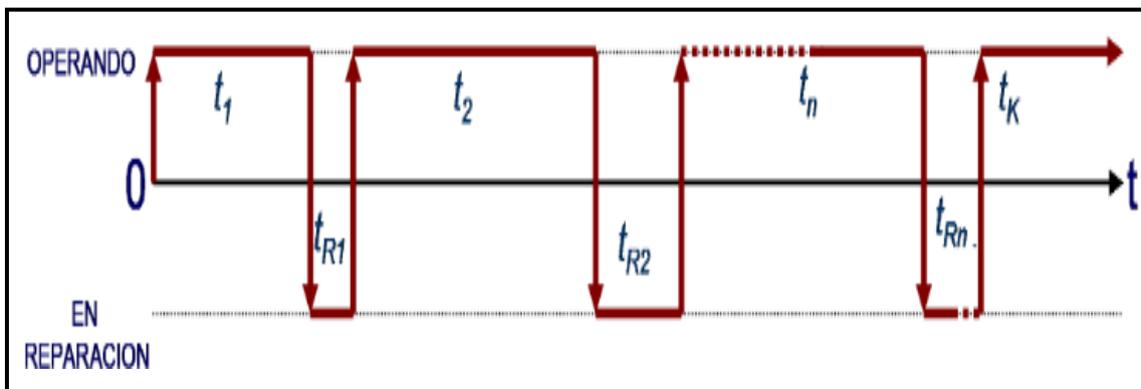
MUT (Mean Up Time): es Tiempo Promedio en Operación o Tiempo promedio para fallar (MTTF)

⁶³ **GONZALES, Javier. 2005**, Teoría y práctica de mantenimiento industrial avanzado. Madrid. Edición: Fundación CONFEMETAL. ISBN 84-96169-49-9

La disponibilidad es la probabilidad de que un activo realice la función asignada cuando se requiere de ella. La disponibilidad depende de cuán frecuente se producen los fallos en determinado tiempo y condiciones y de cuánto tiempo se requiere para corregir el fallo. (GONZÁLES, 2005 pág. 403)

La disponibilidad es un término probabilístico exclusivo de los “equipos reparables” que se define como la probabilidad de que el equipo esté operando (es decir que no esté en reparación) a un tiempo “t”. Para estimar la disponibilidad se requiere estimar la “tasa de falla $\lambda(t)$ ” y la “tasa de reparación $\mu(t)$ ”; es decir, se requiere analizar estadísticamente los tiempos para la falla, y los tiempos en reparación. Para un periodo de tiempo “t”.⁶⁴ (FUENTEMAYOR, 2018)

Figura 2.33 Diagrama de tiempo de operación y fuera de servicio.



Fuente: R2M

Según la Norma Europea EN 13306, Disponibilidad: Capacidad de un elemento de encontrarse en un estado para desarrollar una función requerida bajo unas condiciones determinadas en un instante dado o bien durante un intervalo de

⁶⁴ **FUENTEMAYOR, Edgar.** 2018. Análisis de Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad de un Sistema de Bombeo. [En línea] Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/analisis-de-confiabilidad-disponibilidad-y-un-sistema-edgar> [Consultado: 28 de enero de 2019].

tiempo determinado, asumiendo que se proveen los recursos externos requeridos.⁶⁵ (EN 13306, 2018 pág. 10).

Según el Estándar ISO/DIS 14224 – 2004: Disponibilidad: Es la capacidad de un activo o componente para estar en un estado (arriba) para realizar una función requerida bajo condiciones dadas en un instante dado de tiempo o durante un determinado intervalo de tiempo, asumiendo que los recursos externos necesarios se han proporcionado.⁶⁶ (ISO, 2004).

Confiabilidad

Según ISO14224, Confiabilidad es la "capacidad de un ítem para realizar una función requerida bajo condiciones dadas durante un intervalo de tiempo dado". También añade que "puede definirse como una probabilidad" o " la capacidad de realizar lo requerido sin fallas" (ver imagen con definición abajo) (ISO, 2004 pág. 30).

Nota 1 a la entrada: el término “Confiabilidad” es también utilizando como una medida de desempeño y también puede definirse como una probabilidad; Véase ISO/TR 12489:2013,3.1.8

Nota 2 a la entrada: véase también Anexo C.

⁶⁵ **UNE-EN 13306.** 2018. Mantenimiento. Terminología del mantenimiento. [En línea] Disponible en: <https://www.une.org/encuentra-tu-norma/busca-tu-norma/norma?c=N0060338> [Consultado: 28 de enero de 2019]

⁶⁶ **ISO 14224- 2004.** Mantenimiento Basado en Condición ayuda a mejorar: ¿Confiabilidad, Disponibilidad o Mantenibilidad? [En línea] Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/el-mantenimiento-basado-en-condici%C3%B3n-ayuda-mejorar-o-carlos-j-?trk=pulse-article> [Consulta: 29 de enero de 2019].

Nota 3 a la entrada: IEC 60050-192:2015,192-01-24 “la capacidad de realizar lo requerido sin fallas, durante un intervalo de tiempo dado, bajo condiciones dadas

Nota 4 a la entrada: los ejemplos de datos específicos de equipos en anexo A en lista las condiciones operativas y técnicas que se pueden causar diferencias en el desempeño de confiabilidad del equipo.

De acuerdo con esto, para aumentar la Confiabilidad debemos aumentar la capacidad de un ítem (sistema o equipo) para que **siga realizando su función**, o disminuir su **probabilidad de falla**, o aumentar su capacidad para **realizar lo requerido sin fallas**.

Según el Estándar ISO/DIS 14224 – 2004: Confiabilidad: Es la capacidad de un activo o componente para realizar una función requerida bajo condiciones dadas para un intervalo de tiempo dado⁶⁷ (ISO, 2004).

La confiabilidad: $C = \text{MTBF}/(\text{MTBF}+\text{MTTR})$

Donde:

MTBF (Mean Time Between Failures): Es el Tiempo promedio entre Fallas (no confundir con el MTTF (Tiempo promedio para fallar)

MTTR (Mean Time To Repair): Es el Tiempo Promedio para Reparar

MUT (Mean Up Time): es Tiempo Promedio en Operación o Tiempo promedio para fallar (MTTF)

⁶⁷ **ISO 14224- 2004.** Mantenimiento Basado en Condición ayuda a mejorar: ¿Confiabilidad, Disponibilidad o Mantenibilidad? [En línea] Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/el-mantenimiento-basado-en-condici%C3%B3n-ayuda-mejorar-o-carlos-j-?trk=pulse-article> [Consulta: 29 de enero de 2019].

Mantenimiento

El mantenimiento basado en las condiciones (CBM) utiliza equipos de diagnóstico para supervisar y diagnosticar las condiciones de las maquinas móviles, de forma continua o intermitente durante la operación y en inspección durante la marcha (verificando la condición del equipo estático y comprobando las señales de cambio con técnicas de inspección no destructivas). Como implica su nombre, el mantenimiento basado en condiciones se pone en marcha en fusión de las condiciones reales del equipo en vez de por el transcurso de un determinado lapso.⁶⁸ (SUSUKI, 2017 pág. 149)

La Norma Europea EN 13306 “Terminología del Mantenimiento” incluye aproximadamente un centenar términos genéricos usados en todos los tipos de mantenimiento y en la gestión del mantenimiento; sin embargo, no hay duda de que 3 de estos términos son fundamentales: Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad. Evidentemente estos conceptos son y seguirán siendo fundamentales para el control y evaluación de la gestión de mantenimiento en cualquier parte del mundo, precisamente por eso estos términos constituyen a la vez 3 de los 6 “indicadores de clase mundial” (EN 13306, 2018)

Mantenibilidad

La capacidad de un ítem, bajo condiciones determinadas, de mantenerse en o restaurarse a un estado en el que es capaz de cumplir su función, en un periodo de tiempo determinado, cuando el mantenimiento se realiza bajo condiciones

⁶⁸ **SUSUKI, Tokutaro.** 2017. TPM en Industria de Proceso. 1º Ed. Madrid: Editorial Routledge, ISBN.84-87022-18-9

predeterminadas y mediante procedimientos y medios específicos.⁶⁹ (EN 13306, 2018 pág. 9)

Medición de la capacidad de un ítem de mantenerse en o restaurarse a las condiciones específicas, cuando el mantenimiento se realiza por personal con un nivel de competencia determinado y mediante el uso de procedimientos y recursos predeterminados, a través de todos los niveles predeterminados de mantenimiento y reparación.⁷⁰ (ISO, 2004)

Mantenibilidad es definida por la ISO/DIS 14224, como la capacidad (o probabilidad si hablamos en términos estadísticos), bajo condiciones dadas, que tiene un activo o componente de ser mantenido o restaurado en un periodo de tiempo dado a un estado donde sea capaz de realizar su función original nuevamente, cuando el mantenimiento ha sido realizado bajo condiciones prescritas, con procedimientos y medios adecuados.⁷¹ (SANCHEZ, 2011)

La ecuación clásica de la Mantenibilidad es:

$$M(t) = 1 - e^{-(\mu t)}$$

⁶⁹ **UNE-EN 13306.** 2018. Mantenimiento Terminología del mantenimiento. UNE [En línea] Disponible en: www.une.org. [Consulta: 29 de enero de 2019]

⁷⁰ **ISO 14224- 2004.** Mantenimiento Basado en Condición ayuda a mejorar: ¿Confiabilidad, Disponibilidad o Mantenibilidad? [En línea] Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/el-mantenimiento-basado-en-condici%C3%B3n-ayuda-mejorar-o-carlos-j-?trk=pulse-article> [Consulta: 29 de enero de 2019].

⁷¹ **SANCHEZ, Alfonso.** 2019. Fiabilidad, Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad, definiciones parecidas, pero conceptos muy diferentes. [En línea] en: <https://es.linkedin.com/pulse/fiabilidad-confiabilidad-disponibilidad-y-parecidas-s%C3%A1nchez-berra> [Consulta: 23 de enero de 2019].

Cuando μ o rata de reparación es constante.

El MTTR (Mean Time To Repair) es el tiempo promedio para reparar un componente cuando éste falla, y es otro de los 6 indicadores de clase mundial.

Podemos definir la rata de reparación (μ) en función del MTTR como:

$$\mu = 1/\text{MTTR}$$

Mantenimiento Predictivo

Es una estrategia de mantenimiento basada en detectar patrones de fallo o anomalías de forma temprana y basada en técnicas de predicción. Esto ayuda a maximizar el tiempo de actividad de los dispositivos e instalaciones, mejora la calidad y los procesos de la cadena de suministro y reduce el costo de mantenimiento.⁷² (ESCAÑO , y otros, 2019 pág. 172)

El Mantenimiento Predictivo se basa en la utilización de equipos de diagnóstico y modernas técnicas de procesamiento de señales que evalúan las condiciones del equipo durante la operación y determina cuando se precisa mantenimiento. Es un mantenimiento de alta fiabilidad basado en las condiciones reales del equipo y no en periodos de tiempo. También en este tipo de mantenimiento colaborando conjuntamente el departamento de producción, mediante inspecciones y test diarios, y el departamento de mantenimiento, utilizando técnicas complejas de mantenimiento y supervisando continuamente cualquier cambio en el estado del equipo.⁷³ (CUATRECASAS, y otros, 2010 pág. 193)

⁷² **ESCAÑO, Juan, NUEVO Juan, GARCIA Antonio y CABALLERO Javier.** 2019. Integración de sistemas de automatización industrial. 1.º edición. Madrid. Ediciones Parainfo SA. ISBN 978-84-283-4228-5.

⁷³ **CUATRECASAS Lluís y TORRELL Francesca.** 2010 TPM en un entorno lean management estrategia competitiva. Editorial Profit. ISBN 9788415330172.

Mantenimiento Basado en Condición

El Mantenimiento basado en condiciones es un Mantenimiento preventivo cuyo objetivo es la evaluación de la condición física del sistema. (ISO, 2004)

Mantenimiento basado en condiciones Mantenimiento preventivo basado en la evaluación de la condición física.

Nota 1 a la entrada: la evaluación de condiciones se puede realizar mediante la observación del operador, conducida de acuerdo al programa o mediante el monitoreo de condiciones de parámetros de sistema.⁷⁴ (IEC 60050-192:2015,192-06-07)

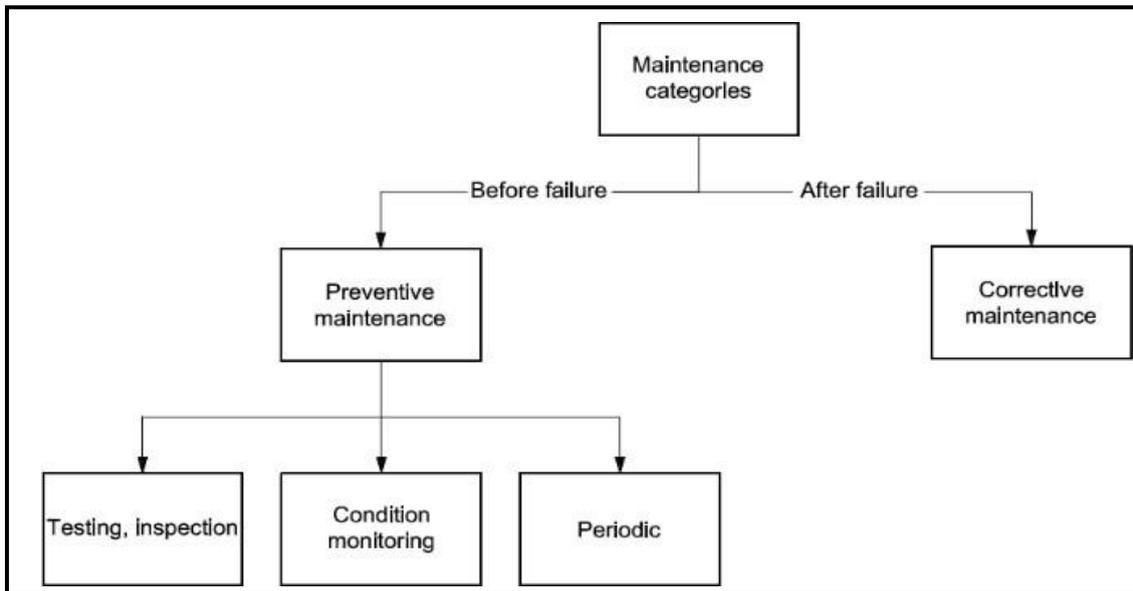
indica que es un mantenimiento preventivo lo cual indica que es realizado antes de que se presente una falla (ver imagen con Categorías de Mantenimiento), sin embargo, nótese también que gira en torno a evaluar la condición física del sistema para que, cuando dicha condición no sea la adecuada, se genere un mantenimiento correctivo después de que inició la falla (ver imagen con Categorías de Mantenimiento).

Con esto en mente, veamos qué es Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad para saber cuáles de estos indicadores son afectados por el Mantenimiento Basado en Condición.⁷⁵ (ISO, 2004)

⁷⁴ **IEC 60050-192:2015.** International Electrotechnical Vocabulary (IEV) - Part 192: Dependability. [En línea] Disponible en: <https://webstore.iec.ch/publication/21886>. [Consulta: 29 de enero de 2019].

⁷⁵ **ISO 14224- 2004.** Mantenimiento Basado en Condición ayuda a mejorar: ¿Confiabilidad, Disponibilidad o Mantenibilidad? [En línea] Disponible en: <https://es.linkedin.com/pulse/el-mantenimiento-basado-en-condici%C3%B3n-ayuda-mejorar-o-carlos-j-?trk=pulse-article> [Consulta: 29 de enero de 2019].

Figura 2.34 Mantenimiento basado en la condición



Fuente: ISO14224

Indicador de Fiabilidad

Según la Norma Europea EN 13306: Fiabilidad: Capacidad de un elemento de desarrollar una función requerida bajo unas condiciones dadas durante un intervalo de tiempo determinado.⁷⁶ (EN 13306, 2018)

Mantenimiento de fiabilidad (FM)

Como variante adicional del mantenimiento preventivo, podemos considerar también el mantenimiento de finalidad. Se trata de una variante de gestión del mantenimiento que determina las acciones necesarias para asegurar que el equipo o componente funcione de la forma prevista en su entorno operativo actual. Es un concepto ampliamente y aplicado en el campo de la aviación civil en EE.UU. en este país esta técnica se determina ECM: Reability Centered Maintenance

⁷⁶ EN 13306: 2001. Maintenance Terminology. European Standard. CEN (European Committee for Standardization), Brussels.

“mantenimiento centrado en la fiabilidad”.⁷⁷ (CUATRECASAS, y otros, 2010 pág. 193).

Tabla 2.11 Evalúa cada falla en cada componente de transformador de potencia.

Componente	Función	Modo de falla	Causas de falla
Bushings.	Conectar devanados a la línea.	Cortocircuito.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Contaminación externa. ✓ Ingreso de agua. ✓ Sabotaje.
Núcleo.	Dirigir el campo magnético.	Perdida de eficiencia.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Magnetización de DC.
Aislamiento solido (Celulosa).	Aislar los devanados.	No aísla.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Sobrecarga. ✓ Baja calidad de aceite.
Aislamiento Líquido (Aceite).	Aislar y enfriar la parte activa.	Sobrecalentamiento contaminación.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Baja calidad de aceite. ✓ Envejecimiento. ✓ Cortocircuito.
Tanque.	Encapsular transformador proteger la parte activa.	Fugas de aceite.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Corrosión. ✓ Mala manipulación.
Selector de Taps.	Regular el nivel de voltaje.	No puede cambiar el nivel de voltaje.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Desgaste.
Devanados.	Conducir corriente.	Cortocircuitos.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Sobre voltaje transitorio. ✓ Puntos calientes. ✓ Movimiento de conductores de bobinados.
Sistema de enfriamiento.	Enfriar la parte activa.	Elevación de temperatura.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Descargas.

Fuente: CONENHUA

2.3 Conceptual

El presente trabajo de investigación se compone de una variable independiente es el generar información para alargar la vida útil del transformador de potencia variable independiente mejorar de la disponibilidad mecánica eléctrica y térmica del equipo.

⁷⁷ **CUATRECASAS Lluis y TORRELL Francesca. 2010 TPM en un entorno lean management estrategia competitiva.** Editorial Profit. ISBN 9788415330172.

Generar información para alargar la vida útil del transformador de potencia Es un tema de asignar un tiempo solo necesario para realizar información, análisis de datos y distribuir la asignación de tareas de mantenimiento preventivo acorde con los protocolos de mantenimiento de fabricante y el manejo técnico adecuado que no de riesgos de perder la garantía.

Mejora de la disponibilidad mecánica, eléctrica y térmica cuando se tiene mejora en la disponibilidad hay un mejor desarrollo de las actividades de explotación minera programadas, decir, si hay disponibilidad se cumple con las metas previstas.

Definición de los términos básicos.

Absorber. -Sustancia que ejerce atracción sobre un fluido con el que está en contacto, de modo que las moléculas de este penetren en aquella.

Aceite nafténico.- Aceite mineral aislante derivado de petróleos crudos que presenta poco contenido de ceras y tiene un punto bajo de descongelación.

Aceite no inhibido.- Aceite mineral aislante que no contiene ningún antioxidante pero que podría contener otros aditivos.

Aceite parafínico.- Aceite mineral aislante derivado de petróleos crudos con contenido de ceras.

Adsorber.- Atraer y retener en la superficie de un cuerpo moléculas o iones de otro cuerpo

Arqueo.- También llamado arco eléctrico o arco voltaico y corresponde a una descarga eléctrica continua que genera luz y calor intensos, formada entre dos electrodos dentro de una atmósfera de gas a baja presión o al aire libre.

Calorimetría. - Medida del calor que se desprende o se absorbe en los procesos físicos, químicos o biológicos.

Contaminante. - Sustancia o material extraño presente en un aislante líquido o gaseoso que, generalmente, tiene un efecto deletéreo sobre una o más propiedades.

Contenido en gas. - Volumen de gas disuelto en la unidad de volumen de un aislante líquido, generalmente expresado en porcentaje.

Cromatografía. - Método de análisis químico para la separación de los componentes de una mezcla por distribución entre dos fases, una estacionaria y otra móvil, que en un principio se utilizó para separar sustancias coloreadas.

Devanado. - Bobina formada con conductor eléctrico tipo alambre.

Efecto corona. - Descargas parciales en un gas alrededor de un conductor desnudo o ligeramente aislado que crea un campo altamente divergente alejado de otros conductores. El efecto corona generalmente produce luz y ruido

Grado de polimerización. - Es el valor medio del número de unidades monoméricas en las moléculas de un polímero.

Hidrófilo.- Absorbe el agua con gran facilidad.

Hidrogenación.- Proceso por el que se adiciona hidrógeno a compuestos orgánicos no saturados.

Índice de color.- Valor numérico obtenido al comparar una muestra líquida con una serie de estándares de color numerados con luz transmitida y en condiciones normalizadas.

Índice de neutralización.- Número de miligramos de hidróxido de potasio (KOH) necesario para neutralizar los componentes ácidos en un gramo del producto, en condiciones normalizadas.

Inhibidor.- Sustancia que, utilizada en poca cantidad, impide una reacción química.

Sobrecalentamiento.- Calentamiento excesivo de un aparato, motor o dispositivo, que puede producir su deterioro o avería.

Soluble.- Que se puede disolver o desleír.

Pirolisis.- Descomposición de un compuesto químico por acción del calor.

Papel celulósico.- Papel fabricado con fibras de celulosa

Papel Kraft.- Papel hecho con una pulpa de alta resistencia mecánica, fabricado con madera blanda mediante un proceso de sulfatación.

Policlorobifenilos.- PCB Aislante líquido formado por una mezcla de compuestos isoméricos homólogos, que se obtiene al mezclar por lo menos dos átomos de hidrógeno por los átomos de cloro en la molécula de bifenil.

Punto de rocío.- Temperatura en la cual el vapor de agua de un aislante gaseoso empieza a condensarse en forma de líquido o escarcha, en condiciones normalizadas.

Saturación.- Acción de añadir una sustancia a un disolvente hasta que este no admita mayor concentración de ella.

Sobretensión.- Es todo aumento de tensión capaz de poner en peligro el material o el buen servicio de una instalación eléctrica.

Gases Disueltos.- La detección de una condición anormal requiere de una evaluación de la concentración del gas generado y de la tendencia de generación. La cantidad de cada gas, con respecto al volumen total de la muestra, indica el tipo de falla que está en proceso.

Potencia.- Potencia es la velocidad a la que se consume la energía. Si la energía fuese un líquido, la potencia sería los litros por segundo que vierte el depósito que lo contiene. La potencia se mide en joule por segundo (J/seg) y se representa con la letra "P".

Mantenimiento.- Son una serie de acciones que se toman y técnicas que se aplican con el objetivo de detectar posibles fallas y defectos de maquinaria en las etapas incipientes para evitar que estos fallos se manifiesten en uno más grande durante su funcionamiento, evitando que ocasionen paros de emergencia y tiempos muertos, causando impacto financiero negativo. Su misión es conservar un nivel de servicio determinado en los equipos programando las revisiones en el momento más oportuno. Suele tener un carácter sistemático, es decir, se interviene, aunque el equipo no haya dado ningún síntoma de tener problemas.

Transformador.- Se denomina transformador a un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia. La potencia que ingresa al equipo, en el caso de un transformador ideal (esto es, sin pérdidas), es igual a la que se obtiene a la salida. Las máquinas reales presentan un pequeño porcentaje de pérdidas, dependiendo de su diseño y tamaño, entre otros factores.

El transformador.- Es un dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética. Está constituido por dos bobinas de material conductor, devanadas sobre un núcleo cerrado de material ferromagnético, pero aisladas entre sí eléctricamente. La única conexión entre las bobinas la constituye el flujo magnético común que se establece en el núcleo. El núcleo,

generalmente, es fabricado bien sea de hierro o de láminas apiladas de acero eléctrico, aleación apropiada para optimizar el flujo magnético. Las bobinas o devanados se denominan primario y secundario según correspondan a la entrada o salida del sistema en cuestión, respectivamente. También existen transformadores con más devanados; en este caso, puede existir un devanado.

Mantenimiento Predictivo, Proactivo o de Inspección. - Es el conjunto de labores o actividades que se ejecutan, basadas generalmente en los cinco sentidos humanos, de manera rutinaria o específica para garantizar la operatividad de las edificaciones, sistemas, instalaciones, equipos, etc., como soporte de las actividades de mantenimiento Preventivo. Generalmente este tipo de mantenimiento se realiza (Inspecciones) cuando se detecta algo anormal basado en sonidos, olores, presentación visual o el tacto (temperatura o deformaciones), así como por las visitas o revisiones aleatorias realizadas por el personal técnico de la organización.

III. HIPÓTESIS Y VARIABLES.

3.1 Hipótesis General y específica.

Hipótesis General

HG.- La Gestión de Mantenimiento Predictivo, usando técnicas complementarias, mejora la disponibilidad del transformador de potencia.

Hipótesis Específica.

HE1.- La Gestión del Mantenimiento Predictivo utilizando Análisis de Gases Disueltos, mejora la disponibilidad del transformador de potencia.

HE2.- La Gestión del Mantenimiento Predictivo utilizando Análisis Termográfico, reduce los costos de operación y mantenimiento del transformador de potencia.

Definición conceptual de las variables.

Variable Independiente. - Gestión de mantenimiento predictivo: el mantenimiento predictivo es un tipo de mantenimiento el cual se aplica con el objetivo de conocer y monitorear el estado de los equipos más indispensables de la compañía, con el fin de saber su estado actual de funcionamiento, analizando el cambio de sus variables DGA.

Reducción del tiempo de parada al conocer exactamente que órgano es el que falla, seguimiento a la evolución de un defecto en el tiempo, optimizando a la gestión del personal de mantenimiento, verificación de la condición de estado y monitoreo en tiempo real de la máquina, tanto la que se realiza en forma periódica como la que se hace de carácter eventual, ejecución de un registro, definición de los límites de tendencia relativos a los tiempos de falla o de aparición de condiciones no estándares etc. (Mora, 2009)

Variable Dependiente- Disponibilidad: Se menciona a la disponibilidad como la capacidad que posee un equipo cuando se requiere en un determinado momento, con respecto a las condiciones de la utilización y reparación especificadas, así lo describe Torres (2005, p.186). para el cálculo se considera la disponibilidad del equipo (Horas) y tasa de fallas como equipo (Número de veces)

“Probabilidad de estar en uso un dispositivo, equipo o sistema en un instante de tiempo dado” (Acuña, 2003, p.16)

Variable Dependiente: Y = Disponibilidad del transformador de potencia en la subestación Cajamarca Norte.

Dimensiones

- Disponibilidad de equipos
- Costos de operación y mantenimiento

Variable Independiente: X = Gestión de Mantenimiento predictivo para transformador de potencia Subestación Cajamarca Norte.

Dimensiones

- Análisis de gases Disueltos.
- Análisis Termográfico.

3.2.1. Operacionalización de las variables.

Variable independiente	Dimensiones	Indicadores	Índices	Método	Técnica	Instrumento
	Análisis de Gases Disueltos en los transformadores	Concentración de gases en partes por millón	Estadístico	Cuantitativo	Observación	Protocolo
	Análisis Termogáfico	Variación de la temperatura, respecto al valor referencial.				
Variable dependiente	Dimensiones	Indicadores	Índices	Método	Técnica	Instrumento
Disponibilidad	Disponibilidad de equipos	Disponibilidad	Estadístico	Cuantitativo	Observación	Protocolo
	Costo de Operación y Mantenimiento	Costo de operación y mantenimiento anual.		Cuantitativo	Observación	Protocolo

Elaboración Propia

IV. DISEÑO METODOLOGICO

4.1. Tipo y diseño de investigación

El presente trabajo de investigación es de tipo aplicada.

El tipo de investigación fue aplicada porque se buscó resolver determinados problemas y encontrar respuestas a preguntas específicas. En otras palabras, el énfasis de la investigación aplicada es la resolución práctica de problemas.

Carrasco, define la investigación aplicada de la siguiente manera: “es la que se diferencia porque conlleva consigo propósitos prácticos inmediatos bien establecidos, lo que significa que investiga para actuar, transformar, modificar o generar cambios para un sector determinado de la realidad” (2007, p. 43).

Según Hernández, Fernández y Baptista, los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades y características ya sea de un determinado objeto, individuo, proceso, comunidad o cualquier otro elemento que pueda ser sometido a un análisis (2007, p. 81).

Diseño No experimental de corte longitudinal. La investigación no experimental es aquella que se realiza sin manipular deliberadamente variables. Es decir, es investigación donde no hacemos variar intencionalmente las variables independientes. Lo que hacemos en la investigación no experimental es observar fenómenos tal y como se dan en su contexto natural, para después analizarlos. Como señala Kerlinger (1979, p. 116).

Según Carrasco, la investigación longitudinal es la que se enfoca en realizar mediciones continuas o repetidas de un determinado fenómeno durante un periodo de tiempo prolongado, esta puede durar años o décadas ya que por lo general son de naturaleza observacional (2007, p.56).

4.2. Método de investigación

La investigación desarrollada en el presente trabajo de investigación se utilizó el método cuantitativo.

Carrasco lo define como: “un procedimiento que se basa en la utilización de los números para analizar, investigar y comprobar tanto información como datos” (2007, p. 269).

4.3 Población y muestra

La población está integrada 05 transformador de potencia, para realizar el correspondiente análisis de gases disueltos en aceite dieléctrico (DGA) de la empresa Consorcio Energético de Huancavelica S.A.

4.4 Lugar de estudio y periodo desarrollado

La presente investigación se realiza en base de datos recopilados esta Pertenece a la empresa “Consorcio Energético de Huancavelica S.A” en las unidades operativas de Cajamarca, Uchucchacua La presente investigación se realiza en base de datos recopilados esta pertenece a la empresa

4.4 Técnicas e instrumentos para la recolección de la información

Para la realizar la propuesta de mejora del plan de mantenimiento predictivo se deberá utilizar la técnica con los resultados de muestras de análisis de aceite **Físico químico y Cromatográfico (DGA),**
Análisis Cromatográfico

- Hidrogeno (H₂)
- Metano (CH₄)
- Etano (C₂H₆)
- Etileno (C₂H₄)
- Acetileno (C₂H₂)
- Monóxido de Carbono (CO)
- Dióxido de Carbono (CO₂)
- Oxígeno (O₂)
- Nitrógeno (N₂)

4.5. Técnicas Instrumento de recolección de datos:

- a) Se realizará la recolección de datos mediante de los protocolos de aceite mediante la muestra de aceites de transformador de potencia. Análisis de gases disueltos (DGA).
- b) Técnicas complementarias método triangulo duval, Roger, Durberger
- c) Software estadístico SPSS o MINITAB

4.6 Análisis y procesamiento de datos.

Las técnicas y el análisis de gases disueltos, Método de Doernenburg, Método de Roger y Triangulo Duval aplicables al mantenimiento predictivo de transformadores.

Para ello se ha seleccionado el software estadístico Microsoft Excel 2016 y SPSS, el cual nos permitirá procesar los datos ingresados, para luego obtener tablas de distribución de frecuencias, gráficos estadísticos y otros resultados que nos servirán para ser analizados y llegar a una conclusión.

Asimismo, se presenta el formato de tablas que mide el nivel de criticidad de cada componente del transformador de potencia en el tiempo para poder encontrar la muestra.

V. RESULTADOS

5.1 Resultados Descriptivos

INDICADOR DE DISPONIBILIDAD DE EQUIPO

Tabla 5.1.1 Costo de operación y mantenimiento por disponibilidad

Ítem	Año	Costo Total OyM S/.	Disponibilidad (%)	INDICE Σ Horas	Costo Total OyM S/.	Disponibilidad (%)	INDICE Σ Horas
			Cajamarca			Uchucchacua	
1	2001	77,000.00	99.7	25	7,500	99.863	12
2	2002	34,125.00	99.9	12	7,500	99.795	18
3	2003	21,048.25	99.9	12	7,500	99.863	12
4	2004	22,672.68	99.7	22	7,500	99.863	12
5	2005	29,003.35	99.8	18	15,750	99.795	18
6	2006	23,395.83	99.9	6	7,500	99.863	12
7	2007	26,506.22	99.7	25	7,500	99.863	12
8	2008	39,051.26	99.7	24	16,250	99.817	16
9	2009	26,058.35	99.8	20	7,500	99.863	12
10	2010	29,165.62	99.8	22	7,500	99.863	12
11	2011	54,872.04	99.8	22	17,255	99.817	16
12	2012	30,787.45	99.8	23	7,500	99.863	12
13	2013	33,582.68	99.8	25	7,500	99.863	12
14	2014	53,189.64	99.8	28	7,500	99.863	12
15	2015	265201.00	97.9	181	18,950	99.817	16

Fuente: CONENHUA

Interpretación

La tabla muestra, costos de Operación y Mantenimiento desde la puesta en servicio del año 2001 del transformador de potencia como se vio afectada directamente por mantener la disponibilidad del equipo entre 99.7-99.9% antes de OVER HOULD tenía un costo total de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de **S/. 765,659** casi a un precio valor de la nave, con un incremento en las horas de indisponibilidad del equipo cada año

Estadísticas descriptivas (Pre evento)

Tabla 5.1.2 Disponibilidad de equipo

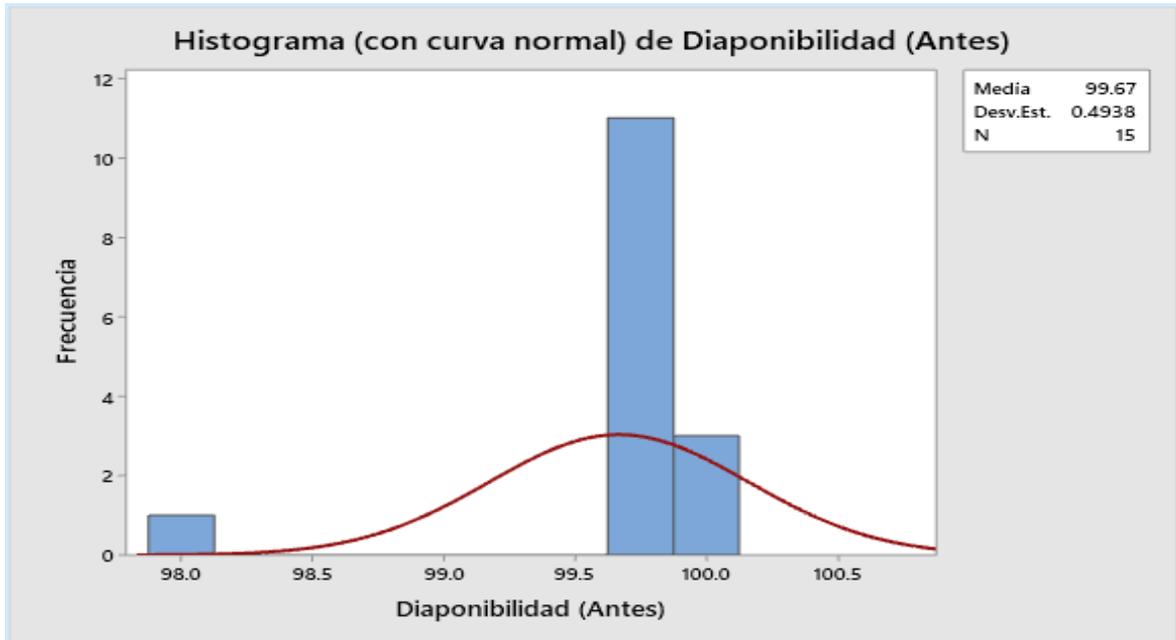
Variable	N	N*	Media	Error estándar de la media	Desv.Est.	Varianza	Mínimo
Disponibilidad (Antes)	15	0	99.667	0.127	0.494	0.244	97.900

Fuente: CONENHUA

Interpretación

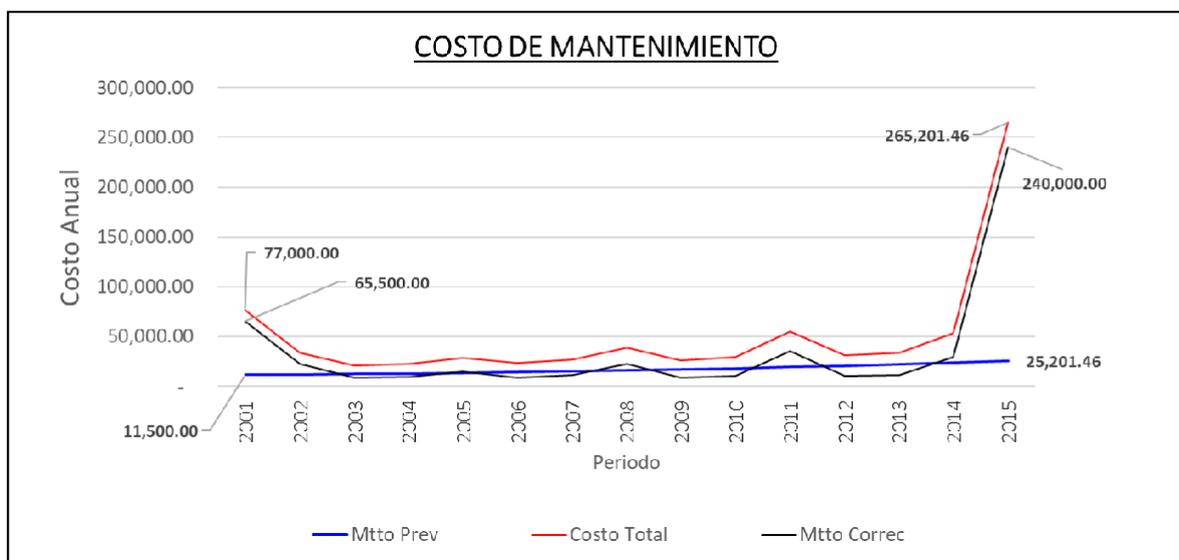
La Disponibilidad de equipos, antes de la mejora desde el año 2003 al 2015 tiene resultado de media de 99.667% promedio de disponibilidad del equipo durante los 12 años, muy por debajo de la disponibilidad estándar 99.86% requerida por COES, en el resultado observamos una desviación estándar entre 0.4938.

Gráfico 5.1.1 Disponibilidad de equipo (antes)



Fuente: Elaboración Propia

Gráfico 5.1.2 Costo de OYM años 2001 a 2015



Fuente: Elaboración Propia

Interpretación

La tabla muestra una tendencia de incremento de costos de operación y mantenimiento en el año 2015, un gasto de 4.9 veces el gasto de OyM S/. 265,201.46 soles en actividades de mantenimiento correctivo, realizado una parada de 450 horas/año

Estadísticas descriptivas (Pre evento)

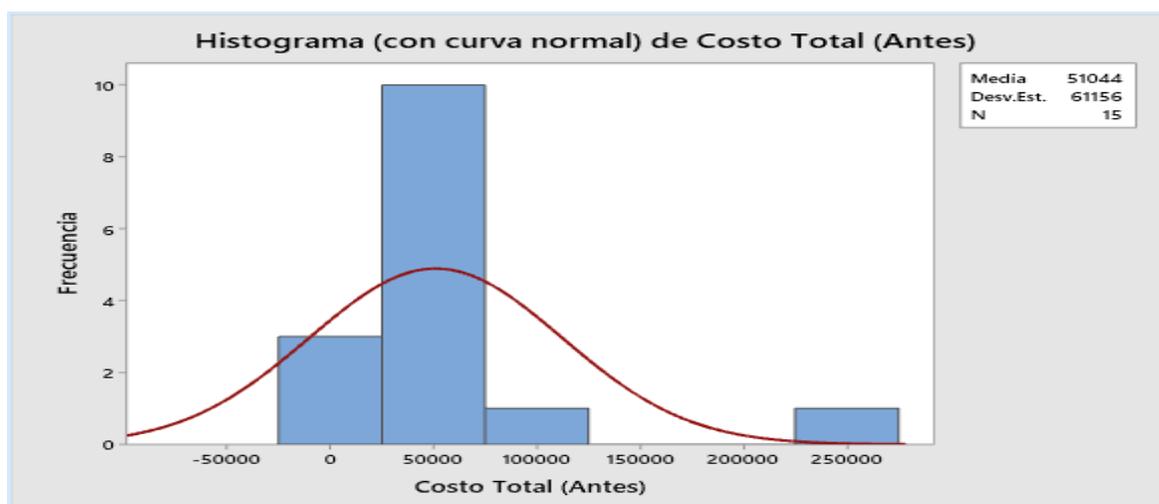
Tabla 5.1.3 Costo de operación y mantenimiento

Variable	N	N*	Media	Error estándar de la media	Desv.Est.	Varianza	Mínimo	Q1
Costo Total OyM (Antes)	15	0	51044	15791	61156	3740102384	21048	26058

Fuente: CONENHUA

Los costos antes de la mejora tienen muestra desde el año 2003 al 2015 los gastos fueron comportándose media de 51,044 promedio de gastos realizados durante los 12 años, el costo estándar 37,500 (incluye los gastos de operación y mantenimiento y gastos de depreciación del activo) en el resultado observamos un excedente de 136% más, con una desviación del costo estándar de 61,156

Gráfico 6.1.3 Costo OYM 2003 Al 2015



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5.1.4 Costo vs disponibilidad desde 2016 al 2019

Ítem	Año	Costo Total OyM S/.	Disponibilidad (%)	INDICE Σ Horas	Costo Total OyM S/.	Disponibilidad (horas)	INDICE Σ Horas
1	2016	32,207.16	0.985	12	7,500	99.90	8
2	2017	32,687.38	0.980	10	7,500	99.90	8
3	2018	34,231.93	0.990	8	7,500	99.90	8
4	2019	35,905.61	0.990	8	22,500	99.90	8

Fuente: CONENHUA

Interpretación

La tabla muestra, costos de Operación y Mantenimiento **S/. 32,207 soles/anuales** después del después de OVER HOULD (2016), seguimos controlando todas las naves con la misma gestión de mantenimiento predictivo, preventivo manteniendo, la indisponibilidad del equipo es cada año 99.9% **S/. 765,659**

Grafica 5.1.4 Tendencia costo de OYM año 2016 a 2030,



Fuente: Elaboración propia

Interpretación

Disponibilidad después (Postest) de la implementación del nuevo modelo de Gestión de Mantenimiento **a)** términos de referencia (TdR), **b)** análisis de criticidad de los componentes del equipo, **c)** técnicas complementarias para análisis de DGA,

d) se considera realizar un OVER HOLD para alargar la vida útil del transformador de potencia, con el fin de reducir los costos y horas por mantenimiento 8 horas/año, costos operación y mantenimiento promedio por año de S/33,758.02 y el riesgo operacional

Tabla 5.1.5 Estadísticas descriptivas (Post Evento)

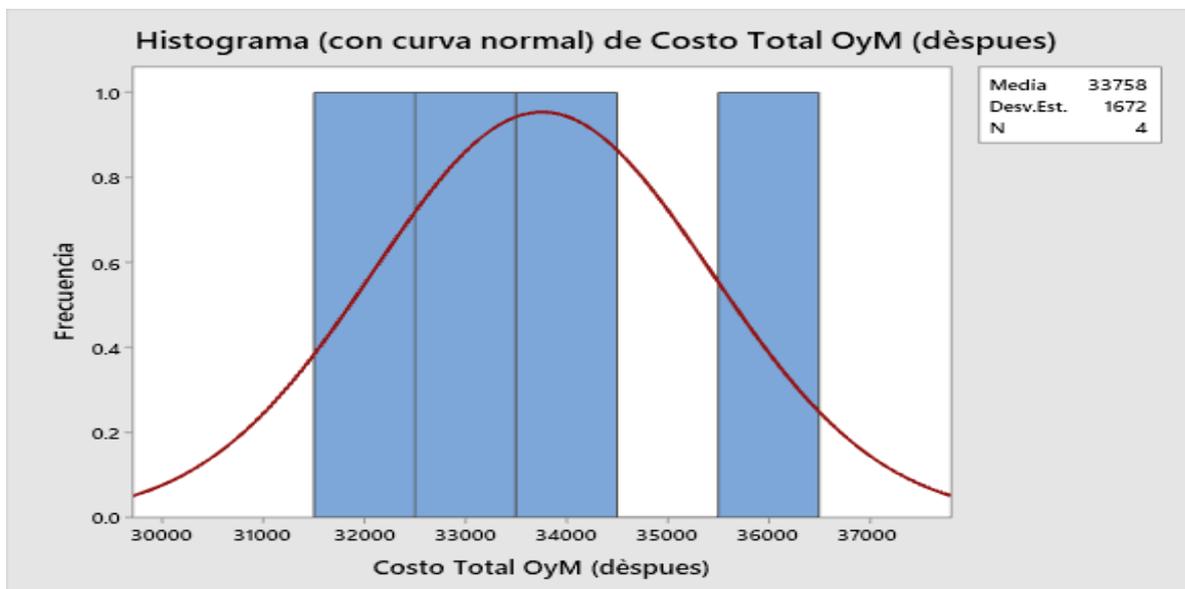
Variable	N	N*	Media	Error estándar de la media	Desv.Est.	Varianza	Mínimo	Q1
Costo Total OyM (después)	4	0	33758	836	1672	2796057	32207	32327

Fuente: Elaboración Propia

Interpretación

Los costos después de la mejora tienen muestra desde el año 2015 al 2018 los gastos fueron comportándose media de 33,758 promedio de gastos realizados durante los 02 años, siendo el costo estándar 37,500 (incluye los gastos de operación y mantenimiento incluido los gastos de depreciación del activo) en el resultado de los gastos de Operación y Mantenimiento de 90.02%, con una desviación del costo estándar de 1,672

Grafica 5.1.5 Costo de OYM después Over Hould



Fuente: Elaboración Propia

Tabla 5.1.6 Estadísticas (Post Evento) Disponibilidad de equipo

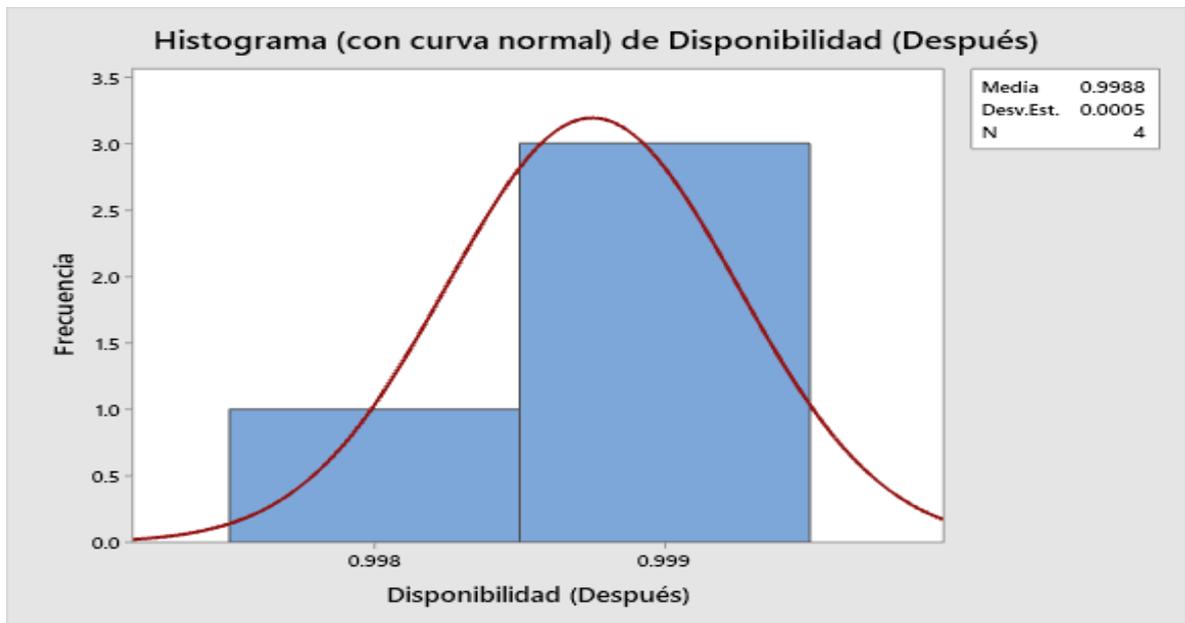
Variable	N	N*	Media	Error estándar de la media	Desv.Est.	Varianza	Mínimo
Disponibilidad (Después)	4	0	0.99875	0.000250	0.000500	0.000000	0.99800

Fuente: Elaboración Propia

Interpretación

La Disponibilidad de equipos, después de la mejora desde 2016 tiene resultado de media de 99.87% promedio de disponibilidad del equipo, por encima de la disponibilidad estándar 99.86% requerida por COES, en el resultado observamos una desviación estándar entre 0.1% a 0.000500% dentro de lo requerido.

Grafica 5.1.6 Disponibilidad después Over Hould



Fuente: Elaboración Propia

CRITICIDAD DE TRANSFORMADOR Y FIABILIDAD DE DGA (ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS)

Tabla 5.1.7 Incremento de gases en el transformador

Fechas	Hidrogeno H ₂	Metano CH ₄	Etano C ₂ H ₆	Etileno C ₂ H ₄	Acetileno C ₂ H ₂	Monóxido Carbono CO	Dióxido Carbono CO ₂	Nitrógeno N ₂	TGC (ppm)
Cond 1	100	120	65	50	35	350	2500		720
Cond 2	101-700	121-400	66-100	51-100	36-50	351-570	2550-4000		721-1920
Cond 3	701-1800	401-1000	101-150	101-200	51-80	571-1400	4001-10000		1,921-4,630
Cond 4	>1800	>1000	>150	>200	>80	>1400	>10000		>4,630
Ideal	<200	<50	<35	<80	<5	<800	<6000		<1,000
2010	1510	5070	1940	4010	2	59	399	12000	12,591
2011	1480	4650	1780	3780	3	55	366	13500	11,748
2012	1510	5070	1940	4010	2	59	399	12000	12,591
2013	1480	4650	1780	3780	3	55	366	13500	11,748
2014	1480	4650	1780	3780	3	55	366	2910	13,500
2015	1510	5070	1940	4010	2	59	399	12000	12,591
2016	25	32	16	24	1	140	441	1250	238
2016	25	32	16	24	1	140	441	1250	238
2016	40	64	30	45	1	158	595	894	338

Fuente: CONENHUA

Interpretación

La concentración total de gases entre los años 2015 a 2016 baja de 12,591ppm a 238ppm de condición de falla tipo 4 a 1, con la gestión de mantenimiento

(a) Detectar la producción de gas, **(b)** Evaluar la severidad de la producción de gas, **(c)** Identificar el tipo de falla responsable de la producción de gas, mientras el equipo continúa en operación.

Tabla 5.1.8 Normativa IEC 60599 – Velocidad de generación de gases

Gas	Velocidad (cc/día)	Velocidad (cc/día) (Antes)	Velocidad (cc/día) (después)
Hidrogeno (H ₂)	<5	4.14	0.83
Metano (CH ₄)	<2	13.89	1.07
Etano (C ₂ H ₆)	<2	5.32	0.53
Etileno (C ₂ H ₄)	<2	10.99	0.80
Acetileno (C ₂ H ₂)	<0.1	0.01	0.03
Monóxido de carbono (CO)	<50	0.16	4.67
Dióxido de Carbono (CO ₂)	<200	1.09	14.70

Fuente: elaboración propia

Interpretación La fiabilidad de un transformador consiste en determinar la probabilidad diaria de generación de gases, con ello se podría determinar el tipo de falla o evento que se viene registrando en base al monitoreo

Tabla 5.1.9. Incremento de gases en el transformador de potencia- MLZ

Fechas	Hidrogeno H2	Metano CH4	Etano C2H6	Etileno C2H4	Acetileno C2H2	Monóxido Carbono CO	Dióxido Carbono CO2	Nitrógeno N2	TGC (ppm)
Cond 1	100	120	65	50	35	350	2500		720
Cond 2	101-700	121-400	66-100	51-100	36-50	351-570	2550-4000		721-1920
Cond 3	701-1800	401-1000	101-150	101-200	51-80	571-1400	4001-10000		1921-4630
Cond 4	>1800	>1000	>150	>200	>80	>1400	>10000		>4630
19/03/2010	0	0	0	12	0	0	40	8755	12
5/05/2011	25	5	2	2	2	66	252	20400	102
17/04/2012	40	5	2	2	2	112	458	50200	163
22/07/2013	80	5	2	2	2	177	589	22900	268
12/04/2014	90	5	2	2	2	237	898	25500	338
5/08/2015	173	4	0	0	0	548	2996	15264	725
21/08/2016	149	10	0	0	0	433	2640	29661	592
5/01/2017	89	5	0	0	0	368	2478	22438	462
13/10/2017	60	5	2	2	2	635	2980	25700	706
25/09/2018	62	10	2	2	2	593	3377	26943	671
27/02/2019	5900	273	47	438	7200	245	1300	34800	14103
28/11/2020	4719	242	19	406	7867	191	842	54122	13444
08/07/2021	50	7	1	1	1	330	2794	18724	390

Fuente: CONENHUA

Interpretación

La concentración total de gases en el año 2019 TGC es 14,103 tipo condición 4, con la gestión de mantenimiento debe determinar qué actividades complementarias se debe realizar para reducir gases disueltos en el transformador, cuáles son los factores de falla

Tabla 5.1.10 Normativa IEC 60599 – Velocidad de generación de gases del transformador – MLZ

Gas	Velocidad (cc/día)	Velocidad (cc/día) (Antes)	Velocidad (cc/día) (después)
Hidrogeno (H2)	<5	16.16	0.14
Metano (CH4)	<2	0.75	0.02
Etano (C2H6)	<2	0.13	0.00
Etileno (C2H4)	<2	1.20	0.00

Acetileno (C2H2)	<0.1	19.73	0.00
Monóxido de carbono (CO)	<50	0.67	0.90
Dióxido de Carbono (CO2)	<200	3.56	7.65

Fuente: CONENHUA

Interpretación

La fiabilidad de un transformador consiste en determinar la probabilidad diaria de generación de gases, con ello se podría determinar el tipo de falla o evento que se viene registrando en base al monitoreo

Tabla 5.1.11 Muestra El Incremento de gases en el transformador de potencia UCHUC

Fechas	Hidrogeno H2	Metano CH4	Etano C2H6	Etileno C2H4	Acetileno C2H2	Monóxido Carbono CO	Dióxido Carbono CO2	Nitrógeno N2	TGC (ppm)
Cond 1	100	120	65	50	35	350	2500		720
Cond 2	101-700	121-400	66-100	51-100	36-50	351-570	2550-4000		721-1920
Cond 3	701-1800	401-1000	101-150	101-200	51-80	571-1400	4001-10000		1921-4630
Cond 4	>1800	>1000	>150	>200	>80	>1400	>10000		>4630
02/10/2003	15	5	2	2	2	603	1480	41400	629
25/01/2005	10	5	2	2	2	620	1550	41200	641
11/06/2006	10	5	2	2	2	668	1660	41800	689
11/06/2007	15	5	2	3	2	723	2070	40600	750
10/06/2008	10	5	3	4	2	746	2400	39100	770
17/06/2009	10	5	3	2	2	789	2410	39250	811
22/07/2010	10	5	2	2	2	686	1210	39700	707
12/06/2011	10	5	2	2	2	686	1210	39700	707
12/06/2012	10	5	2	2	2	686	1210	39700	707
04/07/2013	10	5	2	2	2	686	1210	39700	707
07/08/2014	10	5	2	2	2	686	1210	39700	707
13/11/2016	13	1	0	0	0	6	50	1879	20
05/12/2016	184	4	0	0	0	107	693	9989	295
21/12/2016	256	7	7	4	0	135	931	10518	409
03/01/2017	323	11	13	2	0	178	1030	12009	527
05/06/2017	432	30	56	8	0	285	1694	12554	811
06/06/2017	0	1	3	1	0	5	39	713	10
19/02/2018	49	19	24	8	0	115	1032	4994	215
27/08/2018	35	30	22	4	2	226	1130	2690	319
26/11/2019	15	52	32	6	1	390	1770	17803	496
24/09/2020	10	41	26	4	1	348	1765	18604	430
06/08/2021	6	21	20	5	0	180	1380	38730	232

Fuente: CONENHUA

Interpretación

La concentración total de gases en el año 2017 TGC es 811ppm tipo condición 2, con la gestión de mantenimiento se ha determinado que el transformador se encuentra en condición normal desde el año 1998

Tabla 5.1.12 Normativa IEC 60599 – Velocidad de generación de gases del transformador UCHUCC-TP385

Gas	Velocidad (cc/día)	Velocidad (cc/día) (Antes)	Velocidad (cc/día) (después)
Hidrogeno (H2)	<5	1.18	0.13
Metano (CH4)	<2	0.08	0.05
Etano (C2H6)	<2	0.15	0.07
Etileno (C2H4)	<2	0.02	0.02
Acetileno (C2H2)	<0.1	0.00	0.00
Monóxido de carbono (CO)	<50	0.78	0.32
Dióxido de Carbono (CO2)	<200	4.64	2.83

Fuente: CONENHUA

Interpretación

La fiabilidad de un transformador consiste en determinar la probabilidad diaria de generación de gases, con ello se podría determinar el tipo de falla o evento que se viene registrando en base al monitoreo

Tabla 5.1.13 Incremento de gases en el transformador de potencia TP-384

Fechas	Hidrogeno H2	Metano CH4	Etano C2H6	Etileno C2H4	Acetileno C2H2	Monóxido Carbono CO	Dióxido Carbono CO2	Nitrógeno N2	TGC (ppm)
Cond 1	100	120	65	50	35	350	2500		720
Cond 2	101-700	121-400	66-100	51-100	36-50	351-570	2550-4000		721-1920
Cond 3	701-1800	401-1000	101-150	101-200	51-80	571-1400	4001-10000		1921-4630
Cond 4	>1800	>1000	>150	>200	>80	>1400	>10000		>4630
26/06/2009	10	5	2	2	2	67	138	9640	88
22/07/2010	10	5	2	2	2	158	456	12500	179
12/06/2011	20	5	2	2	2	177	368	17800	208
12/06/2012	30	5	2	2	2	245	473	17000	286
04/07/2013	40	5	2	2	2	266	605	23800	317
08/05/2014	9	0	0	0	0	22	116	5835	31
07/08/2014	45	5	2	2	2	344	785	14300	400
12/08/2015	45	3	0	2	0	398	1255	12594	448
08/08/2016	34	0	0	0	0	355	1250	75435	389
08/08/2017	40	5	2	2	1	511	1000	16300	561
28/08/2018	45	5	2	2	1	401	1360	22800	456
26/11/2019	60	8	2	3	1	565	1390	26984	639
24/09/2020	60	6	1	2	1	454	1377	22916	524
06/08/2021	8	2	1	2	0	95	680	13803	108

Fuente: CONENHUA

Interpretación

La concentración total de gases en el año 2019 TGC se registró 639ppm tipo condición 1, con una aceleración de envejecimiento de vida útil de transformador de potencia en 35 años, con la gestión de mantenimiento se ha determinado que el transformador se encuentra en condición normal desde el año 2009 al 2021

Tabla 5.1.14. Normativa IEC 60599 – Velocidad de generación de gases del transformador UCHUCC-TP385

Gas	Velocidad (cc/día)	Velocidad (cc/día) (Antes)	Velocidad (cc/día) (después)
Hidrogeno (H ₂)	<5	0.16	0.02
Metano (CH ₄)	<2	0.02	0.01
Etano (C ₂ H ₆)	<2	0.01	0.00
Etileno (C ₂ H ₄)	<2	0.01	0.01
Acetileno (C ₂ H ₂)	<0.1	0.00	0.00
Monóxido de carbono (CO)	<50	1.55	0.26
Dióxido de Carbono (CO ₂)	<200	3.81	1.86

Fuente: elaboración propia

Interpretación

La fiabilidad de un transformador consiste en determinar la probabilidad diaria de generación de gases, con ello se podría determinar el tipo de falla o evento que se viene registrando en base al monitoreo **(a)** Detectar la producción de gas, **(b)** Evaluar la severidad de la producción de gas, **(c)** Identificar el tipo de falla responsable de la producción de gas, mientras el equipo continúa en operación.

Tabla 5.1.15. Muestra el incremento de gases en el transformador de potencia TP-383

Fechas	Hidrogeno H ₂	Metano CH ₄	Etano C ₂ H ₆	Etileno C ₂ H ₄	Acetileno C ₂ H ₂	Monóxido Carbono CO	Dióxido Carbono CO ₂	Nitrógeno N ₂	TGC (ppm)
Cond 1	100	120	65	50	35	350	2500		720
Cond 2	101-700	121-400	66-100	51-100	36-50	351-570	2550-4000		721-1920
Cond 3	701-1800	401-1000	101-150	101-200	51-80	571-1400	4001-10000		1921-4630
Cond 4	>1800	>1000	>150	>200	>80	>1400	>10000		>4630
10/06/2007	10	5	2	2	2	90	254	16100	111
10/06/2008	10	5	2	2	2	175	451	20900	196
17/06/2009	25	5	2	2	2	211	449	28200	247
22/07/2010	10	5	2	2	2	305	608	34500	326
12/06/2011	15	5	2	2	2	354	896	44500	380

04/07/2013	25	7	2	2	2	548	1590	38600	586
07/08/2014	25	9	2	3	2	764	2810	39800	805
11/07/2014	25	8	0	2	0	625	2623	19667	660
15/07/2015	0	5	3	2	0	414	2496	20962	424
11/06/2016	19	10	0	0	0	498	2196	31275	527
05/08/2016	21	15	0	0	0	570	2063	73661	606
25/08/2017	15	5	2	3	1	784	1830	41800	810
28/08/2018	10	9	2	4	1	596	1860	40700	622
26/11/2019	16	19	3	7	1	798	2445	59211	844
24/09/2020	10	17	2	7	1	715	1348	55078	752
02/08/2021	12	10	3	7	0	345	1790	27710	377

Fuente: CONENHUA

Interpretación

La concentración total de gases en el año 2019 TGC se registró 844ppm tipo condición 2, con una aceleración de envejecimiento de vida útil de transformador de potencia en 35 años, con la gestión de mantenimiento se ha determinado que el transformador se encuentra en condición normal desde el año 2007 al 2021

Tabla 5.1.16 Normativa IEC 60599 – Velocidad de generación de gases del transformador UCHUCC-TP383

Gas	Velocidad (cc/día)	Velocidad (cc/día) (Antes)	Velocidad (cc/día) (después)
Hidrogeno (H2)	<5	0.04	0.03
Metano (CH4)	<2	0.05	0.03
Etano (C2H6)	<2	0.01	0.01
Etileno (C2H4)	<2	0.02	0.02
Acetileno (C2H2)	<0.1	0.00	0.00
Monóxido de carbono (CO)	<50	2.19	0.95
Dióxido de Carbono (CO2)	<200	6.70	4.90

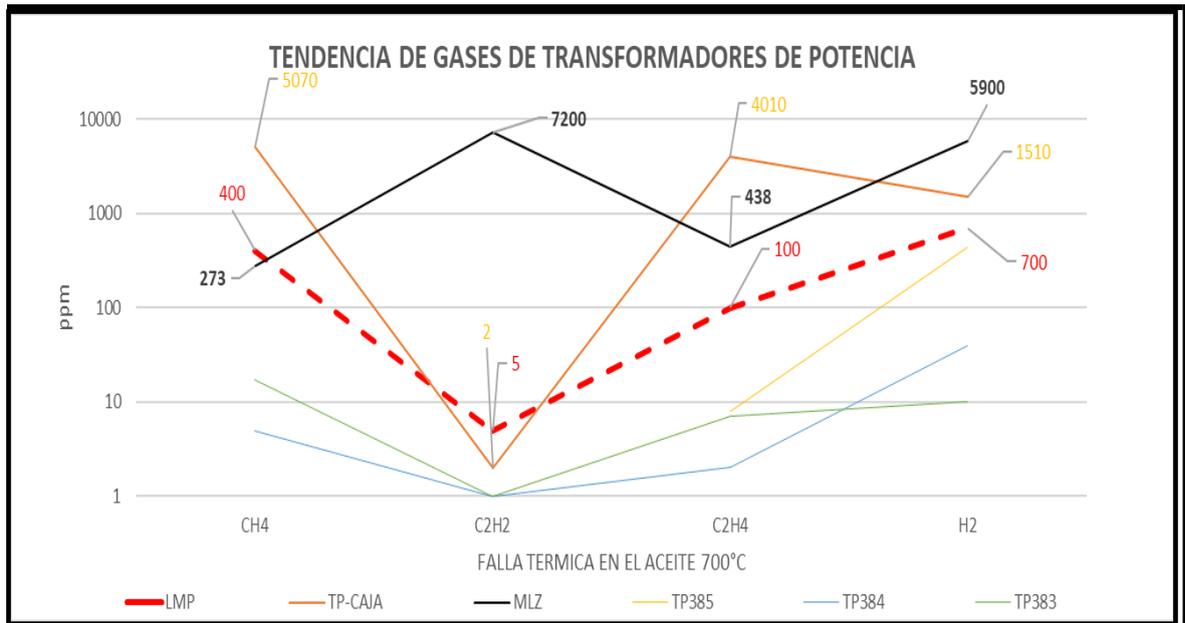
Fuente: CONENHUA

Interpretación

La fiabilidad de un transformador consiste en determinar la probabilidad diaria de generación de gases, con ello se podría determinar el tipo de falla o evento que se viene registrando en base al monitoreo

Falla Térmica

Grafica 5.1.6 Tendencia de gases de transformador



Fuente: Elaboración propia

Interpretación

La presencia de los gases de Metano (CH₄), Acetileno (C₂H₂), Etileno (C₂H₄), Hidrogeno (H₂), el total de gases de concentración dentro de la muestra de aceite, se podrá determinar la presencia de daños en el transformador por la graficas superpuestas vemos como resultado 02 transformadores observados MLZ y Cajamarca.

Tabla 5.1.17 Análisis de modos de falla, efecto y criticidad para transformador

Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad																	
Hoja de FMECA		1		H=Oculta S=Seguridad A=Ambiental O=Operación N=No Operacional		Gravedad (G) (US\$) 1=Menos de 1.000 2=1.000 a 10.000 3=10.000 a 100.000 4=más de 100.000		Frecuencia (F) 1=Nunca 2=A veces 3=Frecuente 4= Siempre		Criticidad (Cm) 4, 6 = Menor 8, 9 y 12 = Mayor 16 = Alta							
Facilitador		Mario		Activo Físico		Función		Sistema		Función							
Fecha		19-Nov		TR36		Transformación		TRANFORMACIÓN		Transmitir energía eléctrica							
Verificado								Sub Sistema		Función							
								TRANSMISIÓN		Determinar la falla temprana en el transformador de Potencia							
N°	Componente/Parte	Modo de Falla	Causa de Falla	Cómo	Cuando	Efectos de Falla					Tarea de Mantenimiento Predictivo	Ejecutor	Frecuencia	Recomendaciones de operación	Mantenimiento Preventivo	Responsable de la Tarea	
						Súbita/Gradual/Infantil/Vida Útil	Predecible/Aleatorio	Consecuencial/Severidad/Criticidad	Tiempo Perdido (Horas)	C							G
1	Devanado	Descarga Parciales	Fallas en el papel por rotura dieléctrica	Gradual	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Aumento de corrientes de fuga (Superficiales y volumétricas que desencadenan y aceleran los procesos de envejecimiento. Sobrecalentamiento locales, Formación de gases disueltos Descomposición del aislamiento sólido 	4320	0	4	3	12	<ul style="list-style-type: none"> Extracción de muestras de aceite (FQ+DGA+Fu) Análisis de termográfico (Tanque/conservador/bushing) Pruebas eléctricas (Trianual) 	Área Mto	Anual	Observaciones de resultados cromatográficos, Depende de la concentración Total de gases disueltos para la próxima fecha verificación TDS	<ul style="list-style-type: none"> Inspección de la parte activa Termo vacío Regeneración de Aceite (Tierra Fuller) Realizar ajustes de sobrecarga 	Jefe de Mto
		Contaminación de aislamiento		Gradual	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Chisporroteo a lo largo de grandes superficies, pueden iniciarse descargas o una falla 	4320	0	4	3	12	<ul style="list-style-type: none"> Extracción de muestras de aceite (FQ+DGA+Fu) Análisis de termográfico (Tanque/conservador/bushing) Pruebas eléctricas (Trianual) 	Área Mto	Anual	Observaciones de resultados cromatográficos Metano, Acetileno, Aceteno, Hidrogeno	<ul style="list-style-type: none"> Inspección de la parte activa Termo vacío Regeneración de Aceite (Tierra Fuller) Realizar ajustes de sobrecarga 	
		Descargas superficiales en el aislamiento	Fallas en el papel por rotura dieléctrica	Gradual	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Deterioro del papel en la zona superficial en contacto con el aceite Formulación de gases disueltos Cortocircuitos entre espiras 	4320	0	4	3	12	<ul style="list-style-type: none"> Extracción de muestras de aceite (FQ+DGA+Fu) Análisis de termográfico (Tanque/conservador/bushing) Pruebas eléctricas (Trianual) 	Área Mto	Anual	Observaciones de resultados cromatográficos Monóxido y Dóxido de Carbono >13ppm	<ul style="list-style-type: none"> Inspección de la parte activa Termo vacío Realizar ajustes de sobrecarga 	
2	Commutador	Arcos eléctricos	Agua Excesiva	Vida Útil	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Componentes del sistema (Commutador) falla en el aislamiento, en tomas a tierra entre fases barra pressboard 	4320	0	4	2	8	<ul style="list-style-type: none"> Cambio de desecador (Silicagel del conmutador) Observar el numero de maniobras Tomar un muestra de aceite dieléctrico 	Área Mto	Trianual	Observaciones de resultados Físico Químico (FQ)	<ul style="list-style-type: none"> Análisis de aceite (FQ+DGA) Medición de resistencia de contacto Ω Cambio de aceite dieléctrico 	Jefe de Mto
		Desgaste de Contactos	aceite	Vida Útil	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Falla Aislamiento liquido Falla en Resistencia 	4320	0	4	2	8	<ul style="list-style-type: none"> Cambio de desecador (Silicagel del conmutador) observar el numero de maniobras 	Área Mto	Trianual	Observaciones de resultados Resistencia de contacto		
		Contorno	Objetos extraños	Vida Útil	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Falla en Resistencia 	4320	0	4	2	8	<ul style="list-style-type: none"> Cambio de desecador (Silicagel del conmutador) observar el numero de maniobras 	Área Mto	Trianual	Observaciones de resultados cromatográficos		
		Descarga Progresiva		Vida Útil	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Falla en Resistencia 	4320	0	4	2	8	<ul style="list-style-type: none"> Cambio de desecador (Silicagel del conmutador) observar el numero de maniobras 	Área Mto	Trianual	Observaciones de resultados cromatográficos		
		Fallo térmico de otras resistencias	Fallo de resistencias cortocircuitadas	Vida Útil	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Componentes del sistema (Commutador) falla en el aislamiento, en tomas a tierra entre fases barra pressboard Falla Aislamiento liquido Falla en Resistencia 	4320	0	4	2	8	<ul style="list-style-type: none"> Cambio de desecador (Silicagel del conmutador) Observar el numero de maniobras Tomar un muestra de aceite dieléctrico 	Área Mto	Trianual	Observaciones de resultados cromatográficos		
		Calentamiento local (Formación de gas)	Descargas	Vida Útil	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Componentes del sistema (Commutador) falla en el aislamiento, en tomas a tierra entre fases barra pressboard Falla Aislamiento liquido Falla en Resistencia 	4320	0	4	2	8	<ul style="list-style-type: none"> Cambio de desecador (Silicagel del conmutador) Observar el numero de maniobras Tomar un muestra de aceite dieléctrico 	Área Mto	Trianual	Observaciones de resultados cromatográficos		
3	Bushing	Formación de burbujas de gas	Recalentamiento incorrecto	Vida Útil	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Componentes del sistema (Commutador) falla en el aislamiento, en tomas a tierra entre fases barra pressboard Falla Aislamiento liquido Falla en Resistencia 	2160	0	3	2	6	<ul style="list-style-type: none"> Pruebas de Factor de Potencia al Bushing Termografía en los Bushing del transformador Prueba eléctrica en los pararrayos exteriores del transformador de Potencia 	Área Mto	Trianual	Realizar pruebas eléctricas	<ul style="list-style-type: none"> Limpieza y ajuste Verificación de nivel de aceite en los bushing 	Jefe de Mto
		Allojamiento de conductores	Vibraciones en el transformador	Gradual	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Sobrecalentamiento 	2160	0	3	2	6	<ul style="list-style-type: none"> Pruebas de Factor de Potencia al Bushing Termografía en los Bushing del transformador Prueba eléctrica en los pararrayos exteriores del transformador de Potencia 	Área Mto	Trianual	Realizar pruebas eléctricas		
		Sobrecalentamiento	Descarga parcial	Gradual	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Daño en el Bushing (rotura) 	2160	0	3	2	6	<ul style="list-style-type: none"> Pruebas de Factor de Potencia al Bushing Termografía en los Bushing del transformador Prueba eléctrica en los pararrayos exteriores del transformador de Potencia 	Área Mto	Trianual	Realizar pruebas eléctricas		
		Rotura de sellos del Aceite No reemplazar	Presencia de agua	Gradual	Predecible	<ul style="list-style-type: none"> Desgaste o pérdida dieléctrica excesiva Contaminación de aceite dieléctrico 	2160	0	3	2	6	<ul style="list-style-type: none"> Pruebas de Factor de Potencia al Bushing Termografía en los Bushing del transformador Prueba eléctrica en los pararrayos exteriores del transformador de Potencia 	Área Mto	Trianual	Realizar pruebas eléctricas		

Elaboración: Propia

5.2 Resultados Inferenciales

Hipótesis General

Hipótesis nula (Ho), No existe diferencia significativa en los costos de operación y mantenimiento del transformador de potencia S/. 37,500 con respecto a las mejoras en el programado con la gestión de mantenimiento, con un 95% de confianza.

Hipótesis alterna (H1), Sí existe diferencia estadísticamente significativa la diferencia de costo de operación y mantenimiento con respecto al programado del plan, con un 95% de confianza.

H1: Hipotesis alternativa, señala que los gastos de operación y mantenimiento son menores de S/. 37,500 anual

Tabla 5.2.1 T de una muestra: costos de OYM

N	Media	Desv.Est.	Error estándar de la media	IC de 95% para μ
4	33758	1672	836	(31097; 36419)

Fuente: Elaboración Propia

μ : media de Costo Total OyM (después)

Prueba

Hipótesis nula	$H_0: \mu = 37500$
Hipótesis alterna	$H_1: \mu \neq 37500$
Valor T	Valor p
-4.48	0.021

La Hipótesis H0: es rechazada debido al nivel de significancia que es 0.05, el resultado de P dio menor a 0.021

Como valor $p < \alpha$ entonces rechazo H_0 . Por lo tanto, no existe suficiente evidencia con 95% de confianza para afirmar que hubo una igualdad de costos con las mejoras de Programa de gestión de Mtto.

La Hipótesis H1: Se acepta la Hipótesis alterna, Sí existe diferencia estadísticamente significativa en los gastos o costos de Operación y Mantenimiento del equipo con respecto al programado del plan, con un 95% de confianza.

Hipótesis nula (Ho), No existe diferencia significativa en la disponibilidad del transformador de potencia con respecto 99.86% a las mejoras en el programado con la gestión de mantenimiento, con un 95% de confianza.

Hipótesis alterna (H1), Sí existe diferencia estadísticamente significativa en la disponibilidad de equipo con respecto al programado del plan, con un 95% de confianza.

H1: Hipotesis alternativa, señala la disponibilidad del equipos es diferente mayor a 99.87%,

Tabla 5.2.2. T de una muestra: Disponibilidad

N	Media	Desv.Est.	Error estándar de la media	IC de 95% para μ
4	0.998750	0.000500	0.000250	(0.997954; 0.999546)

Fuente: Elaboración Propia

μ : media de Disponibilidad (Después)

Prueba

Hipótesis nula	$H_0: \mu = 0.9986$
Hipótesis alterna	$H_1: \mu \neq 0.9986$
Valor T	Valor p
0.60	0.591

La Hipótesis H0: es aceptada debido al nivel de significancia que es 0.05, el resultado de P dio mayor a 0.591.

Como valor $p > \alpha$ entonces acepta H_0 . Por lo tanto, existe suficiente evidencia con 95% de confianza para afirmar que hubo un incremento de disponibilidad en la nave de transformador de potencia y con las mejoras de Programa de gestión de Mtto.

La Hipótesis H1: Se acepta la Hipótesis alterna, Sí existe diferencia estadísticamente significativa en la disponibilidad del equipo con respecto al programado del plan, con un 95% de confianza.

Otro tipo de resultado estadístico, de acuerdo a la naturaleza del problema y la Hipótesis

Relaciones de Doernenburg Desde esta tónica, la existencia de un gas no garantiza la determinación de una falla, debido a que cuando ocurre se crean varios, en diferentes cantidades. Este método sugiere que para determinar las condiciones a las que fue sometido el transformador, el diagnóstico depende de las proporciones que hay entre estos compuestos [10]

$$R1 = \frac{CH4}{H2}$$

$$R2 = \frac{C2H2}{C2H4}$$

$$R3 = \frac{C2H2}{CH4}$$

$$R4 = \frac{C2H6}{C2H2}$$

Tabla 5.3.1. Diagnóstico por el método de DOERNENBURG

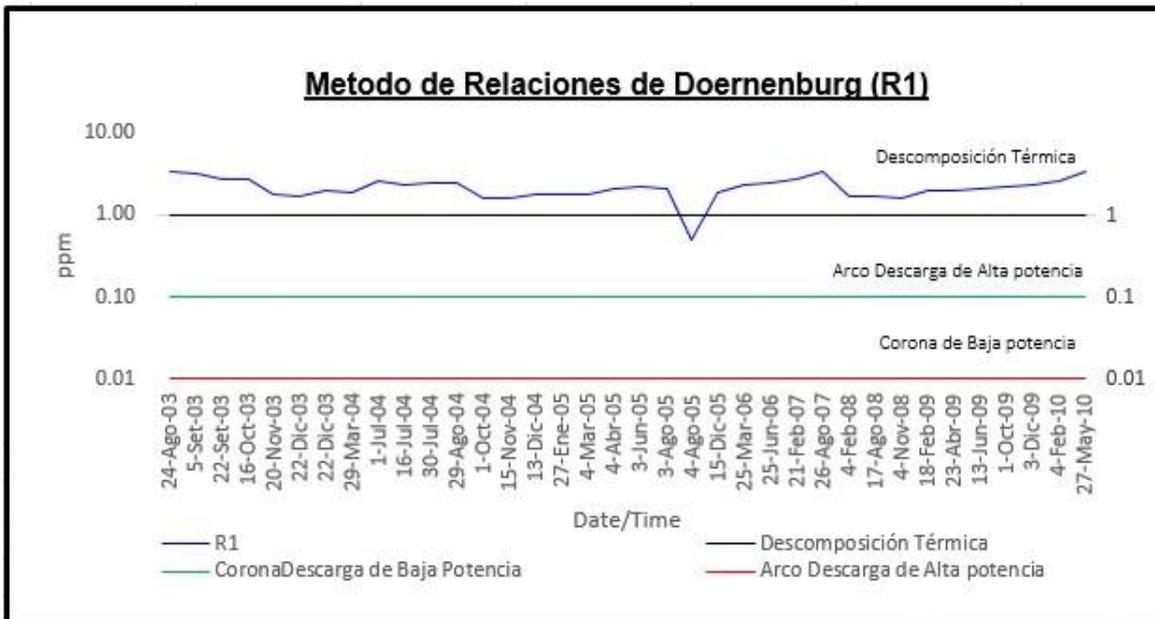
R1	R2	R3	R4	Tipo de falla
>1.0	<0.75	<0.30	>0.40	Descomposición Térmica
<0.1	NS	<0.30	>0.40	Corona Descarga de Baja potencia
>0.1,<1.0	>0.75	<0.3	<0.4	Arco Descarga de alta potencia

Fuente: Metodología de aceite dieléctrico (Doemenburg)

Diagnóstico Dornenburg: Se basa en cuatro relaciones entre la concentración de gases R1:CH4/H2; R2:C2H2/C2H4, R3:C2H2/CH4, R4:C2H6/ C2H2, presenta la

desventaja que solo se puede aplicar si existe una cantidad adecuada de gases disueltos en el aceite.

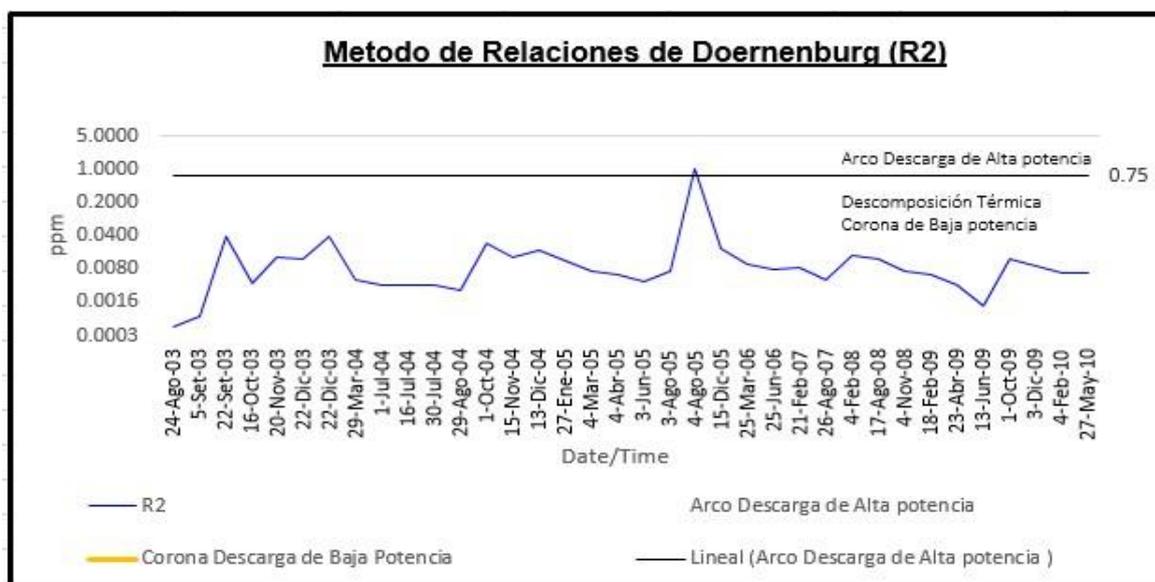
Grafica 5.3.1 Método de DOERNENBURG



Fuente: Elaboración propia

Los resultados registran R1: CH₄/H₂ Metano y Hidrogeno alta concentración como resultado de la concentración de gases como resultado indica descomposición Térmica

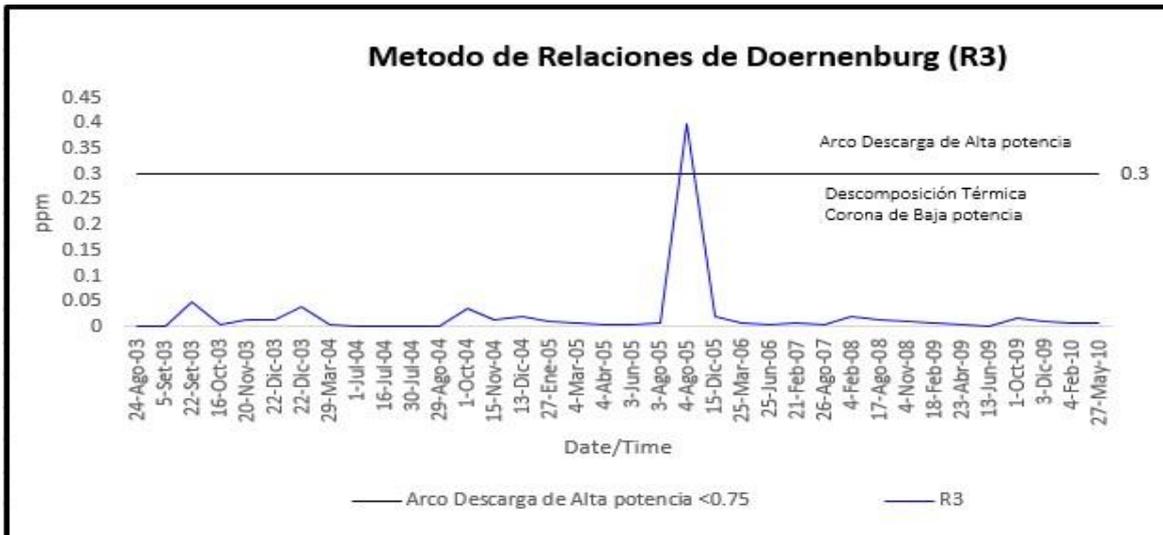
Grafica 5.3.2 Metodo de relaciones de DOERNENBURG (R2)



Fuente: Elaboración propia

Los resultados registran R2: C₂H₂ / C₂H₄, Acetileno y Etileno baja concentración el resultado de la concentración de gases indica descomposición Termica y Corona de Baja potencia

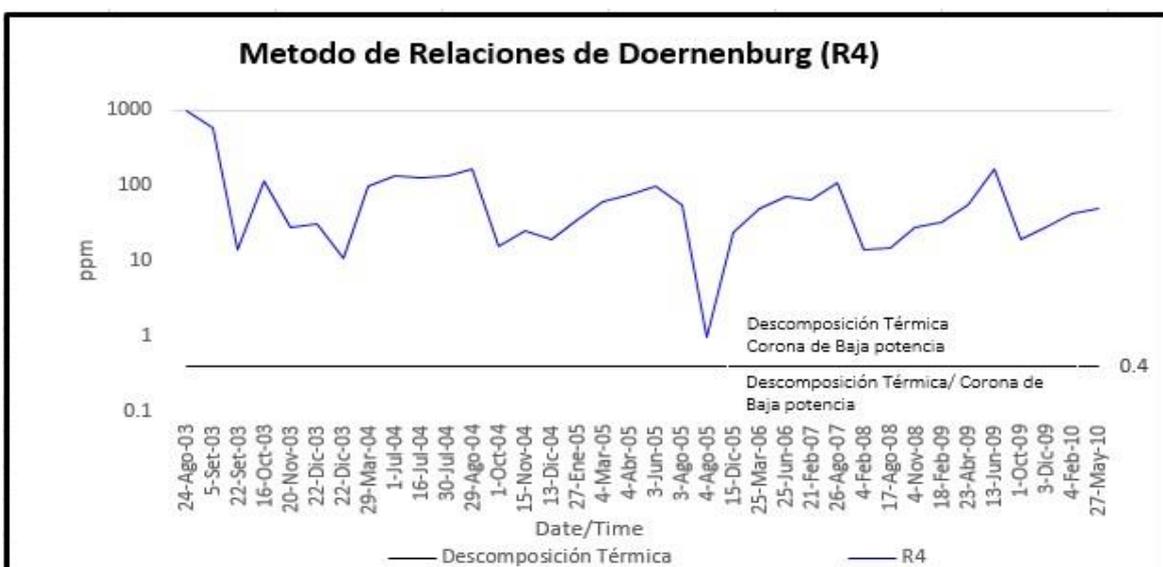
Grafica 5.3.3. Metodo de relaciones de DOERNENBURG (R3)



Fuente: Elaboración Propia

Los resultados registran R3: C₂H₂ / CH₄, Acetileno y Metano baja concentración el resultado de la concentración de gases indica descomposición Termica y Corona de Baja potencia

Grafica 5.3.4. metodo de relaciones de DOERNENBURG (R4)



Fuente: Elaboración Propia

Los resultados registran R4: C₂H₂ / CH₄, Etano y Acetileno alta concentración el resultado de gases indica descomposición Térmica y Corona de Baja potencia, **(Descarga Parcial de baja Intensidad Efecto Corona)**

Tabla 5.3.4. El resultado descomposición termica metodo de DORNENBURG

Ítem	Método	Tipo de Falla	Observaciones
1	Doemenburg	Descomposición Térmica	Transformador Cajamarca
2	Roger	Falla Térmica a Temperatura de 300°C a 700°C	Transformador Cajamarca

Fuente: Elaboración propia

Relaciones de Doernenburg Desde esta tónica, la existencia de un gas no garantiza la determinación de una falla, debido a que cuando ocurre se crean varios, en diferentes cantidades. Este método sugiere que para determinar las condiciones a las que fue sometido el transformador, el diagnóstico depende de las proporciones que hay entre estos compuestos.

Método de las Relaciones de Rogers

Para Rogers la relación entre C₂H₄ (Etileno) y C₂H₆ (Etano), proviene de temperaturas más elevadas, y aporta con información más útil, por lo que les da mayor importancia en su análisis, omitiendo las relaciones con el C₂H₂ (Acetileno) del método de Doernenburg

$$R1 = \frac{CH4}{H2}$$

$$R2 = \frac{C2H6}{CH4}$$

$$R3 = \frac{C2H4}{C2H6}$$

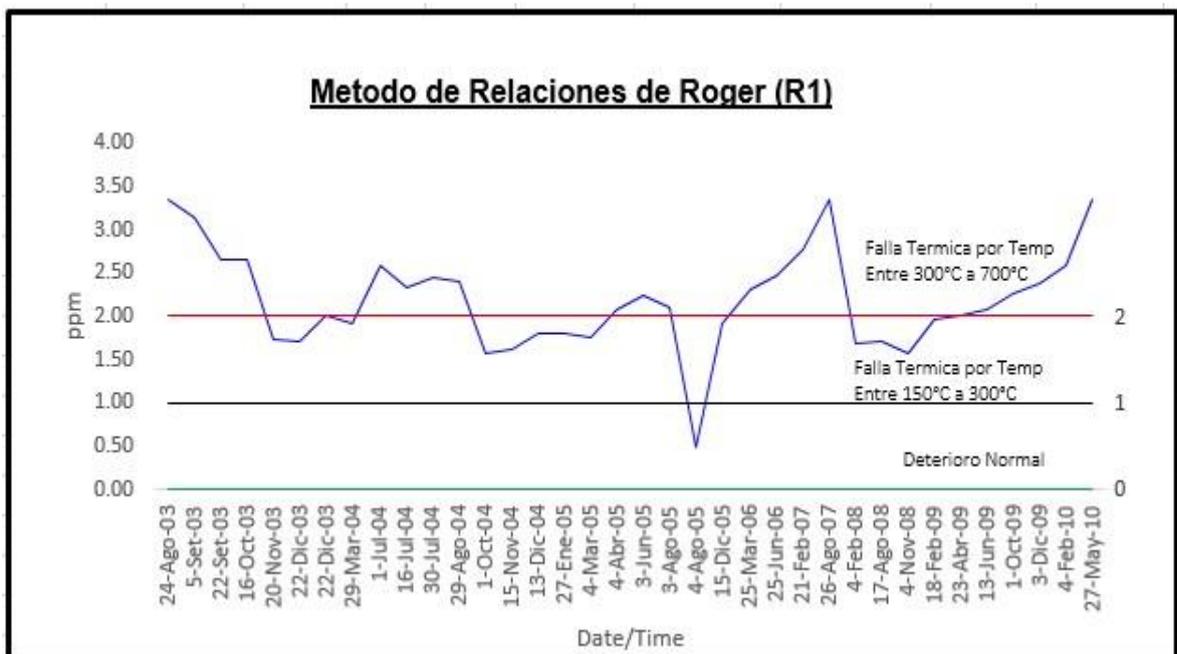
$$R3 = \frac{C2H2}{C2H4}$$

Tabla 5.3.5 Diagnóstico de falla por el método de ROGERS. Fuente: Método Roger

Rango de Relaciones		$R1 = \frac{CH_4}{H_2}$	$R2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$R3 = \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
<0.1		1	0	0
0.1 - 1.0		0	1	0
1.0 - 3.0		2	1	1
>3.0		2	2	2
Caso	Tipo de Falla	CODIGO		
1	Descarga Parcial de Baja Intensidad	1	1	0
2	Descarga Parcial de Anta Intensidad	1	1	0
3	Descarga de bajo energía, chispeo y arco	0	1-2	1-2
4	Descargas de alta energía arco	0	1	2
5	Falla Térmica por Temp. Inferiores a 150°C	0	0	1
6	Falla Térmica por Temp. Entre a 150°C y 300°C	2	0	0
7	Falla Térmica por Temp. Entre a 300°C y 700°C	2	0	1
8	Falla Térmica por Temp. Superior 700°C	2	0	2

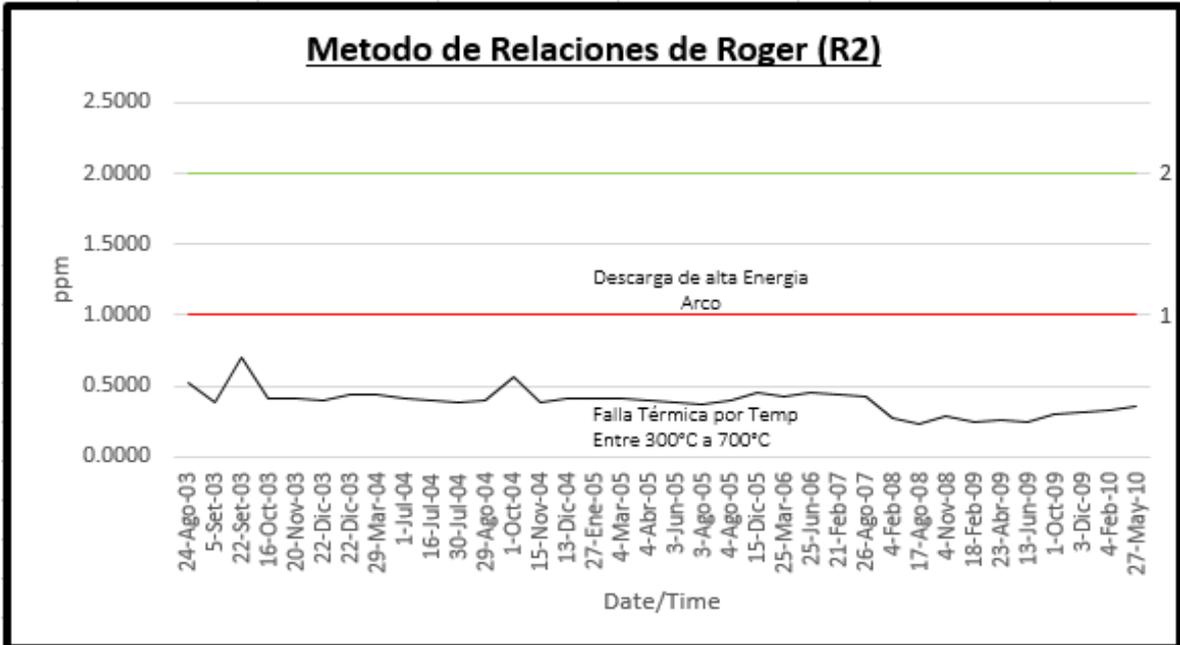
Fuente: Roger

Grafica 6.2.5 Metodo de ROGER (R1)



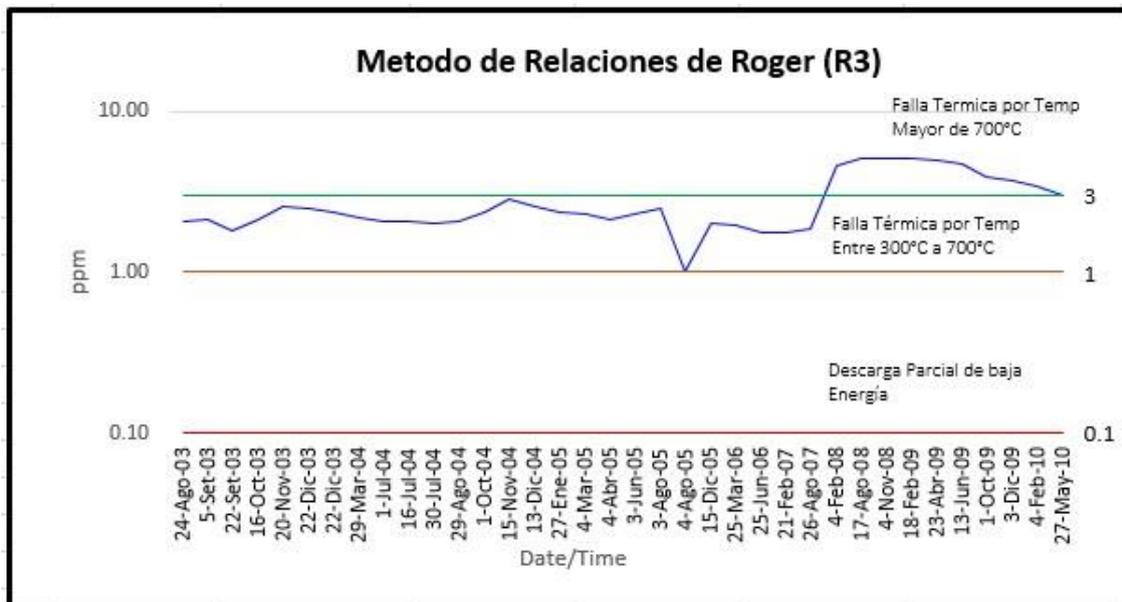
Fuente: Elaboración Propia

Grafica 5.3.7. Metodo de ROGER (R2)



Fuente: Elaboración Propia

Grafica 5.3.7. Metodo de ROGER (R3)



Fuente: Elaboración Propia

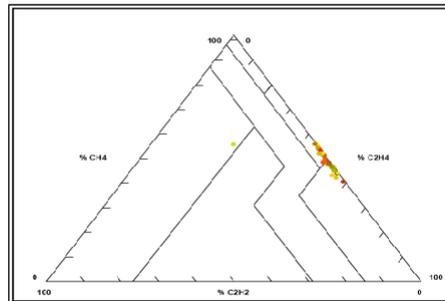
Método del Triángulo de Duval

Utiliza un triángulo equilátero que incluye tres diferentes gases en una sola relación, correspondiendo cada uno de sus lados de 0 a 100% a la proporción de cada gas en el total de la muestra y se los calcula de la siguiente forma.

$$\%X = \frac{X}{X+Y+Z} * 100\%$$

$$\%Y = \frac{Y}{X+Y+Z} * 100\%$$

$$\%Z = \frac{Z}{X+Y+Z} * 100\%$$



PD: Descarga parcial por efecto corona

D1: Descarga Eléctrica de Baja Energía

D2: Descarga Eléctrica de Alta Energía

T1: Falla Térmica $T^{\circ} < 300^{\circ}\text{C}$

T2: Falla Térmica $T^{\circ} 300^{\circ}$ a $< 700^{\circ}\text{C}$

T3: Falla Térmica $> 700^{\circ}\text{C}$

DT: Descarga parcial

% CH4	% C2H4	% C2H2	Fault	Color	Date	Record No.
55.8	44.2	0.0	T2	●	17/11/2019 17:05	1
55.1	44.8	0.0	T2	●	17/11/2019 17:05	2
43.0	54.8	2.2	T3	●	17/11/2019 17:06	3
53.6	46.2	0.2	T2	●	17/11/2019 17:07	4
48.2	51.1	0.7	T3	●	17/11/2019 17:07	5
49.3	50.0	0.7	T3	●	17/11/2019 17:08	6
48.5	49.6	1.9	T2	●	17/11/2019 17:08	7
54.4	45.4	0.2	T2	●	17/11/2019 17:09	8
54.5	45.4	0.2	T2	●	17/11/2019 17:09	9
55.5	44.3	0.2	T2	●	17/11/2019 17:10	10
54.5	45.3	0.1	T2	●	17/11/2019 17:10	11
42.0	56.5	1.5	T3	●	17/11/2019 17:10	12
47.6	51.6	0.7	T3	●	17/11/2019 17:10	13
47.9	51.1	1.0	T3	●	17/11/2019 17:11	14
50.0	49.4	0.6	T2	●	17/11/2019 17:11	15
51.4	48.3	0.3	T2	●	17/11/2019 17:11	16
53.7	46.0	0.3	T2	●	17/11/2019 17:12	17
52.8	47.0	0.2	T2	●	17/11/2019 17:12	18
51.9	47.7	0.4	T2	●	17/11/2019 17:12	19
55.6	22.2	22.2	D1	●	17/11/2019 17:12	20
52.0	47.0	1.0	T2	●	17/11/2019 17:13	21
54.2	45.3	0.5	T2	●	17/11/2019 17:13	22
55.7	43.9	0.3	T2	●	17/11/2019 17:13	23
55.7	43.9	0.4	T2	●	17/11/2019 17:14	24
44.8	54.5	0.7	T3	●	17/11/2019 17:15	25
40.5	59.0	0.4	T3	●	17/11/2019 17:15	26
43.8	55.8	0.3	T3	●	17/11/2019 17:15	27
43.9	55.9	0.2	T3	●	17/11/2019 17:15	28
46.5	53.4	0.1	T3	●	17/11/2019 17:16	29
44.9	54.3	0.7	T3	●	17/11/2019 17:16	30
45.9	53.6	0.5	T3	●	17/11/2019 17:16	31
46.9	52.7	0.4	T3	●	17/11/2019 17:16	32
48.2	51.4	0.3	T3	●	17/11/2019 17:17	33

Resultado del Metodo Triangulo Duval

$$\%C2H4 = \left[\frac{100Y}{X+Y+Z} \right] \%C2H2 = \left[\frac{100X}{X+Y+Z} \right] \%CH4 \left[\frac{100Z}{X+Y+Z} \right]$$

Tabla 5.3.6 Triangulo Duval (Zona de afectación)

C2H4	C2H2	CH4	C2H4	C2H2	CH4
x	y	z	x	y	z
4010	2	5070	44.15	0.02	55.82
3780	3	4650	44.82	0.04	55.14
51	2	40	54.84	2.15	43.01
482	2	560	46.17	0.19	53.64
286	4	270	51.07	0.71	48.21
304	4	300	50.00	0.66	49.34
338	13	330	49.63	1.91	48.46
434	2	450	48.98	0.23	50.79
538	2	645	45.40	0.17	54.43
533	2	640	45.36	0.17	54.47
559	2	700	44.33	0.16	55.51
682	2	820	45.35	0.13	54.52
74	2	55	56.49	1.53	41.98
141	2	130	51.65	0.73	47.62
203	4	190	51.13	1.01	47.86
242	3	245	49.39	0.61	50.00
282	2	300	48.29	0.34	51.37
321	2	375	45.99	0.29	53.72
467	2	525	46.98	0.20	52.82
542	4	590	47.71	0.35	51.94
2	2	5	22.22	22.22	55.56
95	2	105	47.03	0.99	51.98
192	2	230	45.28	0.47	54.25
252	2	320	43.90	0.35	55.75
339	3	430	43.91	0.39	55.70
410	2	520	43.99	0.21	55.79
2410	37	1910	55.31	0.85	43.84
621	8	510	54.52	0.70	44.78
702	5	482	59.04	0.42	40.54
1160	7	910	55.85	0.34	43.81
1670	6	1310	55.93	0.20	43.87
1550	2	1350	53.41	0.07	46.52
150	2	124	54.35	0.72	44.93
209	2	179	53.59	0.51	45.90
290	2	258	52.73	0.36	46.91
304	2	285	51.44	0.34	48.22

Fuente: CONENHUA

Tabla 6.2.7. Análisis de gases disueltos

Fecha	Hidrogeno H2	Metano CH4	Etano C2H6	Etileno C2H4	Acetileno o C2H2	Dióxido de Carbono CO2	Monóxido CO	Nitrógeno N	Oxígeno O	TDCG
LMP	<200	<50	<35	<80	<5	<6000	<6001			<1000
24-Ago-03	1510	5070	1940	4010	2	59	399	1720	12000	12591
5-Set-03	1480	4650	1780	3780	3	55	366	2910	13500	11748
22-Set-03	15	40	28	51	2	5	34	1800	3690	141
16-Oct-03	210	560	229	482	2	6	94	1630	3340	1489
20-Nov-03	155	270	113	286	4	5	92	1730	3560	833
22-Dic-03	175	300	121	304	4	6	143	3780	7740	910
22-Dic-03	165	330	144	338	13	14	140	1810	3710	1004
29-Mar-04	235	450	199	434	2	14	219	1410	2880	1334
1-Jul-04	250	645	263	538	2	21	283	1470	3010	1719
16-Jul-04	275	640	257	533	2	24	295	1190	2440	1731
30-Jul-04	285	700	274	559	2	17	294	1310	2680	1837
29-Ago-04	340	820	330	682	2	27	351	1570	3210	2201
1-Oct-04	35	55	31	74	2	12	154	7810	22500	209
15-Nov-04	80	130	50	141	2	7	141	768	1570	410
13-Dic-04	105	190	79	203	4	11	303	19800	65000	592
27-Ene-05	135	245	102	242	3	14	267	2486	5090	741
4-Mar-05	170	300	124	282	2	15	320	2630	5390	893
4-Abr-05	180	375	150	321	2	25	410	1350	2770	1053
3-Jun-05	235	525	201	467	2	26	482	899	1840	1456
3-Ago-05	280	590	217	542	4	30	452	1680	3450	1663
4-Ago-05	10	5	2	2	2	25	29	1720	3530	46
15-Dic-05	55	105	47	95	2	25	236	1830	3760	329
25-Mar-06	100	230	97	192	2	25	451	8190	25100	646
25-Jun-06	130	320	144	252	2	27	519	1880	3850	875
21-Feb-07	155	430	192	339	3	47	741	1090	3310	1166
26-Ago-07	155	520	220	410	2	61	962	2930	7670	1368
4-Feb-08	1130	1910	521	2410	37	77	1240	2200	6890	6085
17-Ago-08	300	510	122	621	8	25	414	19400	67400	1586
4-Nov-08	305	482	139	702	5	25	290	4360	8940	1658
18-Feb-09	465	910	229	1160	7	56	659	2890	10700	2827
23-Abr-09	655	1310	335	1670	6	96	917	2240	9820	4072
13-Jun-09	650	1350	326	1550	2	91	800	1400	10100	3969
1-Oct-09	55	124	38	150	2	25	234	1690	3460	394
3-Dic-09	75	179	56	209	2	25	361	2080	6420	546
4-Feb-10	100	258	84	290	2	27	534	1840	3770	761
27-May-10	85	285	100	304	2	34	681	4340	8900	810

Fuente: CONENHUA

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS.

6.1. Contrastación de hipótesis con los resultados

Hipótesis General:
Hipótesis nula (H_0), No existe diferencia significativa en la disponibilidad del transformador de potencia con respecto 99.86% a las mejoras dentro del programa de gestión de mantenimiento, con un 95% de confianza.

Hipótesis alterna (H_1), Sí existe diferencia estadísticamente significativa en la disponibilidad de equipo con respecto al programado del plan, con un 95% de confianza.

H_1 : Hipótesis alternativa, señala la disponibilidad del equipo es superior a la media de 99.86%, mejorando a 99.87%

T de una muestra: disponibilidad

La Hipótesis H_0 : es aceptada debido al nivel de significancia que es 0.05, el resultado de P dio mayor a 0.591.

Como valor $p > \alpha$ entonces acepta H_0 . Por lo tanto, existe suficiente evidencia con 95% de confianza para afirmar que hubo un incremento de disponibilidad en la nave de transformador de potencia y con las mejoras de Programa de gestión de Mtto.

La Hipótesis H_1 : Se acepta la Hipótesis alterna, Sí existe diferencia estadísticamente significativa en la disponibilidad del equipo con respecto al programado del plan, con un 95% de confianza.

Hipótesis Específica:

Hipótesis nula (H_0), No existe diferencia significativa en los costos de operación y mantenimiento del transformador de potencia S/. 37,500 con respecto a las mejoras en el programado con la gestión de mantenimiento, con un 95% de confianza.

Hipótesis alterna (H1), Sí existe diferencia estadísticamente significativa la diferencia de costo de operación y mantenimiento con respecto al programado del plan, con un 95% de confianza.

H1: Hipótesis alternativa, señala que los gastos de operación y mantenimiento son menores de S/. 37,500 anual

La Hipótesis H0: es rechazada debido al nivel de significancia que es 0.05, el resultado de P dio menor a 0.021

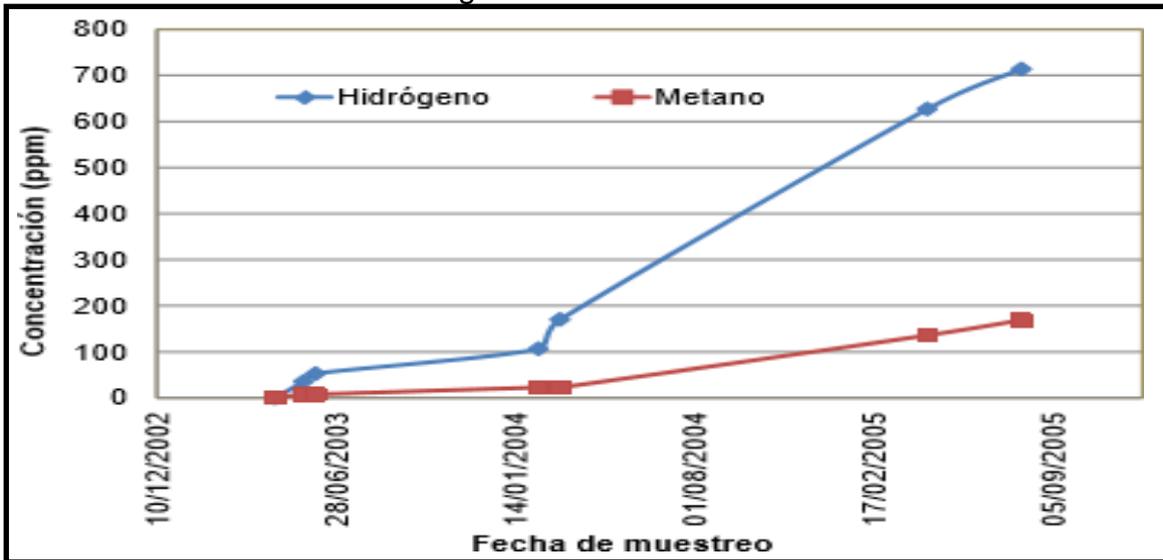
Como valor $p < \alpha$ entonces rechazo H_0 . Por lo tanto, no existe suficiente evidencia con 95% de confianza para afirmar que hubo una igualdad de costos con las mejoras de Programa de gestión de Mto.

La Hipótesis H1: Se acepta la Hipótesis alterna, Sí existe diferencia estadísticamente significativa en los gastos o costos de Operación y Mantenimiento del equipo con respecto al programado del plan, con un 95% de confianza

6.2 Contrastación de los resultados con otros estudios similares

Una de las problemáticas actuales que se tienen en los transformadores y reactores de potencia en el ámbito de la Gerencia Regional de Transmisión Sureste (GRTSE) de la CFE, son las fallas en equipo eléctrico en las que se ve involucrada la generación de gas hidrógeno (H2)

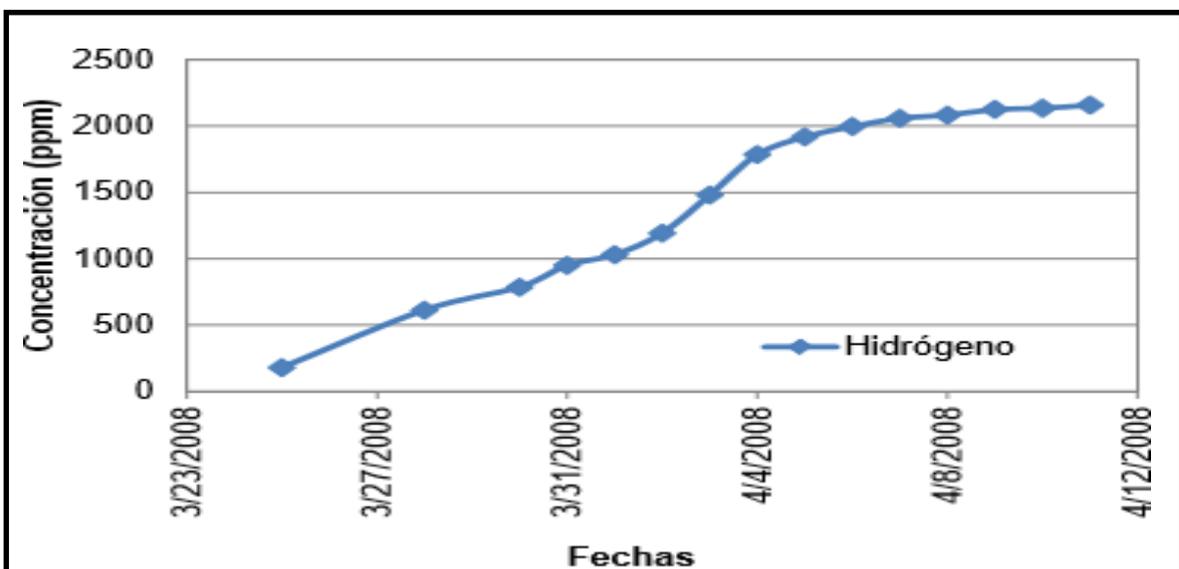
Grafica 6.2.1 Concentración de gases GRTSE



Fuente: Empresa de Transmisión Sureste

La GRTSE cuenta con una capacidad instalada de 180 transformadores de potencia y en los últimos diez años han ocurrido diez fallas, de las cuales en cinco de ellas se observó un incremento en la generación de gas hidrógeno. De estas cinco fallas, dos ocurrieron en la subestación Elevadora de Malpaso y tres en la subestación Tapachula Potencia. En tres de las fallas se rebasaron los límites permisibles de hidrógeno de acuerdo con la norma IEEE C57.104-2008

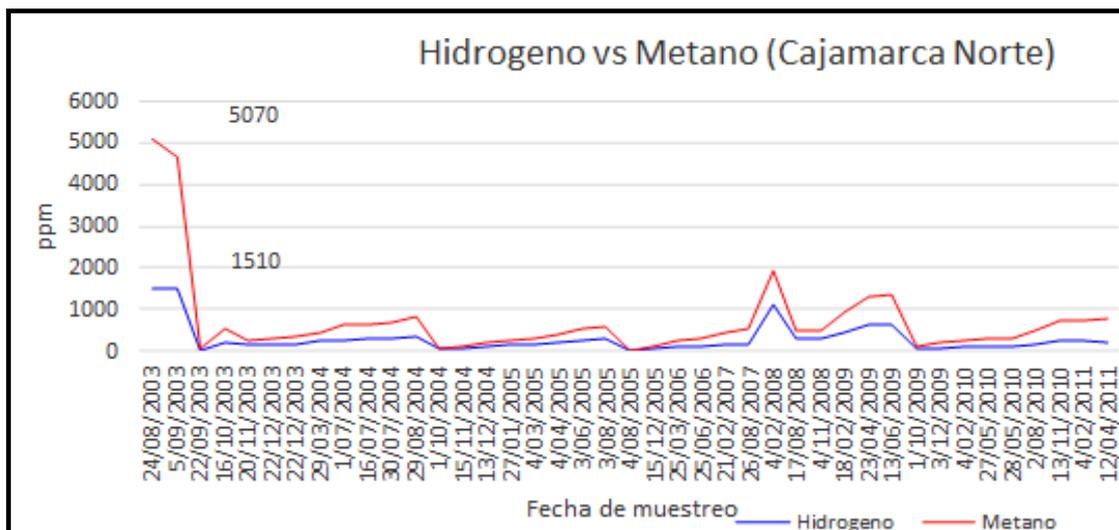
Grafica 6.2.2 Concentración de gases del transformador de MALPASO



Fuente: Subestación Elevadora de Malpaso

Para determinar la causa de la falla, se utilizaron las técnicas descritas en la guía para la investigación de fallas IEEE C57-125-2005 [1], aplicando diferentes pruebas establecidas en las normas y procedimientos de la CFE. Como no se llegó a resultados concluyentes para determinar la causa de la falla y su ubicación, se procedió a aplicar diferentes pruebas no normalizadas y cambios en los métodos de trabajo. Las pruebas que se seleccionaron fueron: descargas parciales por método acústico y determinación de partículas en el aceite. También, se decidió aplicar el método de lavado interno a presión con aceite aislante nuevo y cambio del aceite aislante usado.

Grafica 6.2.3 Concentración de gases del transformador de Cajamarca



Fuente Subestación Cajamarca Norte

Los resultados obtenidos en la investigación han pasado los límites máximos permisibles cayendo a la última condición más crítica del ensayo cromatográfico y análisis por triangulo de Duval, el tiempo de falla que se detecto fue temperaturas en el aceite de 700°C, desprendiendo de conexiones internas del transformador sin embargo el método de ensayo no permite darnos la ubicación exacta del problema siempre y cuando este se aloje en los acometidas de los bornes para ello se realizaron varios ensayos predictivos como: Ultrasonido, pruebas de Impulso, pruebas de FRAG, teniendo que retirar la nave en 2015, OVER HOULD y comenzando una nueva de nueva planificación de gestión de mantenimiento para

las demás flotas de transformadores de potencias instalados a nivel nacional gracias a ello hemos podido registrar las condiciones de cada uno de ellas

Responsabilidad ética de acuerdo a los reglamentos vigentes (el Autor de la investigación se responsable por la información emitida en el informe)

Yo, Mario Paul Borda Camacho con DNI, 10634168 declaro que el presente informe final de investigación, "**GESTIÓN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO A TRANSFORMADORES DE POTENCIA POR MEDIO DE ANÁLISIS DE GASES DISUELTOS (DGA) Y TÉCNICAS COMPLEMENTARIAS.**", ha sido elaborado por mi persona. De igual modo, la presente investigación está apoyada en los principios éticos, ya que respeta la propiedad intelectual del autor. Por lo tanto, no se utilizará en esta investigación copia alguna que no se encuentre citada con su respectiva con fuente.

CONCLUSIONES

1. La gestión del mantenimiento predictivo, utilizando técnicas complementarias, mejora la disponibilidad del transformador de potencia, de un 99,86% a 99,87%.
2. La gestión del mantenimiento predictivo, utilizando la técnica de Análisis de gases disueltos, mejora la disponibilidad del transformador de potencia, de un 99,86% a 99,87%.
3. La gestión del mantenimiento predictivo, utilizando la técnica de Análisis Termográfico, mejora la disponibilidad del transformador de potencia, de un 99,86% a 99,87%.
4. La gestión del mantenimiento predictivo, utilizando la técnica de Análisis de gases disueltos, reduce los costos de operación y mantenimiento del transformador de potencia, de S/. 265,201 a S/. 32,207 soles/anuales

RECOMENDACIONES

1. La principal aportación es el desarrollo de programa de gestión de mantenimiento predictivo permite evaluar las condiciones operativas de los transformadores de potencia.
2. Para el aprovechamiento del procedimiento, una vez implantado, se recomienda realizar trabajos futuros enfocados a complementar esta metodología para hacerla más aprovechable aún.
3. Elaborar un programa anual de gestión de mantenimiento predictivo en base a la condición de cada transformador con los límites de prueba precargados, los pesos relativos de los valores de prueba y los pesos específicos de manera que limite acciones recargadas.
4. Realizar un estudio con de análisis de gases disueltos en línea con esta metodología después que se identifique a los transformadores con alto riesgo de operación.
5. La extracción de gases disueltos (muestras) tiene un tiempo de validez no se podría identificar si con los cambios de temperatura y condiciones climáticas esta muestra pueda registrar otros valores permitiendo que exista otros resultados.
6. Mejorar la metodología implementando las nuevas tendencias de pruebas como son: la espectroscopia dieléctrica, Análisis de Respuesta a la Frecuencia y otras técnicas que permitan relacionar los resultados de pruebas de medición de furanos y determinar su relación con el grado de polimerización del papel del sistema aislante.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

ACHAHUANCO , Alan . 2014. Diagnóstico preventivo de transformadores de potencia por medio del análisis del aceite dieléctrico y técnicas complementarias basado en un programa elaborado en Visual Basic. Arequipa : s.n., 2014.

CARTER, Paul. 2018. La Tasa de falla de los transformadores en aceite. [En línea] Energeticahoy, 15 de febrero de 2018. [Citado el: 19 de 02 de 2019.] <https://www.energeticahoy.com/post/2018/02/15/la-tasa-de-falla-de-los-transformadores-en-aceite-podr-c3-ada-aumentar-500-en-10-a-c3-b1o>.

CRESPO, Adolfo . 2012. Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos . España : INGEMAN, 2012. 978-84-95499-67-7.

CRESPO, Gustavo. 2015. Redacy. [En línea] 2 de mayo de 2015. [Citado el: 15 de Enero de 2019.] <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=329138826007>. 1815-5901.

CUATRECASAS, Lluís y TORRELL, Francesca. 2010. TPM en un entorno Lean Management Estrategia Competitiva. España : Barcelona, 2010. 9788415330172.

D3612, 02. 2009. Standar Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography. ASTM International . Pennsylvania : West Conshohoken, 2009.

DARDON , Haroldo . 2018. Análisis de riesgo de falla en transformadores eléctricos de potencia tecnologías de mantenimiento predictivo no intrusivo. Guatemala : s.n., 2018.

DING, Hongzhi, y otros. 2016. Por qué fallan los transformadores . Reyno Unido : CPYCIE, 2016.

DORNENBURG, E y GERBER, O. 1967. “Analysis of dissolved and free gases for monitoring performance of oil-filled . [En línea] Brown Boveri , 1967. [Citado el: 17 de enero de 2019.] http://www.astm.org/DIGITAL_LIBRARY/MNL/DATA/vol_1994/iss_2/310_1.xml,. 0007–2486.

DUKARM, James. 2020. blog.cidet. [En línea] abril de 2020. [Citado el: 11 de abril de 2020.] <https://blog.cidet.org.co/an%C3%A1lisis-de-gas-disuelto-basado-en-fiabilidad-un-nuevo-enfoque-para-dga>.

DUVAL, Michael. 2014. Estado del arte del analisis de gases disueltos en transformadores de potencia. researchgate.net. [En línea] 28 de enero de 2014. [Citado el: 01 de febrero de 2019.] https://www.researchgate.net/publication/304208264_Estado_del_arte_del_analisis_de_gases_disueltos_en_transformadores_de_potencia. 01211129.

IEEE Electrical Insulation Magazine. 2008. [En línea] IEEE Electrical Insulation Magazine, 2008. [Citado el: 15 de enero de 2019.] <https://ieeexplore.ieee.org/search/searchresult.jsp?newsearch=true&queryText=The%20Duval%20Triangle%20for%20Load%20Tap%20Changers,%20Non-Mineral%20Oils%20and%20Low%20Temperature%20Faults%20in%20Transformers>. 0883-7554.

EN 13306, 2011. 2018. EN 13306. UNE. [En línea] julio de 2018. [Citado el: 29 de Febrero de 2019.] www.une.org. M23316:2018.

ESCAÑO , Juan , GARCIA, Javier y NUEVO , Antonio. 2019. Integración de sistemas de automatización industrial . España : Lavel Industria Gráfica, 2019. 978-84-283-4228-5.

Fogliatto, favio Sanso y Duarte Ribeiro, José Luis. 2011. Confiabilidade e Manutencao industrial. Rio de Janeiro Brazil : Elsevier Editora, 2011. 97885352514883.

FUENTEMAYOR, Edgar. 2018. linkedin.com. [En línea] 8 de enero de 2018. [Citado el: 28 de enero de 2019.] <https://es.linkedin.com/pulse/analisis-de-confiabilidad-disponibilidad-y-un-sistema-edgar>.

GARCIA, Santiago. 2010. La contratación del Mantenimiento Industrial. Madrid : Diaz de Santos, 2010. 978-84-7978-962-6.

GONZÁLES, Francisco. 2005. Teoría y práctica del mantenimiento industrial avanzado . España : ARTEGRAF S.A., 2005. 84-96169-49-9.

GRANERO , Andrés. 2016. imseingenieria.blogspot. [En línea] 8 de 6 de 2016. [Citado el: 19 de 2 de 2019.] <http://imseingenieria.blogspot.com/2016/06/cambiadores-de-tomas-bajo-carga-oltc.html>.

HANCCO, Blanca. 2016. Sistema de monitoreo eléctrico fallas intempestivas en los transformadores de potencia de alta tensión . Lima : s.n., 2016.

HARPER , Gilberto. 2001. Curso de transformadores y motores de inducción . México : Limusa, 2001. 968-18-5993-6.

IEC, 2000. 2000. IEC 60076-1. upload.goalsites. [En línea] 2000. [Citado el: 16 de 01 de 2019.] https://v4-upload.goalsites.com/120/editor_1514879731_IEC60076-1.pdf.

ISO, 14224. 2004. ISO 14224. <https://es.linkedin.com>. [En línea] 19 de Diciembre de 2004. [Citado el: 29 de Enero de 2019.] <https://es.linkedin.com/pulse/el-mantenimiento-basado-en-condici%C3%B3n-ayuda-mejorar-o-carlos-j-?trk=pulse-article>. ISO 14224.

LELEKAKE, N. 2011. <http://ieeexplore.ieee.org>. [En línea] Standard IEEE Electrical Isulation Magazine, 2011. [Citado el: 02 de Febrero de 2019.] <http://ieeexplore.ieee.org/search/searchresult.jsp?newsearch=true&queryText=Comparison+of+dissolved+gas-in-oil+methods+using+a+dissolved+gas-in-oil+standard>, ISSN 0883-7554..

MARTINEZ , Marco. 2008. Mantenimiento predictivo a transformadores de potencia por medio de análisis de aceite dieléctrico y técnicas complementarias. Guatemala : s.n., 2008.

MEDINA , Santiago . 2006. Mantenimiento predictivo de transformadores de alta potencia según la técnica mantenimiento centrado en la confiabilidad. Ecuador : s.n., 2006.

MENDEZ , Herberto. 2015. Análisis y solución a la problemática de generación de hidrógeno por la presencia de partículas en el sistema dieléctrico de transformadores. México : s.n., 2015.

MINHAS, M.S.A, REYNDERS, J.P y DE KLERK, P.J. 2010. Aplicaciones Industriales . London : s.n., 2010. 18155901.

MONTANE , Jorge, y otros. 2010. <https://www.academia.edu/>. Ingeniería energética. [En línea] febrero de 2010. [Citado el: 29 de Enero de 2019.] https://www.academia.edu/56609963/Estado_actual_del_diagn%C3%B3stico_De_transformadores_de_potencia_en_las_centrales_el%C3%A9ctricas_cubanas_Present_status_considerations_about_power_transformers_diagnosis_in_Cuban_power_stations. 1815 - 5901.

OSINERGMIN, ORG. 2018. Osinergmin. [En línea] Agosto de 2018. [Citado el: 25 de Marzo de 2019.] <https://www.osinergmin.gob.pe>.

PEREZ, Pedro. 2001. Transformadores de Distribución. México : Reverte Ediciones, S.A de C.V, 2001. 968-6708-48-0.

PEREZ, Sandra y LOPEZ, José. 2018. Transformadores Eléctricos. Pereira : Universidad Tecnológica de Pereira, 2018. 978-958-722-302-6.

—. **2018.** Transformadores eléctricos . Pereira : Universidad Tecnológica Pereira, 2018. 978-958-722-302-6.

PONCE, Pedro. 2017. Maquinas Eléctricas. México : Alfaomega, 2017. 978-607-622-688-9.

ROGER , R. 1978. [En línea] IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers, using gas in oil analysis, 1978. [Citado el: 21 de enero de 2019.] <https://ieeexplore.ieee.org/search/searchresult.jsp?newsearch=%20true&queryText=IEEE%20and%20IEC%20codes%20to%20interpret%20incipient%20faults%20in%20transformers,%20using%20gas%20in%20oil%20analysis>. 0018-9367.

SANCHEZ, Alfonso. 2011. linkedin. maintenancela.blogspot. [En línea] 24 de Octubre de 2011. [Citado el: 23 de enero de 2019.] <https://maintenancela.blogspot.com/2011/10/confiabilidad-disponibilidad-y.html>.

SENNER, Adolf. 1994. Principios de Electrotécnia. Barcelona : Reverte, 1994. 84-291-3448-4.

SUSUKI, Tokutaro. 2017. TPM en industrias de proceso. España : Routledge, 2017. 1351407503.

TECSA. 2018. <https://www.tecsaqro.com.mx/blog/las-fallas-mas-comunes-en-un-transformador/>. [En línea] Tecsa, 2 de julio de 2018. [Citado el: 13 de 01 de 2019.] <https://www.tecsaqro.com.mx/blog/las-fallas-mas-comunes-en-un-transformador/>.

TRASHORRAS, Jesús. 2016. Sistemas eléctricos en centrales. Madrid : Ediciones Paraninfo SA, 2016. 978-84-283-3718-2.

ANEXO

Anexo 1 Matriz de consistencia.

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	Metodología
Problema General	Objetivo General	Hipótesis General	Variable Independiente. Gestión de Mantenimiento Predictivo usando técnicas complementarias	Análisis de gases disueltos en el transformador de potencia.	Concentración de gases	Tipo: Aplicada Método Cuantitativo Diseño Experimental Población 04 equipos
¿Cómo la Gestión de Mantenimiento Predictivo utilizando técnicas complementarias, mejora la disponibilidad del transformador de potencia?	Establecer de qué manera la Gestión de Mantenimiento Predictivo utilizando técnicas complementarias, mejora la disponibilidad del transformador de potencia.	La Gestión de Mantenimiento Predictivo utilizando técnicas complementarias, mejora significativamente la disponibilidad del transformador de potencia.		Análisis Termográfico en el transformador de potencia.	Variación de la temperatura	
Problemas Específicos	Objetivos Específicos	Hipótesis Específicas	Variable Dependiente Disponibilidad del transformador de potencia	Disponibilidad del transformador de potencia	Tiempo medio para reparar (MTTR) Tiempo medio entre fallas (MTBF)	Muestra 04 Equipos Técnica Medición Observación Instrumento Ficha de observación del Participante
¿De qué manera la Gestión de Mantenimiento Predictivo utilizando análisis de gases disueltos, mejora la disponibilidad del transformador de potencia?	Establecer como la Gestión del Mantenimiento Predictivo utilizando análisis de gases disueltos, mejora la disponibilidad del transformador de potencia	La Gestión de Mantenimiento Predictivo utilizando análisis de gases disueltos, mejora significativamente la disponibilidad del transformador de potencia.		Costo de Operación y Mantenimiento del transformador de potencia.	Costos fijos anuales Costos variables anuales	
¿De qué manera la Gestión de Mantenimiento Predictivo utilizando Análisis Termográfico, reduce los costos de operación y mantenimiento del transformador de potencia?	Establecer como la Gestión del Mantenimiento Predictivo utilizando análisis termográfico reduce los costos de operación y mantenimiento del transformador de potencia	La Gestión de Mantenimiento Predictivo utilizando Análisis Termográfico, reduce significativamente los costos de operación y mantenimiento del transformador de potencia.				



**Informe Termografía
Transformador ABB PT-0038-0
SE Cajamarca Norte
CONENHUA S.A.**

Date: 05/03/2008

Operator: A...

This report was made
See

Termografía del transformador de Cajamarca Norte

FLIR Systems AB

05/03/2009

Equipment	Section	Date
Transformador de Potencia ABB PT-0038-01	Bushings 60 kV Fase "R"	05/03/2009



Object	Value	Diff temperature
Reference	29.4°C	-
Label	Value	Diff temperature
SP01	82.9°C	53.5°C
AR01 : max	82.9°C	53.5°C
AR02 : max	34.6°C	5.2°C
AR03 : max	29.4°C	0.0°C



Observations:

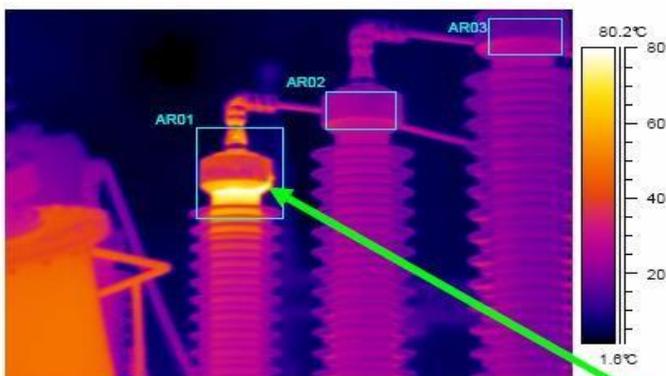
Se observa un incremento de temperatura de mas de 30 °C; respecto a la ultima inspección realizada en Noviembre de 2008.
P = 47.91 MW al momento de la inspección.

Termografía de bushing de baja tensión 60kV

FLIR Systems AB

05/03/2009

Equipment	Section	Date
Transformador de Potencia ABB PT-0038-01	Bushings 60 kV Fase "R"	05/03/2009



Object	Value	Diff temperature
Reference	32.3°C	-
Label	Value	Diff temperature
AR01 : max	82.1°C	49.8°C
AR02 : max	35.7°C	3.4°C
AR03 : max	32.3°C	0.0°C



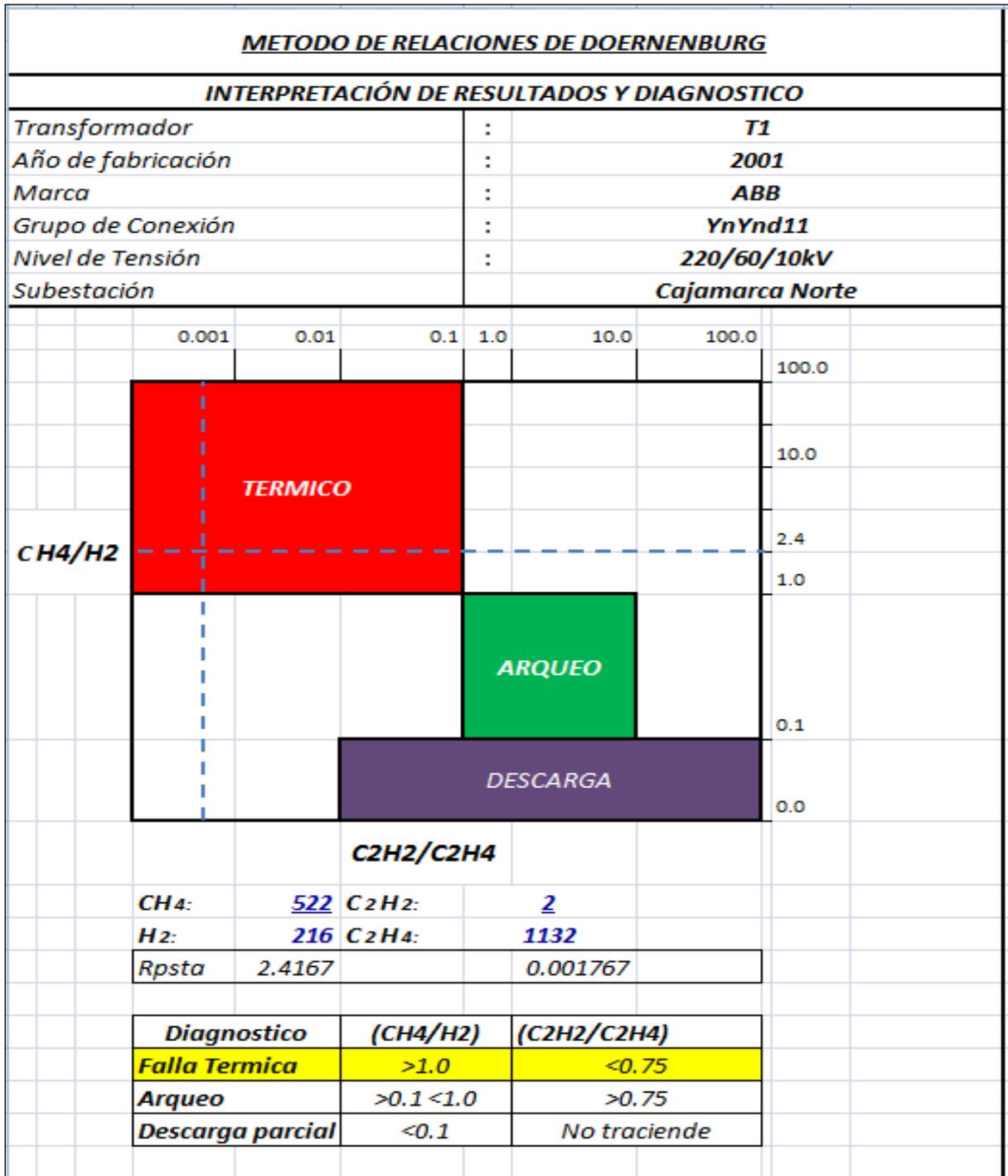
Observations:

Se observa un incremento de temperatura de mas de 30 °C; respecto a la ultima inspección realizada en Noviembre de 2008.
P = 47.91 MW al momento de la inspección.

Anexo 3. Muestra la tabla de Doernenburg

OTROS ANEXOS NECESARIOS DE ACUERDO A LA NATURALEZA DEL PROBLEMA

Cálculos del método de Doernenburg.



Fuente Elaboración Propia

Tabla 2

Anexo 5. Cálculo del Triángulo Duval

TRIANGULO DUVAL															
INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS Y DIAGNOSTICO															
<i>Transformador:</i>	T1														
<i>Año de fabricación:</i>	2001														
<i>Marca:</i>	ABB														
<i>Grupo de Conexión:</i>	YnYnd11														
<i>Nivel de Tensión:</i>	220/60/10kV														
<i>Subestación:</i>	Cajamarca Norte														
	<i>Descripción de falla:</i> D1= Descargas de baja energía (chispeo). D2= Descargas de alta energía (arco). DT= Falla eléctrica y térmica en conjunto. T1= Falla térmica bajo los 300 [c]. T2= Falla térmica entre 300 y 700 [c]. T3= Falla térmica a más de 700 [c]. PD= Descarga parcial														
	$\%C_2H_4 = \frac{100y}{x+y+z}$	62400 1156	53.9792388												
$\%C_2H_2 = \frac{100x}{x+y+z}$	200 1156	0.17301038													
$\%CH_4 = \frac{100z}{x+y+z}$	53000 1156	45.8477509													
			<table border="1"> <thead> <tr> <th>Gases</th> <th>Valor</th> <th>Unid.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>C2H4</td> <td>624</td> <td>Y</td> </tr> <tr> <td>C2H2</td> <td>2</td> <td>X</td> </tr> <tr> <td>CH4</td> <td>530</td> <td>Z</td> </tr> </tbody> </table>	Gases	Valor	Unid.	C2H4	624	Y	C2H2	2	X	CH4	530	Z
Gases	Valor	Unid.													
C2H4	624	Y													
C2H2	2	X													
CH4	530	Z													

Fuente: Procedimiento para realizar e interpretar la prueba de cromatografía de gases en transformadores de potencia.

Anexo 6. base de datos de los resultados de análisis cromatográficos del transformador de Cajamarca

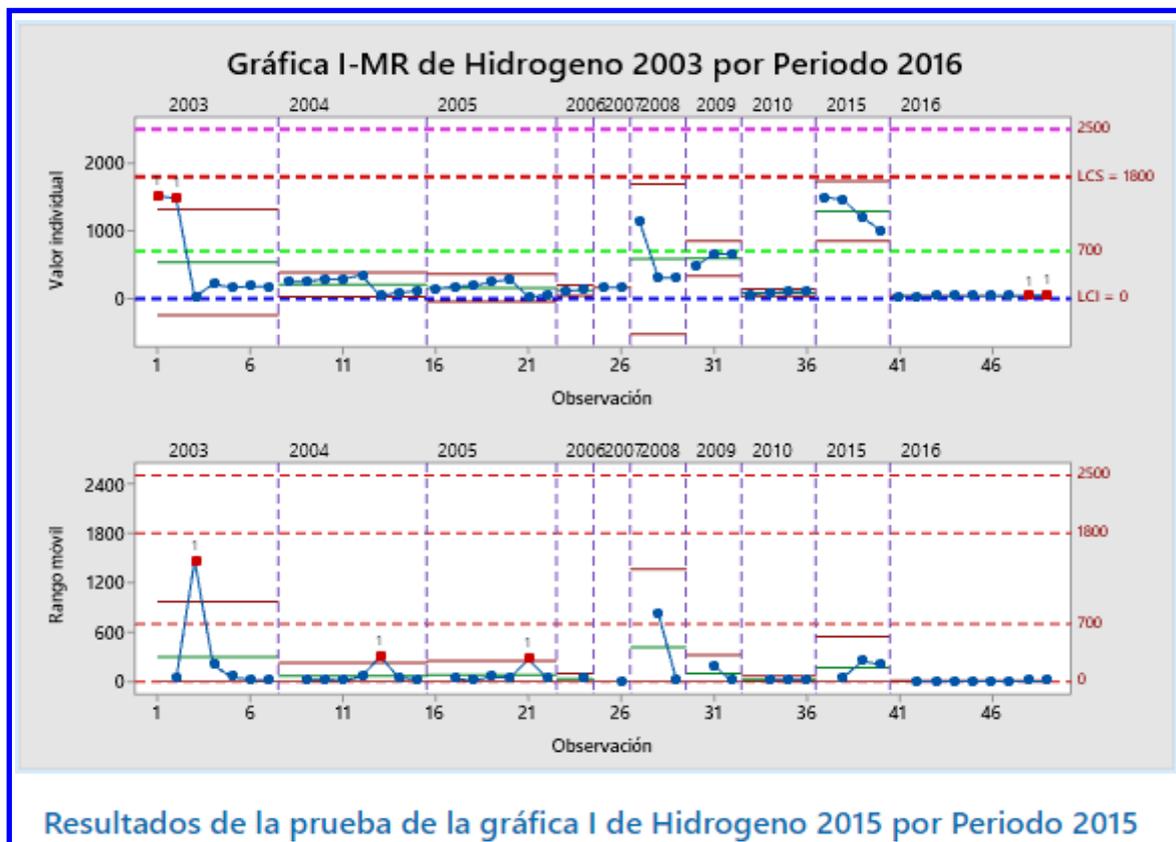
FECHAS	Hidrogeno	Metano	Etano	Etileno	Acetileno	Monóxido de Carbono	Dióxido de Carbono	Oxigeno	Nitrógeno	TDCG	Total, Gases	Temp.
	LMP (ppm)											
	<200	<50	<35	<80	<5	<800	<6000			<1000	%	
24/08/2003	1510	5070	1940	4010	<2	59	399	1720	12000	12591	3	20
05/09/2003	1480	4650	1780	3780	3	55	366	2910	13500	11748	3.73	24
22/09/2003	15	40	28	51	<2	<5	34	1800	3690	141	0.57	59
16/10/2003	210	560	229	482	<2	6	94	1630	3340	1489	0.65	41
20/11/2003	155	270	113	286	4	5	92	1730	3560	833	0.62	44
22/12/2003	175	300	121	304	4	6	143	3780	7740	910	1.29	41
22/12/2003	165	330	144	338	13	14	140	1810	3710	1004	0.67	41
29/03/2004	235	450	199	434	2	14	219	1410	2880	1334	0.58	41
1/07/2004	250	645	263	538	2	21	283	1470	3010	1719	0.7	51
16/07/2004	275	640	257	533	2	24	295	1190	2440	1731	0.57	
30/07/2004	285	700	274	559	2	17	294	1310	2680	1837	0.61	
29/08/2004	340	820	330	682	2	27	351	1570	3210	2201	0.79	25
1/10/2004	35	55	31	74	2	12	154	7810	22500	209	3.07	47
15/11/2004	80	130	50	141	2	7	141	768	1570	410	0.29	51
13/12/2004	105	190	79	203	4	11	303	19800	65000	592	8.5	
27/01/2005	135	245	102	242	3	14	267	2486	5090	741	0.88	45
4/03/2005	170	300	124	282	2	15	320	2630	5390	893	0.95	49
4/04/2005	180	375	150	321	2	25	410	1350	2770	1049	0.58	52
3/06/2005	235	525	201	467	2	26	482	899	1840	1456	0.5	47
3/08/2005	280	590	217	542	4	30	452	1680	3450	1663	0.77	43
4/08/2005	10	5	2	2	2	25	29	1720	3530	26	0.53	43
15/12/2005	55	105	47	95	2	25	236	1830	3760	316	0.62	50
25/03/2006	100	230	97	192	2	25	451	8190	25100	646	3.46	52
25/06/2006	130	320	144	252	2	27	519	1880	3850	875	0.74	46
21/02/2007	155	430	192	339	3	47	741	1090	3310	1166	0.67	45
26/08/2007	155	520	220	410	2	61	962	2930	7670	1368	1.33	38
4/02/2008	1130	1910	521	2410	37	77	1240	2200	6890	6085	1.81	52
17/08/2008	300	510	122	621	8	25	414	19400	67400	1573	8.88	50
4/11/2008	305	482	139	702	5	25	290	4360	8940	1649	1.59	49
18/02/2009	465	910	229	1160	7	56	659	2890	10700	2827	1.75	54
23/04/2009	655	1310	335	1670	6	96	917	2240	9820	4072	1.78	56
13/06/2009	650	1350	326	1550	2	91	800	1400	10100	3969	1.69	41
1/10/2009	55	124	38	150	2	25	234	1690	3460	380	0.58	49
3/12/2009	75	179	56	209	2	25	361	2080	6420	540	0.95	63
4/02/2010	100	258	84	290	2	27	534	1840	3770	761	0.72	61
27/05/2010	85	285	100	304	2	34	681	4340	8900	810	1.5	27
28/05/2010	105	280	95	315	2	28	629	3650	7480	825	1.29	50
2/08/2010	175	470	146	524	2	80	773	4680	12200	1362	1.98	50
13/11/2010	240	713	205	708	2	85	1020	18000	63400	1956	8.79	42
4/02/2011	235	728	225	768	2	115	1180	3900	16200	2073	2.37	60
12/04/2011	220	776	245	810	2	140	1470	4960	23100	2193	3.2	59
	41	41	41	41	38	40	41	41	41	41	41	

Fuente: Elaboración propia

Anexo 7. Analisis de Eventos destacados

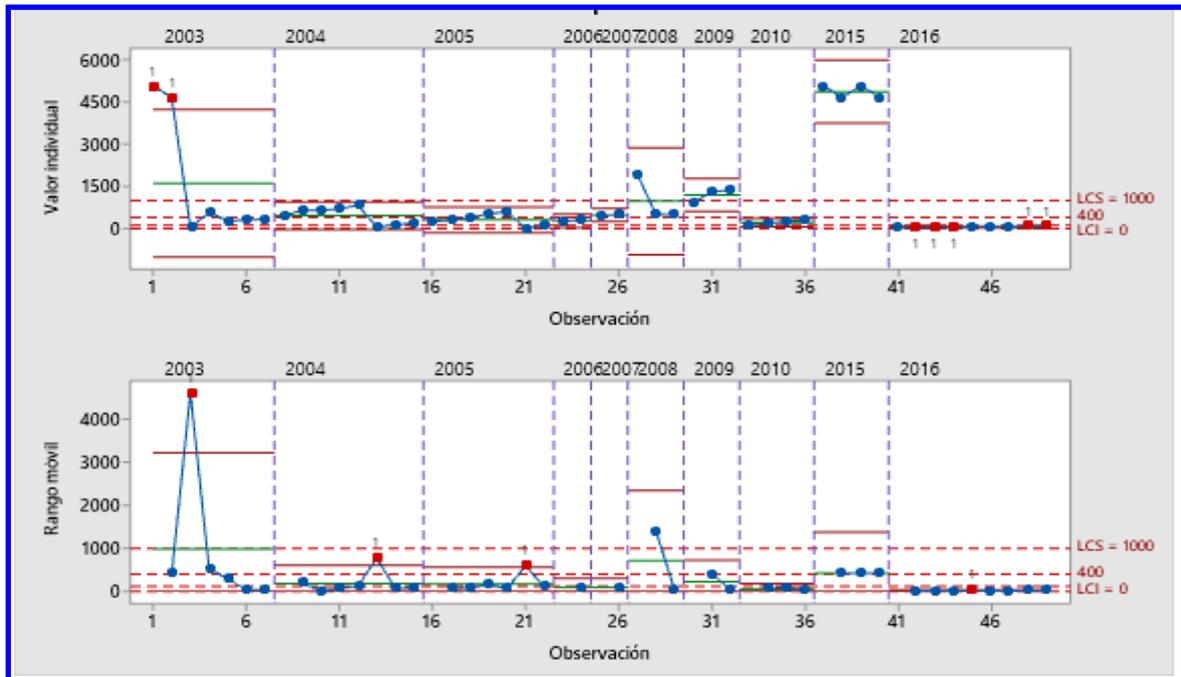
Mediante la metodología planteada en este estudio se espera que los equipos (transformadores de Potencia) mejoren su condición de operación y la Gestión de Mantenimiento Predictivo ayuden a lograr prevenir y planificar los mantenimientos predictivos, preventivos y correctivos de acuerdo a condiciones operativas.

Grafica I-MR de Hidrogeno del periodo 2003 a 2016



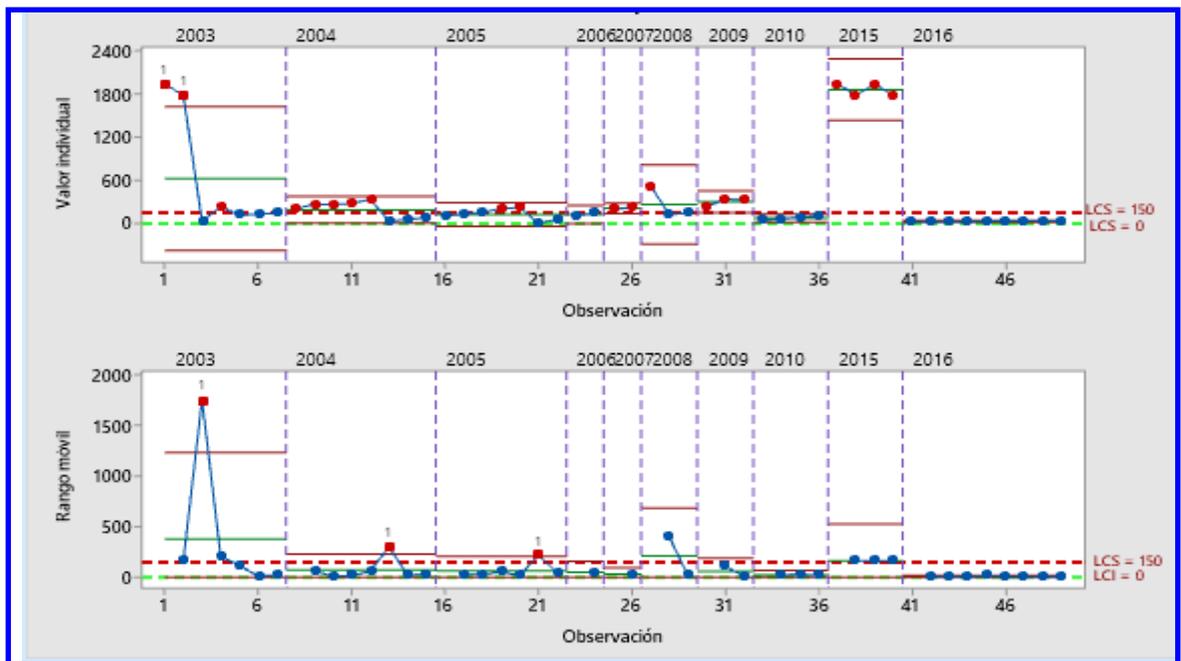
Fuente Elaboración propia.

Grafica I-MR de Metano del periodo 2003 a 2016



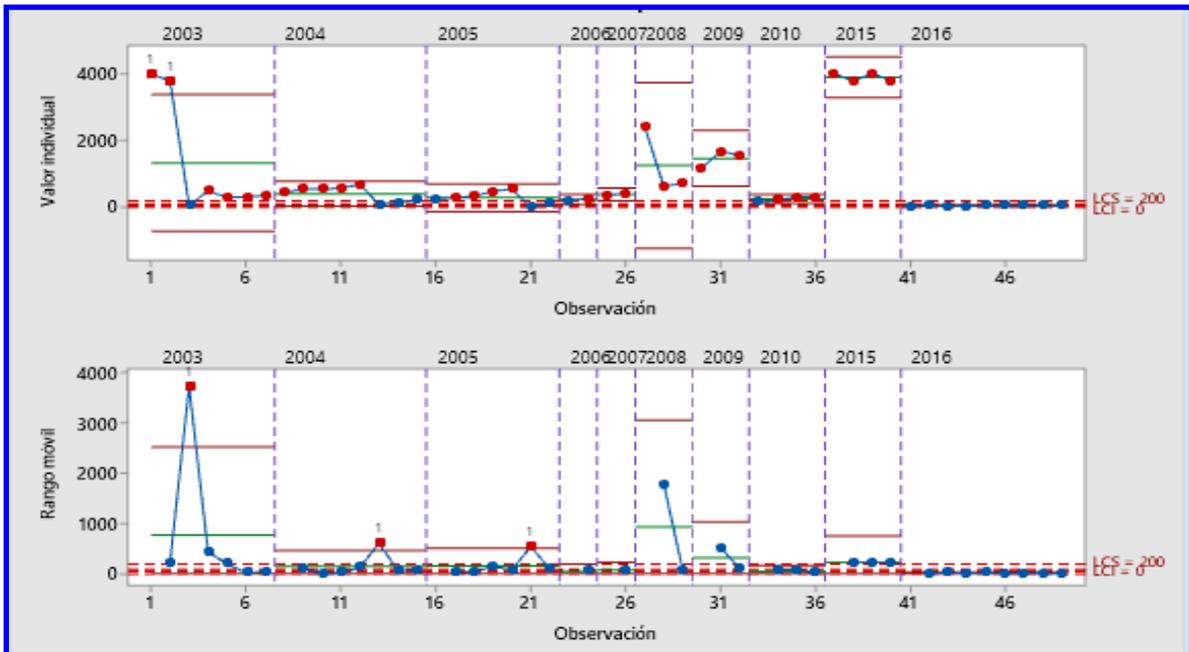
Elaboración Propia

Grafica I-MR de Etano del periodo 2003 a 2016



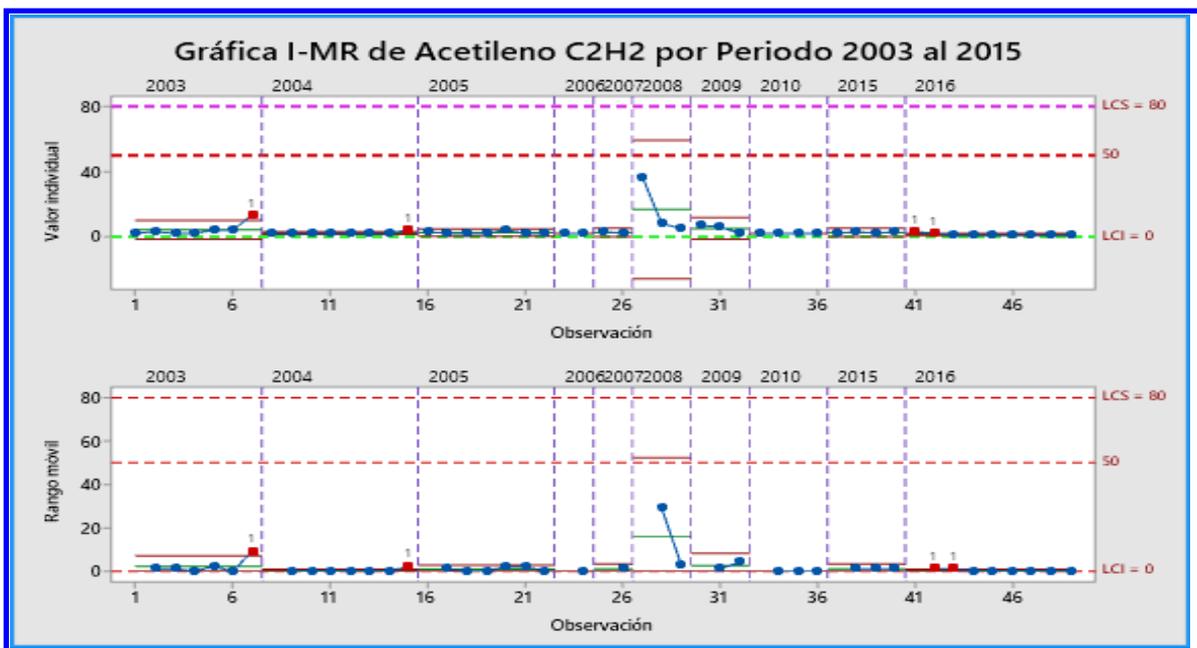
Elaboración Propia

Grafica I-MR de Metano del periodo 2003 a 2016



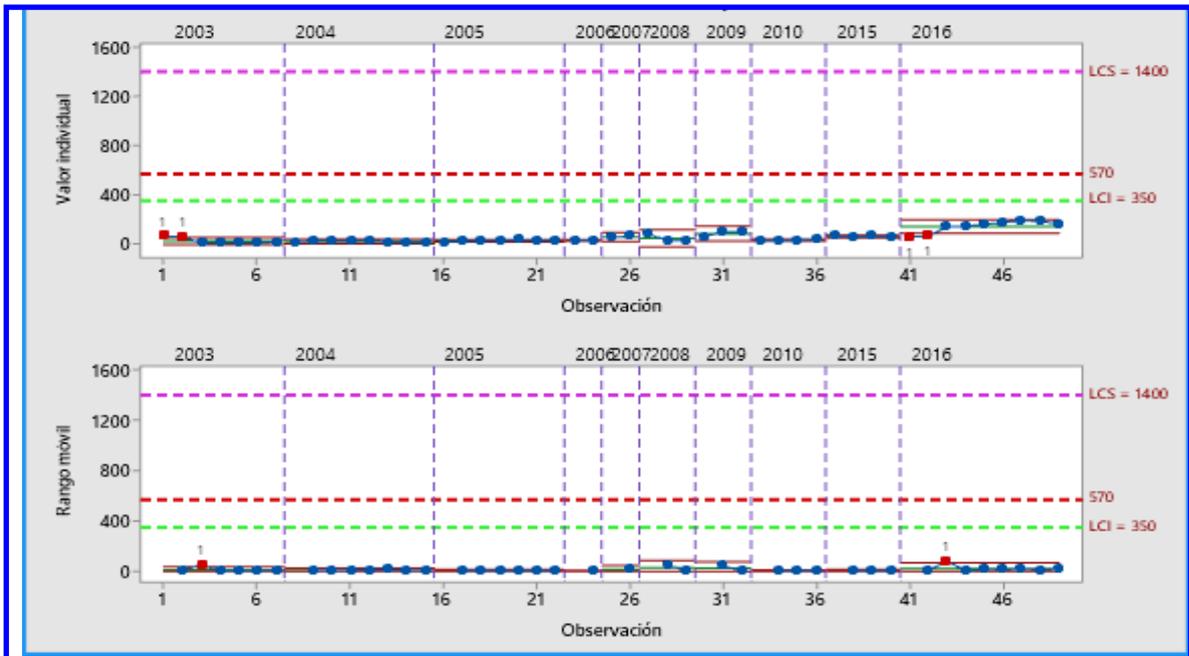
Elaboración Propia

Grafica I-MR de Acetileno del periodo 2003 a 2016



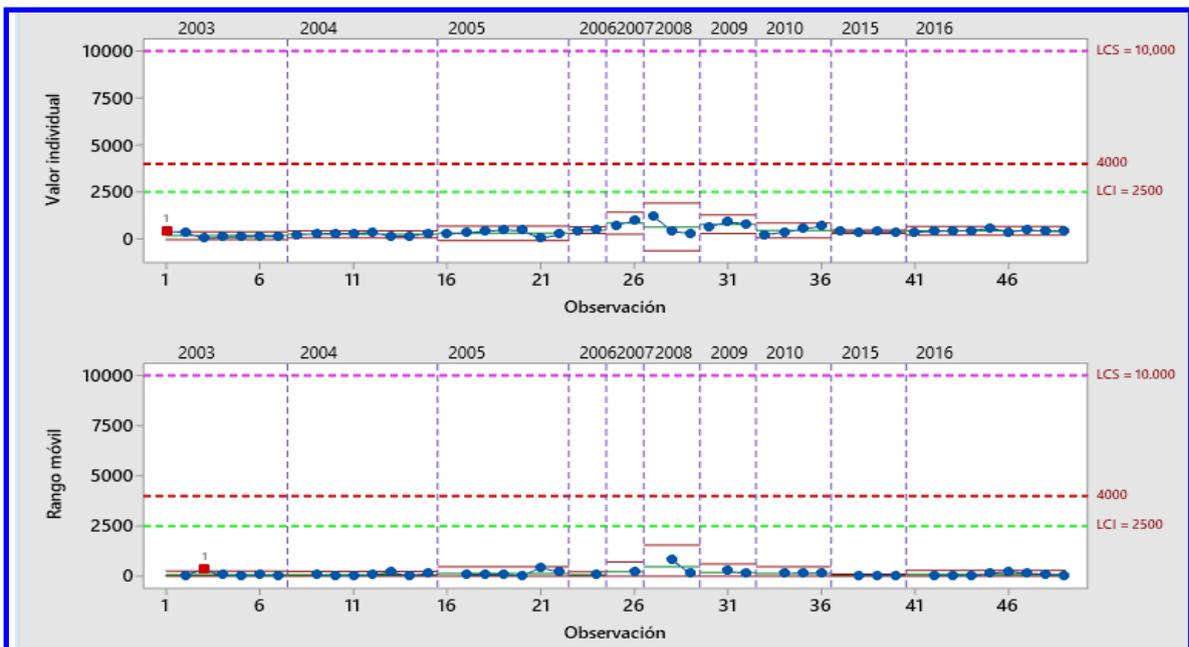
Elaboración Propia

Grafica I-MR de Monóxido de Carbono del periodo 2003 a 2016



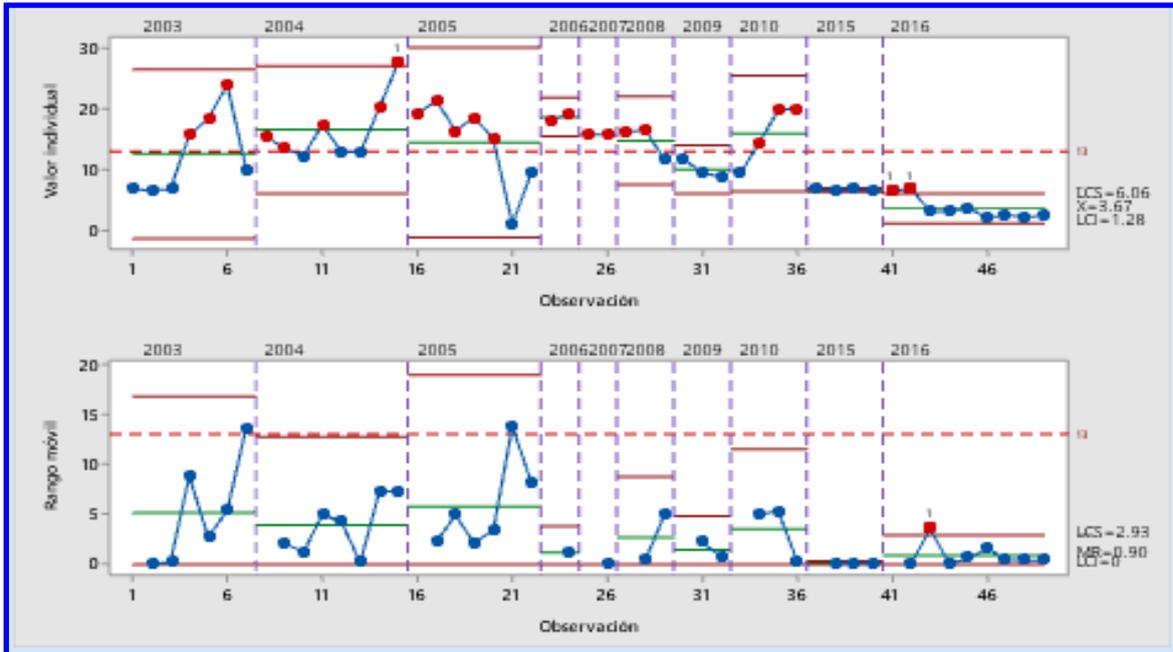
Elaboración Propia.

Grafica I-MR de Dióxido de Carbono del periodo 2003 a 2016



Elaboración Propia.

Grafica I-MR de desgaste de papel del periodo 2003 a 2016



Elaboración Propia