

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO PARA LA REPARACIÓN O
REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

JUAN CARLOS ASTUDILLO MUÑOZ

DIRECTOR: ING. MENTOR POVEDA

Quito, Enero 2008

CONTENIDO

DECLARACIÓN	2
CERTIFICACIÓN.....	3
AGRADECIMIENTOS.....	4
DEDICATORIA.....	5
INTRODUCCIÓN.....	6
I. EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.....	7
1.1 LISTADO DE TRANSFORMADORES EN SUBESTACIONES DE LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.	8
1.2 ENVEJECIMIENTO Y DETERIORO DE LOS TRANSFORMADORES	10
1.3 INSPECCIÓN DE RUTINA EN TRANSFORMADORES	11
1.4 CUATRO CATEGORÍAS DE EVALUACIÓN DE RIESGO	12
1.5 PRUEBAS DE CARGA Y TEMPERATURA	15
1.6 EDAD	20
1.7 CROMATOGRAFÍA DE GASES COMBUSTIBLES.....	22
1.8 RIGIDEZ DIELECTRICA, NORMAS ASTM D-877 y D-1816	30
1.9 NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN, NORMAS ASTM D-664 Y D-974.....	30
1.10 TENSIÓN INTERFACIAL, NORMA ASTM D-971	31
1.11 CONTENIDO DE HUMEDAD, NORMA ASTM D-1533	32
1.12 ÍNDICE COLORIMÉTRICO (COLOR), NORMA ASTM D-1500.....	33
1.13 GRAVEDAD ESPECÍFICA, NORMA ASTM D-2501	33
1.14 FACTOR DE POTENCIA, NORMA ASTM D-924	33
1.15 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO	33
1.16 RELACION DE TRANSFORMACION (TTR)	35
1.17 PÉRDIDAS	36
II. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA COMO ENTIDAD ECONÓMICA.	41
2.1 COSTOS DE CAPITAL.....	41
2.2 COSTOS DE OPERACIÓN.....	44
2.3 COSTOS ASOCIADOS A LA SEGURIDAD DE FUNCIONAMIENTO.....	47
III. DESARROLLO DE ESCENARIOS DEL PROBLEMA DE DECISIÓN	55
3.1 CASO I.- NO HAY FALLA.....	66
3.2 CASO II.- LA REPARACIÓN (YA SEA POR FALLA O REHABILITACIÓN) ES RENTABLE.....	67
3.3 CASO III.- LA REPARACIÓN NO ES RENTABLE:	68
3.5 CASO IV: LA REPARACIÓN NO ES RENTABLE, PERO EL COSTO DE LA INDISPONIBILIDAD ES ALTO.....	69
IV. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LOS TRANSFORMADORES PARA CADA ESCENARIO	70
4.1 VARIABLES TÉCNICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE LA EEASA.	70
4.2 INGRESO DE VARIABLES ECONÓMICAS	81
4.3 CÁLCULO PARA LA OPCIÓN ``A`` REPARAR O REPOTENCIAR.....	88
4.4 CÁLCULO PARA LA OPCIÓN ``B`` REEMPLAZAR	93
4.5 COMPARACIÓN DE LA MEJOR OPCIÓN	102
V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	103
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	105
ANEXOS.....	106
ANEXO N° 01.....	107
AREA DE CONCESION DE LA EEASA.....	107
ANEXO N° 02.....	109
DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEASA.	109
ANEXO N° 03.....	111
HISTORIAL DE PRUEBAS DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE PROPIEDAD DE LA EEASA.	111

DECLARACIÓN

Yo Juan Carlos Astudillo Muñoz declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Juan Carlos Astudillo Muñoz

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Juan Carlos Astudillo Muñoz, bajo mi supervisión.

ING. MENTOR POVEDA

AGRADECIMIENTOS

El presente trabajo va dirigido con una expresión de agradecimiento a todos los que han sido mis profesores, ya que gracias a sus conocimientos impartidos he logrado finalizar esta etapa muy importante en mi vida, y en especial al Ing. Mentor Poveda por su guía y enseñanza desinteresada.

De igual manera expreso mis agradecimientos a la Empresa Eléctrica Ambato, en especial al Ing. Santiago Ramos por brindarme el apoyo y las facilidades para desarrollar el presente proyecto.

DEDICATORIA

A mis padres que por su afán y sacrificio han hecho posible la culminación de mi carrera.

A mi esposa por estar siempre a mi lado y apoyarme en todo momento.

A mi hija por ser mi razón de existir.

INTRODUCCIÓN

El transformador de potencia es un elemento vital para el desarrollo de todo país, sin este, sería imposible la transmisión eficiente de energía eléctrica. De acuerdo con lo mencionado, el transformador de potencia se constituye entre los equipos de mayor valor en una instalación eléctrica.

El costo por kVA de un transformador se estima entre US \$ 10 y \$ 15, así: un transformador de 5 MVA tiene un costo alrededor de \$ 70.000, mientras que otro de 30 MVA asciende a \$ 350 000 y uno de 110 MVA ronda el millón de dólares, de ahí que es muy importante para una Empresa Eléctrica tomar una decisión de si se debe reparar o reemplazar un transformador de potencia.

Actualmente, las reparaciones de transformadores de potencia en algunas empresas son llevadas a cabo evaluando solamente las alternativas que proponen los diferentes reparadores de transformadores. Una política que contribuye a las prácticas actuales de no evaluar la alternativa de reparar o reemplazar transformadores es la de limitar el presupuesto de inversión al crecimiento de la capacidad instalada, nuevas obras o instalaciones.

Con este proyecto lo que se quiere es contribuir a la decisión: "Reparar o Reemplazar" evaluando la mejora del desempeño en servicio, considerando que la utilización de un transformador de potencia no se puede extender hasta que falle.

Tomando en cuenta estas premisas se analizará cada uno de los transformadores de potencia de propiedad de la Empresa Eléctrica Ambato Regional Centro Norte (EEASA) para lo cual se hace un planteamiento de los diversos escenarios que implican la toma de decisión, decisión que sin duda debe ser la más viable para la Empresa en términos de economía y técnicos.

CAPITULO 1

I. EVALUACIÓN DEL ESTADO ACTUAL DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Los transformadores son equipos importantes en un sistema de potencia. Estos transforman el voltaje y corriente que, en sí, son la variables de interés en el transporte de la energía eléctrica en corriente alterna, esencialmente re-facilitan la transmisión de potencia de un lado del transformador al otro, esto logran evitando las altas corrientes al elevar el nivel de voltaje, manteniendo la potencia transmitida en las grandes distancias.

El transformador de potencia en las subestaciones de distribución se encuentra en la categoría más alta de todos los equipos de distribución. Generalmente, su capacidad se distribuye por todo un sistema, o se concentra en una subestación, y así del transformador depende la capacidad de dicho sistema.

Esta es solo una de las diversas razones por lo que estos equipos son considerados claves en un sistema de distribución. A pesar de todo, un gran transformador de potencia es una de las principales preocupaciones para cualquier empresa distribuidora cuando este se convierte en motivo de evaluación de fiabilidad, por que se ven involucrados los cientos de clientes que se tiene a lo

largo de los grandes alimentadores y el reemplazo de uno de estos involucra un considerable monto de tiempo y costos para la empresa y los clientes.

La Empresa Eléctrica Ambato S.A. Regional Centro Norte (EEASA RCNA) se destaca por ser una de las empresas con mayor zona de concesión en el país, ya que abarca la zona central y gran parte de la zona oriental de nuestro país, en el “Anexo 01” se muestra el área de concesión de la EEASA.

Cuadro 1. Cobertura del suministro eléctrico de la EEASA.

COBERTURA DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO POR EMPRESA DISTRIBUIDORA (Estimada con datos del Censo de Población y Vivienda de 2001)				
- Se asume que cada parroquia está servida por una sola Empresa Distribuidora. - Los datos de las parroquias urbanas de las capitales provinciales, se agrupan en forma total en: Urbana en el censo de 2001 y Urbana y Rural en el censo de 1990. - Viviendas con personas presentes el día del censo.				
Empresa	Población 2001	Viviendas 2001	Viviendas Electrificadas 2001	Cobertura 2001 (%)
Ambato S. A.	575 528	136 165	120 940	88,82

Fuente: CONELEC Estadística del Sector Eléctrico Ecuatoriano 1999-2004

El sistema de subtransmisión está a un nivel de voltaje de 69 kV y consta principalmente de un anillo urbano que sirve al Cantón Ambato, a una parte de la zona rural y a la mayoría de los cantones de la provincia de Tungurahua, y dos ramificaciones; la primera de estas sirve principalmente al Cantón Píllaro y al resto de la zona rural de la ciudad, y la otra ramificación sirve en su gran parte a los cantones, Pelileo y Baños, dirigiéndose a la zona Oriental del país, sirviendo a las Provincias de Pastaza, Tena y una parte de Morona, todo este sistema está conformado por 15 subestaciones de subtransmisión y 22 transformadores de potencia con una relación de transformación de 69 kV a 13,8 kV en su mayoría.

En el Anexo N° 02 se muestra el diagrama unifilar del sistema de subtransmisión de la EEASA.

1.1 LISTADO DE TRANSFORMADORES EN SUBESTACIONES DE LA EMPRESA ELECTRICA AMBATO REGIONAL CENTRO NORTE S.A.

A continuación se tiene un cuadro con todas las subestaciones del sistema de subtransmisión de la EEASA, cada uno de los transformadores de potencia y número de alimentadores asociados a estas.

Cuadro 2. Subestaciones y Transformadores del Sistema de Subtransmisión

SUBESTACION		kV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	Nº SERIE	CANTIDAD ACEITE	AÑO	ORIGEN	Z %	CONEXIÓN P/T/S
PUYO	A	69/13.8	5	OSAKA	5K0040008	4000 LTS	1982	JAPON	7,3	Δ-Ytierra
	B	69/13.8	5	OSAKA	5K0040011	4000 LTS	1982	JAPON	7,3	Δ-Ytierra
BAÑOS		69/13.8	5	WESTINGHOUSE	PGU73651	2100 GLS	1969	U.S.A	7,5	Ytierra-Δ-Y tierra©
PELILEO		69/13.8	10/12.5	OSAKA	5K0039004	6100 LTS	1982	JAPON	8.2/10.3	Δ-Ytierra
ORIENTE***	A	69/13.8	12/15	SIEMENS	234241	6790 LTS	2004	COLOMBIA	7,35	Δ-Ytierra
	B	69/13.8	5/6.25	OSAKA	5K0040009	4000 LTS	1982	JAPON	7,2	Δ-Ytierra
SAMANGA		69/13.8	12/16.5	A.B.B.	200328	5460 LTS	2002	COLOMBIA	9,36	Δ-Ytierra
ATOCHA		69/13.8	10/12.5	OSAKA	5K0039003	6100 LTS	1982	JAPON	8.2/10.3	Δ-Ytierra
MONTALVO		69/13.8	5	OSAKA	5K0040010	4000 LTS	1982	JAPON	7,2	Δ-Ytierra
BATAN		13.2/4.16	5	PAUWELS	7840086	1.85 TON	1978	BELGICA	5,85	Y-Ytierra
LORETO	A	6.9/4.16	3	AEG	19098	1.58 TON	1960	-----	5,5	Δ-Ytierra
	B	13.8/4.16	2,5	WESTINGHOUSE	VBU73641	560 GLS	1969	U.S.A	5,8	Ytierra-Δ-Y tierra©
	C*	6.9/4.16	3	AEG	19099	1.58 TON	1960	-----	5,5	Δ-Ytierra
HUACHI		69/13.8	10/12.5	MITSUBISHI	8771720101	4700 KG	1987	JAPON	7,67	Δ-Ytierra
LORETO NUEVA		69/13.8	16/20	PAUWELS	9324022	6.1 TON	1994	BELGICA	7,33	Δ-Ytierra
PILLARO		69/13.8	5/6.25	PAUWELS	992408	4.1 TON	1999	BELGICA	6,5	Δ-Ytierra
LLIGUA**	A	13.8/4.16	3,125	DELTA START	k590019	738 GLS	-----	U.S.A	5,8	Ytierra-Δ
	B	13.8/4.16	3,125	DELTA START	k59021	738 GLS	-----	U.S.A	5,8	Ytierra-Δ
	C*	13.8/6.9	1	s/m	s/n	-----	-----	U.S.A	5,66	Ytierra-Δ
	D	13.8/6.9	3	ECUATRAN	0271494F	483 LTS	2002	ECUADOR	5,4	Ytierra-Δ
TENA		69/13.8	5/6.25	CENEMESA	60272	4200 KG	1989	ESPAÑA	7,73	Δ-Ytierra
SAN FRANCISCO		69/13.8	5/6.25	A.B.B.	212604	3510 LTS	2004	BRASIL	7,47	Δ-Ytierra

Fuente: Base de Datos D.O.M¹¹ D.O.M.: Departamento de Operación y Mantenimiento de la EEASA

* El transformador se encuentra fuera de operación pero permanece en los patios de la Subestación

** Este grupo de transformadores instalados en esta subestación sirven para evacuar la generación de las centrales de generación de la EEASA

*** El transformador marca ABB se encuentra indisponible desde el 02 de octubre del 2003 por daño en una bobina de baja tensión permanece en los patios de la S/E Oriente

*** A partir del mes de agosto/04 entra a operar el transformador de 12/15 MVA SIEMENS en la S/E Oriente

© Sin acceso al devanado de media tensión o terciario

en el mes de enero del 2005 ingresa en operación el transformador de la S/E San Francisco
P/T/S: primario/terciario/secundario

1.2 ENVEJECIMIENTO Y DETERIORO DE LOS TRANSFORMADORES

La edad de los transformadores esta dada por la resistencia de sus componentes al deterioro cronológico en el tiempo, tiempo de servicio y carga, y debido a los eventos anormales y severos tales como fallas internas, y perturbaciones de desconexión. La demanda máxima de la carga servida es un gran contribuyente al deterioro de los transformadores.

Muchos de los aspectos de un transformador que se deterioran con el tiempo son:

- El nivel de aislamiento de sus bobinados;
- Su aceite y aisladores (bushings);
- La resistencia mecánica de su núcleo, cuba, estructura interna y conexiones eléctricas;
- Las propiedades físicas y químicas de sus materiales (Antioxidantes en el aceite, resistencia a la corrosión de la pintura, flexibilidad del aislamiento, etc.). Sin embargo, el deterioro del aislamiento (Tanto en las bobinas como en el aceite) es el que más se debe tratar, para determinar la condición de un transformador.

Existen varias razones para enfocarse en la resistencia del aislamiento interno. Primero, una falla del aislamiento del bobinado no prevendría al transformador para que deje de hacer su trabajo, pero probablemente si existiera una pequeña falla, esta se convertiría en una de mayor tiempo y teniendo como consecuencia un daño severo en el transformador, por no decir catastrófico.

La falla de los aisladores, corrosión y otros tipos de deterioro pueden llevar a la falla del dispositivo, pero rara vez causan daños mayores. Segundo, muchos otros defectos, cuando se encuentran, pueden ser reparados o reemplazados en muchos de los casos rápidamente y a un bajo costo. Los aisladores pueden ser reemplazados, los cambiadores de taps pueden ser reparados, y la mayoría de equipo de servicio que no esté relacionado con el bobinado mientras el transformador es dejado en sitio pero desenergizado. Sin embargo, el aislamiento del bobinado es el más caro y dificultoso de reparar en un transformador. La unidad debe ser monitoreada por un período muy largo y devuelta a la fábrica o a un centro de restauración ya que es esencial completar el proceso de reconstrucción.

El aceite aislante en un transformador, si está significativamente degradado, puede ser reparado o reemplazado. Esto mejoraría el aceite y tiene un efecto positivo en el efecto de la celulosa de aislamiento en las bobinas. Pero en algunos casos el aislamiento de las bobinas está tan deteriorado que no basta con reemplazar el aceite aislante solamente, ya que no mejora la condición del transformador en sí.

Por todas estas razones, el principal enfoque en la evaluación de las condiciones de un transformador de potencia es en la resistencia de aislamiento, varios de los análisis directos (Medición de la resistencia dieléctrica) e indirectos (medición de los contaminantes, análisis de gases disueltos) determinan la resistencia del aislamiento del aceite y las bobinas. Sin embargo, otras partes y aspectos de la unidad deben ser chequeados regularmente y como es lógico, someterlas a un mantenimiento necesario cada cierto tiempo.

1.3 INSPECCIÓN DE RUTINA EN TRANSFORMADORES

La rutina de la inspección física de los transformadores incluye: Examinar el exterior del equipo para encontrar signos de goteo o de corrosión; examinando juntas de los radiadores y puestas a tierra, entre otros, aisladores sucios o trizados, daños (vandalismo, mal tiempo, ej. Erupción del volcán Tungurahua en

este caso), deterioro (pintura rayada), y pérdidas en la estructura y sellos, y sub-componentes asociados (ventiladores de radiadores, sensores de presión). También se deberían incluir las pruebas de operación de equipos auxiliares como bombas de aceite, ventiladores, válvulas de alivio de presión, y el mecanismo del intercambiador de taps y su sistema de control.

Este sistema de inspección debe ser hecho anualmente.

Sin embargo, las inspecciones tienden a enfocarse en otros aspectos a más del aislamiento y las condiciones del bobinado. Las inspecciones deben incluir un análisis interior de la unidad con escáner infrarrojo para detectar puntos calientes causados por pérdidas en los terminales de entrada, fugas de corriente, u otros desperfectos similares. Similarmente, se puede incluir un análisis de ruido usando un analizador de espectros y un patrón de reconocimiento para identificar las señales acústicas que identifican problemas.

La rutina e inspección debe incluir una revisión minuciosa de todos los registros de operación (temperatura, presión, registro de carga) desde la última rutina de inspección, con particular atención en los eventos anormales como caída cercana de rayos, fallas internas.

1.4 CUATRO CATEGORÍAS DE EVALUACIÓN DE RIESGO

La norma Estándar de la IEEE C57-104-1991 clasifica a los transformadores de potencia inmersos en aceite en cuatro categorías o condiciones de riesgo basadas en los resultados de pruebas de gases combustibles disueltos en su aceite. Dentro de cada una de las cuatro categorías, los estándares entonces recomiendan una inspección específica e intervalos de pruebas que dependan del coeficiente de cambio del gas contenido en cada medida de cada intervalo. Esta norma también contiene recomendaciones para el uso de unidades y el tiempo cuando estos deben ser sacados de servicio, basada en los resultados de las pruebas de gases. Los cuadros 3 y 5 resumen este estándar. La norma estándar

completa, da un desglose detallado de las pruebas frecuentes recomendadas versus TDCG² totales y el coeficiente de crecimiento que ahí se muestra.

Cuadro 3. Inspecciones, Pruebas, y Diagnósticos para Realizar en Transformadores de Potencia.

Monitoreo de...	Frecuencia de Monitoreo
Nivel de líquido	Continuamente
Corriente de carga	Continuamente
Temperatura	Continuamente
Voltaje	Continuamente
Inspecciones y Pruebas	
Exterior para signos de daño, deterioro	Rutinario, trimestralmente
Interior para signos de daño, deterioro	5-10 años
Conexiones a tierra	Cada 6 meses
Pararrayos	Cada 6 meses
Equipos de protección y alarmas	Cada 6 meses
Radiadores, Bombas, Válvulas y ventiladores	Cada 6 meses
Funcionamiento de cambiador de taps	Cada 6 meses
Otros equipos exteriores adjuntos	Anualmente
Aislamiento Sólido	
Alta tensión (AC)	Cada 5 años
Voltaje Inducido	Cada 5 años
Resistencia de Aislamiento	1-3 años
Factor de potencia	1-3 años
Índice de polarización y voltaje de recuperación	1-3 años
Aceite Aislante	
Acides	Anualmente
Análisis de color	Anualmente
Capacidad dieléctrica	Anualmente
Tensión interfacial	Anualmente
Factor de potencia	1-3 años
TCGA ³	Anualmente
Cuando existe indicios	
Todas las pruebas e inspecciones anteriores	Inmediatamente
DGA (Cromatografía de gases)	Con la identificación del problema
Resistencia del aislamiento	Cuando se sospecha falla en el bobinado
TTR ⁴	Cuando se sospecha falla en el bobinado

Fuente: Aging Power Delivery Infrastructures

² TDCG: Total Dissolved Combustible Gas (Disolución total de gases combustibles)

³ TCGA: Total Combustible Gas

⁴ TTR: Prueba de relación de transformación y número de espiras

Cuadro 4. IEEE Standard C57.104-1991 Condiciones de riesgo en los Transformadores de Potencia.

Condición	Significado
1	El transformador opera correctamente
2	Gasificación mayor que la normal. Se sospecha mayor proporción de deterioro. Se garantiza haciendo supervisión y pruebas adicionales.
3	Alto nivel de descomposición ha ocurrido casi seguramente. Fallas internas son probables. El análisis periódico de gas debe usarse para establecer una tendencia. La unidad puede necesitar ser fijada para reparación
4	Fallas internas son probables. El continuo funcionamiento puede producir un deterioro.

Fuente: Aging Power Delivery Infrastructures

Cuadro 5. Resumen de las Categorías de Riesgo y Acciones Recomendadas Basadas en el Historial de TCGA, tomada de IEEE Estándar C57.104-1991

Condición de riesgo	Definición del TDGC (ppm)	Índice de Crecimiento (ppm/día)	Medios de operación recomendados de...
1	< 720	< 10	Bueno para operación normal, y hacer pruebas nuevamente anualmente
		> 10	Bueno para operación normal, pero hacer pruebas nuevamente semestralmente
2	721-1920	< 30	Cautela en el uso y nuevas pruebas lo más pronto
		> 30	Cautela en el uso de la unidad y hacer la prueba de DGA para determinar las causas
3	1921-4630	< 10	Fijar un paro para verificar la unidad, y pruebas mensuales hasta entonces. Pruebas de DGA
		> 30	Extrema cautela en el uso de la unidad y hacer pruebas semanalmente
4	> 4630	< 10	Extrema cautela en el uso de la unidad y hacer pruebas semanalmente, fijar reparación lo más pronto
		> 30	Considerar sacarlo de servicio al momento, y pruebas diarias hasta entonces.

Fuente: Aging Power Delivery Infrastructures⁵

ppm: Partes de gas por millón de partes de aceite.

⁵ Referencia Bibliográfica No. 2

Cuadro 6. Límites a las Cantidades de Gases Individuales en Cada Categoría (ppm*)

Condición de riesgo	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TDCG**
1	100	120	35	50	65	350	2500	720
2	101-700	121-400	36-50	51-100	66-100	351-570	2500-4000	721-1920
3	701-1800	401-1000	51-80	101-200	101-150	571-1400	4001-10000	1921-4630
4	>1800	>1000	>80	>200	>150	>1400	>10000	>4630

Fuente: IEEE Estándar C57.104-1991

* Los números mostrados en el cuadro 6 son en partes de gas por millones de partes de aceite (ppm) volumétricamente, y son basados para un gran transformador de potencia con varios miles de galones de aceite.

** Los valores TDCG no incluyen al CO₂ ya que no es un gas combustible.

Notas:

- Se supone que no hubo ensayos previos de gases disueltos en el transformador o que no se dispone de una historia reciente.
- Se debe tener en cuenta la variabilidad de gases disueltos cuando los ensayos son realizados por laboratorios distintos.
- El cuadro 1.6 es aplicable a transformadores nuevos o recientemente reparados, los valores indicados se han obtenido de la experiencia de distintos fabricantes. El usuario puede adoptar diferentes concentraciones de gases individuales o totales disueltos en función de la experiencia con otros transformadores similares.
- Los valores corresponden a grandes transformadores que contienen miles de litros de aceite. Para menores volúmenes de aceite, el mismo volumen de gas presenta concentraciones de gas más altas.

1.5 PRUEBAS DE CARGA Y TEMPERATURA

Las pérdidas eléctricas que se crean dentro de un transformador se disipan en forma de calor, que llega a temperaturas elevadas a menos que este calor sea

removido del núcleo con algunos medios de ventilación. Si la unidad tiene problemas internos que crean cantidades de calor superiores a las esperadas, la unidad podría operar a temperaturas notablemente superiores a las que debería para una carga dada. Las fuentes del exceso de calor incluyen corto circuitos, problemas severos de sedimentos, radiadores o bombas dañados. Esto podría bajar significativamente el tiempo de vida útil y provocar un daño prematuro.

Las unidades pueden ser probadas en laboratorio para determinar su temperatura versus las características de carga ejecutando pruebas de cantidad de corriente que pasa a través de los transformadores para períodos de tiempo conocidos, y medir el crecimiento de su temperatura interior. Sin embargo, tal prueba es cara (la unidad tiene que ser des-energizada, llevada al laboratorio, y dejada por un lapso de tiempo considerable).

Con aproximadamente la misma exactitud se puede determinar el comportamiento térmico de un transformador en el campo. Esto se puede hacer con un monitoreo de la carga, temperatura ambiente, y temperatura dentro de la unidad en un período de tiempo base (cada 15 min.) y luego calcular la constante térmica de tiempo y el máximo crecimiento esperado a carga máxima. Este cálculo se ajusta a la realidad, aunque es generalmente mejor recoger muchos más datos que lo teórico, es suficiente algunas semanas de lecturas. El uso de un método analítico basado en el proceso señalado, en lugar de los métodos de análisis de series de tiempo, también es recomendable.

Típicamente las pruebas hechas en campo no indican las causas del problema, solamente que el problema existe. Las causas de los problemas térmicos deben ser rastreadas por otros tipos de inspecciones y pruebas. Estas empiezan con una inspección y pruebas del sistema entero de enfriamiento, bombas, radiadores. Si estos están operando normalmente, entonces se recomienda pruebas por sedimentación y pruebas en el aceite tales como acides y tensión interfacial.

Cuadro 7. Límites Máximos de Temperatura en Transformadores Usados Continuamente

Tipo de Transformador	Temperatura del Bobinado (Por resistencia)	Temperatura en punto más caliente
55° C sumergido en aceite	55° C	65° C
56° C sumergido en aceite	65° C	80° C
55° C Tipo Seco	55° C	65° C
80° C Tipo Seco	80° C	110° C
150° C Tipo Seco	150° C	180° C

Fuente: TMI, Guía para el mantenimiento de transformadores

La magnitud y duración de las corrientes de falla son de una importancia extrema estableciendo una práctica coordinada de protección para los transformadores, tanto los efectos térmicos como mecánicos de las corrientes de falla deberán ser considerados. Para las magnitudes de las corrientes de falla cerca a la capacidad de diseño del transformador, los efectos mecánicos son más importantes que los efectos térmicos. Con magnitudes bajas de corriente de falla acercándose al valor de sobrecarga, los efectos mecánicos asumen menos importancia, a menos que la frecuencia de la ocurrencia de falla sea elevada. El punto de transición entre el interés mecánico y el interés térmico no puede ser definido exactamente, aunque los efectos mecánicos tienden a tener un papel más importante en las grandes capacidades nominales de kilovoltiamperios, a causa de que los esfuerzos mecánicos son elevados.

1.5.1 Carga con base en las sobrecargas de corta duración sin afectar la vida esperada normal del transformador.

Los transformadores pueden operarse por encima 110°C, promedio de temperatura del punto más caliente, durante cortos periodos o durante periodos

más largos con temperaturas inferiores a 110°C, debido a que el envejecimiento térmico es un proceso acumulativo. Las cargas sugeridas para la vida normal esperada están dadas en las tablas de

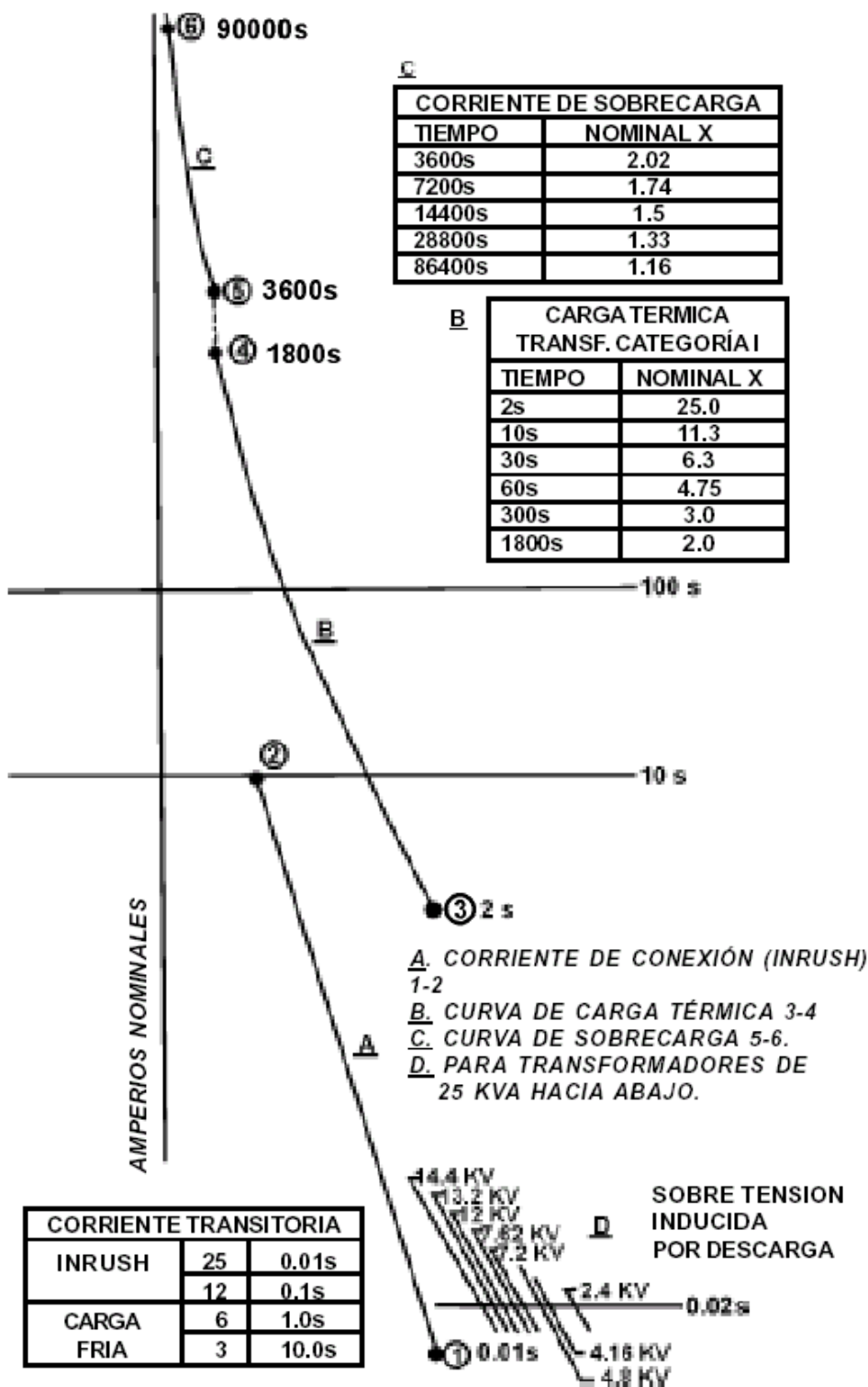


Figura 1. Curvas de sobrecarga para Transformadores.

la norma ANSI/IEEE C57.91 – 1981, basadas en una vida mínima de 20 años con una temperatura continua del punto más caliente de 110°C. La determinación del porcentaje de pérdida de vida está basada en ciclos de carga de 24 h y una mínima duración de vida de 20 años. Las máximas pérdidas de vida son de 0.0137% día.

La característica de soporte de sobrecarga está dada por los siguientes puntos, asumiendo una temperatura ambiente de 20°C y una precarga precedente = 90%, (Figura 1, Segmento C).

1.5.2 Carga de corta duración con sacrificio moderado de la vida esperada

Cuando el efecto de envejecimiento de un ciclo de carga o el efecto de envejecimiento acumulativo de un número de ciclos de carga es mayor que el efecto de envejecimiento de la operación continua con carga nominal sobre un periodo dado, el aislamiento se deteriora a una velocidad mayor que la normal, siendo esta una función del tiempo y de la temperatura expresada comúnmente como un porcentaje de pérdida de vida. Se considera razonable una pérdida promedio de vida adicional de 1% por año o 5% en una operación de emergencia.

1.5.3 Curva de capacidad térmica

Los transformadores deben estar diseñados y construidos para soportar esfuerzos de tipo mecánico y térmico resultantes de fallas externas.

En general, el aumento de temperatura de este tipo de fallas es aceptable; sin embargo, los efectos mecánicos son intolerables cuando las fallas externas tienen un carácter repetitivo, debido al efecto acumulativo de los fenómenos de compresión, fatiga y desplazamientos internos en el material de aislamiento.

El daño resultante ocasionado por estos fenómenos es una función de la magnitud, duración y frecuencia de las fallas.

La característica de capacidad térmica limita la temperatura de los devanados del transformador, bajo el supuesto de que todo el calor almacenado está limitado a 200°C para el aluminio y 250°C para conductor de cobre en condiciones de cortocircuito.

Esta condición satisface la ecuación descrita a continuación, asumiendo que la temperatura máxima ambiente es de 30°C promedio y la temperatura máxima de servicio llega a 110°C antes del cortocircuito, según lo descrito en la NTC 2797 (3.4.2.1).

$$I^2t = 1250 \quad (1)$$

Donde:

I = corriente simétrica de cortocircuito en valor por unidad

t = duración en segundos

La categoría I incluirá los transformadores de distribución de acuerdo con la norma C57.12.20 – 1998 del IEEE hasta 500 KVA, monofásicos o trifásicos.

La guía de la Norma Nacional Americana ANSI C57.92 – 1962 para los transformadores de distribución de carga sumergidos en baño de aceite y de potencia, contiene una sección titulada dispositivo de protección, la cual proporciona información indicando la capacidad de carga térmica de corta duración de los transformadores sumergidos en baño de aceite como se resume en la siguiente tabla (Figura 1, Segmento B).

1.6 EDAD

La edad de los transformadores de potencia depende básicamente del tiempo que tiene la EEASA en servicio, en muchos de los casos, ya que por el momento hay transformadores que aún se encuentran en un estado de carga aceptable y no ha existido la necesidad de aumentar la potencia instalada, mientras que existen otros que están sumamente nuevos ya que la empresa se ha visto en la necesidad de aumentar la capacidad instalada en algunas subestaciones por lo que han cambiado el transformador existente o simplemente conectado otro en paralelo.

La edad es un factor muy importante para determinar el nivel de deterioro en un transformador, además que hay que tomar en cuenta que, según las normas

SUCOSE⁶, cada bien eléctrico tiene un tiempo de vida útil que hay que tomar en cuenta.

Cuadro 8. Años de Servicio de los Transformadores de Potencia de Propiedad de la EEASA.

Subestación	Trafo	Fecha Inicio	Años de Servicio	Observaciones
Atocha	10/12.5 MVA	01/04/1985	21	
Baños	5 MVA	01/09/1982	23	
Batan	5 MVA	01/06/1978	28	
Huachi	10/12.5 MVA	01/07/1991	14	
Lligua	2 x 3.125 MVA	01/06/1975	31	
	1 MVA	02/01/2003	3	
	3 MVA	02/01/2004	2	Reparado
Loreto	16/20 MVA	26/03/1996	10	
	3 MVA	01/06/1978	28	
	2,5 MVA	01/06/1978	28	
	3 MVA	02/01/2004	2	Reparado
Montalvo	5 MVA	01/05/1985	21	
Oriente	5/6,25 MVA	31/12/2003	2	
Oriente	12/15 MVA	30/09/2004	1	
Pelileo	10 MVA	30/06/2002	4	
Pillaro	5/6,25	31/03/2002	4	
Puyo	5 MVA	02/04/1998	8	
Puyo	5 MVA	01/04/1986	20	
Samanga	12/16,5 MVA	02/01/2004	2	
Tena	5/6,25 MVA	31/05/2004	2	

Fuente: Base de Datos D.O.M EEASA

En el caso de los transformadores de 3 MVA en la Subestación Lligua y en la Subestación Loreto que tienen la observación de reparación, la fecha que consta en el cuadro es la fecha de inicio de operación a partir de su reparación, pero el año de entrada en operación es igualmente en los años 1975 y 1978 respectivamente, estos años se tomarán en cuenta para realizar el análisis económico en cuanto a la Depreciación se refiere.

De igual manera es importante destacar que en el cuadro 2 existen en la Subestación Atocha dos Transformadores de una potencia de 10/12,5 MVA pero en el cuadro 9 solo se toma en cuenta uno de ellos, esto es porque uno de los

⁶ SUCOSE: Sistema Uniforme de Cuentas para Organismos del Sector Eléctrico

transformadores es completamente nuevo, pues se incorporó al servicio en el mes de Marzo del 2006. De igual manera, se tiene en la Subestación San Francisco un transformador de 5/6,25 MVA que no se toma en cuenta por estar manejado por la Empresa ODEBRECHT, constructora de la Central San Francisco.

1.7 CROMATOGRAFÍA DE GASES COMBUSTIBLES

El diagnóstico de fallas, a partir de los gases involucrados en el aceite aislante después de una falla en transformadores de potencia se desarrolló en 1956, basado principalmente en el análisis de los gases muestreados en el relevador Buchholz. Esto es, ciertos gases combustibles se generan conforme el transformador se somete a esfuerzos térmicos y eléctricos anormales debido a la degradación del aceite y los materiales aislantes.

El tipo y las concentraciones de gases generados son importantes, ya que el envejecimiento normal produce cantidades extremadamente pequeñas de gases; mientras que las condiciones incipientes o fallas declaradas generan cantidades fuertes de estos gases. La mayoría de las fallas incipientes proporcionan evidencias, y por lo tanto, pueden detectarse cuando el transformador está sujeto a análisis periódicos del aceite. La cromatografía de gases (GC) es el método más usado para identificar los gases combustibles, ya que determina cualitativa y cuantitativamente los gases disueltos en el aceite del transformador.

Fallas internas en el aceite producen subproductos gaseosos (H_2), metano (CH_4), acetileno (C_2H_2), etileno (C_2H_4), y etano (C_2H_6). Cuando la celulosa está involucrada, las fallas producen metano (CH_4), hidrógeno (H_2), monóxido de carbono (CO), y dióxido de carbono (CO_2). Cada uno de estos tipos de fallas produce ciertos gases que son generalmente combustibles. El total de todos los gases combustibles puede indicar la existencia de una, o la combinación de fallas térmicas, eléctricas o corona. Ciertas combinaciones de cada uno o de los gases separados determinados por medio de la cromatografía son únicas para diferentes temperaturas de fallas. También, puede sugerir tipos de fallas la relación encontrada de ciertos gases. La interpretación por medio de los gases,

utilizados para una determinación cualitativa de fallas individuales, puede resultar difícil cuando existe más de una falla, o cuando un tipo de falla progresa a otro tipo, tal como un problema eléctrico que se convierte en uno térmico.

1.7.1 FALLAS TÉRMICAS

La descomposición del aceite mineral entre 150 y 500°C produce relativamente gran cantidad de gases de bajo peso molecular, tales como hidrógeno (H_2) y metano (CH_4), y alguna cantidad de gases de alto peso molecular como etileno (C_2H_4) y etano (C_2H_6). Cuando la temperatura del aceite mineral se incrementa, la concentración de hidrógeno excede la del metano, pero ahora las temperaturas están acompañadas por importantes cantidades de gases de alto peso molecular, primero etano y después etileno. En la parte superior del rango de temperatura de falla, se incrementan las cantidades de hidrógeno y etileno y se pueden producir trazas de acetileno (C_2H_2).

En contraste con la descomposición térmica del aceite, la descomposición térmica de la celulosa y otros aislantes sólidos producen monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2), y vapor de agua a una temperatura mucho menor que para la descomposición del aceite y crecen exponencialmente con la temperatura. Debido a que el papel comienza a degradarse a menores temperaturas que el aceite, sus subproductos gaseosos se encuentran a temperaturas normales de funcionamiento del transformador.

Por ejemplo un transformador de máquina, que funciona siempre cerca de su potencia nominal producirá normalmente varios cientos de partes por millón (ppm) de CO y varios miles de partes por millón de CO_2 sin excesivos puntos calientes. La relación de CO_2/CO es algunas veces utilizada como indicador de la descomposición térmica de la celulosa. Esta relación resulta normalmente mayor de 7. Para la relación CO_2/CO , los respectivos valores de CO_2 y CO pueden exceder 5000 ppm y 500 ppm pudiendo superar un factor de seguridad, por ejemplo, las relaciones son sensibles a los valores mínimos. Cuando la magnitud

de CO se incrementa, la relación de CO₂/CO disminuye. Esto puede indicar una anomalía que consiste en el degradamiento del aislamiento celulósico.

1.7.2 FALLAS ELÉCTRICAS

Descargas de baja densidad, como por ejemplo, las descargas parciales y arcos intermitentes de bajo nivel producen principalmente hidrógeno, con cantidades decrecientes de metano y algunas trazas de acetileno. Cuando la intensidad de las descargas se incrementa, la concentración de acetileno y etileno pueden alcanzar concentraciones significativas.

Cuando se presentan arcos o descargas continuas de alta densidad que producen temperaturas de 700°C a 1800°C, la cantidad de acetileno alcanza niveles importantes.

Los gases típicos generados por algunas fallas en transformadores de potencia se muestran en el cuadro 10.

Los mecanismos de falla más comunes son arqueo, corona, descargas de baja energía, y sobrecalentamiento general o puntos calientes. Cada uno de estos mecanismos puede presentarse individual o simultáneamente y resultar en la degradación de los materiales aislantes, así como en la formación de gases combustibles y no combustibles. De la operación normal se tiene también la formación de algunos gases. De hecho, es posible para algunos transformadores operar a lo largo de su vida útil con grandes cantidades de gases presentes (cosa que no es común, pero que suele ocurrir), por lo que en tales casos se deben realizar investigaciones adicionales para emitir un diagnóstico preciso.

Cuadro 9. Gases típicos generados por fallas en transformadores.

Nombre	Hidrógeno	Oxígeno	Nitrógeno	Metano	Monóxido de carbono	Etano	Dióxido de carbono	Etileno	Acetileno
Símbolo	H ₂	O ₂	N ₂	CH ₄	CO	C ₂ H ₆	CO ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂

Fuente: Myers, S. D. et al., 1981

En un transformador, los gases generados se encuentran disueltos en el aceite aislante, en el espacio existente encima del aceite o en los dispositivos de colección de gases (relevador Buchholz). 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. En la figura 1 se muestran las relaciones comparativas de la evolución de los gases generados en el aceite, en función de la energía disipada en el proceso de fallas.

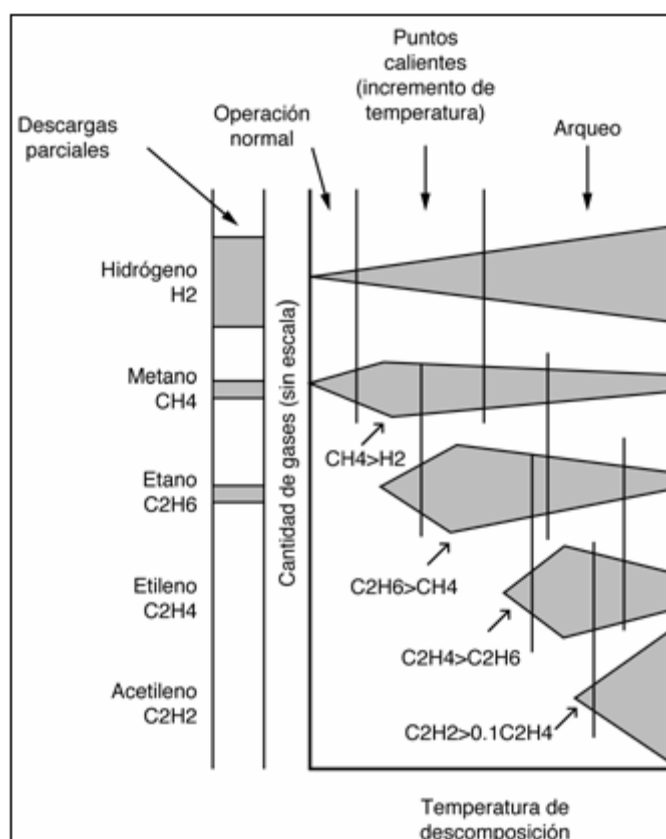


Figura 2. Relaciones comparativas de evolución de gases generados en el aceite como una función de la energía disipada en el proceso de fallas

Una vez obtenidas las concentraciones a través de la cromatografía de gases se usan varias técnicas para diagnosticar la condición del transformador: la gráfica de Dörnenburg, el triángulo de Duval, el método nomo-gráfico, patrones de diagnóstico a través del análisis de gases disueltos (AGD) y relaciones entre gases de R. R. Rogers. Las primeras cuatro están orientadas a diagnosticar la condición del transformador basándose en una interpretación gráfica. En las

figuras 3, 4 y 5 se muestran los formatos empleados por cada una de estas técnicas. Existen dos maneras de representar los resultados de la cromatografía de gases: a partir de las concentraciones individuales de cada gas y por las relaciones entre gases.

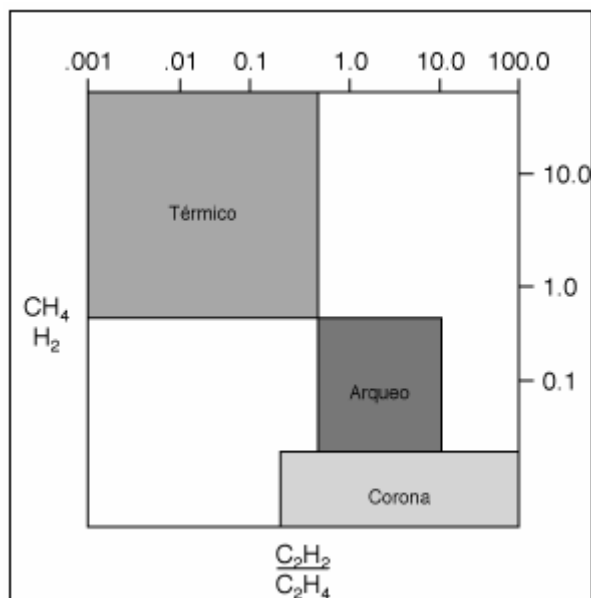


Figura 3. Indicadores de Falla en Transformadores por el Método de Dörnenburg

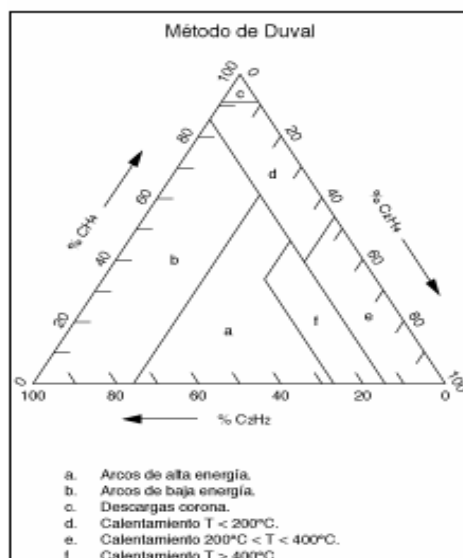


Figura 4. Triángulo de Duval

Las técnicas del triángulo de Duval, el nomo-gráfico y el de patrones de diagnóstico a través del análisis de gases disueltos (AGD) utilizan las concentraciones individuales, mientras que los métodos de Dörnenburg y el de

Rogers usan las relaciones entre gases. Estas relaciones son: acetileno/etileno (C_2H_2 / C_2H_4), metano/hidrógeno (CH_4 / H_2), etileno/etano (C_2H_4 / C_2H_6) y dióxido de carbono/monóxido de carbono (CO_2/CO). El cuadro 11 muestra los códigos de diagnóstico por medio del análisis de gases disueltos en el aceite mineral, tomando como punto de partida la técnica de Rogers.

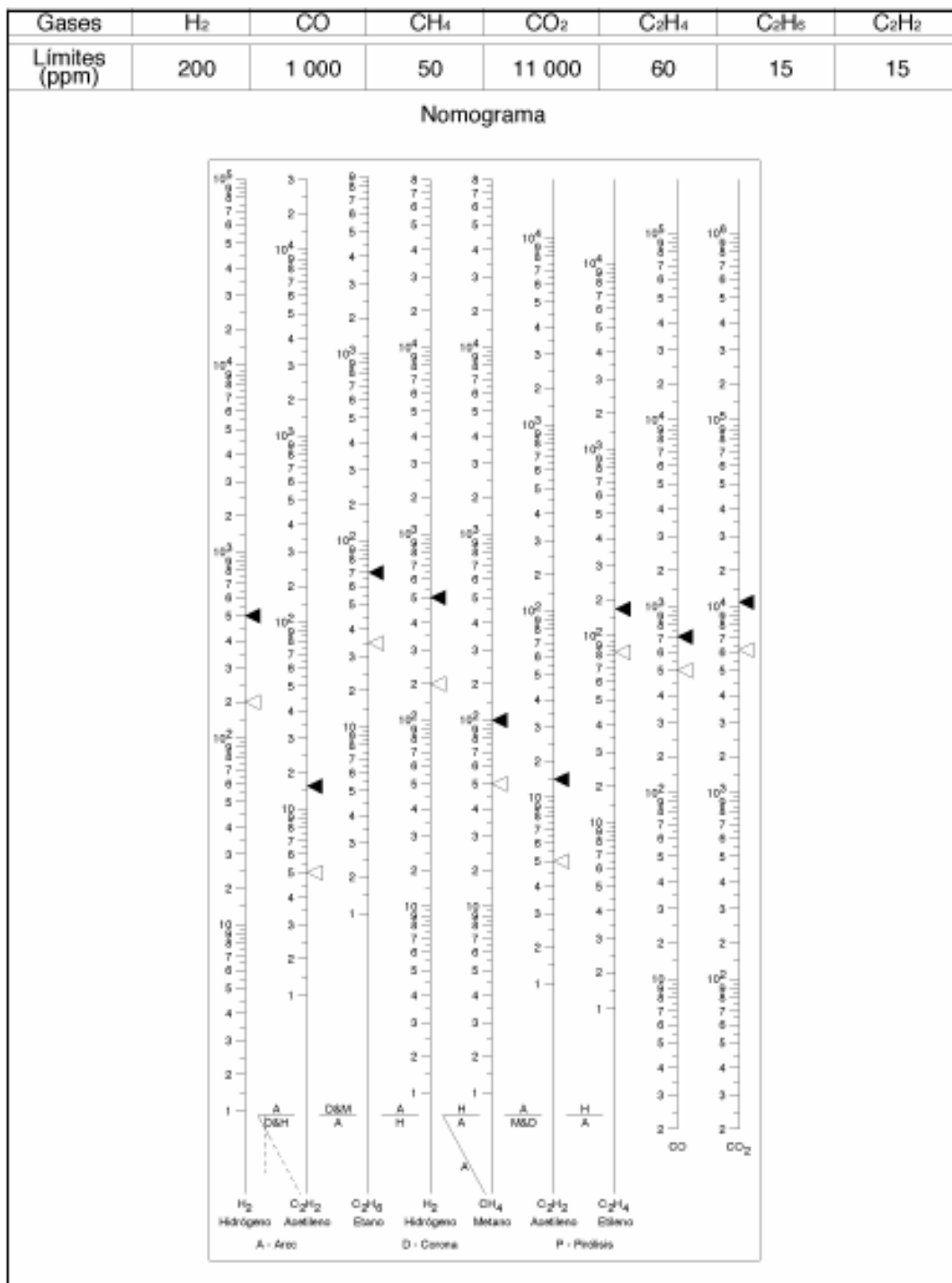


Figura 5. Método Nomo-Gráfico Para la Interpretación de Gases Disueltos en el Aceite Aislante

Cuadro 10. Código para Examinar el Gas Disuelto en Aceite Mineral con Base en R. R. Rogers.

Código para relaciones	Relaciones de gases característicos		
	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆
< 0.1	0	1	0
0.1 - 1	1	0	0
1 - 3	1	2	1
> 3	2	2	2

Caso	Falla	C ₂ H ₂ /C ₂ H ₄	CH ₄ /H ₂	C ₂ H ₄ /C ₂ H ₆	Ejemplos típicos
0	No hay falla	0	0	0	Envejecimiento normal.
1	Descargas parciales de baja energía	0 No significativo	1	0	Descargas en cavidades rellenas de gas resultado de una impregnación incompleta o alta humedad.
2	Descargas parciales de alta energía	1	1	0	Descargas en cavidades rellenas de gas resultado de una impregnación incompleta o alta humedad, pero presentando degradación o perforación de aislamiento sólido.
3	Descargas de baja energía (ver nota 1)	1 a 2	0	1 a 2	Arqueos continuos en el aceite debido a malas conexiones de diferente potencial o a un potencial flotado. Ruptura de aceite entre materiales sólidos.
4	Descargas de alta energía	1	0	2	Descargas repetitivas. Ruptura del aceite por arqueo entre devanados o bobinas, o entre bobinas y tierra.
5	Falla térmica por temperaturas inferiores a 150°C (ver nota 2)	0	0	1	Sobrecalentamiento de conductor aislado.
6	Falla térmica por temperaturas en el rango de 150 a 300°C (ver nota 3)	0	2	0	Sobrecalentamiento localizado en el núcleo debido a concentraciones de flujo. Incremento de temperatura en puntos calientes; sobrecalentamiento del cobre debido a corrientes circulantes, falsos contactos/uniones (formación de carbón debido a pirólisis).
7	Falla térmica por temperaturas en el rango de 300 a 700°C	0	2	1	
8	Falla térmica por temperaturas superiores a 700°C (ver nota 4)	0	2	2	

Fuente: Myers, S. D. et al., 1981

Si se detecta una tendencia positiva para C_2H_2 / C_2H_4 desde 0.1 a >3 y un incremento de C_2H_4 / C_2H_6 , de 1 a 3 hasta >3 significa un aumento en la intensidad de la descarga. El código de la falla en estado incipiente será 1.0.1.

En este caso los gases provienen de la descomposición del aislamiento sólido, ello explica el valor de C_2H_4 / C_2H_6 .

Esta condición de falla normalmente se detecta por el incremento en las concentraciones de gases. CH_4 / H_2 es aproximadamente igual a 1, esto depende del diseño del sistema de preservación del aceite, el nivel de temperatura y la calidad del aceite. Un incremento en C_2H_2 indica que el punto caliente es mayor a $1\ 000^\circ C$.

Los valores establecidos para las relaciones deben ser considerados únicamente como típicos. Los transformadores con cambiador de derivaciones con carga pueden presentar fallas del tipo 2.0.2/1.0.2, dependiendo de la filtración o transmisión de productos de descomposición por arco, del tanque del ruptor (diverter switch), al tanque principal del transformador. Se pueden obtener combinaciones de relaciones no incluidas. Algunas referencias dan la interpretación de tales combinaciones.

La principal desventaja de las técnicas de diagnóstico que usan el análisis de gases disueltos en el aceite es la necesidad de que la falla esté activa por algún tiempo para permitir que los gases generados sean detectados, debido al volumen de aceite que está involucrado.

La presencia y concentración de los gases generados depende del tipo, localización y temperatura de la falla; solubilidad y grado de saturación de los diferentes gases en el aceite; el sistema de preservación del aceite; el tipo y relación de circulación del aceite; de los diferentes materiales que se encuentran involucrados en el proceso de degradación, y de los procedimientos de muestreo y medición.

Los resultados de varias pruebas indican que los procedimientos para el análisis de gases tienen una lógica difícil, por lo que es determinante la precisión de los

resultados obtenidos, especialmente cuando intervienen varios laboratorios. Por esta razón se recomienda un segundo análisis en diferentes puntos del transformador, con el fin de confirmar el diagnóstico antes de tomar decisiones al respecto.

1.8 RIGIDEZ DIELECTRICA, NORMAS ASTM D-877 y D-1816

Esta prueba muestra la presencia de agentes contaminantes (agua, polvo, partículas conductoras) en el aceite, los cuales pueden ser representativos si se presentan valores bajos de rigidez. Cuando un aceite está muy contaminado tiende a presentar valores bajos de rigidez los cuales disminuyen el aislamiento del transformador.

La prueba consiste en aplicar un voltaje de C.A. entre dos electrodos sumergidos en aceite a una distancia de 2.54 mm ó 2.0 mm dependiendo de la norma a ser utilizada.

El valor de tensión en kilovoltios a la que se presenta descarga entre los electrodos se le conoce como rigidez dieléctrica y como norma general es el promedio del resultado de 5 pruebas, cada una en un lapso de 5 minutos.

Las normas utilizadas y los valores límites permitidos para esta prueba son las siguientes:

ASTM D-877 Electrodo planos separados 2.54mm, Tensión mínima 25 kV.

ASTM D-1816 Electrodo semiesféricos separados 2.0, Tensión mínima 50 kV.

1.9 NÚMERO DE NEUTRALIZACIÓN, NORMAS ASTM D-664 Y D-974

Dependiendo del origen, proceso de refinación o deterioro en servicio de los aceites aislantes, estos pueden presentar características ácidas o alcalinas, el número de neutralización expresado como número ácido es una medida de la cantidad de estas sustancias; por lo que se puede decir que la acidez de un aceite da una idea del cambio o deterioro de su condición aislante.

Una acidez alta indica presencia de lodos, que implica obstrucción de los ductos de refrigeración y por lo tanto disminución de la capacidad del transformador para disipar temperatura o sea disminución de su potencia nominal.

Los valores típicos y límites para esta prueba son los siguientes:

Aceite Nuevo: 0,03 mg KOH/gr⁷

Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr

A regenerar: Mayor a 0,2 mg KOH/gr

1.10 TENSION INTERFACIAL, NORMA ASTM D-971

La tensión interfacial es un fenómeno físico-químico que se produce por las fuerzas de atracción molecular que existen entre las moléculas de dos líquidos. En los aceites aislantes es la fuerza necesaria para desprender un anillo de platino de la interfaz aceite-agua, y se utiliza para detectar presencia de productos de oxidación, suministrando un medio sensible de detección de pequeñas concentraciones de contaminantes polares solubles no detectables con la prueba de acidez, por lo que se puede concluir que es una prueba complementaria a esta.

La prueba consiste en medir el rompimiento de la interfase en dinas por centímetro entre las superficies conformadas por el aceite a ser probado y agua destilada, bajo ciertas condiciones, cuando la tensión interfacial cae por debajo de ciertos valores, puede indicar que la precipitación de lodos dentro de un transformador ha comenzado o es inminente su comienzo.

Los valores mínimos permitidos son los siguientes:

Aceite nuevo: 45 dinas/cm.

Aceite usado: 25 dinas/cm.

Agua destilada: 70 dinas/cm.

⁷ mg KOH/gr: Peso en miligramos de KOH (Base), que se requiere para neutralizar el ácido en un gramo de muestra de aceite

Una disminución en el valor de la tensión interfacial generalmente está seguida por un aumento en el valor de la acidez. Dividiendo estos dos valores se obtiene un número (sin unidades) que es un excelente medio para evaluar la condición del aceite, este valor se conoce como “Índice de MEYER” o Índice de Calidad (I.C.) del aceite.

El siguiente cuadro muestra el estado del aceite dependiendo del valor del índice de calidad, así como sus valores típicos para la tensión interfacial y la acidez.

Cuadro 11. Estado del Aceite Dependiendo del Índice de Calidad

Índice de Calidad	Acidez	Tensión Interfacial	Estado del Aceite
300-1500	0,01-0,1	30-45	Muy Bueno
160-299	0,11-0,15	24-29	Aceptable
45-159	0,16-0,40	18-23	Malo

Fuente: Norma ASTM D-971

1.11 CONTENIDO DE HUMEDAD, NORMA ASTM D-1533

Esta prueba consiste en medir la cantidad de agua en partes por millón presente en una muestra de aceite.

El aceite tiende a entregar agua al aislamiento del devanado del transformador cuando su temperatura baja (condición peligrosa si la humedad es alta), por lo tanto la mayor cantidad de humedad en un transformador suele concentrarse allí.

Los valores máximos permitidos dependiendo del aceite son los siguientes:

Aceite nuevo: 10 ppm

Aceite usado: 15 a 20 ppm

1.12 ÍNDICE COLORIMÉTRICO (COLOR), NORMA ASTM D-1500

Esta prueba es utilizada para el control de los aceites en el proceso de refinación, no es una guía para determinar la calidad del aceite, pero en conjunto con las otras pruebas permite determinar el grado de deterioro.

La prueba consiste en comparar el color del aceite con unos colores patrones que van numerados de 0,5 a 8,0 siendo este último el más oscuro.

Los valores típicos son 0,5 aceite nuevo y 1,5 aceite usado.

1.13 GRAVEDAD ESPECÍFICA, NORMA ASTM D-2501

Se define como la relación de peso de un volumen dado a 60° F con el peso de un volumen igual de agua a la misma temperatura. Sirve para controlar la continuidad de lotes sucesivos.

Identifica el tipo de derivado del petróleo, los parafínicos tienen densidad específica más baja que los naftenicos y aromáticos.

Valores típicos menor de 0,910 a 15,6° C.

1.14 FACTOR DE POTENCIA, NORMA ASTM D-924

Con esta prueba se miden las pérdidas dieléctricas del aceite. El procedimiento de la prueba es similar al de la rigidez dieléctrica, solo que en esta se aplican únicamente 10 kV (con este nivel de voltaje no se presenta ruptura) y se miden las pérdidas dieléctricas. Valor típico para aceite nuevo: 0,01%, límite 0,5%.

1.15 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Lo que se logra con esta prueba es verificar que los aislamientos del transformador bajo prueba cumplen con la resistencia mínima soportable bajo la operación a la que serán sometidos, así como de comprobar la inadecuada

conexión entre sus devanados y tierra para avalar un buen diseño del producto y que no exista defectos en el mismo.

El método de prueba de la resistencia de aislamiento de un transformador es el de medición directa con el instrumento de medición (Megger).

El significado de la resistencia de aislamiento generalmente requiere de cierta interpretación y depende básicamente del diseño, sequedad y limpieza de los aislantes que envuelven al transformador. El procedimiento de prueba para la medición de la resistencia de aislamiento de un transformador está descrito en la norma IEEE C57.12.90 y contiene básicamente los siguientes puntos claves:

- La temperatura de los devanados y del líquido aislante deben estar cercanos a 20°C.
- Todos los devanados deben estar inmersos en el mismo líquido aislante.
- Todos los devanados deben de estar cortocircuitados.
- Todas los bushings del transformador deben estar en su lugar.
- Todas las terminales que no se consideran en la prueba así como la carcasa y el tanque deberán conectarse a tierra mientras se aplique el voltaje de prueba.
- Deben seguirse las indicaciones de cada instrumento de medición dependiendo del que se trate, teniendo como mínimas las siguientes:
 - Megger analógico. Primeramente se debe seleccionar el voltaje de prueba de acuerdo al cuadro 13, que son las recomendaciones del fabricante, ya que no se cuenta con normas publicadas que contengan una especificación más detallada

Cuadro 12. Voltaje de prueba para diferentes voltajes de referencia.

Voltaje nominal de referencia (V)	Voltaje de prueba (V)
< 115	250
115	250 o 500
230	500
460	500 o 1000

Las pruebas de resistencia de aislamiento deberán realizarse con los circuitos de igual voltaje conectados entre sí y los circuitos de diferente voltaje deberán ser probados por separado, por ejemplo:

Alta tensión vs. Baja tensión

Alta tensión vs. Tierra

Baja tensión vs. Tierra

Neutro vs. Tierra (En el caso de que el neutro no esté conectado directamente a tierra)

1.16 RELACION DE TRANSFORMACION (TTR)

Lo que se quiere es verificar que las relaciones de transformación para las diferentes posiciones del tap de un transformador están dentro de la tolerancia de medición.

Existen 3 métodos de prueba para la determinación de la relación de transformación: El método del voltímetro. El método de comparación. El método del puente.

La presente especificación está referida al método del puente para conocer la relación ya que es el método más preciso de los 3 y no se requiere de un segundo transformador de condiciones idénticas al de prueba, como en los otros métodos, por lo que esta prueba se aplica fácilmente en el campo.

La relación de transformación es el número de vueltas que lleva el devanado de alta tensión contra el número de vueltas del devanado de baja tensión. Para los transformadores que tienen cambiador de derivaciones (tap's) para cambiar su relación de voltaje la relación de transformación se basa en la comparación entre el voltaje nominal de referencia del devanado respectivo contra el voltaje de operación o % de voltaje nominal al cual está referido. La relación de transformación de éstos transformadores se deberá determinar para todos los tap's y para todo el devanado.

Para la medición con el TTR se debe seguir el circuito básico de la figura 1.5, cuando el detector DET está en balance, la relación de transformación es igual a R / R_1 .

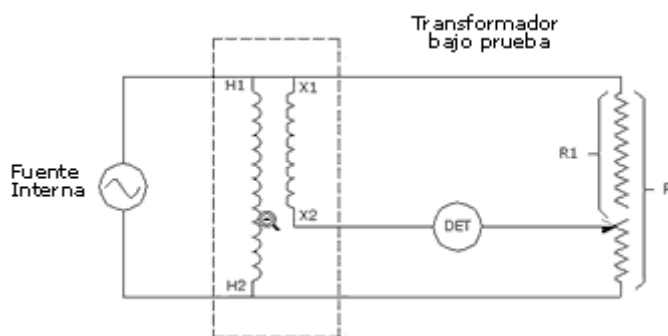


Figura 5. Esquema de conexión para determinar el TTR

La tolerancia para la relación de transformación, medida cuando el transformador está sin carga debe ser de $\pm 0.5\%$ en todas sus derivaciones.

1.17 PÉRDIDAS

Las pérdidas en los transformadores están constituidas por las pérdidas en el núcleo y las resistivas, considerándose constantes las pérdidas en el núcleo y variable las pérdidas resistivas.

Teniendo los valores de pérdidas resistivas, según fabricante, estos se tiene que ajustar de acuerdo a la demanda máxima de la carga que alimenta el transformador. Las pérdidas en el núcleo se toman tal como se indica en el cuadro de pérdidas a potencia nominal correspondiente.

La máxima eficiencia en la operación de un transformador resulta cuando las pérdidas sin carga (constantes) igualan a las pérdidas con carga (variables). Esta condición probablemente ocurra a un poco menos de carga que los kVA estimados:

$$C_u \times L^2 = F_e \quad (1)$$

$$L = \sqrt{\frac{F_e}{C_u}} = \frac{1}{\sqrt{R}} \quad (2)$$

Donde:

L= Carga en por unidad a la que el transformador trabaja mas eficientemente.

Cu= Pérdidas de carga a la carga estimada, kW

Fe= Pérdidas sin carga, kW

R= relación de pérdidas = $\frac{\text{Pérdidas de carga a la carga estimada}}{\text{Pérdidas sin carga}}$

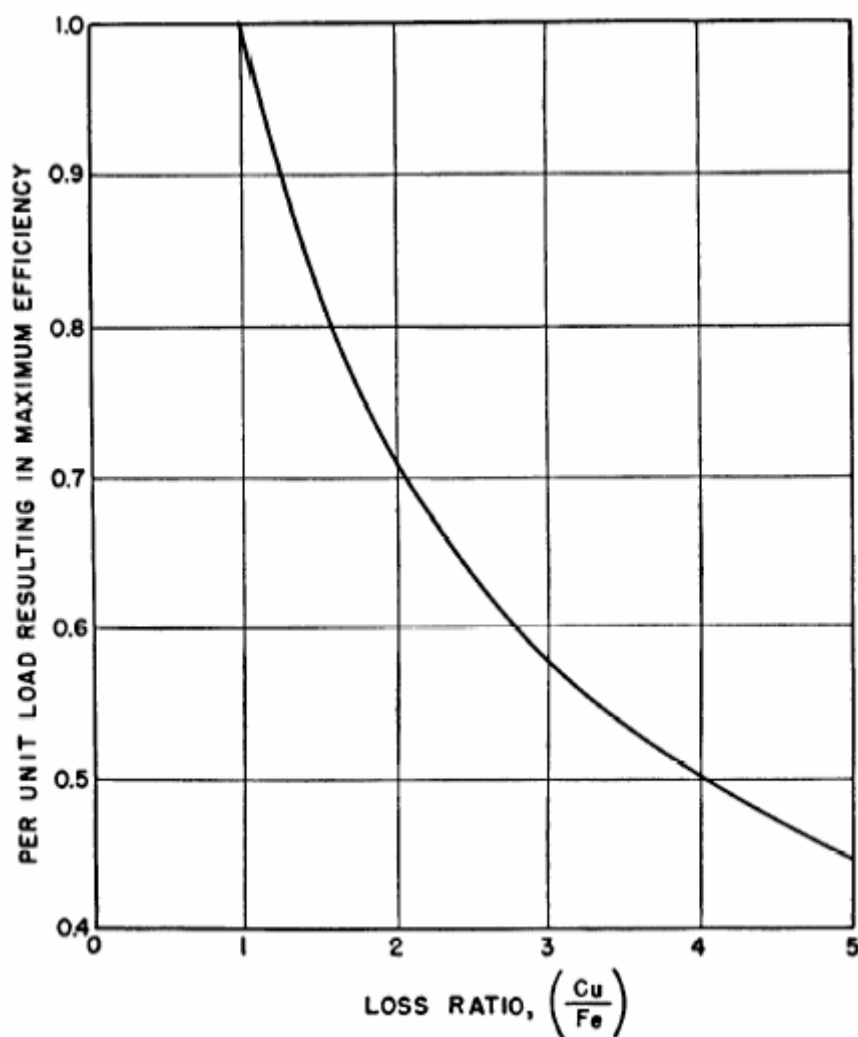


Figura 6. Relación entre relación de pérdidas en el transformador y la carga más eficiente.

El rango de variación de la relación de pérdidas en transformadores diseñados normalmente se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro 13. Límites Normales de Relación de Pérdidas, R.

Voltage Class kv	Loss Ratio, R = (Cu/Fe)	
	OA, OW OA/FA* OA/FA/FOA*	FOA** FOW**
46 and below.....	1.75 to 3.25	1.4 to 2.4
69 to 138, incl.....	1.50 to 2.75	1.2 to 2.0
Above 138.....	1.25 to 2.00	1.0 to 1.8

* Basadas en pérdidas de los Transformadores OA

** Basado en pérdidas al 60 % de los transformadores FOA o FOW

Cuadro 14. Clasificación de los transformadores por su método de enfriamiento

Clase	Descripción
OA	Sumergido en aceite, auto refrigerado (circulación natural del líquido aislante)
FA	Sumergido en aceite, Refrigeración forzada con aire (Ventiladores)
FOA	Sumergido en aceite, Refrigeración forzada con aceite (Bombas), más refrigeración forzada con aire
FOA/FOW	Sumergido en aceite, auto refrigerado más refrigeración forzada con aceite vía bomba para circulación de aceite a través de intercambiador de calor.
AA	Tipo Seco. Auto refrigerado (Circulación Natural de Aire o Gas)
AA/FA	Tipo Seco. Auto refrigerado. Refrigeración Forzada de Aire
OW	Sumergido en Aceite, Auto refrigerado, mas refrigeración con agua con bomba a través de una cañería enrollada en el intercambiador de calor

El producto del porcentaje de las pérdidas sin carga y con carga es una cantidad que ha sido estandarizada para que la magnitud se pueda predecir con una mayor exactitud para grandes transformadores de potencia.

La figura 7. muestra los valores típicos del porcentaje de pérdidas, que son función del tamaño del transformador y la variación de voltaje.

Para estimar valores de pérdidas en vacío y con carga para un transformador en particular, es necesario primero seleccionar valores de relación de pérdidas R y producto de pérdidas P del cuadro 14 y de la Figura 7.

Entonces los respectivos valores de pérdidas en kilovatios, se dan a continuación:

$$P_e = \frac{kva}{100} \sqrt{\frac{P}{R}} [kW] \quad (3)$$

$$P_o = \frac{kva}{100} \sqrt{PxR} [kW] \quad (4)$$

Donde:

R= Relación de pérdidas $\left(\frac{Cu}{Fe}\right)$

P= Producto de los valores de porcentaje de pérdidas en vacío y con carga

$$\left(\frac{100Fe}{kva}\right) \times \left(\frac{100Cu}{kva}\right)$$

kVA= valores de los transformadores

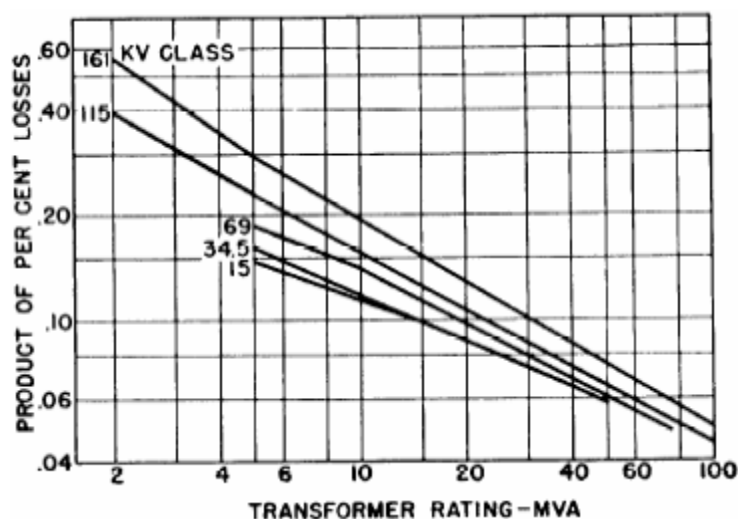


Figura 7. Valores Típicos del Producto de Porcentaje de Pérdidas

Entonces para calcular las pérdidas totales de potencia usamos la siguiente fórmula:

$$P_{cuDm} = P_{cu} \times \left[\left(\frac{Dm}{P_{nom}} \times \cos \phi_i\right)^2\right] \quad (5)$$

Donde :

PcuDm: Pérdida de potencia a máxima demanda en el cobre.

Pcu : Pérdida en el cobre a potencia nominal.

Dm : Demanda máxima de la carga conectada.

Pnom : Potencia nominal del transformador.

Cos fi : Factor de potencia de la carga.

La pérdida de energía total en un año en el transformador se obtiene sumando las pérdidas en el núcleo y las pérdidas resistivas a la máxima demanda afectado por el factor de pérdidas, así tenemos la relación:

$$E = [(f.p. \times P_{cuDm} + P_{fe}) \times 24 \text{ horas} \times 30 \text{ días}] \quad (6)$$

En el Anexo N° 03 se tiene el historial de las pruebas mencionadas anteriormente para cada uno de los transformadores listados en el inciso 1.1.

CAPITULO 2

II. EL TRANSFORMADOR DE POTENCIA COMO ENTIDAD ECONÓMICA.

El transformador de potencia como una entidad económica puede ser definido prácticamente considerando los costos que integran su ciclo de vida y que se pueden subdividir en tres grupos a analizar:

- Costos de capital.
- Costos de operación.
- Costos asociados a la seguridad de funcionamiento

2.1 COSTOS DE CAPITAL

Los costos de capital están constituidos por cargos fijos anuales nivelados que corresponden al uso del capital (retorno de la inversión) y al rendimiento del capital (retorno al inversionista). Este es un concepto general y es aplicable a cualquier inversión que involucre el uso de un activo. Los cargos fijos que corresponden al uso del capital, comprenden la depreciación, pólizas de seguros, costos financieros; los asociados al rendimiento del capital son los derivados de la tasa mínima aceptable de retorno.

La Empresa Eléctrica Ambato no cuenta con pólizas de seguros para los transformadores de potencia, sin embargo, cabe destacar que tener asegurado un bien, si bien es cierto incurre en gastos de pagos de pólizas; no obstante, puede darse que en un momento determinado sufra un desperfecto que lleve al término de su vida útil, sin poder recuperar la inversión de capital, mientras que mediante un seguro se podría recuperar una parte importante de la inversión.

2.1.1 Depreciación

Es la pérdida de valor que sufren los bienes e instalaciones por efecto del uso, desgaste, tiempo y de otros factores que directa o indirectamente ocasionan una reducción de la eficiencia y por tanto del valor de los bienes e instalaciones.

Toda instalación puede sujetarse a la depreciación física y funcional.

2.1.1.1 *Depreciación Física.*- Es la pérdida de valor de un equipo o instalación ocasionada por el uso; o sea el desgaste que sufren sus elementos por el funcionamiento o por la acción de ciertos elementos externos o internos que producen oxidación o merma de calidad de los materiales, que tienen una vida limitada independientemente de su uso.

2.1.1.2 *Depreciación Funcional.*- Es la pérdida de valor que sufre un equipo o instalación debido a la obsolescencia o a lo inadecuado del mismo.

Un equipo cae en **obsolescencia** cuando un adelanto tecnológico o alguna mejora hace que dicho bien ya no sea el deseado, o lo hace mucho menos eficiente o conveniente que otro, en tal forma que la Empresa ya no pueda seguir usándolo o que cause mayor costo.

Lo **inadecuado** resulta por el crecimiento y cambios obligados que corresponden realizar. Una instalación o equipo es inadecuado cuando la demanda del servicio es mucho mayor que la prevista y resulta más económico su reemplazo.

El cálculo de la cuota de depreciación de bienes e instalaciones para cualquier período contable se basa en la vida útil de los bienes e instalaciones.

Bajo el método de depreciación lineal, el costo original de bienes e instalaciones se divide en igual forma entre los períodos contables y sobre la vida útil estimada de los bienes.

De aquí que el SUCOSE ha dado para los transformadores de potencia los siguientes valores de depreciación, y vida útil:

Cuadro 15. Valores de depreciación para transformadores.

Nombre	Límite Inferior			Límite Superior		
	% Anual	% Mensual	Años	% Anual	% Mensual	Años
Transformadores	2,5	0,2083	40	4	0,333	25

Fuente: SUCOSE

En el cuadro a continuación se muestra el inventario y avalúo de los transformadores de potencia de la Empresa Eléctrica Ambato, realizado por el Departamento Financiero de la Empresa.

Cuadro 16. Valor Actual de los Transformadores de la EEASA.

Subestación	Trafo	Fecha Ingreso	Expectancia	Factor de Estado	Valor Unitario (USD)	Valor Depreciación (USD)	Valor Actual (USD)
Atocha	10/12.5 MVA	01/04/1985	14,99	1,50	108 225,75	81 422,01	26 803,74
Baños	5 MVA	01/09/1982	12,41	1,00	67 893,86	56 045,67	11 848,19
Batan	5 MVA	01/06/1978	8,15	2,00	67 893,86	65 743,23	2 150,63
Huachi	10/12.5 MVA	01/07/1991	21,24	1,00	108 225,75	54 139,08	54 086,67
Loreto	16/20 MVA	26/03/1996	25,98	2,00	179 230,32	61 340,33	117 889,99
	3 MVA	01/06/1978	8,15	1,00	31 587,26	30 186,63	1 400,63
	2,5 MVA	02/06/1978	8,15	1,50	22 570,97	21 570,17	1 000,80
	3 MVA	03/06/1978	8,15	1,00	31 587,26	30 186,63	1 400,63
Montalvo	5 MVA	01/05/1985	15,07	1,00	67 893,86	50 922,92	16 970,94
Oriente	5/6,25 MVA	31/12/2003	30,00	1,00	27 092,27	2 257,80	24 834,47
	12/15 MVA	30/09/2004	30,00	1,00	138 310,59	8 068,20	130 242,39
Pelileo	10 MVA	30/06/2002	30,00	1,00	53 001,52	7 067,04	45 934,48
Pillaro	5/6,25	31/03/2002	30,00	1,00	150 530,01	21 325,14	129 204,87
Puyo	5 MVA	02/04/1998	28,00	1,50	67 893,86	33 434,45	34 459,41
	5 MVA	01/04/1986	15,99	1,00	67 893,86	52 462,09	15 431,77
Samanga	12/16,5 MVA	02/01/2004	14,24	2,75	48 951,00	11 171,94	37 779,06
Tena	5/6,25 MVA	31/05/2004	18,10	1,50	259 774,00	142 538,25	117 235,75

Nota: La Expectancia es la cantidad de años de vida útil que le resta al transformador.

El factor de estado es un indicador dado por el departamento financiero, para saber el estado de los transformadores. (1,00: Excelente; 1,50: Muy Bueno; 2,00: Bueno; 2,75: Regular)

Fuente: Departamento Financiero EEASA

Por tratarse de una empresa eléctrica dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica, los costos financieros están ligados a muchos procesos, más no directamente a los transformadores de potencia, por lo que este rubro no se lo ha tomado en cuenta como un costo directo del uso de dichos transformadores.

En consecuencia el costo fijo anual del uso del capital para este caso viene dado únicamente por la depreciación del bien.

De acuerdo a datos obtenidos los transformadores de potencia de la EEASA tienen una vida útil comprendida entre los 25 y 40 años, y un valor de salvamento al final de su vida útil del 1% del costo inicial del bien.

2.2 COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación son los asociados al uso del activo, para el caso de los transformadores, el costo de las pérdidas en vacío y las debidas a la carga, son los costos relevantes. Los costos de estas pérdidas son función de los elementos siguientes: la carga (demanda) pico inicial, el factor de carga, el factor de carga de las pérdidas, la tasa de crecimiento de la demanda máxima, la carga pico máxima aceptable antes de requerir el uso de otro transformador para dividir la carga, el costo de la capacidad (\$/kVA) y el costo de la energía (\$/kWh). Los costos asociados al uso de los sistemas de enfriamiento, para el caso de los transformadores de la EEASA son prácticamente nulos, ya que solamente se tienen ventiladores pequeños los cuales no funcionan permanentemente; este análisis se debe hacer en transformadores grandes en los que se usen bombas y motores grandes y que su uso sea considerable o permanente.

De acuerdo a la metodología indicada en el capítulo 1 inciso 1.17, se tienen para el período 2002-2006 las pérdidas tanto de potencia y energía, ocasionadas por los transformadores, los costos de las pérdidas de energía se han calculado en base al precio medio vigente para el año en cuestión, este valor del precio medio ha sido proporcionado por el departamento de planificación de la EEASA, y es el precio medio al que la empresa compró la energía al mercado ocasional en dicho año.

Cuadro 17. Potencia Nominal, Pérdidas en el Hierro y en el Cobre

TRAFO	Pot. Nom. (MVA)	Po. (Fe) (kW)	Pe. (Cu) (kW)
ATOCHA	10/12.5	13,60	49,20
BAÑOS	5,00	7,80	20,20
BATAN	5,00	7,80	20,20
HUACHI	10/12.5	13,60	49,20
LORETO	3,00	3,22	10,70
LORETO69	16/20	13,00	80,00
MONTALVO	5,00	7,80	20,20
ORIENTE	10/12.5	13,60	49,20
PELILEO	10/12.5	17,00	72,50
PILLARO	5/6.25	6,40	33,80
PUYO	5,00	7,80	20,20
PUYO	5/6.25	7,80	20,20
TENA	5/6.26	6,10	33,49
SAMANGA	5/6.25	7,80	20,20
SAN FRANCISCO	5/6.25	7,50	43,00

Cuadro 18. Costos por pérdidas año 2002

AÑO 2002	F.C	F.C.P	Dem. Max. (kW)	Per.Pot. (kW)	Per.Ene. (kWh)	COSTO (USD)
ATOCHA	0,60	0,51	5 528,25	12,97	177 601,67	10 389,70
BAÑOS	0,53	0,31	2 254,00	4,55	80 823,10	4 728,15
BATAN	0,62	0,44	3 412,38	6,71	94 415,87	5 523,33
HUACHI	0,60	0,38	8 771,00	26,84	207 792,30	12 155,85
LORETO	0,60	0,54	1 950,00	1,81	36 744,85	2 149,57
LORETO69	0,60	0,42	9 587,10	20,37	188 986,57	11 055,71
MONTALVO	0,45	0,24	3 640,00	11,86	93 300,30	5 458,07
ORIENTE	0,60	0,52	11 263,49	30,68	258 923,35	15 147,02
PELILEO	0,45	0,34	5 600,00	16,12	196 616,95	11 502,09
PILLARO	0,45	0,27	2 750,10	6,70	11 812,80	691,05
PUYO	0,55	0,33	2 755,00	6,80	88 019,74	5 149,15
PUYO	0,55	0,33	2 755,00	4,35	80 930,71	4 734,45
SAMANGA	0,60	0,36	6 014,00	20,72	134 011,52	7 839,67
TOTAL					1 649 979,72	96 523,81

Cuadro 19. Costos por pérdidas año 2003

AÑO 2003	F.C	F.C.P	Dem. Max. (kW)	Per.Pot. (kW)	Per.Ene. (kWh)	COSTO (USD)
ATOCHA	0,61	0,45	5 436,72	10,31	159 519,08	9 846,47
BAÑOS	0,54	0,36	3 449,11	10,65	102 217,43	6 309,47
BATAN	0,67	0,49	2 585,00	4,48	46 107,03	2 846,00
HUACHI	0,62	0,39	9 217,00	29,64	219 635,17	13 557,20
LORETO69	0,62	0,49	12 142,80	32,68	254 240,77	15 693,27
MONTALVO	0,45	0,34	5 242,32	24,60	142 422,10	8 791,15
ORIENTE	0,65	0,45	10 465,92	18,53	154 643,67	9 545,54
PELILEO	0,55	0,38	6 369,84	14,16	165 963,35	10 244,25
PILLARO	0,47	0,31	3 585,60	11,40	86 647,28	5 348,39
PUYO	0,57	0,36	3 380,00	10,23	100 465,94	6 201,36
PUYO	0,57	0,36	3 380,00	10,23	100 465,94	6 201,36
SAMANGA	0,72	0,55	5 436,00	26,46	148 184,93	9 146,86
TOTAL					1 680 512,67	103 731,32

Cuadro 20. Costos por pérdidas año 2004

AÑO 2004	F.C	F.C.P	Dem. Max. (kW)	Per.Pot. (kW)	Per.Ene. (kWh)	COSTO (USD)
ATOCHA	0,62	0,41	8 804,00	27,04	217 148,06	16 453,96
BAÑOS	0,61	0,38	4 438,00	16,91	124 630,83	9 443,65
BATAN	0,67	0,49	2 973,00	4,42	87 214,63	6 608,51
HUACHI	0,63	0,42	11 848,00	48,98	300 169,59	22 744,75
LORETO 69	0,62	0,49	11 174,40	27,67	232 745,68	17 635,84
MONTALVO	0,45	0,26	5 080,00	22,63	119 655,47	9 066,65
ORIENTE	0,65	0,44	12 798,72	55,66	128 183,40	9 712,84
PELILEO	0,54	0,33	6 912,00	17,77	169 803,77	12 866,54
PILLARO	0,47	0,31	3 061,00	8,31	78 352,82	5 937,03
PUYO	0,56	0,35	3 461,00	9,88	98 486,00	7 462,58
PUYO	0,56	0,35	3 461,00	9,88	98 486,00	7 462,58
SAMANGA	0,69	0,51	6 000,48	5,76	166 149,20	12 589,62
TOTAL					1 821 025,45	137 984,56

Cuadro 21. Costos por pérdidas año 2005

AÑO 2005	F.C	F.C.P	Dem. Max. (kW)	Per.Pot. (kW)	Per.Ene. (kWh)	COSTO (USD)
ATOCHA	0,63	0,42	8 890,40	27,58	220 595,77	18 309,45
BAÑOS	0,64	0,44	3 413,97	10,01	106 906,39	8 873,23
BATAN	0,77	0,61	1 810,66	0,45	29 353,62	2 436,35
HUACHI	FCD	0,00	11 024,60	39,85	119 136,00	9 888,29
LORETO 69	0,61	0,43	10 821,60	25,95	211 634,85	17 565,69
MONTALVO	0,49	0,27	0,00	0,00	68 328,00	5 671,22
ORIENTE	0,64	0,43	12 678,10	52,39	120 336,56	9 987,93
PELILEO	0,57	0,36	7 143,12	17,80	175 277,03	14 547,99
PILLARO	0,53	0,31	4 183,20	16,09	100 641,49	8 353,24
PUYO	0,60	0,39	3 567,60	10,49	104 175,76	8 646,59
PUYO	0,60	0,39	3 567,60	10,49	104 175,76	8 646,59
SAMANGA	0,72	0,58	4 717,40	3,56	158 505,79	13 155,98
SAN FRANCISCO	0,65	0,48	3 923,00	18,77	137 926,53	11 447,90
TENA	0,57	0,34	0,00	0,00	53 471,04	4 438,10
TOTAL					1 710 464,58	141 968,56

Cuadro 22. Costos por pérdidas año 2006

AÑO 2006	F.C	Factor de Pérdidas	Dem. Max. (kW)	Per.Pot. (kW)	Per.Ene. (kWh)	COSTO (USD)
ATOCHA	0,62	0,41	10 069,92	32,58	236 143,77	15 337,30
BAÑOS	0,68	0,48	3 801,42	12,41	120 508,10	7 826,88
BATAN	0,76	0,60	1 683,76	2,42	39 670,41	2 576,55
HUACHI	0,60	0,38	11 484,16	43,24	263 075,20	17 086,47
LORETO 6	0,64	0,46	10 951,20	26,58	220 974,74	14 352,09
MONTALVO	0,44	0,23	5 639,76	26,22	121 159,65	7 869,20
ORIENTE	0,69	0,40	12 949,27	54,65	117 940,26	7 660,10
PELILEO	0,59	0,38	7 566,40	19,16	182 913,56	11 880,05
PILLARO	0,51	0,29	4 595,40	20,25	108 374,94	7 038,84
PUYO	0,58	0,37	3 948,30	12,85	109 983,00	7 143,29
PUYO	0,58	0,37	3 948,30	12,85	109 983,00	7 143,29
SAMANGA	0,75	0,58	5 153,76	4,16	161 572,06	10 493,94
SAN FRAN	0,60	0,39	3 923,00	18,77	124 384,06	8 078,62
TENA	0,57	0,34	5 421,60	25,71	97 979,47	6 363,67
TOTAL					2 014 662,20	130 850,30

Los precios medios con los que se calcularon los costos de pérdidas se tienen a continuación:

Cuadro 23. Precios Medios de compra de energía de la EEASA al Mercado Ocasional

AÑO	Precio Medio (USD ¢/kWh)
2002	5,85
2003	6,17
2004	7,58
2005	8,30
2006	6,49

2.3 COSTOS ASOCIADOS A LA SEGURIDAD DE FUNCIONAMIENTO

Los costos de la seguridad de funcionamiento (dependability) tienen que ver con los elementos de este concepto, la disponibilidad, la confiabilidad, la mantenibilidad y el soporte logístico para el mantenimiento.

La indisponibilidad de transformadores requiere del uso de infraestructura adicional, ya sea subestaciones móviles o de capacidad extra en subestaciones existentes. El uso de capacidad extra o de sobrecarga en subestaciones existentes incrementa el margen de riesgo operativo (Una falla tiene como consecuencia un mayor impacto entre los usuarios). El uso de infraestructura adicional, por ejemplo a través de subestaciones móviles, es una política que tiene un costo de capital alto ya que el factor de servicio de estos equipos normalmente es bajo y por otra parte tiene un costo de operación también alto; este último derivado del transporte, la instalación provisional y las pérdidas de la subestación móvil; normalmente, las pérdidas son mayores comparadas con los transformadores fijos, al requerirse que las dimensiones y masa del transformador para el transporte sean más reducidas. La confiabilidad es un elemento que está ligado con la tasa de fallas y con sus consecuencias.

Los transformadores tienen diferentes modos, causas y efectos de falla. Los modos, las causas y los efectos de falla dependen de las condiciones de servicio, los criterios de diseño, los cuidados durante la manufactura y puesta en servicio y de la forma de uso (operación y mantenimiento). Desde un punto de vista económico, la confiabilidad está asociada con el costo de la falla y las consecuencias de la misma.

Por ejemplo, el costo de la reparación o reemplazo del transformador, el costo de los daños consecuenciales; la reinstalación y puesta en servicio, la reposición de equipos adyacentes dañados por las consecuencias de la falla: incendio, explosión, etc. Cada modo y causa de falla tiene asociada una tasa y frecuencia de fallas (failure rate) así como un costo específico. A la mantenibilidad contribuyen los costos asociados con las acciones requeridas de mantenimiento.

Estas acciones requeridas de mantenimiento a su vez dependen de: márgenes y criterios de diseño, prácticas de manufactura y de las condiciones de servicio. Una alta incidencia de fallas a través del transformador y/o condiciones ambientales adversas o críticas (ej.: erupción del volcán Tungurahua) incrementa la frecuencia de la necesidad de ejecutar acciones de mantenimiento. Las prácticas de manufactura poco robustas (pérdida de hermeticidad, fugas, fallas en moto ventiladores, etc.) también contribuyen a un aumento en la frecuencia del mantenimiento. Los costos del *soporte logístico de mantenimiento* tienen más que ver, con las estrategias para llevar a cabo las acciones de mantenimiento. El mantenimiento preventivo tendrá normalmente costos más altos, estos costos estarán asociados con la indisponibilidad del transformador al estar fuera de servicio mientras se ejecutan acciones de mantenimiento programado.

Por otra parte, la estrategia de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, tendrá costos relacionados con la gestión y la infraestructura requerida para optimizar (minimizar) la indisponibilidad y el tiempo utilizado para ejecutar las acciones de mantenimiento. Normalmente, el costo de la infraestructura de soporte (vehículos, equipo de prueba, personal, etc.) para el mantenimiento sería un costo fijo distribuido entre los activos a los cuales se le da mantenimiento.

2.3.1 Costos asociados al Mantenimiento

En cuanto al mantenimiento se refiere existen dos clases de mantenimiento, el mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo.

El mantenimiento *preventivo*, es el que se realiza en forma programada con el fin de asegurar el adecuado funcionamiento de los equipos en cuanto a conexiones, aislamiento, enfriamiento, ruido, entre otros, y minimizar la probabilidad de fallas y deterioro.

De acuerdo al Sistema de Mantenimiento Asistido por Computadora (SISMAC) implementado por la EEASA, en el cuadro 26 se tienen las diferentes tareas de mantenimiento preventivo asignadas para los transformadores de potencia.

Cuadro 24. Tareas de Mantenimiento Preventivo para Transformadores de Potencia.

Tarea	Frecuencia
Revisión y registro de instrumenstos (niveles, temperatura, etc) y receteo	28 Días
Revisión de aisladores de A.T y M.T	28 Días
Revisión y ajuste de terminales de conexion AT, BT y tierra	364 Días
Revisión y ajuste de conexión de puesta a tierra	182 Días
Revisión de válvulas de sobrepresión	364 Días
Observación del color (Sílica-Gel) en el desecador	28 Días
Verificar la operación de los ventiladores y probar su funcionamiento	28 Días
Inspección de fugas de aceite de radiadores, cañerías, bushings, cuba	28 Días
Inspección de formación de gases en rele bucholz (relé debe estar lleno de aceite)	28 Días
Inspección general de partes oxidadas transformador y tablero de control	28 Días
Inspección sensorial de ruidos	28 Días
Verificar señales de alarma y disparo de protecciones propias del trafo	364 Días
Pruebas de análisis fisicoquimico del aceite	364 Días
Termografía	364 Días
Pruebas de aislamiento bushings y devanados	728 Días
Pruebas de relación de espiras	728 Días
Pruebas de factor de potencia bushings y devanados	728 Días
Medición de la resistencia de puesta a tierra	728 Días
Medición de resistencia óhmica y corriente de excitación	728 Días
Pruebas de rigidez dieléctrica	364 Días
Prueba cromatográfica de gases al aceite	364 Días
Medición de resistencia de aislamiento motores ventilación	364 Días
Limpieza exterior de la carcaza	728 Días
Limpieza de aisladores	728 Días
Tratamiento del aceite (filtrado y termovació)	364 Días
Ajuste de conexiones eléctricas en borneras circuitos de control	364 Días

Fuente: SISMAC EEEASA

Cada tarea tiene un costo por la mano de obra que la realiza, de ahí que se tienen los costos asociados al mantenimiento preventivo.

Algunas tareas son realizadas por empresas tercerizadoras, por lo que los costos se han tomado de ofertas y facturas por estos servicios a la EEASA.

El resto de costos de mano de obra, ya que son realizados por personal de la Empresa, se han tomado del departamento financiero.

En el cuadro siguiente se presentan los costos anuales que representa cada una de las tareas de mantenimiento presentadas en el cuadro anterior:

Cuadro 25. Costos de las Tareas de Mantenimiento Preventivo para Transformadores de Potencia.

Tarea	Costo	Continuidad
Revisión y registro de instrumenstos (niveles, temperatura, etc) y receteo	3,13 USD/Transformador	Semestral
Revisión de aisladores de A.T y M.T	3,13 USD/Transformador	Semestral
Revisión y ajuste de terminales de conexión AT, BT y tierra	6,3 USD/Transformador	Anual
Revisión y ajuste de conexión de puesta a tierra	3,13 USD/Transformador	Semestral
Revisión de válvulas de sobrepresión	3,13 USD/Transformador	Trimestral
Observación del color (Sílica-Gel) en el desecador y cambio si es necesario	0,80 USD/Transformador	Trimestral
Verificar la operación de los ventiladores y probar su funcionamiento	1,60 USD/Transformador	Semestral
Inspección de fugas de aceite de radiadores, cañerías, bushings, cuba	3,13 USD/Transformador	Trimestral
Inspección de formación de gases en relé bucholz (relé debe estar lleno de aceite)	0,80 USD/Transformador	Semestral
Inspección general de partes oxidadas transformador y tablero de control	1,60 USD/Transformador	Anual
Inspección sensorial de ruidos	1 500 USD/Transformador	Anual
Verificar señales de alarma y disparo de protecciones propias del trafo	3,13 USD/Transformador	Trimestral
Pruebas de análisis físico-químico del aceite	475 USD/Transformador	Anual
Termografía	300 USD/ Transformador	Anual
Pruebas de aislamiento bushings y devanados	475 USD/Transformador	Anual
Pruebas de relación de espiras	500 USD/Transformador	Anual
Pruebas de factor de potencia bushings y devanados	600 USD/Transformador	Anual
Medición de la resistencia de puesta a tierra	10 USD/Transformador	Anual
Medición de resistencia óhmica y corriente de excitación	10 USD/Transformador	Anual
Pruebas de rigidez dieléctrica	200 USD/ Transformador	Anual
Prueba cromatográfica de gases al aceite (normalmente 3 muestras)	262,08 USD/Muestra de aceite	Anual
Medición de resistencia de aislamiento motores ventilación	10 USD/Transformador	Anual
Limpieza exterior de la carcasa	12,5 USD/Transformador	Semestral
Limpieza de aisladores	20 USD/Transformador	Semestral
Tratamiento del aceite (filtrado y termovació)	0,74 USD/Litro de aceite	Bianual
Ajuste de conexiones eléctricas en borneras circuitos de control	6,3 USD/Transformador	Anual

El mantenimiento correctivo es el que se realiza con el fin de reparar o reemplazar los transformadores a partir de la detección de una falla o deterioro.

Las actividades de mantenimiento correctivo están regidas por una tasa de falla y consideran reparaciones y/o reemplazos de los elementos por fallas o deterioros ocurridos en las bobinas y al interior del tanque del transformador, siempre que estos no hayan sido ocasionados por intervención del usuario o por intervención deficiente de la empresa de distribución eléctrica. Asimismo, consideran las reparaciones y/o reemplazos de los elementos producto del vandalismo pero sin la sustracción de los mismos.

En los transformadores de potencia se tienen principalmente dos mantenimientos correctivos que representan un costo muy elevado, es la reparación o re-potenciación y/o el reemplazo de los mismos.

Pueden distinguirse dos razones para reparar un transformador de potencia:

- **Rehabilitación:**

La rehabilitación es, o sería consecuencia de la detección de un defecto o condición de daño incipiente, en la cual, si no se toma alguna acción correctiva, la probabilidad de la ocurrencia de una falla crece monótonamente y, con esta probabilidad también crece el costo de la falla y de sus consecuencias.

- **Reparación por falla**

Bajo esta condición, la reparación es forzada por la ocurrencia de un evento que terminó en una falla.

El **costo de la re-potenciación** de un transformador se ha tomado en base a la orden de trabajo: "O.T.-16 REPOTENCIACIÓN TRAF0 BRUSH" proporcionada por el D.O.M., en la cual se encuentran detallados los costos incurridos por la Empresa para la Re-potenciación de un transformador trifásico de potencia de 10/12,5 MVA el cual se quemó por cortocircuito entre espiras, realizada por la empresa Asea Brown Boveri Ltda. (ABB).

La re-potenciación del transformador se hizo de 10/12,5 MVA a 13/18 MVA, con enfriamiento ONAN/ONAF en ambos casos.

El costo fue de 88 250 USD.

Por lo que se toma que, de manera referencial, reparar o re-potenciar un transformador de potencia tiene un costo de:

8 800 USD/MVA del Trafo
Ó
20 800 USD/ MVA re-potenciado

El tiempo aproximado de reparación es de 15 a 480 horas, y dependiendo del lugar en el que se realice la reparación el tiempo de entrega puede variar de 1 a 4 meses.

En estos valores se incluyen, costos de transporte y montaje del transformador.

A estos valores se tendrá que multiplicar por factores de inflación y otros que determinen la variación de precios con el paso de los años.

El **costo de reemplazo** o compra de un transformador se ha tomado en base a ofertas hechas a la empresa y compras realizadas por la misma, y se tiene que el costo promedio de la compra de un transformador es de:

20 830 USD/MVA

En este valor se incluye, costos de transporte y montaje del transformador.

A este valor se tendrá que multiplicar por factores de inflación y otros que determinen la variación de precios con el paso de los años, o cambios en los costos de materiales.

De acuerdo a la tabla presentada por The Electric Power Engineering Handbook⁸, donde MTTR significa tiempo promedio para reparar (Mean Time to Repair), se tienen las tasas promedio de Falla de un transformador de potencia:

Margen de Tasa de Falla (Por año): 0.000-0.070

Tasa de Falla Media (Por año): 0.043

MTTR: 15 a 480 horas

Como se puede observar la tasa de falla para un transformador de potencia es muy baja, pero cuando esto sucede los costos por indisponibilidad son muy altos si no se tiene un plan de contingencia. LA EEASA tiene como plan de contingencia en el momento de salida de un transformador de potencia, la distribución de carga hacia las otras subestaciones, esto se logra con enlaces normalmente abiertos entre primarios. De aquí que el costo por la energía no suministrada depende más bien de la rapidez de respuesta con la que trabajan los grupos de trabajo asignados para esta labor en la Empresa; que generalmente está en el orden de 2 a 3 horas.

El **costo por energía no suministrada** que puede ser ocasionada ya sea por falla o mantenimiento del transformador, está dado por:

⁸ Referencia Bibliográfica No. 6

$$CEns = t * D * PMens \quad (7)$$

En donde:

CEns= Costo por energía no suministrada (USD)

t= tiempo en el que no se suministra la energía (h)

D= Demanda no servida (kW)

PMes= Precio medio de la energía No Suministrada (USD/kWh)

De acuerdo a datos proporcionados por el Departamento de Planificación el crecimiento de la demanda de la Empresa, se da de la siguiente manera:

Cuadro 26. Crecimiento de la Demanda en la EEASA.

Real	VALORES PROYECTADOS										
2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
322 484	342 076	361 027	371 423	382 833	397 438	414 669	432 657	451 437	471 043	491 513	512 885

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

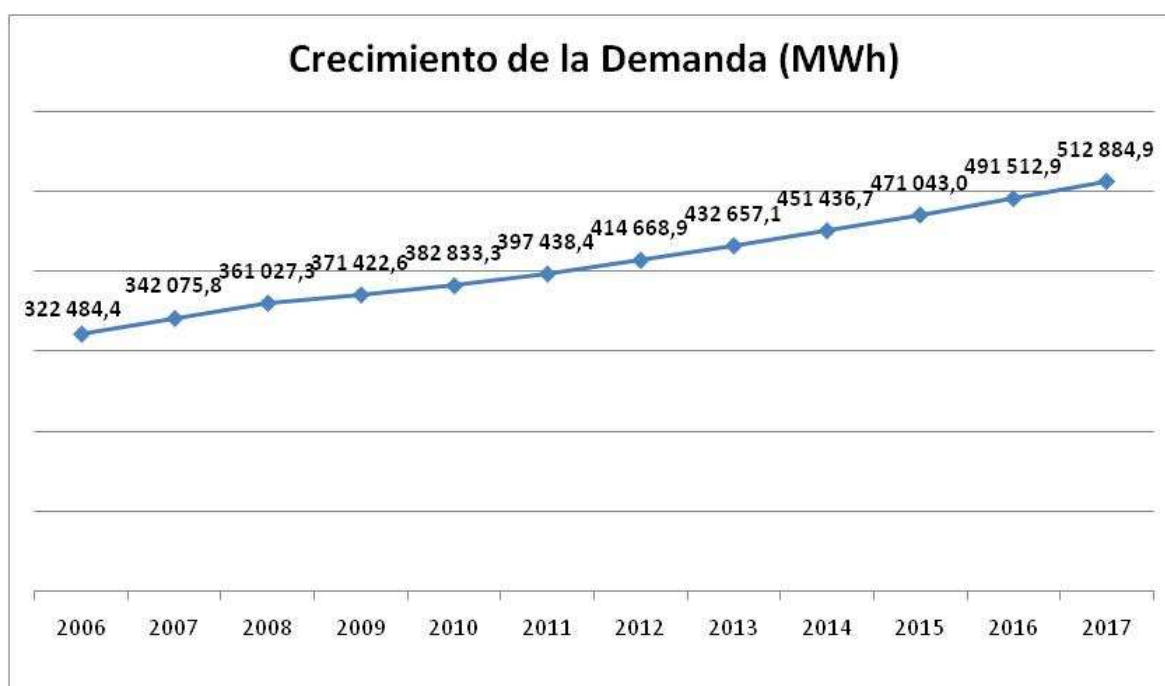


Gráfico 1. Crecimiento de la Demanda EEASA

Este crecimiento se registra con un promedio de 4,3% anual, representando las siguientes inversiones en subestaciones de distribución:

Cuadro 27. Inversiones en S/E de Distribución

AÑO	Real:2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
Costo (USD)	1 487 033	377 000	1 228 500	984 310	984 310	984 310	1 811 850	1 811 850	1 811 850	1 811 850	2 021 235	15 314 098

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

Dado que el transformador de potencia representa aproximadamente el 25% de la inversión en un Subestación, los costos anuales para transformadores de potencia por crecimiento de demanda serán:

Cuadro 28. Inversión en transformadores de potencia en la EEASA.

AÑO	Real:2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	TOTAL
Costo (USD)	371 758	94 250	307 125	246 077	246 078	246 077	452 963	452 963	452 963	452 963	505 309	3 828 524
Potencia a instalarse	18	5	15	12	12	12	22	22	22	22	24	184

FUENTE: Departamento de Planificación EEASA

CAPITULO 3

III. DESARROLLO DE ESCENARIOS DEL PROBLEMA DE DECISIÓN

Diseñar para alcanzar los requerimientos económicos y ejecutar las operaciones en forma competitiva, depende del balance prudente entre lo que es factible en el aspecto técnico y lo que es aceptable en el aspecto económico. Por desgracia, no existe un atajo para lograr ese balance entre las factibilidades técnica y económica. Entonces, deben plantearse algunos escenarios que nos llevaran a tomar una decisión.

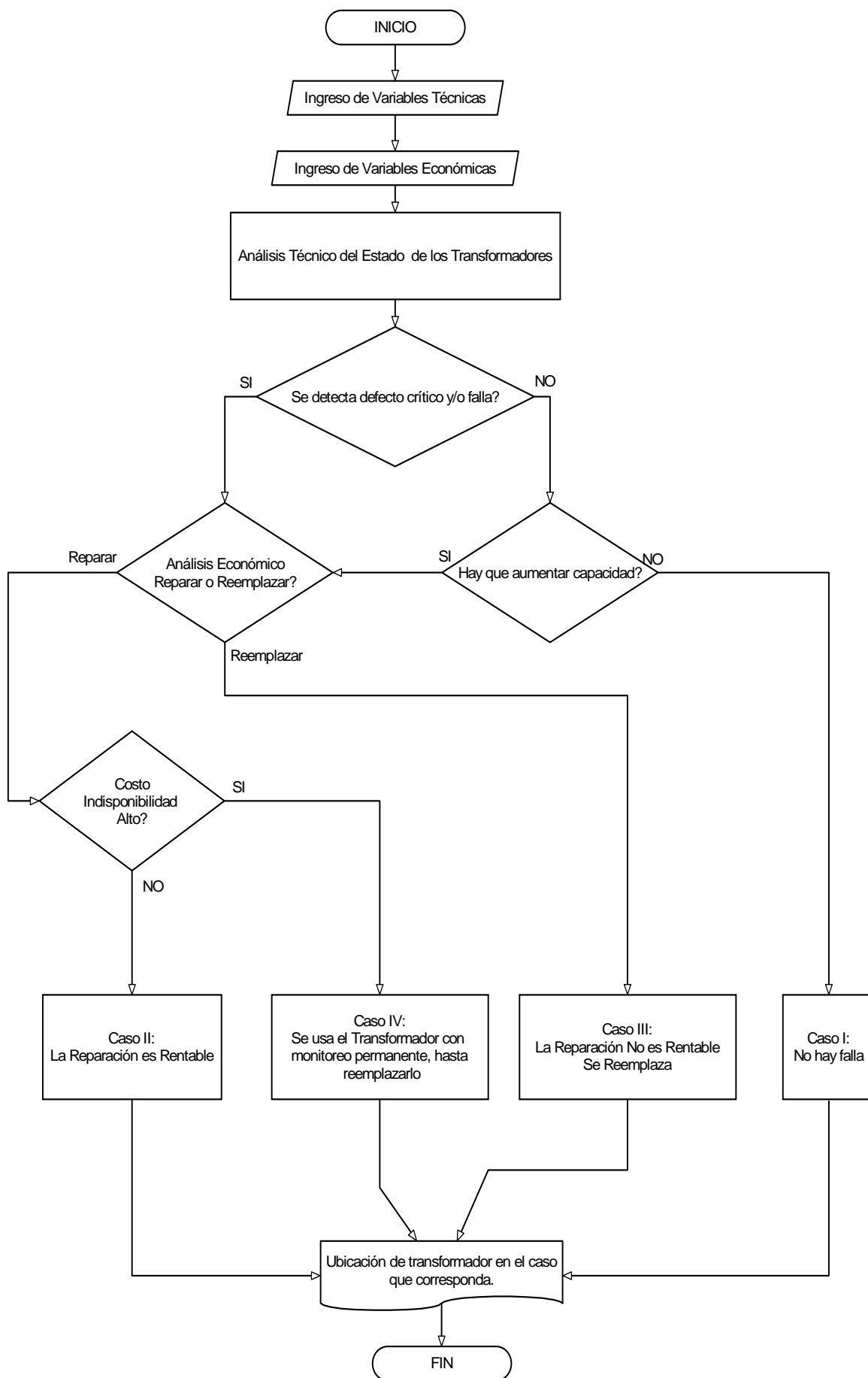
En consecuencia, se insertan las variables analizadas en los capítulos 1 y 2 para obtener una metodología de forma general.

A continuación se presenta la metodología que se usará para analizar si un transformador podría estar en diferentes casos de análisis, y cuál sería la mejor opción.

La metodología tendrá dos partes importantes, parte técnica y parte económica; para la parte técnica se tomarán las pruebas que se deben realizar y que se analizaron en el capítulo 1, de acuerdo a los resultados obtenidos y comparando con las normas que establecen el margen permisible, se podrá descartar o tomar en cuenta que transformadores ingresan a este análisis.

En cuanto a la parte económica se usa el método del valor presente, para analizar todos los costos que implica tener a un transformador en servicio, y así nivelar todos estos costos anualmente.

A continuación se presenta un diagrama de flujo con la metodología que se aplicará para la toma de decisiones:



Ingreso de Variables Técnicas.- Los transformadores se han evaluado de acuerdo a lo especificado en el capítulo 1; en el inciso 1.4 se tienen cuatro categorías de evaluación de riesgo, las cuales nos han brindado una gran visión en el momento de decidir el estado de un transformador, estas categorías se basan en los resultados obtenidos de la cromatografía de gases combustibles (TCGA), ver cuadros 5 y 6.

En cuanto a las pruebas que se deben realizar, y en los límites que deben estar los resultados, a continuación se muestra un cuadro resumen:

Cuadro 29. Variables Técnicas para Análisis de Casos.

Prueba	Norma	Límites
Rigidez Dieléctrica	ASTM D-877 ASTM D-1816	Electrodos planos separados 2,54 mm: Tensión mínima 25 kV Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV
Número de Neutralización	ASTM D-664 ASTM D-974	Aceite Nuevo: 0,03 mg KOH/gr Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr
Tensión Interfacial	ASTM D-971	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm
Contenido de Humedad	ASTM D-1533	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm
Índice Colorimétrico	ASTM D-1500	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5
Gravedad Específica	ASTM D-2501	< 0,91 a 15,6° C
Factor de Potencia	ASTM D-924	Típico 0,01% Límite: 0,5 %
Resistencia de Aislamiento	IEEE C57.12.90	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)
Relación de Transformación	IEEE C57.12.90-1993	Transformador sin carga \pm 0,5 % en todas sus derivaciones
% de Carga	ANSI C57.91-1981	1,16 veces la I nominal por 24 horas

Ingreso de Variables Económicas.- Las variables económicas que se deben ingresar se encuentran detalladas en el capítulo 2, a continuación se muestra un resumen de las variables que se deben ingresar:

- Valor Actual de los Transformadores Instalados
- Valor de depreciación anual
- Valor de Salvamento al final de la vida útil
- Costo de pérdidas
- Costos por mantenimiento
- Costo por reparación o re-potenciación
- Costo de compra de un transformador nuevo

- Costo por energía no suministrada por falla
- Costo de inversión por aumento de capacidad.

Análisis Técnico del Estado de los Transformadores.- Una vez ingresadas las variables tanto técnicas como económicas se procede a realizar primeramente el análisis técnico de los transformadores en cuestión para determinar el estado en el que se encuentran, si el transformador se encuentra en condiciones aceptables en cuanto a los valores permisibles expresados en normas de acuerdo a cada prueba.

Se detecta defecto crítico y/o falla.- De acuerdo a los resultados arrojados del análisis técnico se tiene algunas posibilidades, si el transformador está operando en forma normal, si tiene defectos leves, se tendrá que seguir monitoreando y corregir el problema de acuerdo al caso, o si el transformador está operando con un defecto crítico, el cual puede llevar a una falla, o de peor manera la falla ya ocurrió.

Hay que aumentar capacidad.- De acuerdo a estudios de expansión de la demanda, se debe tomar en cuenta si una subestación necesita aumentar su capacidad de transformación en los próximos años.

Análisis Económico Reparar o Reemplazar.- El análisis económico se basa en el método del valor presente (MVP), este método consiste en tomar dos opciones para su análisis, y de estas determinar la mejor, las opciones a analizar serán: la de reparar (Opción A), o la de comprar un transformador (Opción B).

A continuación se presenta como se desarrolla el MVP para la tarea de escoger la mejor opción económica:

Este método toma los costos anuales que implican tener en funcionamiento un transformador durante su vida y los lleva a un tiempo cero.

El método del Valor Presente es muy utilizado por dos razones, la primera porque es de muy fácil aplicación y la segunda porque todos los ingresos y egresos futuros se transforman a dólares de hoy y así puede verse, fácilmente, si los ingresos son mayores que los egresos. Cuando el VP es menor que cero implica que hay una pérdida a una cierta tasa de interés o por el contrario si el VP es mayor que cero se presenta una ganancia. Cuando el VP es igual a cero se dice que el proyecto es indiferente. La condición indispensable para comparar alternativas es que siempre se tome en la comparación igual número de años, pero si el tiempo de cada uno es diferente, se debe tomar como base el mínimo común múltiplo de los años de cada alternativa, por ejemplo si en un caso se tiene una vida útil de 6 años y en el otro de 8 años, el periodo de análisis será de 24 años dividido en periodos de 6-12-18-24 para un caso y 8-16-24 para el otro.

En la aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice. Por lo general el VP disminuye a medida que aumenta la tasa de interés, de acuerdo con la siguiente gráfica:

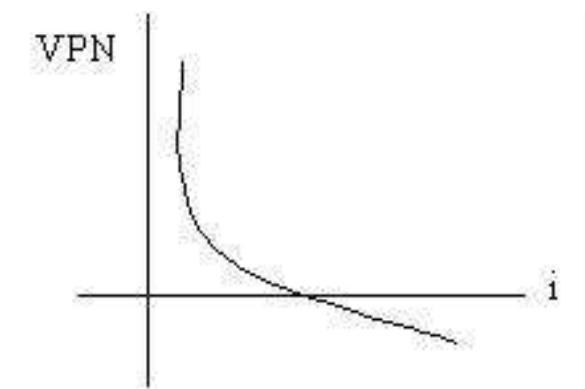


Gráfico 2. Variación del Valor Presente en función del interés.

En consecuencia para el mismo proyecto puede presentarse que a una cierta tasa de interés, el VP puede variar significativamente, hasta el punto de llegar a rechazarlo o aceptarlo según sea el caso.

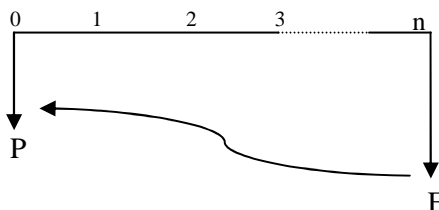
Las fórmulas y relaciones interés tiempo dinero, que se utilizarán para este método, se describen a continuación:

Simbología:

- i : tasa de interés efectiva por periodo
- n : número de periodos de capitalización
- P : Suma presente de dinero. Es el valor equivalente de uno o más flujos de efectivo en un punto relativo en el tiempo, denominado presente.
- F : Suma futura de dinero. Es el valor equivalente de uno o más flujos de efectivo en un punto relativo en el tiempo, denominado futuro
- A : Flujo de efectivo al final de cada periodo (ó valores equivalentes al final de cada periodo) en una serie uniforme que se prolonga por un número específico de periodos.

Relaciones:

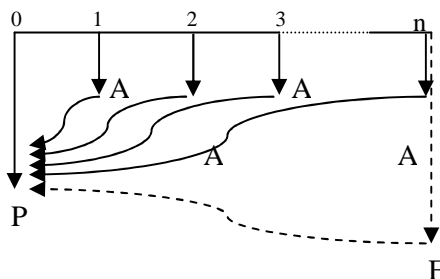
❖ P dado F:



$$VP = F(1 + i)^{-n} \quad (9)$$

$$VP = F \left[\frac{P}{F}, i\%, n \right] \quad (10) \text{ factor de valor presente, pago único}$$

❖ P dado A:



$$VP = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i} \right) \quad (11)$$

$$VP = A \left[\frac{P}{A}, i\%, n \right] \quad (12) \text{ factor de valor presente de una serie uniforme}$$

Con las variables ingresadas y con las relaciones se procede a calcular los costos para cada caso en cuestión.

Opción A Reparar o Repotenciar	Datos necesarios	Opción B Reemplazar
X USD	Valor Actual del Transformador	X USD
Ya USD	Inversión Inicial	Yb USD
Xa USD m años desp.	Inversión futura	Xb USD m años desp
da %/año	Depreciación	db %/año
na años	Vida Útil	nb años
Za USD/año	Costos O&M	Zb USD/año
Pa USD/año	Costos de Pérdidas	Pb USD/año
En USD/kWh-año	Costos por energía no suminis.	En USD/kWh-año
Sa USD	Valor de Salvamento	Sb USD
i %	TRMA ⁹	i %

Opción A:

$$VP = X + Ya + Xa \left(\frac{P}{F}, i\%, m \right) + (da + Za + Pa + En) \left(\frac{P}{A}, i\%, na \right) - Sa \left(\frac{P}{F}, i\%, na \right) \quad (13)$$

Opción B:

$$VP = X + Yb + Xb \left(\frac{P}{F}, i\%, m \right) + (db + Zb + Pb + En) \left(\frac{P}{A}, i\%, nb \right) - Sa \left(\frac{P}{F}, i\%, nb \right) \quad (14)$$

⁹ TRMA: Tasa de Rendimiento Mínima Aceptable

Con los resultados obtenidos de las ecuaciones 13 y 14, se determina cual de las dos opciones tiene el menor costo, y será esa la que se escoja para beneficio de la Empresa Eléctrica.

Costo de Disponibilidad Alto.- El costo de la indisponibilidad de un transformador se evalúa ya sea por falla o por criticidad del defecto.

Para el análisis del costo de la indisponibilidad se debe tomar en cuenta las siguientes variables:

- *Tipo de conexión de la S/E (Radial o Anillo).*- En este caso mayor indisponibilidad existe si la S/E es radial, ya que no tiene otro camino por el que se pueda alimentar la carga del transformador asociado a dicha S/E, y en ese caso se debe hacer un análisis de flujos de potencia para determinar si se puede transferir carga mediante el mallado de alimentadores primarios, el cual exige un mayor gasto para la empresa.
- *Número de Usuarios sin servicio.*- Un transformador en una S/E tiene asociados varios alimentadores primarios, si ese transformador sale de operación dejará sin servicio a un cierto número de usuarios conectados a lo largo de dichos alimentadores, dependiendo del tiempo de desconexión y de la rápida acción del personal de la empresa, se tienen el tiempo de energía no suministrada, de acuerdo a la regulación 004/01 Calidad del Servicio, publicada por el CONELEC, la energía no suministrada, sus límites y como se calcula está dada de la siguiente manera:

Identificación de las Interrupciones

La información relacionada con cada una de las interrupciones que ocurran en la red eléctrica se identificará de la siguiente manera:

- Fecha y hora de inicio de cada interrupción.
- Identificación del origen de las interrupciones: internas o externas

- Ubicación e identificación de la parte del sistema eléctrico afectado por cada interrupción: circuito de bajo voltaje (BV), centro de transformación de medio voltaje a bajo voltaje (MV/BV), circuito de medio voltaje (MV), subestación de distribución (AV/MV), red de alto voltaje (AV).
- Identificación de la causa de cada interrupción.
- Relación de equipos que han quedado fuera de servicio por cada interrupción, señalando su respectiva potencia nominal.
- Número de Consumidores afectados por cada interrupción.
- Número total de Consumidores de la parte del sistema en análisis.
- Energía no suministrada.
- Fecha y hora de finalización de cada interrupción.

Esta información debe tener interrelación con las bases de datos, de tal manera que se permitirá identificar claramente a todos los Consumidores afectados por cada interrupción que ocurra en el sistema eléctrico.

Registro y Clasificación de las Interrupciones

El Distribuidor debe llevar, mediante un sistema informático, el registro histórico de las interrupciones correspondientes, por lo menos de los tres últimos años.

El registro de las interrupciones se deberá efectuar mediante un sistema informático, el cual deberá ser desarrollado previamente a fin de asegurar su utilización durante la Subetapa 1¹⁰.

En el registro, las interrupciones se pueden clasificar de acuerdo a los parámetros que se indican a continuación, los que deberán tener un código para efectos de agrupamiento y de cálculos:

a) Por su duración

¹⁰ Subetapa 1: de 24 meses de duración

- Breves, las de duración igual o menor a tres minutos.
- Largas, las de duración mayor a tres minutos.

b) Por su origen

- Externas al sistema de distribución.
 - Otro Distribuidor
 - Transmisor
 - Generador
 - Restricción de carga
 - Baja frecuencia
 - Otras
- Internas al sistema de distribución.
 - Programadas
 - No Programadas

c) Por su causa

- Programadas.
 - Mantenimiento
 - Ampliaciones
 - Maniobras
 - Otras
- No programadas (intempestivas, aleatorias o forzadas).
 - Climáticas
 - Ambientales
 - Terceros
 - Red de alto voltaje (AV)
 - Red de medio voltaje (MV)
 - Red de bajo voltaje (BV)
 - Otras

a) Por el voltaje nominal

- Bajo voltaje
- Medio voltaje

- Alto voltaje

Interrupciones a ser Consideradas

Para el cálculo de los índices de calidad que se indican en detalle más adelante, se considerarán todas las interrupciones del sistema con duración mayor a tres (3) minutos, incluyendo las de origen externo, debidas a fallas en transmisión. No serán consideradas las interrupciones con duración igual o menor a tres (3) minutos.

No se considerarán las interrupciones de un Consumidor en particular, causadas por falla de sus instalaciones, siempre que ellas no afecten a otros Consumidores.

Tampoco se considerarán para el cálculo de los índices, pero sí se registrarán, las interrupciones debidas a suspensiones generales del servicio, racionamientos, desconexiones de carga por baja frecuencia establecidas por el CENACE; y, otras causadas por eventos de fuerza mayor o caso fortuito, que deberán ser notificadas al CONELEC, conforme lo establecido en el Art. 36 del Reglamento de Suministro del Servicio de Electricidad.

En el caso en que las suspensiones generales del servicio sean producidas por la Empresa Distribuidora, estos si serán registrados.

La Energía No Suministrada se calculará para toda la red de distribución y para cada alimentador primario de medio voltaje (MV).

- *Clientes Importantes sin servicio.*- Otro punto que se debe tomar en cuenta para la indisponibilidad es si al transformador existe asociado algún cliente importante, ya sean hospitales, edificios gubernamentales y/o grandes consumidores, hay que tomar en cuenta que estos últimos por lo general son clientes no regulados de las empresas eléctricas, es decir que tienen

su propio contrato ya sea con generadoras, autoproductoras o distribuidoras, en los dos primeros casos a la distribuidora pagará únicamente peajes de distribución, mientras que si es cliente directo pagará por el servicio eléctrico suministrado.

- *Nivel de Voltaje.*- De igual manera hay que tomar en cuenta que si el nivel de voltaje del transformador que sale de servicio, es igual que el resto del sistema, por ejemplo existe el caso en la EEASA hay dos S/E las cuales tienen un nivel de voltaje de 13,8 a 4,16 kV mientras que todo el resto del sistema es de 69 a 13,8 kV, en este caso es imposible enlazar los primarios, o alimentar la S/E desde otro punto.
- *Demanda.*- Y por último hay que analizar que si alguna S/E sale de servicio y hay la posibilidad de enlazar los primarios, hay que tomar en cuenta el % de carga de los transformadores en las demás S/E, ya que si es el caso de la Demanda Pico, los transformadores estén trabajando al límite de % de carga, y por esa limitación cabe enlazar los primarios.

De acuerdo a esta metodología de análisis se llega a cuatro casos en los que pueden estar ubicados los transformadores, y son:

3.1 CASO I.- NO HAY FALLA

Un transformador sobrevive su vida económica, tiene un costo anual nivelado X USD y una cantidad Y de energía promedio anual es manejada durante los W años de su vida económica. Por lo tanto, la energía tiene un costo de operación promedio durante su vida útil de X/Y USD/kWh-año. Este costo depende de las características de uso del transformador. Un transformador para generador en una central termoeléctrica de carga base, tendrá costos menores que un transformador de subtransmisión, porque su factor de carga es más alto y además constante. Después de los W años de vida económica, permanecen los costos de O & M, el costo de disposición, el costo de falla y el valor de salvamento.

Al no existir falla, lo que se debe tomar en cuenta, son los resultados de las pruebas hechas a los transformadores, de aquí se puede tener una importante opinión del estado en el que se encuentra el transformador, para de esta manera saber si se debe estar monitoreando constantemente el transformador para evitar que se llegue a producir un defecto crítico, o si opera normalmente durante el tiempo de vida útil.

3.2 CASO II.- LA REPARACIÓN (YA SEA POR FALLA O REHABILITACIÓN) ES RENTABLE.

Si la falla de un transformador ocurre después de J años en servicio dentro de la vida económica, esto es, $J < W$ y por otra parte, la reparación asegura la extensión de la vida económica del transformador en Z años ($W+Z$) y, el costo anual nivelado de la reparación tomando en cuenta la extensión de vida, al menos se iguala con el costo nivelado de los W años de vida económica, de manera que el costo promedio nivelado anual de energía se mantenga constante. Esto implica, la definición de la política de: reevaluar el transformador con el costo de la reparación en el momento que es reparado. Esta reevaluación inicia un nuevo ciclo económico en cual el costo de capital del transformador se calculará depreciando con el valor original hasta alcanzar los W años de vida económica y, con el valor de la reparación a partir de año de la reparación hasta los Z años de extensión de vida.

La estimación de los Z años adicionales de extensión de vida, depende de los requisitos establecidos en el alcance de la reparación, si es una reparación completa y se cambian los componentes críticos, se llevan a cabo pruebas y se utilizan criterios de aceptación similares a los utilizados en transformadores nuevos, permitirían asumir la hipótesis de que la vida útil de un transformador reparado sería la misma de un transformador nuevo. Por otra parte, puede ser considerado dentro del alcance de la reparación la inclusión de elementos que permitieran el monitoreo y/o el diagnóstico en línea, esto último, reduciría la incertidumbre respecto a la estimación de la vida residual y disminuiría el costo del mantenimiento.

Este sería el mismo caso para cuando se llevará a cabo una rehabilitación.

3.3 CASO III.- LA REPARACIÓN NO ES RENTABLE:

La falla de un transformador ocurre después de J años de servicio dentro de la vida económica, $J < W$ y la reparación no asegura que se alcance la vida económica original, esto es, los W años, implicando que el costo anual nivelado sea mayor que en el caso I.

Esta situación ocurre cuando la reparación no garantiza la recuperación de la confiabilidad, esto sucede cuando: Se llevan a cabo reparaciones parciales, por ejemplo, cuando se repara solo la fase fallada y las otras dos fases estuvieron expuestas a la contaminación por carbón o por partículas de cobre; También cuando no se requieren pruebas que aseguren el desempeño óptimo del sistema de aislamiento, por ejemplo valores límite de descargas parciales; Cuando la falla ocurre por un defecto en el diseño y la reparación repite el mismo error, porque el reparador no tiene infraestructura para revisar, corregir y modificar el diseño original, un ejemplo de lo anterior es el caso de la resistencia a corto circuito.

Cuando la infraestructura y/o conocimientos del reparador son insuficientes para asegurar la calidad de la manufactura, por ejemplo, el nivel de secado y la impregnación del aislamiento, cuando esto ocurre, la opción de evaluar el costo de un transformador nuevo es conveniente. En este caso, el riesgo y el método para evaluarlo son relevantes, porque la ponderación del riesgo es la que inclinaría la balanza por la opción de rechazar la reparación.

Este caso es particularmente útil considerar, cuando la aplicación del transformador requiere de bajo riesgo de falla, como por ejemplo, aplicaciones críticas en subestaciones de transmisión y de centrales generadoras.

La reparación puede alcanzar o exceder marginalmente la vida económica original, sin embargo, el costo de las pérdidas originales es mucho mayor que la alternativa que ofrecería un transformador nuevo con factores de evaluación de pérdidas actualizados. Un transformador nuevo, ofrecería un nuevo ciclo de vida

económica con costos anuales nivelados menores y además aseguraría la extensión de vida del activo. Esta opción, es más viable cuando el factor de servicio y el factor de carga del transformador son altos. Por ejemplo, los utilizados en Centrales Termoeléctricas.

3.5 CASO IV: LA REPARACIÓN NO ES RENTABLE, PERO EL COSTO DE LA INDISPONIBILIDAD ES ALTO.

La evolución de un defecto crítico es detectada, la reparación aún cuando requiere de un menor tiempo que la fabricación de un transformador nuevo no es deseable porque no es rentable (Caso III). Sin embargo el costo de la falla y la indisponibilidad son muy altos. La alternativa de decisión es que es más aceptable continuar con la operación del transformador evaluando el riesgo. La evaluación del riesgo podría llevarse a cabo en línea mediante equipos de diagnóstico y monitoreo. Los costos de los equipos de diagnóstico y monitoreo al ser para uso temporal en este transformador, no son cargados al transformador, si no que son cargados a la infraestructura para proporcionar el soporte logístico de mantenimiento. Entre tanto la adquisición de un transformador de reemplazo se encuentra en proceso.

CAPITULO 4

IV. ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DE LOS TRANSFORMADORES PARA CADA ESCENARIO

Una vez que, en el capítulo anterior, se dejan planteados los escenarios de decisión y las metodologías para su aplicación general; se insertan en cada uno de los escenarios previstos las variables tomadas específicamente para los transformadores de la EEASA, para llevar a cabo el análisis e identificar la mejor opción, para los intereses de la EEASA si el reemplazo o la reparación de los transformadores de potencia involucrados en el mencionado análisis.

Este análisis se hará para los transformadores que, en las pruebas realizadas en el capítulo 1, arrojaron resultados críticos de funcionamiento, con los datos del Anexo 3.

De acuerdo a las pruebas realizadas y a los resultados obtenidos, se presentan cuadros resumen de la información técnica que determina el estado de los transformadores y la comparación con los valores de las pruebas descritas en el capítulo 1.

Los valores de carga han sido tomados del día de mayor demanda a la hora pico (19h00).

4.1 VARIABLES TÉCNICAS DE LOS TRANSFORMADORES DE LA EEASA.

Atocha

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Sobrecalentamiento general en conductores

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica.

El gas característico es el Monóxido de Carbono (CO) lo que implica un calentamiento general, en el que podría estar involucrado el papel aislante.

El aceite se encuentra en un mal estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 30. Resultados de Pruebas Transformador Atocha.

Prueba	Límites	Atocha
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	48
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,139
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	20
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	19,13
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	6
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,87
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,324
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga \pm 0,5 % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas (max 16% por 1 día)	70,40%
Vida Útil	35 a 45 años	15,0
Conclusión: Valores fuera de límites aceptables		

Baños

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Sobrecalentamiento de 150° C a 200° C

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica.

El gas característico es el Etano (C₂H₆) lo que implica un calentamiento global

El aceite se encuentra en buen estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 31. Resultados de Pruebas Transformador Baños.

Prueba	Límites	Baños
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	46
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,014
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	30,21
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	11,87
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	< 2
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,88
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,003
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga \pm 0,5 % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas (max 16% por 1 día)	52,60%
Vida Útil	35 a 45 años	12,0
Conclusión: Valores fuera de límites aceptables		

Batán

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Sobrecalentamiento general en conductores.

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica.

El gas característico es el Monóxido de Carbono (CO) lo que implica un calentamiento general, en el que podría estar involucrado el papel aislante.

El aceite se encuentra en estado regular.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 32. Resultados de Pruebas Transformador Batán.

Prueba	Límites	Batán
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	55
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,069
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	22,3
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	11,87
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	3,5
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,8718
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,067
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga $\pm 0,5$ % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas (max 16% por 1 día)	41,30%
Vida Útil	35 a 45 años	8,0
Conclusión: Valores fuera de límites aceptables		

Huachi

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Sobrecalentamiento de 200° C a 300° C.

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica.

El gas característico es el Etano (C₂H₆) lo que implica un calentamiento global.

El aceite se encuentra en buen estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 33. Resultados de Pruebas Transformador Huachi.

Prueba	Límites	Huachi
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	52
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,014
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	33,4
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	7,4
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	< 1
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,8763
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,006
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga ± 0,5 % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas (max 16% por 1 día)	83,70%
Vida Útil	35 a 45 años	21,0
Conclusión: Valores fuera de límites aceptables		

Loreto

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Sobrecalentamiento de 150° C a 200° C.

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica.

El gas característico es el Etano (C₂H₆) lo que implica un calentamiento global.

El aceite se encuentra en buen estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 34. Resultados de Pruebas Transformador Loreto.

Prueba	Límites	Loreto
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	42
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,014
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	32
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	6,9
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	< 1
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,8843
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,009
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga ± 0,5 % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas (max 16% por 1 día)	33,90%
Vida Útil	35 a 45 años	26,0
Conclusión: Valores fuera de límites aceptables		

Montalvo

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Sobrecalentamiento general en conductores.

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica.

El gas característico es el Monóxido de Carbono (CO) lo que implica un calentamiento general, en el que podría estar involucrado el papel aislante.

El aceite se encuentra en buen estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 35. Resultados de Pruebas Transformador Montalvo.

Prueba	Límites	Montalvo
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	52
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,028
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	29,04
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	9
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	2,5
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,8713
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,071
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga $\pm 0,5$ % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas (max 16% por 1 día)	105,00%
Vida Útil	35 a 45 años	15,0
Conclusión: Valores fuera de límites aceptables		

Oriente

Transformador OSAKA 5/6,25 MVA

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Sobrecalentamiento general en conductores.

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica.

El gas característico es el Monóxido de Carbono (CO) lo que implica un calentamiento general, en el que podría estar involucrado el papel aislante.

El aceite se encuentra en buen estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 36. Resultados de Pruebas Transformador OSAKA Oriente.

Prueba	Límites	Oriente OSAKA
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	55
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,044
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	30
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	10,51
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	2,5
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,8723
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,095
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga $\pm 0,5$ % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas (max 16% por 1 día)	85,00%
Vida Útil	35 a 45 años	30,0
Conclusión: Valores fuera de límites aceptables		

Oriente**Transformador SIEMENS 10/12,5 MVA**

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Sobrecalentamiento general en conductores.

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica.

El gas característico es el Monóxido de Carbono (CO) lo que implica un calentamiento general, en el que podría estar involucrado el papel aislante.

El aceite se encuentra en buen estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 37. Resultados de Pruebas Transformador SIEMENS Oriente.

Prueba	Límites	Oriente SIEMENS
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	55
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,014
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	35
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	4,8
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	< 0,5
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,8873
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,006
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga $\pm 0,5$ % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas (max 16% por 1 día)	85,00%
Vida Útil	35 a 45 años	30,0
Conclusión: Valores dentro de límites aceptables		

Pelileo

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Sobrecalentamiento general en conductores.

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica.

El gas característico es el Monóxido de Carbono (CO) lo que implica un calentamiento general, en el que podría estar involucrado el papel aislante.

El aceite se encuentra en mal estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 38. Resultados de Pruebas Transformador Pelileo

Prueba	Límites	Pelileo
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	55
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,15
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	21,2
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	16,81
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	< 5,5
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,8783
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,38
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga \pm 0,5 % en todas sus derivaciones	tap 1 1,2%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas	50,00%
Vida Útil	35 a 45 años	30,0
Conclusión: Valores fuera de límites aceptables		

Píllaro

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Corrientes de falla entre contactos del conmutador.

De acuerdo a Dörnenburg: Corona.

El gas característico es el Monóxido de Carbono (CO) lo que implica un calentamiento general, en el que podría estar involucrado el papel aislante.

El aceite se encuentra en buen estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 39. Resultados de Pruebas Transformador Píllaro

Prueba	Límites	Píllaro
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	54
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,017
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	34,6
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	5,21
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	0,5
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,886
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,004
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga $\pm 0,5$ % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas	20,60%
Vida Útil	35 a 45 años	30,0
Conclusión: Valores dentro de límites aceptables		

Puyo OSAKA No. 5K004008

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Ligero calentamiento 150° C

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica

El gas característico es el Monóxido de Carbono (CO) lo que implica un calentamiento general, en el que podría estar involucrado el papel aislante.

El aceite se encuentra en buen estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 40. Resultados de Pruebas Transformador Puyo 1

Prueba	Límites	Puyo 1
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	56
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,056
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	26
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	12,25
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	3,5
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,8733
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,25
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga $\pm 0,5$ % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas	50,30%
Vida Útil	35 a 45 años	28,0
Conclusión: Valores fuera de límites aceptables		

Puyo OSAKA No. 5K004011

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Ligero calentamiento 150° C

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica

El gas característico es el Monóxido de Carbono (CO) lo que implica un calentamiento general, en el que podría estar involucrado el papel aislante.

El aceite se encuentra en buen estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 41. Resultados de Pruebas Transformador Puyo 2

Prueba	Límites	Puyo 2
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	57
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,055
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	22,5
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	18,08
Indice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	4,5
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,8769
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,432
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga $\pm 0,5$ % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas	50,30%
Vida Útil	35 a 45 años	16,0
Conclusión: Valores fuera de límites aceptables		

Samanga

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Sobrecalentamiento general en los conductores.

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica

El gas característico es el Monóxido de Carbono (CO) lo que implica un calentamiento general, en el que podría estar involucrado el papel aislante.

El aceite se encuentra en buen estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 42. Resultados de Pruebas Transformador Samanga

Prueba	Límites	Samanga
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	42
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,017
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	34
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	7,43
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	< 1
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,89
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,4
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga \pm 0,5 % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas	25,00%
Vida Útil	35 a 45 años	14,0
Conclusión: Valores fuera de límites aceptables		

Tena

La cromatografía de gases arrojó el siguiente resultado:

De acuerdo al análisis de Rogers: Sobrecalentamiento de 150° C a 200° C.

De acuerdo a Dörnenburg: Falla Térmica.

El gas característico es el Monóxido de Carbono (CO) y Etano (C₂H₆) lo que implica un calentamiento general, en el que podría estar involucrado el papel aislante y conductores.

El aceite se encuentra en buen estado.

De acuerdo a las pruebas realizadas se tienen los siguientes valores:

Cuadro 43. Resultados de Pruebas Transformador Tena

Prueba	Límites	Tena
Rigidez Dieléctrica	Electrodos semiesféricos separados 2,00 mm: Tensión mínima 50 kV	40
Número de Neutralización	Aceite Usado: 0,1 y 0,2 mg KOH/gr Aceite a Regenerar: > 0,2 mg KOH/gr	0,014
Tensión Interfacial	Aceite Nuevo: 45 dinas/cm Aceite Usado: 25 dinas/cm Agua Destilada: 70 dinas/cm	32
Contenido de Humedad	Nuevo: 10ppm Usado: 15 a 20 ppm	13,78
Índice Colorimétrico	Nuevo: 0,5 Usado: 1,5	< 1
Gravedad Específica	< 0,91 a 15,6° C	0,85
Factor de Potencia	Típico 0,01% Límite: 0,5 %	0,008
Resistencia de Aislamiento	Esta prueba debe realizarse entre los siguientes puntos: Alta Tensión vs. Baja Tensión Alta vs. Tierra Baja vs. Tierra Neutro vs. Tierra (En caso de no estar conectado directamente)	Alta en todos los puntos
Relación de Transformación	Transformador sin carga \pm 0,5 % en todas sus derivaciones	en rango 0,5%
% de Carga	1,16 veces la I nominal por 24 horas	66,00%
Vida Útil	35 a 45 años	18,0
Conclusión: Valores fuera de límites aceptables		

Análisis de Resultados

Una vez obtenidos los resultados, se tiene que de acuerdo a las cuatro categorías de evaluación de riesgo citadas en el capítulo 1 inciso 1.4 la mayoría de los transformadores se encuentran en buen estado es decir en las categorías 1 y 2. Existen algunos transformadores que necesitan una regeneración del aceite, por lo que a estos transformadores se les ha ubicado en el Caso I, de los escenarios previstos para toma de decisión.

Sin embargo los transformadores de las Subestaciones Atocha y Pelileo se encuentran en un estado crítico de acuerdo a las pruebas físico-químicas del aceite y la prueba de TTR por lo que necesitan ser evaluados para tomar la decisión de reparar o reemplazar.

Mientras que el transformador de la S/E Montalvo se encuentra en estado crítico de funcionamiento, de acuerdo a los datos de carga, ya que está trabajando con sobrecarga en la hora pico, por lo que de igual manera se necesita analizar si se debe re-potenciar o reemplazar.

Entonces los transformadores que se analizarán serán los siguientes:

- S/E Atocha, Transformador OSAKA Serie No. 5K0039003 Voltajes 69/13,8 kV con potencias de 10/12,5 MVA ONAN/ONAF
- S/E Pelileo, Transformador OSAKA Serie No. 5K003904 Voltajes 69/13,8 kV con potencias 10/12,5 MVA ONAN/ONAF
- S/E Montalvo, Transformador OSAKA Serie No. 5K0040010 Voltajes 69/13,8 kV con potencias 5 MVA.

Una vez escogidos los transformadores que por condiciones técnicas están en el margen de decisión, se analizarán económicamente las alternativas posibles con base en las variables económicas involucradas en el proceso de decisión para de

esta manera completar el análisis y recomendar la decisión del caso en el que se debe ubicar a dichos transformadores.

4.2 INGRESO DE VARIABLES ECONÓMICAS

Las variables económicas que se ingresarán serán solamente para los tres transformadores que entran en el análisis, a continuación se tiene un cuadro con las variables necesarias para la aplicación del método del valor presente:

Cuadro 44. Variables económicas

Variable
Valor Actual del Transformador
Valor Salvamento del Transformador al final de su vida útil
Depreciación
Costos por pérdidas
Costos por Operación & Mantenimiento
Inversión por Reparación
Inversión por Reemplazo
Costo energía no suministrada
Inversión Ampliación futura
Vida Útil
TRMA

Valor Actual del Transformador.- Este es el valor que tienen los transformadores al momento de análisis, este valor se encuentra usando el costo inicial menos el valor de depreciación que hay hasta el momento.

Variable	Atocha	Pelileo	Montalvo
Valor Actual del Transformador (USD)	26803,74	45934,48	16970,94

Valor de Salvamento al final de su vida útil.- Este es el valor que queda al final de su vida útil económica, en este caso es el 1% del valor inicial del bien.

Variable	Atocha	Montalvo	Pelileo
Vida Útil (años)	15,00	15,00	30,00

Variable	Atocha	Pelileo	Montalvo
Valor Salvamento del Transformador al final de su vida útil	1082,2575	530,0152	678,9386

Depreciación.- Es el porcentaje anual de depreciación que tiene el bien en base al valor inicial, para este caso es del 3% anual para los tres transformadores.

Variable	Atocha	Pelileo	Montalvo
Depreciación	3 091,8	1 618,5	1 939,6

Costos por pérdidas.- Es el costo de la energía que se pierde en el transformador anualmente, en este caso como el precio medio de la energía, y las pérdidas varían para cada año con los valores reales de factor de pérdidas y los costos de pérdidas se hará una regresión lineal para los demás años de vida útil ya que no se tienen suficientes datos como para realizar una regresión, mientras que para la demanda máxima se usará el dato obtenido del crecimiento de la demanda que es el 4,3% anual.

Pérdidas resistivas. Las pérdidas resistivas se calculan con base en la expresión I^2R . En cada subsistema se calculan las pérdidas resistivas para la demanda máxima de la carga por los métodos usuales y con esa base se obtienen las pérdidas resistivas en un intervalo dado a través de la relación cuadrática entre la demanda en dicho intervalo y la demanda máxima.

Pérdidas en el núcleo de los transformadores. Tomando en cuenta que las pérdidas en el núcleo (DCL) dependen de la densidad de flujo magnético en el mismo, la cual a su vez depende del voltaje de alimentación al transformador, puede ser considerada como independiente de la variación de la demanda es decir, permanece constante durante el período de análisis.

Para calcular el costo promedio de las pérdidas, se tiene costos de energía para algunos años, con un precio promedio de 4,65 centavos por kWh.

Cuadro 45. Precios medios a largo plazo

AÑO	Precio Medio (USD ¢/kWh)	AÑO	Precio Medio (USD ¢/kWh)
2002	5,85	2012	3,42
2003	6,17	2013	3,64
2004	7,58	2014	3,98
2005	8,30	2015	4,40
2006	6,49	2016	3,63
2007	5,28	2017	3,69
2008	4,14	2018	3,80
2009	3,69	2019	3,96
2010	3,08	2020	4,15
2011	3,38	2021	4,40

Fuente: Departamento de Planificación EEASA.

De acuerdo al Capítulo 1, inciso 17, las fórmulas a utilizar son las siguientes:

$$P_{cuDm} = P_{cu} \times [(D_m/P_{nom} \times \cos \phi)^2]$$

Donde :

P_{cuDm} : Pérdidas resistivas de potencia a máxima demanda.

P_{cu} : Pérdidas resistivas a potencia nominal.

D_m : Demanda máxima de la carga conectada.

P_{nom} : Potencia nominal del transformador.

$\cos \phi$: Factor de potencia de la carga.

La pérdida de energía total en un año en el transformador se obtiene sumando las pérdidas en el núcleo y las pérdidas resistivas a la máxima demanda afectada por el factor de pérdidas, así tenemos la relación:

$$E = [(f.p. \times P_{cuDm}) + P_{nu}] \times 24 \text{ horas} \times 365 \text{ días}$$

Las pérdidas resistivas a potencia nominal y las pérdidas en el núcleo son dadas por el fabricante.

Cuadro 46. Cálculo de pérdidas y sus costos para las S/E Atocha, Montalvo y Pelileo

Subestación	Trafo	Cos ϕ	FP	Po (núcleo) kW	Pe. (Resist.) kW	Dem. Max.	Per. Pot. (kW)	Pcu Dm	Per. Ene	Costo (\$)
Atocha	12500	0,94	0,47	13,6	49,2	8890,4	27,58	21,99	209066,34	9721,58
Montalvo	5000	0,94	0,44	7,8	20,2	5080	22,63	18,42	139343,19	6479,46
Pelileo	10000	0,94	0,45	13,6	49,2	7143,12	17,8	22,18	206576,64	9605,81

Costos por mantenimiento.- De acuerdo al cuadro 26 los costos que se tomarán son por un mantenimiento preventivo, que se le realiza al transformador, en distintas épocas del año, sin embargo todos estos costos han sido calculados para un año, ya que el cálculo del valor presente se lo hará con intervalos de un año, se destaca también que hay costos que dependen del tamaño del transformador.

A continuación se presentan estos costos:

Cuadro 47. Costos de mantenimiento de transformadores.

Tarea	Atocha	Montalvo	Pelileo
Revisión y registro de instrumentos (niveles, temperatura, etc) y receteo	6,26	6,26	6,26
Revisión de aisladores de A.T y M.T	6,26	6,26	6,26
Revisión y ajuste de terminales de conexión AT, BT y tierra	6,30	6,30	6,30
Revisión y ajuste de conexión de puesta a tierra	6,26	6,26	6,26
Revisión de válvulas de sobrepresión	12,52	12,52	12,52
Observación del color (Silica-Gel) en el desecador y cambio si es necesario	3,20	3,20	3,20
Verificar la operación de los ventiladores y probar su funcionamiento	3,2	3,2	3,2
Inspección de fugas de aceite de radiadores, cañerías, bushings, cuba	6,26	6,26	6,26
Inspección de formación de gases en rele bucholz (relé debe estar lleno de aceite)	1,6	1,6	1,6
Inspección general de partes oxidadas transformador y tablero de control	1,6	1,6	1,6
Inspección sensorial de ruidos	1500	1500	1500
Verificar señales de alarma y disparo de protecciones propias del trafo	12,52	12,52	12,52
Pruebas de análisis físico-químico del aceite	475	475	475
Termografía	300	300	300
Pruebas de aislamiento bushings y devanados	475	475	475
Pruebas de relación de espiras	500	500	500
Pruebas de factor de potencia bushings y devanados	600	600	600
Medición de la resistencia de puesta a tierra	10	10	10
Medición de resistencia óhmica y corriente de excitación	10	10	10
Pruebas de rigidez dieléctrica	200	200	200
Prueba cromatográfica de gases al aceite (normalmente 3 muestras)	786,24	786,24	786,24
Medición de resistencia de aislamiento motores ventilación	10	10	10
Limpieza exterior de la carcasa	25	25	25
Limpieza de aisladores	40	40	40
Tratamiento del aceite (filtrado y termovació)	2257	1480	2257
Ajuste de conexiones eléctricas en borneras circuitos de control	6,3	6,3	6,3
Total (USD):	7260,52	6483,52	7260,52

El costo de la re-potenciación de un transformador se ha tomado en base a la orden de trabajo: "O.T.-16 REPOTENCIACIÓN TRAF0 BRUSH" proporcionada por el D.O.M., en la cual se encuentran detallados los costos incurridos por la Empresa para la Re-potenciación de un transformador trifásico de potencia de 10/12,5 MVA el cual se quemó por cortocircuito entre espiras, el trabajo fue realizado por la empresa Asea Brown Boveri Ltda. (ABB).

La re-potenciación del transformador se hizo de 10/12,5 MVA a 13/18 MVA, con enfriamiento ONAN/ONAF.

El costo fue de 88 250 USD.

Por lo que se toma que, de manera referencial, reparar o re-potenciar un transformador de potencia tiene un costo de:

8 800 USD/MVA

El tiempo aproximado de reparación es de 15 a 480 horas, y dependiendo del lugar en el que se realice la reparación el tiempo de entrega puede variar de 1 a 4 meses.

En estos valores se incluyen, costos de transporte y montaje del transformador.

A estos valores se tendrá que multiplicar por factores de inflación y otros que determinen la variación de precios con el paso de los años.

El *costo de reemplazo* o compra de un transformador se ha tomado en base a ofertas hechas a la empresa y compras realizadas por la misma, y se tiene que el costo promedio de la compra de un transformador es de:

20 830 USD/MVA

En este valor se incluye, costos de transporte y montaje del transformador.

A este valor se tendrá que multiplicar por factores de inflación y otros que determinen la variación de precios con el paso de los años, o cambios en los costos de materiales.

Los Costos por energía no suministrada, estos costos se los tomará en cuenta solamente en la opción A, ya que la probabilidad de fallar y no suministrar energía es mayor en los transformador repotenciados; en los transformadores nuevos esta probabilidad es muy baja.

Si un transformador repotenciado fallara se debe reemplazar este transformador por uno de similar o mayor capacidad, por lo que esto tomaría un tiempo de aproximadamente unas cinco horas, este tiempo será el que se tome para determinar el costo por energía no suministrada.

Se tomarán datos del CONELEC para determinar el porcentaje de clientes residenciales, comerciales e industriales que tiene la EEASA, estos porcentajes serán los que se apliquen para estas tres S/E en análisis, y de acuerdo a su potencia y a las cinco horas se determinará cuanta energía no se suministra.

De acuerdo a la información estadística que la EEASA envía mensualmente al CONELEC se han tomado los siguientes porcentajes de clientes:

Residenciales: 84,96%

Comerciales: 10,34%

Industriales: 2,70%

Otros: 2,00%

Entonces la demanda en kW, para cada una de las siguientes tarifas en cada una de las Subestaciones en cuestión es:

S/E Tarifa	Atocha	Montalvo	Pelileo
Residencial	7 553,28	4 315,97	6 068,79
Industrial	919,27	525,27	738,60
Comercial	240,04	137,16	192,86
Otros	177,81	101,60	142,86

La energía no suministrada en kWh para las cinco horas programadas será:

S/E Tarifa	Atocha	Montalvo	Pelileo
Residencial	37 766,42	21 579,84	30 343,97
Industrial	4 596,34	2 626,36	3 692,99
Comercial	1 200,20	685,80	964,32
Otros	889,04	508,00	714,31

En cuanto al costo de esta energía se tomarán datos del pliego tarifario emitido por el CONELEC para el caso de la EEASA:

Tarifa	USD / kWh
Residencial	0,121
Comercial	0,100
Industrial	0,100
Otros	0,06

Por lo tanto los costos en USD por energía no suministrada en cada una de las Subestaciones será:

S/E Tarifa	Atocha	Montalvo	Pelileo
Residencial	4 569,74	2 611,16	3 671,62
Industrial	459,63	262,64	369,30
Comercial	120,02	68,58	96,43
Otros	53,34	30,48	42,86
TOTAL:	5 202,73	2 972,86	4 180,21

Los costos de inversión por aumento de capacidad, específicamente para los tres casos de las S/E en cuestión se han obtenido del PLAN DE EXPANSION Y MEJORA DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION EEASA 2007 – 2016, realizado por la consultora INELIN para la EEASA, y se tiene los siguientes datos:

Cuadro 48. Inversiones en las Subestaciones en análisis

SUBESTACIÓN	Año 1-3 (USD)	Año 3-7 (USD)
Montalvo	630 000,00	
Pelileo		445 000,00

Como se dijo antes el transformador representa el 25% de la inversión en una subestación, por lo que en cada subestación se va a invertir lo siguiente:

Montalvo: USD 157 500

Pelileo: USD 111 250

Atocha: USD 0

De acuerdo al crecimiento de la demanda, estas inversiones se deberían realizar de la siguiente manera:

Para la S/E Montalvo en el 2007

Para la S/E Pelileo en el 2018, y

Para la S/E Atocha aparece como valor cero por que en el 2006 se instaló un transformador de 10/ 12,5 adicional, con un costo de USD 260 375.

Para el valor del *TRMA* (Tasa de Rendimiento Mínima Aceptable), de acuerdo a Informe presentado al CONELEC por la empresa consultora Synex, la tasa de rendimiento mínima aceptable para empresas eléctricas de distribución en nuestro país es de: 11,2% anual

Con los valores de las variables técnicas se realizará el cálculo del Valor Presente para las dos opciones (A y B) establecidas en el capítulo 3 y por último concluir en que caso se ubican estos transformadores.

A continuación se desarrolla el método del valor presente para cada una de las dos opciones para determinar en caso se ubican los transformadores.

4.3 CÁLCULO PARA LA OPCIÓN "A" REPARAR O REPOTENCIAR

De acuerdo con la ecuación 13 citada en el Capítulo 3, se procede al cálculo del valor presente:

Para realizar este cálculo se emplearán las variables técnicas obtenidas anteriormente:

4.3.1 Cálculo de la Opción A, para el transformador de la S/E Atocha

X: Valor actual USD 26 803,74

Ya: Inversión inicial, en este caso será una repotenciación de 10/12,5 a 13/18 ONAN ONAF, que será de USD 88 250

Xa USD en m años después: 0, ya fue hecha en el 2006

da: 3% de depreciación anual que es 3 091,81 USD

na: Vida útil 15 años

Za: Costos de O&M 7260 USD/año

Pa: Costos de pérdidas hasta el final de su vida útil USD 9 721,58 USD

En: Costos por energía no suministrada: 5 202,73

Sa: Valor de salvamento: USD 1082,25

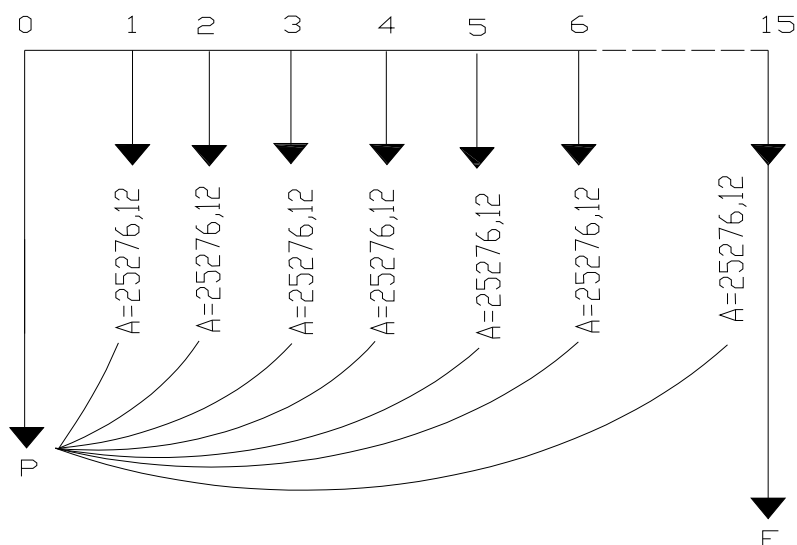
$$VP = X + Ya + Xa \left(\frac{P}{F}, i\%, m \right) + (da + Za + Pa + En) \left(\frac{P}{A}, i\%, na \right) - Sa \left(\frac{P}{F}, i\%, na \right)$$

$$VP = 26\,803,74 + 88\,250 + 0 + (3091,81 + 7\,260 + 9721,58 + 5202,73) \left(\frac{P}{A}, 11.2\%, 15 \right) - 1\,082,25 \left(\frac{P}{F}, 11.2\%, 15 \right)$$

$$VP = 115\,053.74 + 25\,276,12 \left(\frac{P}{A}, 11.2\%, 15 \right) - 1\,082,25 \left(\frac{P}{F}, 11.2\%, 15 \right)$$

$$VP_1 = 25\,276,12 \left(\frac{P}{A}, 11.2\%, 15 \right):$$

$$VP_1 = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i} \right)$$



$$VP_1 = 25276,12 \left(\frac{(1 + 11,2)^{15} - 1}{(1 + 11,2)^{15} \times 11,2} \right)$$

$VP_1 = 25276,12 * (0,089) = 2249,57$; entonces:

$$VP = 115\,053,74 + 2249,57 - 1\,082,25(P/F, 11,2\%, 15)$$

$$VP_2 = 1\,082,25(P/F, 11,2\%, 15)$$

$$VP_2 = F(1 + i)^{-n}$$

$$VP_2 = 1082,25(1 + 11,2)^{-15}$$

$$VP_2 \approx 0$$

Por lo tanto:

El valor presente para la opción de reparar el transformador de la S/E Atocha es:

$$VP = 115\,053,74 + 2249,57 + 0$$

$$VP = 117\,303 \text{ USD}$$

4.3.2 Cálculo de la Opción A, para el transformador de la S/E Montalvo

X: Valor actual USD 16 970,94

Ya: Inversión inicial, en este caso será una repotenciación de 5 MVA ONAN a 7/9 ONAN ONAF, que será de USD 83 200

Xa USD en 1 año después: 157 500.

da: 3% de depreciación anual que es 1939,6 USD

na: Vida útil 15 años

Za: Costos de O&M 6483,52 USD/año

Pa: Costos de pérdidas hasta el final de su vida útil

Costo para determinar el Valor presente: USD 6479,46 USD

En: Costos por energía no suministrada: 2 972,86

Sa: Valor de salvamento: USD 678,93

$$VP = X + Ya + Xa(P/F, i\%, m) + (da + Za + Pa + En)(P/A, i\%, na) - Sa(P/F, i\%, na)$$

$$VP = 16\,970,94 + 83\,200 + 157\,500(P/F, 11.2\%, 1) + (1939,6 + 6483,52 + 6479,46 + 2972,86)(P/A, 11.2\%, 15) - 678,93(P/F, 11.2\%, 15)$$

$$VP = 100\,170,94 + 157\,500(P/F, 11.2\%, 1) + 17\,875,44(P/A, 11.2\%, 15) - 678,93(P/F, 11.2\%, 15)$$

$$VP_1 = 157\,500(P/F, 11.2\%, 1):$$

$$VP_1 = F(1 + i)^{-n}$$

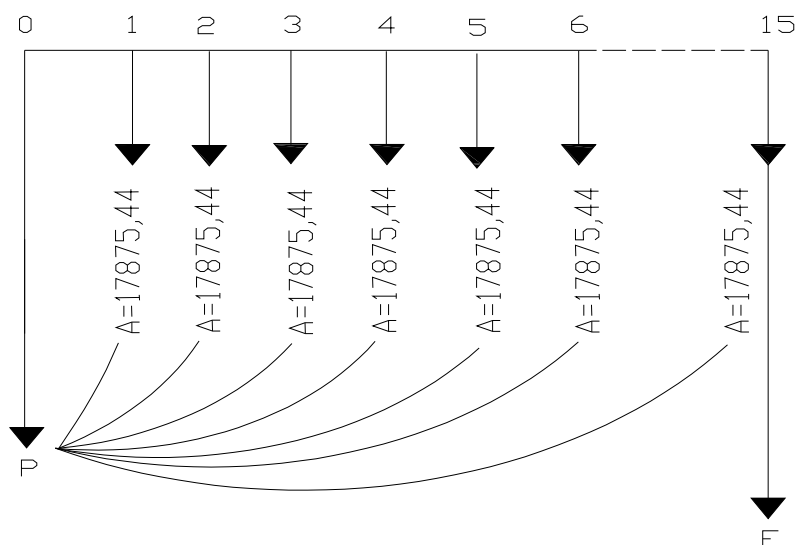
$$VP_1 = 157\,500(1 + 11.2\%)^{-1}$$

$$VP_1 = 112\,909,83$$

$$VP = 100\,170,94 + 112\,909,83 + 17\,875,44(P/A, 11.2\%, 15) - 678,93(P/F, 11.2\%, 15)$$

$$VP_2 = 17\,875,44(P/F, 11.2\%, 1):$$

$$VP_2 = A \left(\frac{(1 + i)^n - 1}{(1 + i)^n \times i} \right)$$



$$VP_2 = 17\,875,44 \left(\frac{(1 + 11.2)^{15} - 1}{(1 + 11.2)^{15} \times 11.2} \right)$$

$VP_2 = 17\,875,44 (0,089) = 1590,92$; entonces:

$$VP = 100\,170,94 + 12\,909,83 + 1590,92 - 678,93(P/F, 11.2\%, 15)$$

$$VP_3 = 678,93(P/F, 11.2\%, 15)$$

$$VP_3 = F(1 + i)^{-n}$$

$$VP_3 = 678,93(1 + 11.2)^{-15}$$

$$VP_3 \approx 0$$

Por lo tanto:

El valor presente para la opción de reparar el transformador de la S/E Montalvo es:

$$VP = 100\,170,94 + 12\,909,83 + 1590,92 + 0$$

$$VP = 114\,671,68 \text{ USD}$$

4.3.2 Cálculo de la Opción A, para el transformador de la S/E Pelileo

X: Valor actual USD 45 934,48

Ya: Inversión inicial, en este caso será una re-potenciación de 10/12,5 a 13/18 ONAN ONAF, que será de USD 88 250

Xa USD en 12 años después: 111 250.

da: 3% de depreciación anual que es 1618,5 USD

na: Vida útil 30 años

Za: Costos de O&M 7260,52 USD/año

Pa: Costos de pérdidas hasta el final de su vida útil

Costo para determinar el Valor presente: USD 9605,81 USD

En: Costos por energía no suministrada: 4 180,21

Sa: Valor de salvamento: USD 530,01

$$VP = X + Ya + Xa \left(\frac{P}{F}, i\%, m \right) + (da + Za + Pa + En) \left(\frac{P}{A}, i\%, na \right) - Sa \left(\frac{P}{F}, i\%, na \right)$$

$$VP = 45\,934,48 + 88\,250 + 111\,250(P/F, 11.2\%, 12) + (1618,5 + 7260,52 + 9605,81 + 4180,21)(P/A, 11.2\%, 30) - 530,01(P/F, 11.2\%, 30)$$

$$VP = 134\,184,48 + 111\,250(P/F, 11.2\%, 12) + 22665,04(P/A, 11.2\%, 30) - 530,01(P/F, 11.2\%, 30)$$

$$VP_1 = 111\,250(P/F, 11.2\%, 12):$$

$$VP_1 = F(1+i)^{-n}$$

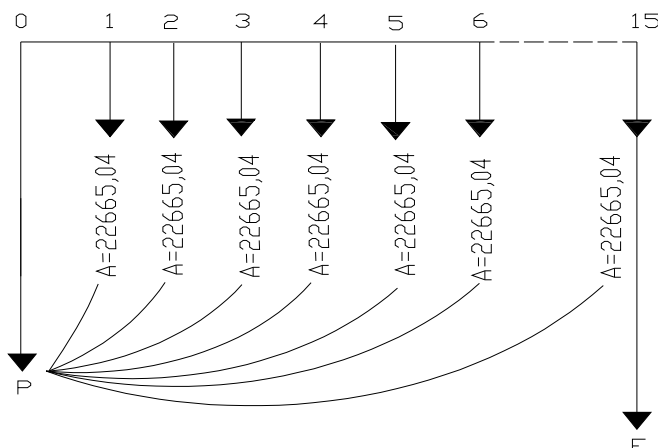
$$VP_1 = 111\,250(1 + 11.2)^{-12}$$

$$VP_1 \approx 0$$

$$VP = 100\,170.94 + 0 + 22\,665,04(P/A, 11.2\%, 30) - 530,01(P/F, 11.2\%, 30)$$

$$VP_2 = 22\,665,04 (P/F, 11.2\%, 30):$$

$$VP_2 = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i} \right)$$



$$VP_2 = 22\,665,04 \left(\frac{(1 + 11.2)^{30} - 1}{(1 + 11.2)^{30} \times 11.2} \right)$$

$$VP_2 = 22\,665,04 (0,089) = 2\,017,18; \text{ entonces:}$$

$$VP = 100\,170.94 + 0 + 2017,18 - 530,01 \text{ (P/F, 11.2\%, 15)}$$

$$VP_3 = 530,01 \text{ (P/F, 11.2\%, 15)}$$

$$VP_3 = F(1 + i)^{-n}$$

$$VP_3 = 678,93(1 + 11.2)^{-15}$$

$$VP_3 \approx 0$$

Por lo tanto:

El valor presente para la opción de reparar el transformador de la S/E Pelileo es:

$$VP = 100\,170.94 + 0 + 2\,017,18 + 0$$

$$VP = 102\,188,12 \text{ USD}$$

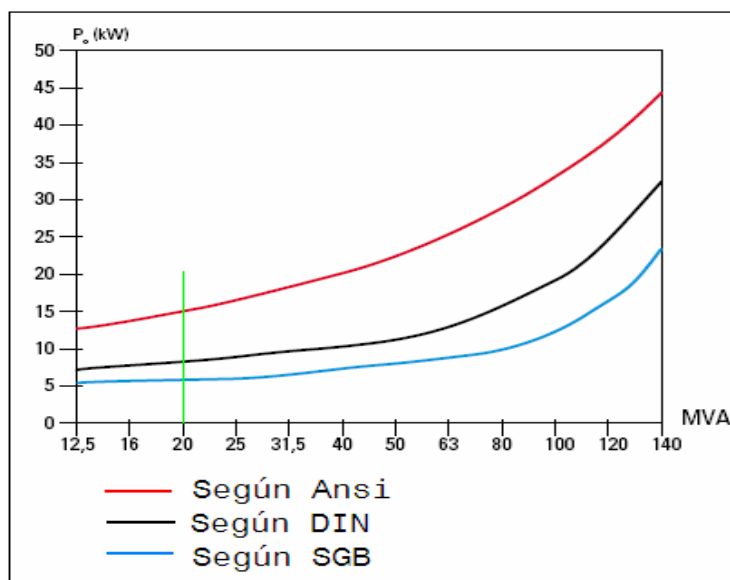
4.4 CÁLCULO PARA LA OPCIÓN "B" REEMPLAZAR

De acuerdo con la ecuación 14 citada en el Capítulo 3, se procede al cálculo del valor presente:

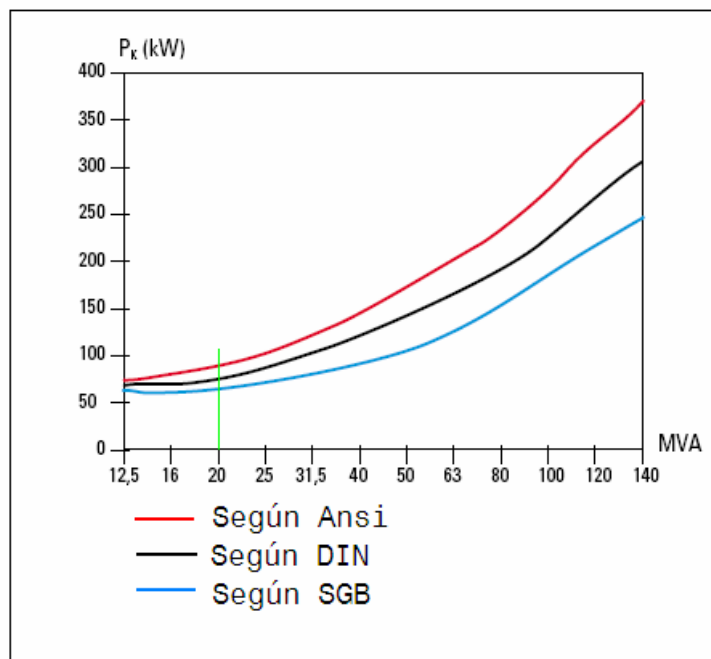
Para realizar este cálculo se emplean las variables técnicas obtenidas anteriormente; el análisis del valor presente para los nuevos transformadores se hará solamente hasta la vida útil tomada para la opción A, esto se hace con el fin de poder comparar los resultados para un mismo período de tiempo.

En este caso y por el crecimiento de la demanda el reemplazo se efectuará de la siguiente manera: en cada una de las tres S/E se quitará el Transformador instalado actualmente y se colocará uno de 20 MVA, asegurando con esto un servicio continuo durante sus 45 años de vida útil, y sin necesidad de colocar en paralelo otro transformador, lo que implicaría construcción de una nueva bahía, además que se debe tomar en cuenta que el riesgo de falla es mucho menor.

De acuerdo a la empresa alemana SGB fabricante de transformadores, las pérdidas resistivas y en el núcleo de transformadores se comportan de acuerdo a las siguientes curvas, que serán las que se toman para el análisis de reemplazar los transformadores.



Pérdidas en el Núcleo



Pérdidas resistivas

Gráfico 3. Pérdidas en el núcleo y resistivas según SGB

Por lo tanto para un transformador de 20 MVA las pérdidas resistivas a plena carga son de 60 kW, mientras que en el núcleo son de 4,9 kW aproximadamente.

Por lo que de acuerdo a las potencias, a la demanda máxima y el factor de pérdidas de cada S/E se calculan las nuevas pérdidas, el costo anual promedio de pérdidas de este transformador instalado en cada una de las S/E será de:

Atocha: 7 095,67

Montalvo: 11 084,50

Pelileo: 6 954,49

4.4.1 Cálculo de la Opción B, para el transformador de la S/E Atocha

X: Valor actual USD 26 803,74.

Yb: Inversión inicial, en este caso se hará un reemplazo por uno de 20 MVA, anteriormente se dijo que este costo es de 20 830 USD/MVA entonces es de: 416 600, de acuerdo a transacciones realizadas anteriormente por la EEASA, se suele tener el 20% inicial (83 320 USD) y el 80% restante se hace préstamo para

pagar este capital pagaderos en este caso a 15 años al 5% anual, por lo que se tiene que pagar un valor de 23 329,6 USD anuales.

Xb USD en m años después: 0, ya no hace falta.

db: 2,2% de depreciación anual que es de 9165,2 USD

nb: Vida útil 45 años, pero se hará solamente para 15 años

Zb: Costos de O&M 4307,36 USD/año, se hace cada 2 períodos por ser nuevos

Pb: Costos de pérdidas hasta el final de su vida útil USD 7 095,67 USD

En: Costos por energía no suministrada: 0

Sb: Valor de salvamento: USD 1082,25 del anterior más 279 122 del nuevo

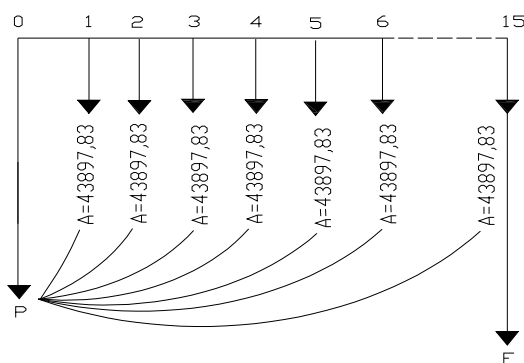
$$VP = X + Yb + Xb \left(\frac{P}{F}, i\%, m \right) + (db + Zb + Pb + En) \left(\frac{P}{A}, i\%, nb \right) - Sb \left(\frac{P}{F}, i\%, nb \right)$$

$$VP = 26\,803,74 + 83\,320 + 0 + (9165,2 + 4307,36 + 7\,095,67 + 23\,329,6) \left(\frac{P}{A}, 11,2\%, 15 \right) - (1\,082,25 + 279\,122) \left(\frac{P}{F}, 11,2\%, 15 \right)$$

$$VP = 110\,123,74 + 43\,897,83 \left(\frac{P}{A}, 11,2\%, 15 \right) - 280\,204,25 \left(\frac{P}{F}, 11,2\%, 15 \right)$$

$$VP_1 = 43\,897,83 \left(\frac{P}{A}, 11,2\%, 15 \right):$$

$$VP_1 = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i} \right)$$



$$VP_1 = 43\,897,83 \left(\frac{(1+11,2)^{15} - 1}{(1+11,2)^{15} \times 11,2} \right)$$

$$VP_1 = 43\,897,83 (0,089) = 3906,9; \text{ entonces:}$$

$$VP = 110\,123.74 + 3906,9 - 280\,204,25 (P/F, 11.2\%, 15)$$

$$VP_2 = 280\,204,25 (P/F, 11.2\%, 15)$$

$$VP_2 = F(1+i)^{-n}$$

$$VP_2 = 280\,204,25(1 + 11.2)^{-15}$$

$$VP_2 \approx 0$$

Por lo tanto:

El valor presente para la opción de reemplazar el transformador de la S/E Atocha es:

$$VP = 110\,123.74 + 3906,9 - 0$$

$$VP = 114\,030,64 \text{ USD}$$

4.4.2 Cálculo de la Opción B, para el transformador de la S/E Montalvo

X: Valor actual USD 16 970,94.

Yb: Inversión inicial, en este caso se hará un reemplazo por uno de 20 MVA, anteriormente se dijo que este costo es de 20 830 USD/MVA entonces es de: 416 600, de acuerdo a transacciones realizadas anteriormente por la EEASA, se suele tener el 20% inicial (83 320 USD) y el 80% restante se hace préstamo para pagar este capital pagaderos en este caso a 15 años al 5% anual, por lo que se tiene que pagar un valor de 23 329,6 USD anuales.

Xb USD en m años después: 0, ya no hace falta.

db: 2,2% de depreciación anual que es de 9165,2 USD

nb: Vida útil 45 años, pero se hará solamente para 15 años

Zb: Costos de O&M 4307,36 USD/año, se hace cada 2 períodos por ser nuevos

Pb: Costos de pérdidas hasta el final de su vida útil USD 11 804,50 USD

En: Costos por energía no suministrada: 0

Sb: Valor de salvamento: USD 678,93 del anterior más 279 122 del nuevo

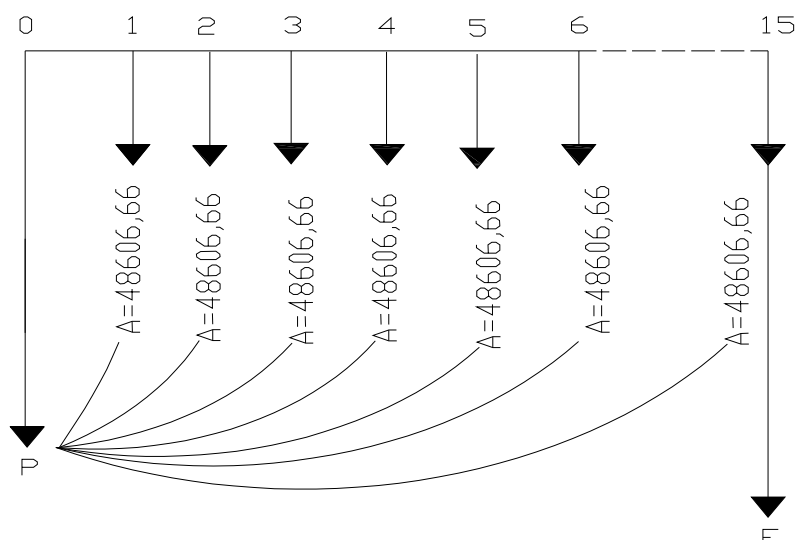
$$VP = X + Yb + Xb\left(\frac{P}{F}, i\%, m\right) + (db + Zb + Pb + En)\left(\frac{P}{A}, i\%, nb\right) - Sa\left(\frac{P}{F}, i\%, nb\right)$$

$$VP = 16970,94 + 83\,320 + 0 + (9165,2 + 4307,36 + 11\,804,50 + 23\,329,6) \cdot \left(\frac{P}{A}, 11.2\%, 15\right) - (678,93 + 279\,122) \left(\frac{P}{F}, 11.2\%, 15\right)$$

$$VP = 100\,290.94 + 48\,606,66\left(\frac{P}{A}, 11.2\%, 15\right) - 279\,800,93\left(\frac{P}{F}, 11.2\%, 15\right)$$

$$VP_1 = 48\,606,66 \left(\frac{P}{A}, 11.2\%, 15\right):$$

$$VP_1 = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i} \right)$$



$$VP_1 = 48\,606,66 \left(\frac{(1+11.2)^{15} - 1}{(1+11.2)^{15} \times 11.2} \right)$$

$$VP_1 = 48\,606,66 (0,089) = 4325,99; \text{ entonces:}$$

$$VP = 100\,290.94 + 4325,99 - 279\,800,93\left(\frac{P}{F}, 11.2\%, 15\right)$$

$$VP_2 = 279\,800,93 \left(\frac{P}{F}, 11.2\%, 15\right)$$

$$VP_2 = F(1+i)^{-n}$$

$$VP_2 = 279\,800,93(1+11.2)^{-15}$$

$$VP_2 \approx 0$$

Por lo tanto:

El valor presente para la opción de reemplazar el transformador de la S/E Atocha es:

$$VP = 100\,290.94 + 4325.99 - 0$$

$$VP = 104\,616.93 \text{ USD}$$

4.4.3 Cálculo de la Opción B, para el transformador de la S/E Pelileo

X: Valor actual USD 45 934,48.

Yb: Inversión inicial, en este caso se hará un reemplazo por uno de 20 MVA, anteriormente se dijo que este costo es de 20 830 USD/MVA entonces es de: 416 600, de acuerdo a transacciones realizadas anteriormente por la EEASA, se suele tener el 20% inicial (83 320 USD) y el 80% restante se hace préstamo para pagar este capital pagaderos en este caso a 15 años al 5% anual, por lo que se tiene que pagar un valor de 23 329,6 USD anuales.

Xb USD en m años después: 0, ya no hace falta.

db: 2,2% de depreciación anual que es de 9165,2 USD

nb: Vida útil 45 años, pero se hará solamente para 30 años

Zb: Costos de O&M 4307,36 USD/año, se hace cada 2 períodos por ser nuevos

Pb: Costos de pérdidas hasta el final de su vida útil: USD 6 954,49 USD

En: Costos por energía no suministrada: 0

Sb: Valor de salvamento: USD 1060,02 anterior más 279 122 del nuevo

Para los 15 primeros años:

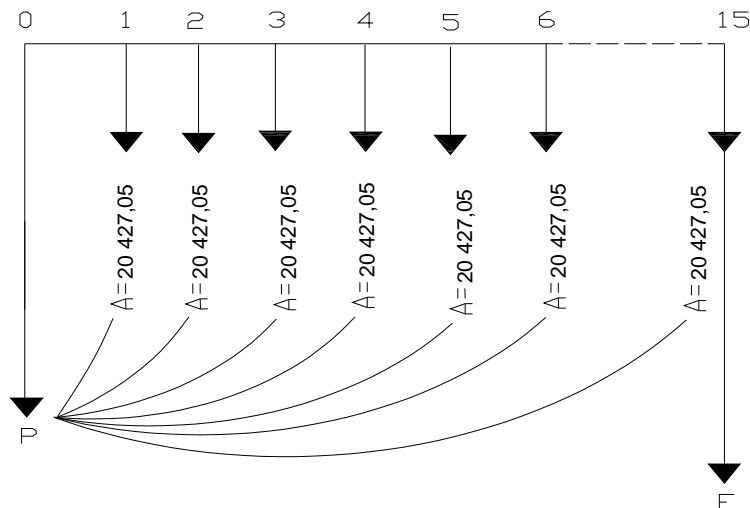
$$VP = X + Yb + Xb(P/F, i\%, m) + (db + Zb + Pb + En)(P/A, i\%, nb) - Sa(P/F, i\%, nb)$$

$$VP = 45\,934.48 + 83\,320 + 0 + (9165.2 + 4307.36 + 6\,954.49 + 0)(P/A, 11.2\%, 15) - (1060.02 + 279\,122)(P/F, 11.2\%, 15)$$

$$VP = 129\,254.48 + 20\,427.05(P/A, 11.2\%, 15) - 280\,182.02(P/F, 11.2\%, 15)$$

$VP_1 = 20\,427,05 (P/A, 11.2\%, 15)$:

$$VP_1 = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i} \right)$$



$$VP_1 = 20\,427,05 \left(\frac{(1+11.2)^{15} - 1}{(1+11.2)^{15} \times 11.2} \right)$$

$VP_1 = 20\,427,05 (0,089) = 1818,0$; entonces:

$VP = 129\,254.48 + 1818,0 - 280\,182,02 (P/F, 11.2\%, 15)$

$VP_2 = 280\,182,02 (P/F, 11.2\%, 15)$

$$VP_2 = F(1+i)^{-n}$$

$$VP_2 = 280\,182,02(1+11.2)^{-15}$$

$$VP_2 \approx 0$$

Por lo tanto:

El valor presente para la opción de reemplazar el transformador de la S/E Atocha es, en los primeros 15 años es de:

$$VP = 129\,254.48 + 1818,0 - 0$$

$$VP = 131\,072,48 \text{ USD}$$

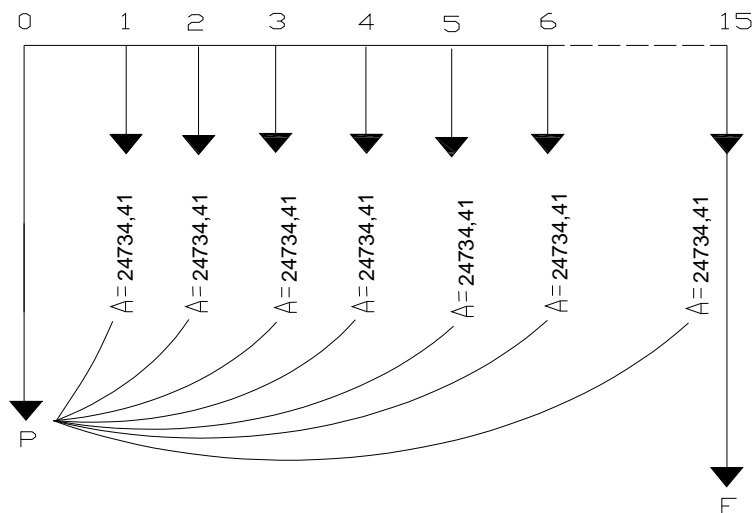
Para los siguientes 15 años se tiene:

$$VP = 193\,441,66 + (9165,2 + 8614,72 + 6\,954,49 + 0)(P/A, 11.2\%, 15) - (530,01 + 141\,644)(P/F, 11.2\%, 15)$$

$$VP = 193\,441,66 + 24\,734,41(P/A, 11.2\%, 15) - 142174,01(P/F, 11.2\%, 15)$$

$$VP_1 = 24\,734,41 (P/A, 11.2\%, 15):$$

$$VP_1 = A \left(\frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \times i} \right)$$



$$VP_1 = 24\,734,41 \left(\frac{(1+11.2)^{15} - 1}{(1+11.2)^{15} \times 11.2} \right)$$

$$VP_1 = 24\,734,41 (0,089) = 2201,36; \text{ entonces:}$$

$$VP = 193\,441,66 + 2201,36 - 142174,01 (P/F, 11.2\%, 15)$$

$$VP_2 = 142174,01 (P/F, 11.2\%, 15)$$

$$VP_2 = F(1+i)^{-n}$$

$$VP_2 = 142174,01(1+11.2)^{-15}$$

$$VP_2 \approx 0$$

Por lo tanto:

El valor presente para la opción de reemplazar el transformador de la S/E Atocha es, en los siguientes 15 años es de:

$$VP = 193\,441.66 + 2201,36 - 0$$

$$VP = 195\,643,02 \text{ USD}$$

En total:

$$VP = 226\,715,5 \text{ USD}$$

4.5 COMPARACIÓN DE LA MEJOR OPCIÓN

Simplemente se hará una comparación entre valores presentes de ambas opciones, para determinar cual de ellas es la de menor valor y por consiguiente la mejor:

Atocha:

Caso A: 117 303 USD

Caso B: 114 030,64 USD, se escoge la opción B, reemplazo

Montalvo:

Caso A: 114 671,68 USD

Caso B: 104 616,93 USD, se escoge la opción B, reemplazo

Pelileo:

Caso A: 102 188,12 USD

Caso B: 226 715,50 USD, se escoge la opción A, reparación

CAPITULO 5

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Es importante, la evaluación de alternativas de decisión mediante métodos económicos que permitan optimizar el uso de los recursos por una parte y por la otra al ser combinados con métodos y con criterios de evaluación y con equipos para el control del riesgo (especificaciones, pruebas, equipos de monitoreo y diagnóstico) y así asegurar el mantener bajo control el nivel de incertidumbre.

Es muy importante para una Empresa Eléctrica tomar una decisión de si se debe reparar o reemplazar un transformador de potencia, por todos los costos que implica tanto su reparación como su reemplazo, sin embargo se debe tomar muy en cuenta, que no se puede igualar la vida útil de un transformador reparado con la de uno nuevo, si bien es cierto en cuestión de inversión inicial es mejor la reparación, pero a largo plazo, es mejor reemplazar los transformadores, por mantenimiento y fiabilidad de los equipos.

El transformador de la S/E Atocha, tiene bajas pérdidas de energía, y en adición que en esta S/E ya existe un transformador nuevo, sin embargo debe ser cambiando ya que resulta más económico que repararlo, por lo que se lo coloca en el CASO III de análisis, sin embargo es importante hacer un monitoreo anual, tal y como se prevé en el análisis económico.

El transformador de la S/E Montalvo, por su estado crítico de sobrecarga, no permite la repotenciación, ya que dicha S/E se encuentra en un lugar de crecimiento demográfico alto, dado el estudio de demanda futura, y ahora corroborando con este análisis técnico – económico, es más rentable para la EEASA sustituir este transformador por uno de 20 MVA para de esta manera no

tener problemas, ni de sobrecarga ni de mal funcionamiento por un período prolongado de tiempo, por lo que se ubica en el Caso III del análisis.

El transformador de la S/E Pelileo, por estar casi nuevo, es más económico que se lo repare, y su vida útil sería incluso mayor que los 30 años que aún tiene.

Se debería empezar a estandarizar las potencias de los transformadores, para que con el paso del tiempo, la EEASA adquiriera una S/E Móvil de una potencia determinada y se la pueda llevar a cualquier S/E en caso de contingencia.

O en su defecto se debería tener en la empresa, como reserva, dos transformadores de 5/6,25 MVA cada uno, debido a que la mayoría de los equipos tienen esta capacidad de transformación y están con más de 15 años de servicio, más aun con el peligro latente de la erupción del volcán Tungurahua, el cual afectaría a toda la zona del área de concesión de la EEASA.

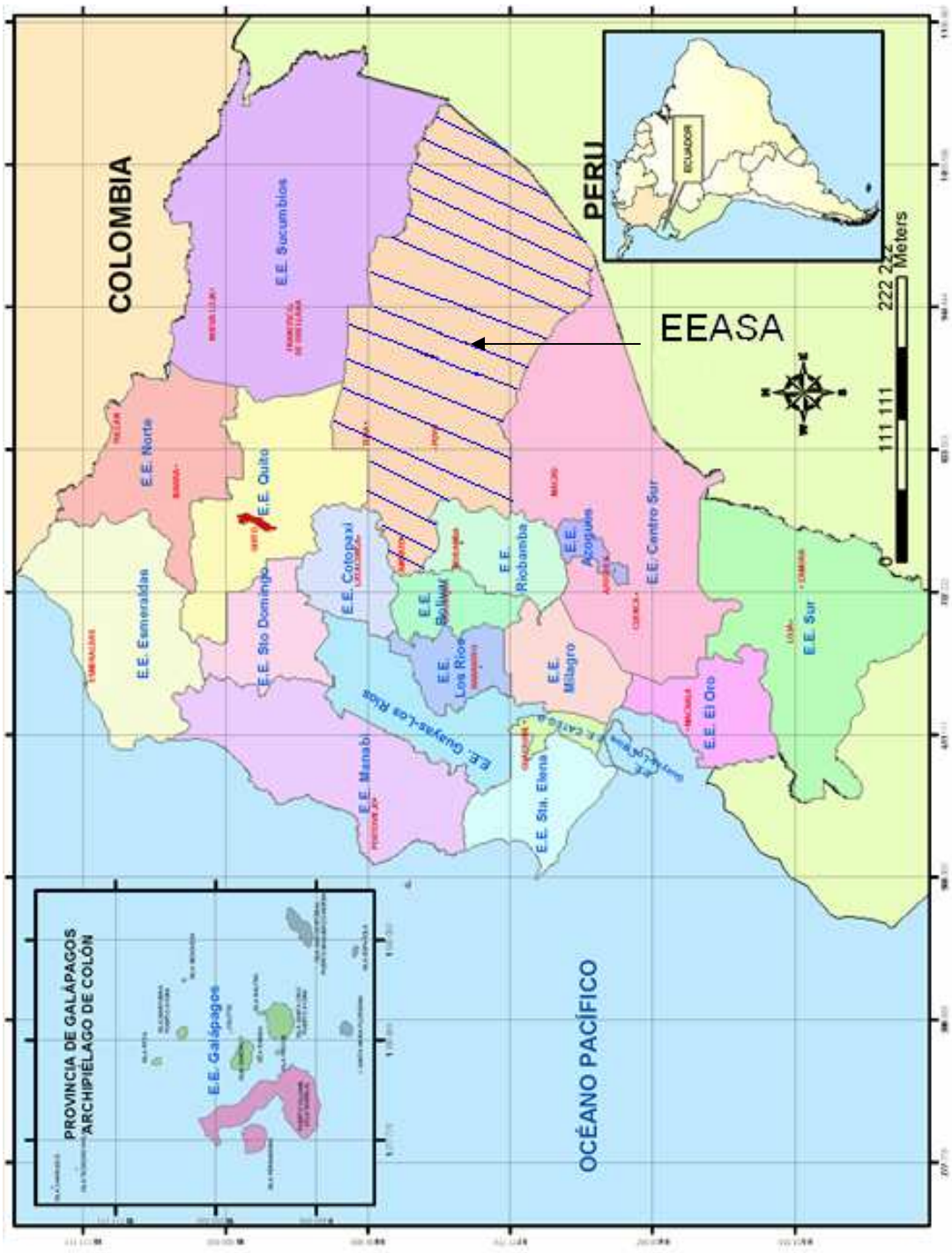
Es importante en una Empresa Eléctrica no solamente evaluar técnicamente los transformadores, sino también prestarle atención al comportamiento económico de dicho transformador, y las repercusiones ambientales que se están teniendo por su funcionamiento.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Sigley R. M. (1980), Engineering Economics. New York: General Electric Company.
2. Willis Lee H., Welch Gregory V. y Randall R. Schrieber (2001), Aging Power Delivery Infrastructures. Marcel Dekker, New York.
3. IEEE Std. C57.104-1991 IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers.
4. INECEL Normas para la Aplicación del Sistema Uniforme de Cuentas para Organismos del Sector Eléctrico (SUCOSE).
5. IEEE C57.12.90-1993 IEEE Standard test code for liquid-immersed distribution, power, and regulating transformers.
6. Grigsby, Leo (2001), The Electrical Power Engineering Handbook, CRC Press and IEEE Press, USA
7. IEEE Std. C57.120-1991 IEEE Loss Evaluation Guide for Power Transformers and Reactors.
8. Consejo Nacional de Electrificación CONELEC Regulación 004-01 calidad del servicio eléctrico, energía no suministrada
9. Consejo Nacional de Electrificación CONELEC Informe Presentado por la Consultora SYNEX, Apéndice Determinación de la Tasa de Costo de Capital para Empresas de Distribución Eléctrica.
10. SGB Starktrom, pArterns in Power, Brochure de Transformadores de Potencia.
11. Poveda, Mentor, A New method to Calculate Power Distribution Losses in an Environment of High Unregistered Loads, 1999 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition, New Orleans, USA, April 1999.
12. IIE Boletín Técnico (1997) Monitoreo y Diagnóstico en Línea de Transformadores de Potencia.
<http://www.iie.org.mx/publica/bolja97/tec3ja97.htm>

ANEXOS

ANEXO Nº 01
AREA DE CONCESION DE LA EEASA



ANEXO Nº 02

**DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE SUBTRANSMISIÓN DE
LA EEASA.**

ANEXO N° 03**HISTORIAL DE PRUEBAS DE LOS TRANSFORMADORES DE
POTENCIA DE PROPIEDAD DE LA EEASA.**

SUBESTACIÓN ATOCHA

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 094 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	7 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	16 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	S/E ATOCHA	EQUIPO:	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
POTENCIA:	10 / 12,5 MVA	FABICANTE:	OSAKA
% CARGA:	47,5	AÑO DE FAB.:	1982
		N° SERIE:	5K0039003
		TENSION:	69 / 13,8 KV
		VOL. ACEITE:	6100 Lt.
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	50 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	30 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	1,8 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	1,20 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	3,99 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,37 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,63 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	1,65	<u>CH4 METANO</u>	0,87
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	425,89	H ₂ HIDROGENO	84,65
ETILENO	C ₂ H ₄	0,87	<u>C2H6 ETANO</u>	0,15
ETANO	C ₂ H ₆	0,21	CH4 METANO	0,00
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0025	<u>C2H4 ETILENO</u>	4,15
OXIGENO	O ₂	5065,40	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	24871,89	<u>C2H2 ACETILENO</u>	0,00
METANO	CH ₄	1,43	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	108,36	<u>CO</u>	0,25
			CO ₂	0,20
			<u>O2</u>	
			N2	

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento general en conductores**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento del conductor**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: **Térmico** de la tabulación: **Falla térmica**

Método de la CSUS:

La generación de gases es normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS:10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
 EQUIPO: TRANSFORMADOR
 UBICACIÓN: S/E ATOCHA
 SERIE: 5K0039003
 MARCA: OSAKA
 POTENCIA: 10 / 12.5 MVA
 TENSION: 69 / 13.8 KV
 % CARGA: 47.5 %
 AÑO: 1982

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	19.13
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8718
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	6.0
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	155
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.48
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.139
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	20.0
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.324 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	48
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	144

OBSERVACIONES:

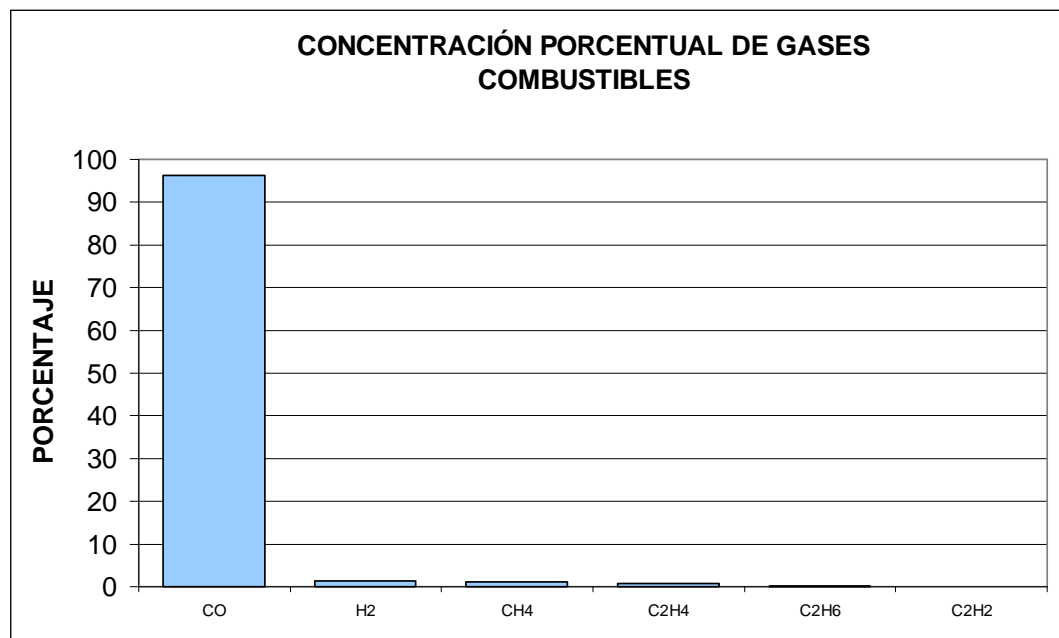
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite malo**. Se sugiere hacer un termofiltrado al vacío (varias pasadas) para mejorar sus condiciones ya que la tensión esta muy baja y el número de neutralización alto Hacer el seguimiento del aceite.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E ATOCHA TRANSFORMADOR OSAKA 10/12,5 MVA SERIE: 5K0039003
FECHA RECEP. MUESTRA: 7 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 16 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRÁFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	96,30	108,36
Hidrogeno	H2	1,46	1,65
Metano	CH4	1,27	1,43
Etileno	C2H4	0,78	0,87
Etano	C2H6	0,19	0,21
Acetileno	C2H2	0,00	0,00
Oxigeno	O2	16,68	5065,40
Nitrogeno	N2	81,91	24871,89
Dioxid.de Carb	CO2	1,40	425,89
Total G.C. :		0,37	112,52
Total G.N.C. :		99,63	30363,18

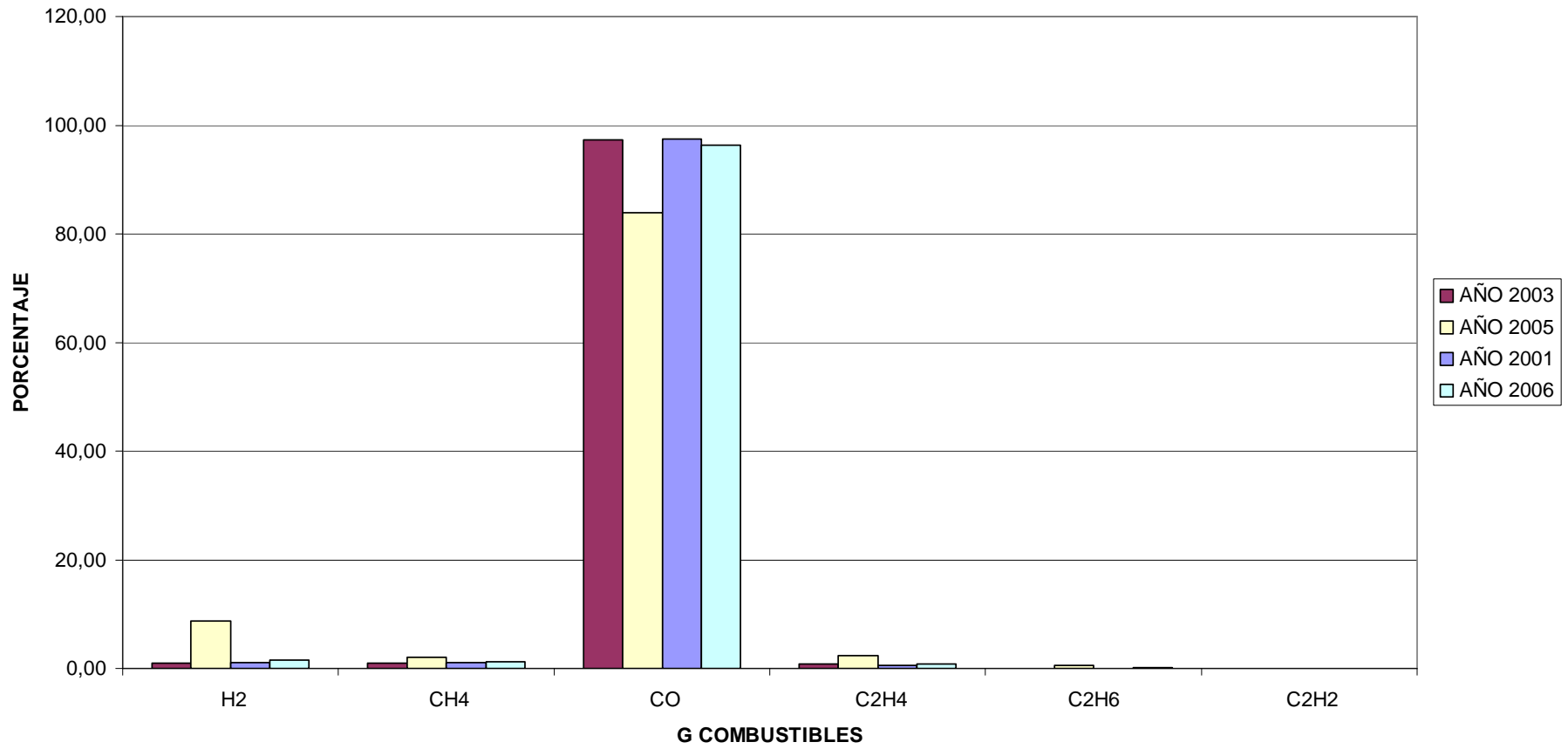


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico CO (monóxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% DE G COMBUSTIBLES
5K0039003**



N°	SUBESTACION	KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO		ORIGEN		
							FABRICACION				
8	ATOCHA	69/13.8	10/12.5	OSAKA	5K0039003	6100 LTS	1982		JAPON		
SERIE:	5K0039003										
AÑO	RIGIDEZ KV	CONTENIDO DE AGUA	GRAVEDAD ESPECIFICA	COLOR	EXAMEN VISUAL	PUNTO DE INFLAMACION	VISCOSIDAD SINEMATICA	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION INTERFACIAL	FACTOR DE POTENCIA	INDICE DE CALIDAD
1994	35,6	---	0,866	5	---	---	9,6	0,25	26,6	---	106
2001	41	9	0,86	6,5	---	---	---	0,08	29	0,00959	363
2003	37	31	0,86	6,5	---	---	---	0,07	28	0,01124	400
2005		11	0,8713	6	Claro brillante	149	9,16	0,139	19	0,417	137
2006	48	19,13	0,8718	6	Claro brillante	155	9,48	0,139	20	0,324	144
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.417 CUESTIONABLE	

RESISTENCIA DE DEVANDOS

SUBESTACION: ATOCHA

MVA: 10/12.5

GRUPO DE CONEXIÓN: DYn1

HUMEDAD RELATIVA: 66%

FABRICANTE: OSAKA

SERIE: 5K0039003

Z %: 8.2/10.3

PRIMARIO: V nominal: 69000

elev. Tempe ACEITE/BOBINADO: 55/55 °C

**SECUNDARIO: V
sesundario:** 13800

conexión A.T: DELTA

conexión B.T: ESTRELLA CON
NEUTRO ACCESIBLE

BIL ALTA TENSION: 350 KV

BIL BAJA TENSION: 110 KV

TEMP AMBIENTE: 15 °C

TEMP ACEITE: 41.5 °C

TEMP BOBINADO: no dispone

EQUIPO UTILIZADO:

MARCA: TINSLEY

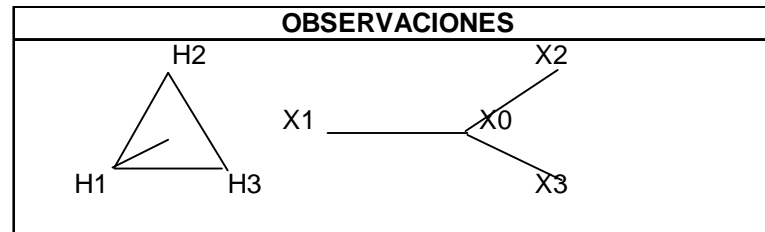
A.T OHM	REFERIDAS A 75 ° C					
POSICION DE TAP	H1-H2	H2-H3	H3-H1	H1-H2	H2-H3	H3-H1
1	1,398	1,56	1,57	1,611	1,798	1,810
2	1,573	1,522	1,49	1,813	1,754	1,718
3	1,157	1,175	1,365	1,334	1,354	1,573
4	1,585	1,448	1,5	1,827	1,669	1,729
5	1,485	1,34	1,335	1,712	1,545	1,539
M.T MOHM	X0-X1	X0-X2	X0-X3	X0-X1	X0-X2	X0-X3
	18,7	18,81	18,98	21,555	21,682	21,878
COMPROBACION	X1-X3	36,8				

AISLAMIENTO

PRUEBA	1		2		3	
VOL PRUEBA	5000 VDC		5000 VDC		5000 VDC	
CONEXIÓN	ALTA-BAJA Gohm		BAJA-TIERRA Gohm		ALTA-TIERRA Gohm	
TIEMPO	LECTURA	CORREGIDO A 20 °C	LECTURA	CORREGIDO A 20 °C	LECTURA	CORREGIDO A 20 °C
30"	0,815	2,80	0,59	2,03	0,555	1,91
1	1,19	4,09	0,79	2,72	0,655	2,25
2	1,62	5,57	0,935	3,22	0,74	2,55
3	1,88	6,47	0,985	3,39	0,78	2,68
4	2,06	7,09	1,01	3,47	0,8	2,75
5	2,18	7,50	1,02	3,51	0,815	2,80
6	2,28	7,84	1,03	3,54	0,825	2,84
7	2,36	8,12	1,04	3,58	0,835	2,87
8	2,44	8,39	1,04	3,58	0,84	2,89
9	2,5	8,60	1,05	3,61	0,85	2,92
10	2,54	8,74	1,05	3,61	0,85	2,92
INDICE DE ABSORCION	1,46		1,34		1,18	
INDICE DE POLARIZACION	2,13		1,33		1,30	

TTR

TAP POSICION	RELACION OBTENIDA			RELACION TEORICA	ERROR %		
	FASE A (H1-H3/X1- XO)	FASE B (H2-H1/X2- XO)	FASE C (H3-H2/X3- XO)		FASE A	FASE B	FASE C
1	9,1207	9,1164	9,1172	9,0933	0,30%	0,25%	0,26%
2	8,9061	8,902	8,9029	8,8768	0,33%	0,28%	0,29%
3	8,6906	8,6876	8,6886	8,6603	0,35%	0,32%	0,33%
4	8,4766	8,4729	8,474	8,4437	0,39%	0,35%	0,36%
5	8,2628	8,2587	8,2596	8,2272	0,43%	0,38%	0,39%



SUBESTACIÓN BAÑOS

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 104 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		FECHA DEL ANALISIS: 17 de Marzo de 2006	
FECHA DE MUESTREO: 4 de Marzo de 2006	EQUIPO: TRANSFORMADOR		
UBICACIÓN: S/E BAÑOS	FABICANTE: WESTINGHOUSE		
	AÑO DE FAB.: 1989	N° SERIE: PGU73651	
POTENCIA: 5 / 5,6 MVA	TENSION: 69 / 13,8 KV		
% CARGA: 38,5	VOL. ACEITE: 2100 GAL	OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	40 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	34 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	3,2 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	2,13 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	6,25 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,25 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,75 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	8,26	<u>CH4 METANO</u> 3,89	<u>C2H6 ETANO</u> 104,95
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	459,21	H ₂ HIDROGENO	C2H2 ACETILENO
ETILENO	C ₂ H ₄	3,99	<u>C2H6 ETANO</u> 1,44	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,01
ETANO	C ₂ H ₆	46,21	CH4 METANO	CH4 METANO
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,4404	<u>C2H4 ETILENO</u> 0,09	
OXIGENO	O ₂	4348,57	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	52000,32	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,11	
METANO	CH ₄	32,09	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	49,19	<u>CO</u> 0,11	<u>O2</u> 0,08
			CO ₂	N2

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento de 150 °C a 200 °C.**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento de 150 °C a 200 °C.**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: **Térmico** de la tabulación:

Método de la CSUS:

La generación de gases: de etano > 35 ppm lo que indica sobrecalentamiento local, los demás gases están dentro de lo normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS:10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
EQUIPO: TRANSFORMADOR
UBICACIÓN: S/E BAÑOS
SERIE: PGU-73651
MARCA: WESTINGHOUSE
POTENCIA: 5/ 5.6 MVA
TENSION: 69/13.8 KV
% CARGA: 38.5 %
AÑO: 1969

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	11.87
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8843
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	< 2
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	149
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.27
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.014
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	30.21
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.003 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	46
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	2158

OBSERVACIONES:

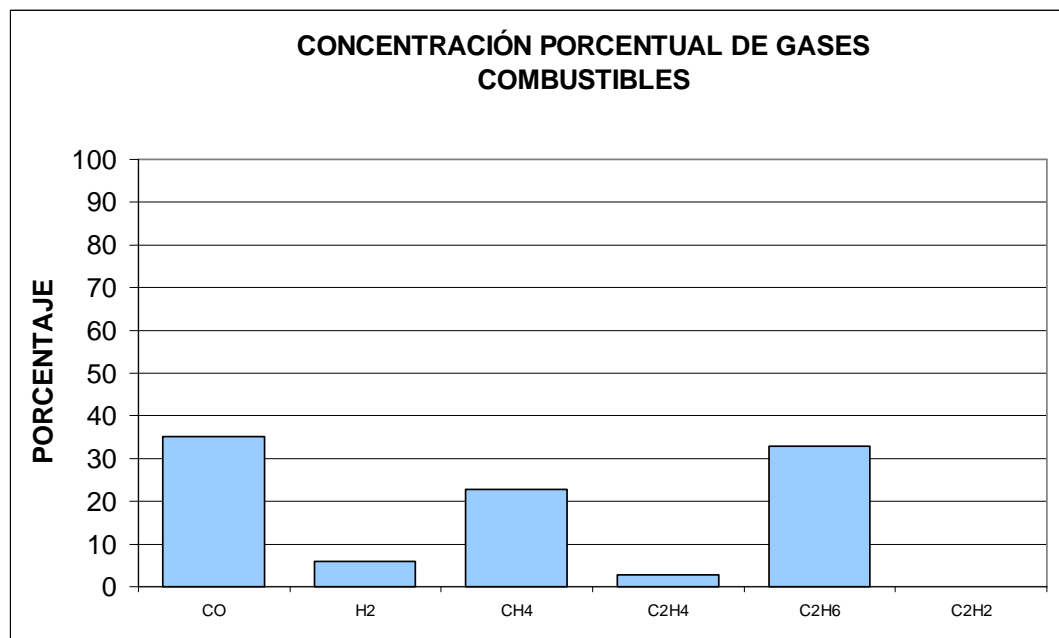
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Hacer el seguimiento de control del aceite en un año.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E BAÑOS TRANSFORMADOR WESTINGHOUSE 5/ 5,6 MVA SERIE: PGU63751
FECHA RECEP. MUESTRA: 8 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 17 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	35,09	49,19
Hidrogeno	H2	5,89	8,26
Metano	CH4	22,89	32,09
Etileno	C2H4	2,84	3,99
Etano	C2H6	32,97	46,21
Acetileno	C2H2	0,00	0,44
Oxigeno	O2	7,65	4348,57
Nitrogeno	N2	91,54	52000,32
Dioxid.de Carb	CO2	0,81	459,21
Total G.C. :		0,25	140,18
Total G.N.C. :		99,75	56808,10

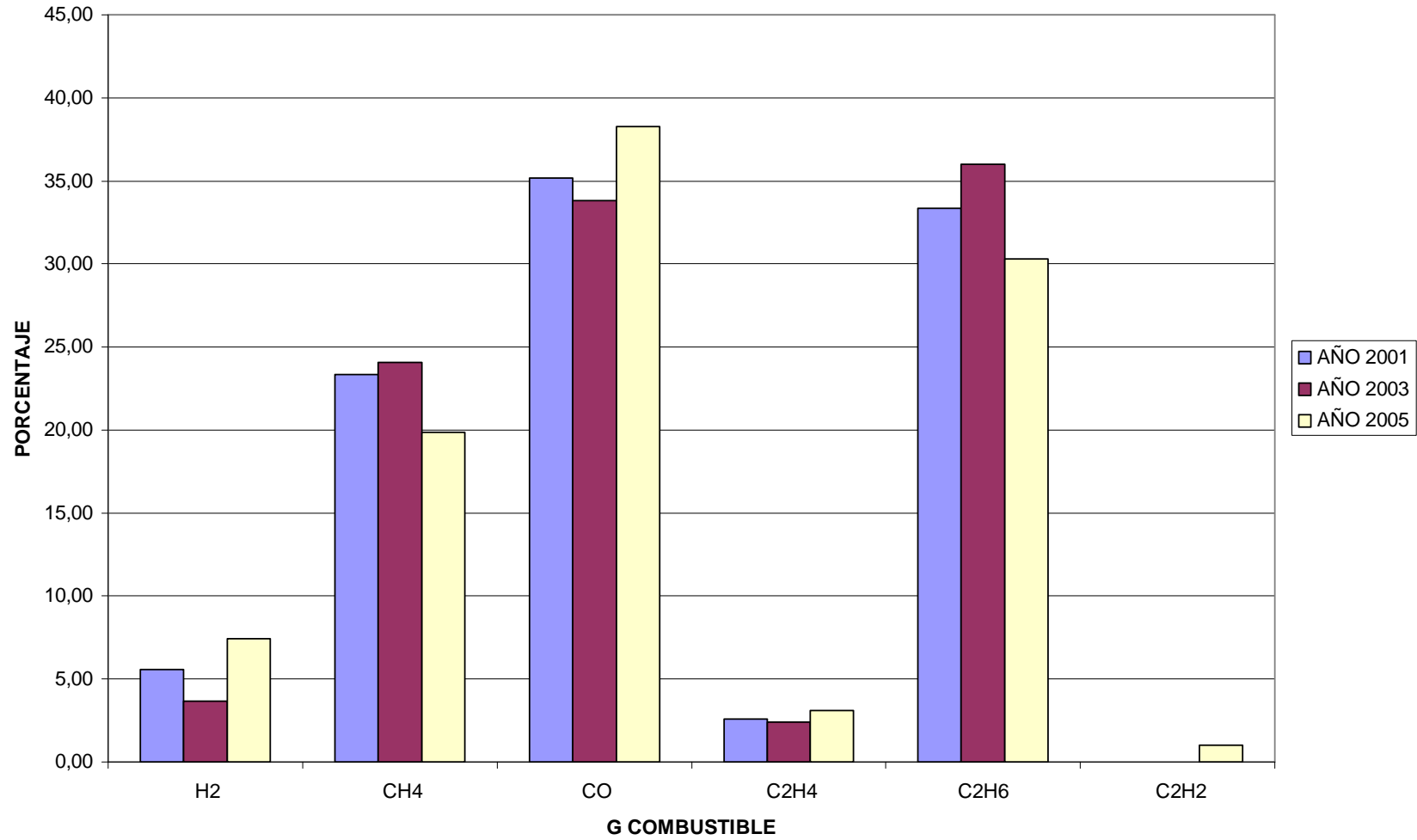


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Hay presencia de C2H6 lo que indica que hay sobrecalentamiento local.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% G COMBUSTIBLES
PGU73651**



N °	SUBESTACION	KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO	
							FABRICACION	ORIGEN
3	BAÑOS	69/13.8	5	WESTINGHOUSE	PGU73651	2100 GLS	1969	U.S.A

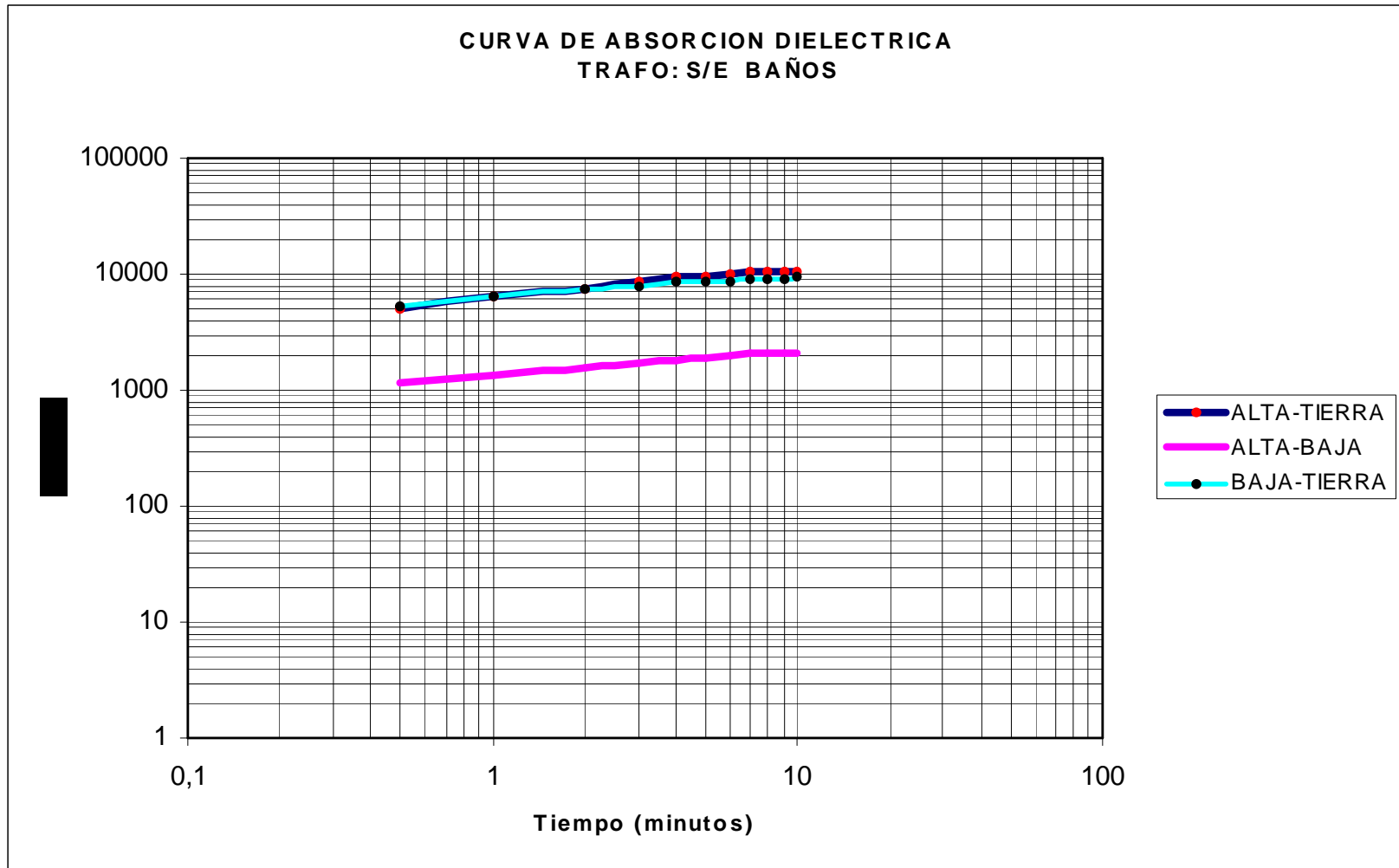
SERIE: PGU73651

	RIGIDEZ	CONTENIDO	GRAVEDAD		EXAMEN	PUNTO DE	VISCOSIDAD	NUMERO	TENSION	FACTOR DE	INDICE DE
AÑO	KV	DE AGUA	ESPECIFICA	COLOR	VISUAL	INFLAMACION	SINEMATICA	DE NEUTRALIZACION	INTERFACIAL	POTENCIA	CALIDAD
1994	34,9	---	0,88	1,25	---	---	10,5	0,1	35,24	---	352
2001	46	8	0,88	1,5	---	---	---	0,01	40	0,00111	4000
2003	38	9	0,88	1,5	---	---	---	0,01	37	0,00142	3700
2005		8,5	0,8853	2	Claro Brillante	159	9,49	0,014	25,44	0,021	1817
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.021 BUENO	

Este transformador se encontraba hasta el año de 1998 funcionando en la S/E Oriente por incremento de carga se transporta este a la S/E Puyo

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

PRUEBA VOL. PRUEBA	1		3		4	
	5000 V d.c		5000 V d.c		5000 V d.c	
	ALTA-TIERRA		ALTA-BAJA		BAJA-TIERRA	
TIEMPO MIN	LECTURA	A 20 ºc	LECTURA	A 20 ºc	LECTURA	A 20 ºc
0,5	4800	5112	3800	4047	5000	5325
1	6000	6390	4000	4260	6000	6390
2	7000	7455	4800	5112	7000	7455
3	8000	8520	5000	5325	7200	7668
4	9000	9585	5000	5325	8000	8520
5	9000	9585	5500	5858	8000	8520
6	9600	10224	5500	5858	8000	8520
7	9800	10437	6500	6923	8500	9053
8	9800	10437	7000	7455	8500	9053
9	9850	10490	7000	7455	8500	9053
10	10000	10650	7000	7455	9000	9585
IND.ABSOR	1,25		1,05		1,20	
IND.POLA	1,67		1,75		1,50	



SUBESTACIÓN BATÁN

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 095 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	7 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	16 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	S/E BATAN	EQUIPO:	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
POTENCIA:	5 MVA	FABICANTE:	PAUWELS
% CARGA:	89,91	AÑO DE FAB.:	1978
		N° SERIE:	78.40.086
		TENSION:	13,8 / 4,16 KV
		VOL. ACEITE:	1,85 Ton.
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	34 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	47,4 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	3,8 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	2,53 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	5,33 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,17 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,83 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	3,18	<u>CH4 METANO</u> 0,26	<u>C2H6 ETANO</u> 5,40
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	509,09	H ₂ HIDROGENO	C2H2 ACETILENO
ETILENO	C ₂ H ₄	4,23	<u>C2H6 ETANO</u> 0,01	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00
ETANO	C ₂ H ₆	0,01	CH4 METANO	CH4 METANO
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0020	<u>C2H4 ETILENO</u> 395,77	
OXIGENO	O ₂	14332,40	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	39235,59	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00	
METANO	CH ₄	0,81	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	86,35	<u>CO</u> 0,17	<u>O2</u> 0,37
			CO ₂	N2

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento general en conductores**

Correlaciones de CEEGB: **Sobrecalentamiento del conductor**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico:

de la tabulación: **Falla térmica**

Método de la CSUS:

La generación de gases es normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS:10-17-Marz-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
EQUIPO: TRANSFORMADOR
UBICACIÓN: S/E BATAN
SERIE: 7840086
MARCA: PAUWELS
POTENCIA: 5 MVA
TENSION: 13.2 / 4.16 KV
% CARGA: 89.81 %
AÑO: 1978

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	10.62
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8718
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	3.5
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	155
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.93
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.0699
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	22.3
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.067 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	55
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	319

OBSERVACIONES:

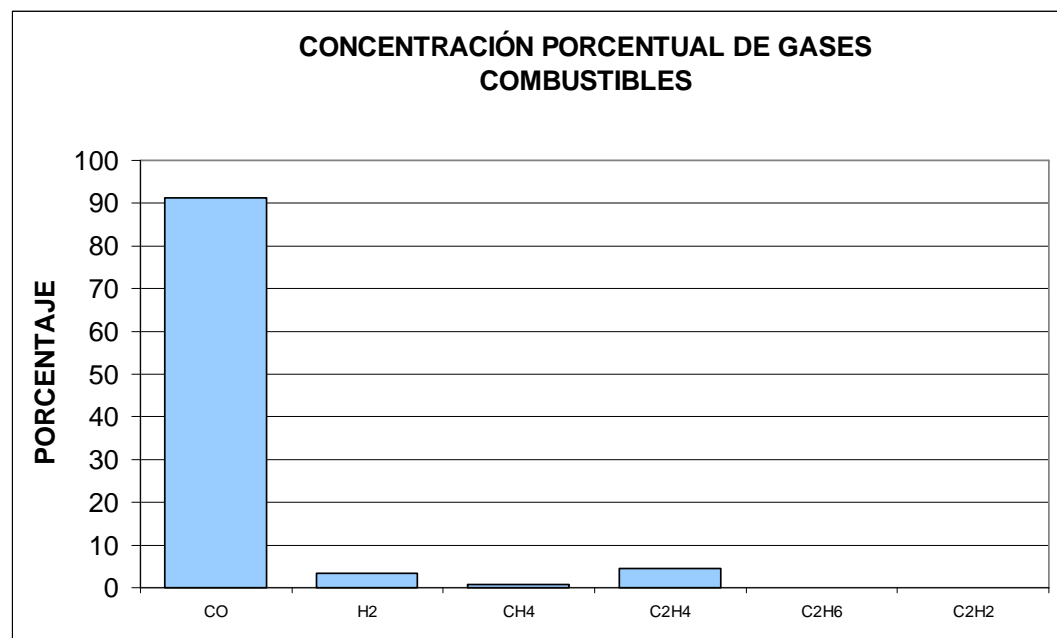
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite a ser tenido en observación.** Se sugiere hacer un termo filtrado al vacío (varias pasadas) para mejorar las condiciones del aceite ya que la tensión esta muy baja y el número de neutralización alto Hacer el seguimiento de control luego del tratamiento.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E BATAN TRANSFORMADOR PAUWELS 5 MVA SERIE: 78.40.086
FECHA RECEP. MUESTRA: 7 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 16 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	91,29	86,35
Hidrogeno	H2	3,36	3,18
Metano	CH4	0,86	0,81
Etileno	C2H4	4,47	4,23
Etano	C2H6	0,01	0,01
Acetileno	C2H2	0,00	0,002
Oxigeno	O2	26,50	14332,40
Nitrogeno	N2	72,55	39235,59
Dioxid.de Carb	CO2	0,94	509,09
Total G.C. :		0,17	94,59
Total G.N.C. :		99,83	54077,07

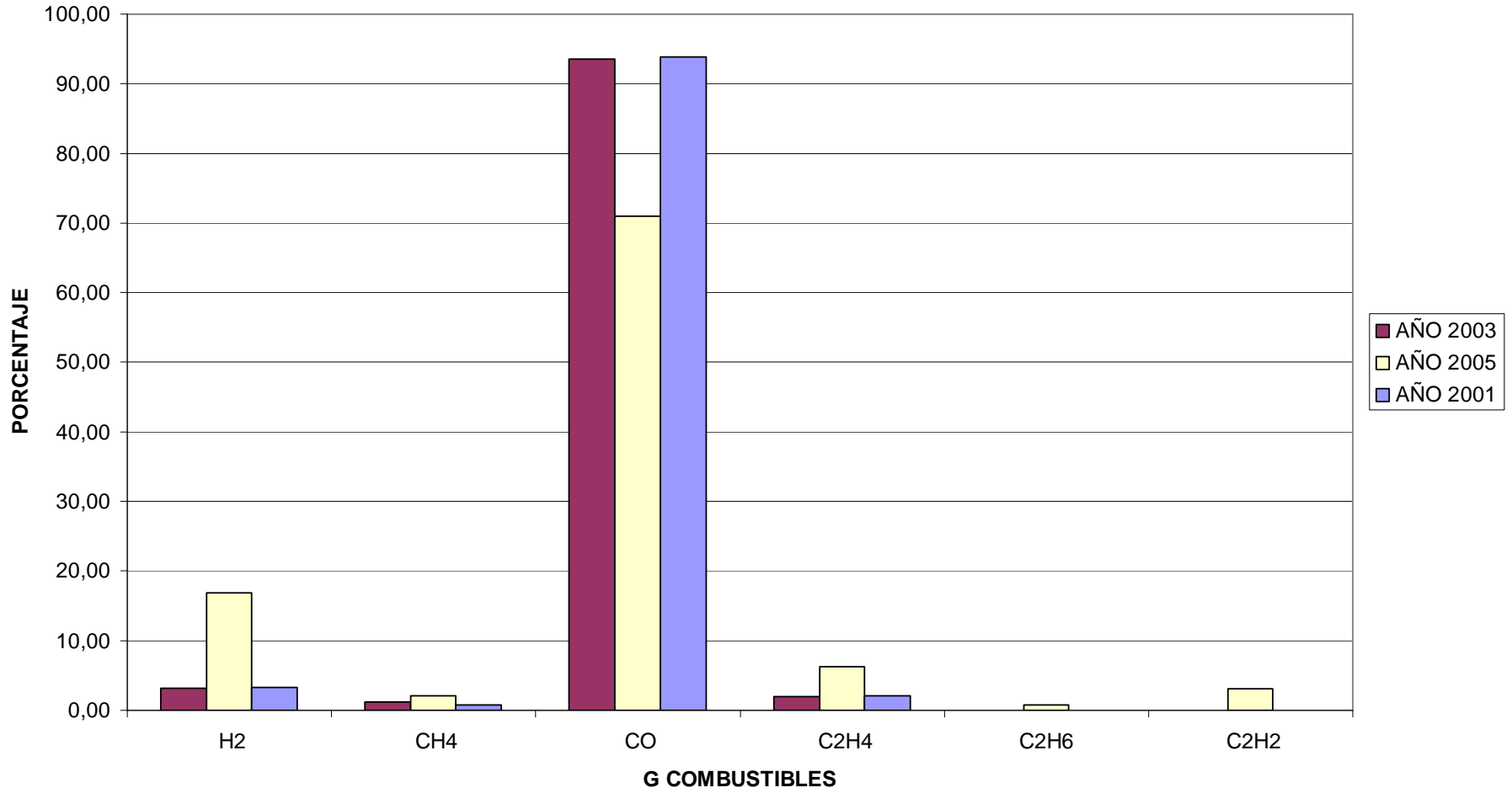


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico CO (monóxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% DE G COMBUSTIBLES
7840086**



N°	SUBESTACION	KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO	
							FABRICACION	ORIGEN
10	BATAN	13.2/4.16	5	PAUWELS	7840086	1.85 TON	1978	BELGICA

SERIE:		7840086									
AÑO	RIGIDEZ KV	CONTENIDO DE AGUA	GRAVEDAD ESPECIFICA	COLOR	EXAMEN VISUAL	PUNTO DE INFLAMACION	VISCOSIDAD SINEMATICA	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION INTERFACIAL	FACTOR DE POTENCIA	INDICE DE CALIDAD
1994	30,7	---	0,866	2,5	---	---	10,8	0,12	25,53	---	213
2001	46	7	0,86	4	---	---	---	0,05	31	0,00202	620
2003	34	9	0,86	3,5	---	---	---	0,07	27	0,00208	386
2005		12	0,8713	4,5	Claro Brillante	151	9,52	0,063	16,32	0,048	259
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.048 BUENO	

De la prueba de furanos (86ppm) se deduce que la vida útil estimada del papel es del 95%

SUBESTACIÓN HUACHI

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 109 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	6 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	18 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	S/E HUACHI	EQUIPO:	TRANSFORMADOR
		FABICANTE:	MITSUBISHI
		AÑO DE FAB.:	1987
		N° SERIE:	8771720101
POTENCIA:	10 / 12,5 MVA	TENSION:	69 / 13,8 KV
% CARGA:	65,8	VOL. ACEITE:	5200 lt.
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	48 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	36,2 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	4,9 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	3,26 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	8,99 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,10 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,90 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	36,92	CH4 METANO	0,27
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	660,25	C2H6 ETANO	511,53
ETILENO	C ₂ H ₄	2,17	C2H2 ACETILENO	
ETANO	C ₂ H ₆	9,92	C2H6 ETANO	1,01
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0194	C2H2 ACETILENO	0,00
OXIGENO	O ₂	2687,86	CH4 METANO	CH4 METANO
NITROGENO	N ₂	88443,65	C2H4 ETILENO	0,22
METANO	CH ₄	9,79	C2H6 ETANO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	33,13	C2H2 ACETILENO	0,01
			C2H4 ETILENO	
			CO	0,05
			CO ₂	
			O ₂	0,03
			N ₂	

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento de 200 °C a 300 °C**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento de 200 °C a 300 °C**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: de la tabulación: **Falla térmica**

Método de la CSUS:

La generación de gases está dentro de lo normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS:10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
EQUIPO: TRANSFORMADOR
UBICACIÓN: S/E HUACHI
SERIE: 8771720101
MARCA: MITSUBISHI
POTENCIA: 10/12.5 MVA
TENSION: 69/13.8 KV
% CARGA: 65.80 %
AÑO: 1987

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 - 34.9 inac: > =35	7.40
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8763
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	< 1
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	156
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.28
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.014
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	33.4
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.006 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	52
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	2386

OBSERVACIONES:

De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Hacer el control anual del mismo.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A

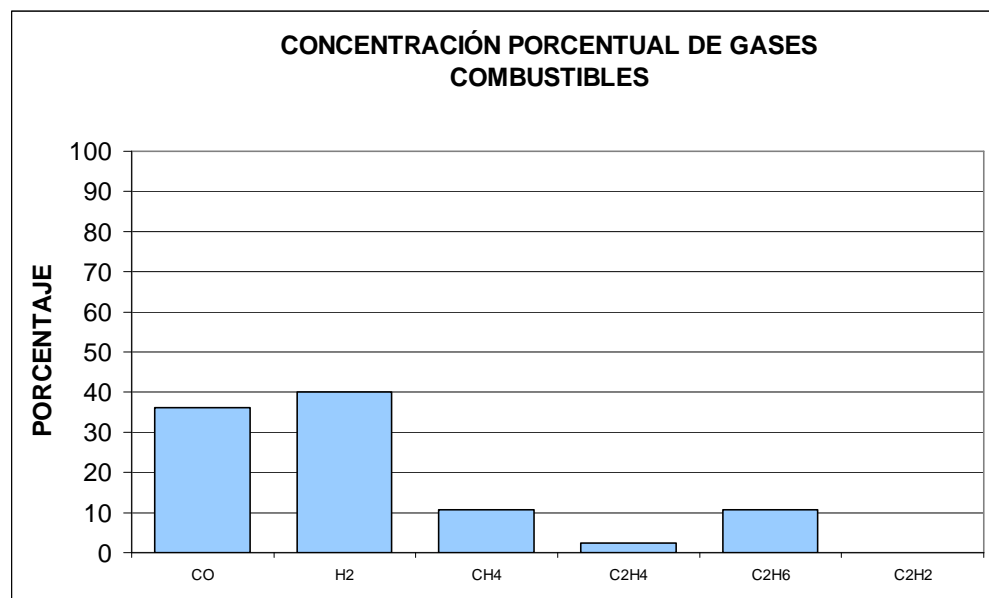
MUESTRA: S/E HUACHI TRANSFORMADOR MITSUBISHI 10 / 12,5 MVA SERIE: 8771720101

FECHA RECEP. MUESTRA: 8 de Marzo de 2006

FECHA DEL ANALISIS: 18 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	36,03	33,13
Hidrogeno	H2	40,15	36,92
Metano	CH4	10,65	9,79
Etileno	C2H4	2,36	2,17
Etano	C2H6	10,79	9,92
Acetileno	C2H2	0,00	0,02
Oxigeno	O2	2,93	2687,86
Nitrogeno	N2	96,35	88443,65
Dioxid.de Carb	CO2	0,72	660,25
Total G.C. :		0,10	91,94
Total G.N.C. :		99,90	91791,76

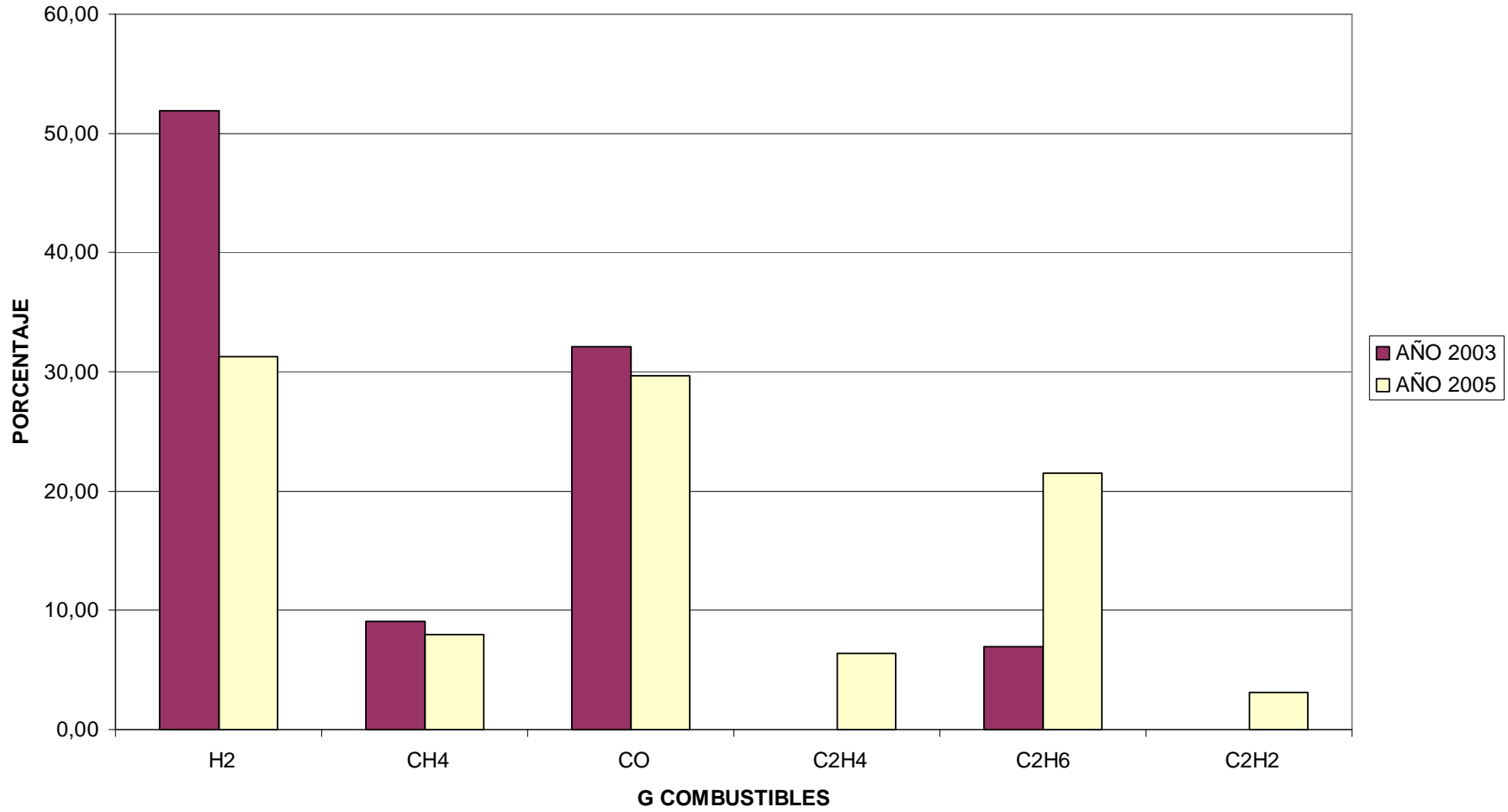


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Hay presencia de C2H6 (etano) lo que indica que hay un sobrecalentamiento local.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% DE G COMBUSTIBLES
8771720101**



	N°	SUBESTACION	KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO			
								FABRICACION	ORIGEN		
	14	HUACHI	69/13.8	10/12.5	MITSUBISHI	8771720101	4700 KG	1987	JAPON		
	SERIE:	8771720101									
	RIGIDEZ	CONTENIDO	GRAVEDAD		EXAMEN	PUNTO DE	VISCOSIDAD	NUMERO	TENSION	FACTOR DE	INDICE DE
AÑO	KV	DE AGUA	ESPECIFICA	COLOR	VISUAL	INFLAMACION	SINEMATICA	DE NEUTRALIZACION	INTERFACIAL	POTENCIA	CALIDAD
1994	23,8	---	0,872	1	---	---	9,6	0,1	34,58	---	346
2001	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2003	31	13	0,87	1	---	---	---	0,01	38	0,00123	3800
2005		4,4	0,8793	1	Claro Brillante	150	8,48	0,014	34,76	0,012	2483
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.012 BUENO	

**SUBESTACIÓN LLIGUA-PENINSULA
TRANSFORMADOR DE 3,125 MVA 13,8/4,16 kV MARCA
DELTA STAR SERIE K590019**

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS Nº : CR - 101 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	FECHA DEL ANALISIS:	17 de Marzo de 2006	
UBICACIÓN:	S/E LLIGUA A	EQUIPO:	TRANSFORMADOR
POTENCIA:	3,125 MVA	FABICANTE:	DELTA START
% CARGA:		AÑO DE FAB.:	Nº SERIE: K590019
		TENSION:	13,8 / 4,16 KV
		VOL. ACEITE:	738 GAL OBSVR:

SIST. PRESERVACION:	TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	° C	
VOL. ACEITE MUESTREADO:	42,4 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	3,5 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	2,33 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	5,49 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,27 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,73 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	3,21	<u>CH4 METANO</u>	0,55
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	1079,61	H ₂ HIDROGENO	148,86
ETILENO	C ₂ H ₄	6,97	<u>C2H6 ETANO</u>	0,09
ETANO	C ₂ H ₆	0,16	CH4 METANO	0,00
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0011	<u>C2H4 ETILENO</u>	43,04
OXIGENO	O ₂	11770,92	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	42816,89	<u>C2H2 ACETILENO</u>	0,00
METANO	CH ₄	1,78	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	137,50	<u>CO</u>	0,13
			CO ₂	0,27
			<u>O2</u>	
			N2	

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento general en conductores**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento del conductor**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: de la tabulación: **Falla térmica**

Método de la CSUS:

La generación de gases es normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS:10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
 EQUIPO: TRANSFORMADOR
 UBICACIÓN: S/E LLIGUA A
 SERIE: K 590019
 MARCA: DELTA START
 POTENCIA: 3125 KVA
 TENSION: 13.8/ 4.16 KV
 % CARGA: --
 AÑO: --

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	9.84
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8863
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	< 2.0
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	145
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.32
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.028
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	29.15
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.098 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	54
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	1041

OBSERVACIONES:

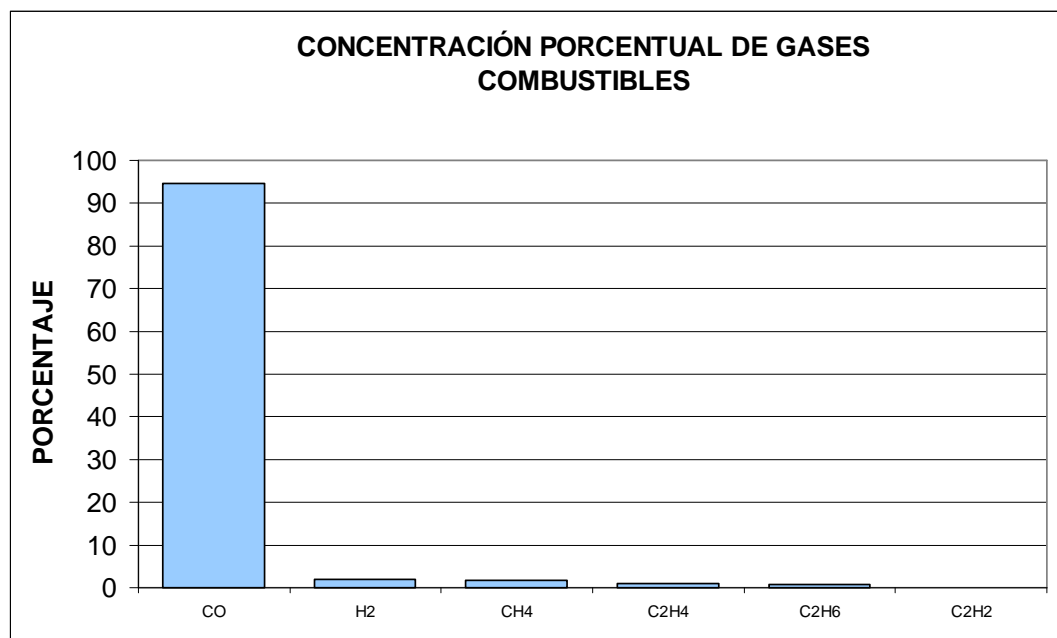
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Se sugiere hacer termofiltrado al vacío para mejorar las condiciones del aceite ya que por la tensión un poco baja el aceite debe contener productos de oxidación. Hacer el control semestral.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E LLIGUA A TRANSFORMADOR DELTA START 3,125 MVA SERIE: K590019
FECHA RECEP. MUESTRA: 8 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 18 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	94,60	484,61
Hidrogeno	H2	1,90	9,76
Metano	CH4	1,87	9,59
Etileno	C2H4	0,90	4,59
Etano	C2H6	0,73	3,72
Acetileno	C2H2	0,00	0,01
Oxigeno	O2	4,70	2100,63
Nitrogeno	N2	92,37	41300,73
Dioxid.de Carb	CO2	2,93	1311,54
Total G.C. :		1,13	512,28
Total G.N.C. :		98,87	44712,89

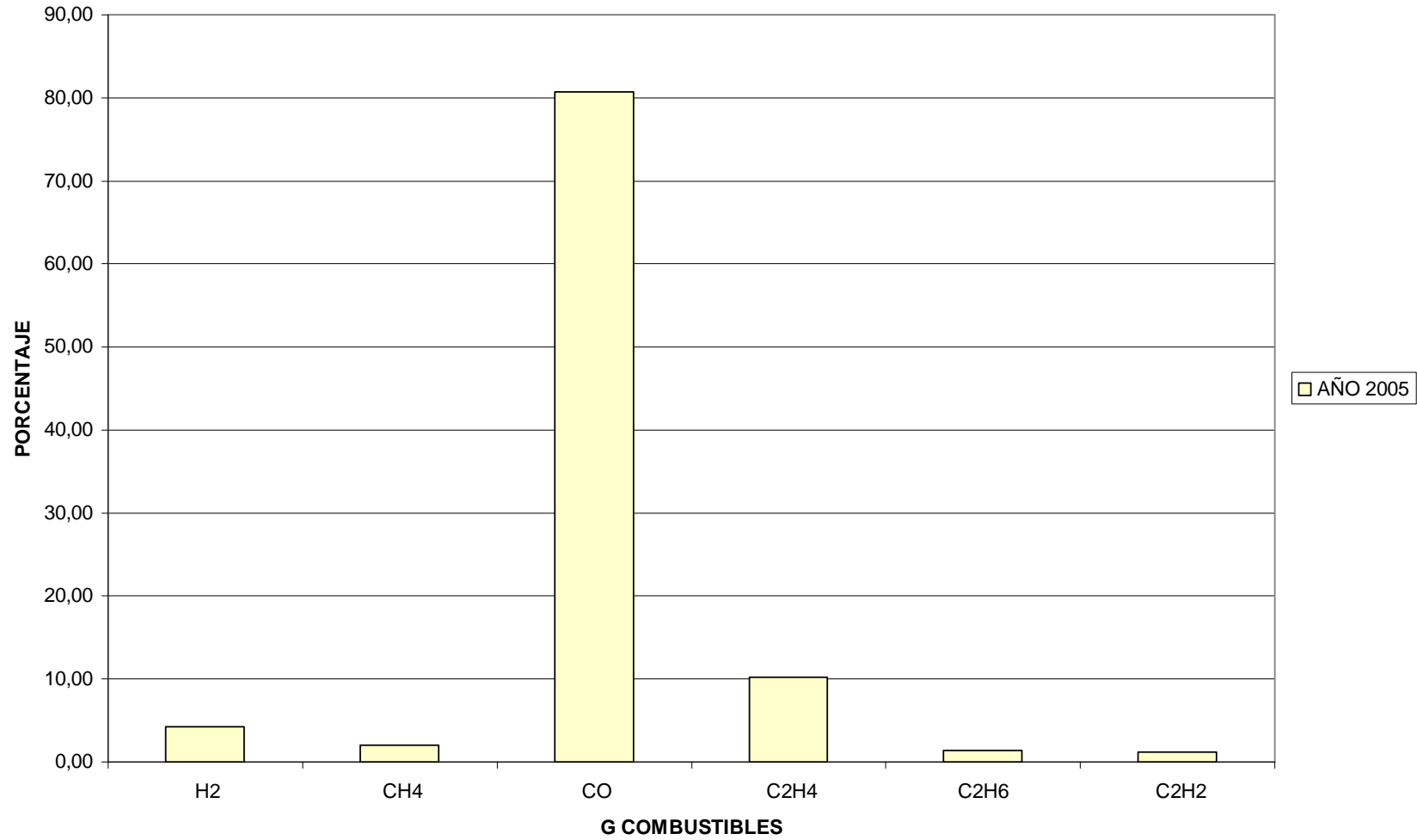


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico CO (monóxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% DE G COMBUSTIBLES
K590019**



	N °	SUBESTACION		KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO	
									FABRICACION	ORIGEN
	17	LLIGUA**		13.8/4.16	3,125	DELTA START	K590019	738 GLS	-----	-----
	SERIE:	K590019								
	RIGIDEZ	CONTENIDO	GRAVEDAD		EXAMEN	PUNTO DE	VISCOSIDAD	NUMERO	TENSION	FACTOR DE
AÑO	KV	DE AGUA	ESPECIFICA	COLOR	VISUAL	INFLAMACION	SINEMATICA	DE NEUTRALIZACION	INTERFACIAL	POTENCIA
1994	24,4	---	0,882	1,5	---	---	10,2	0,1	32,18	---
2001	---	---			---	---				
2003	---	---			---	---				
2005	---	7,2	0,8863	2	Claro Brillante	149	8,91	0,028	20,67	0,09
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.09 BUENO

**SUBESTACIÓN LLIGUA-PENINSULA
TRANSFORMADOR DE 3,125 MVA 13,8/4,16 kV MARCA
DELTA STAR SERIE 5K9021**

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 099 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	7 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	17 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	S/E LLIGUA B	EQUIPO:	TRANSFORMADOR
POTENCIA:	3,125 MVA	FABICANTE:	DELTA START
% CARGA:		AÑO DE FAB.:	N° SERIE: K59021
		TENSION:	13,8 / 4,16 KV
		VOL. ACEITE:	738 GAL
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	25 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	41,4 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	2,1 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	1,40 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	3,37 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,26 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,74 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	2,38	<u>CH4 METANO</u> 0,31	<u>C2H6 ETANO</u> 7,19
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	223,58	H ₂ HIDROGENO	C2H2 ACETILENO
ETILENO	C ₂ H ₄	1,60	<u>C2H6 ETANO</u> 0,00	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00
ETANO	C ₂ H ₆	0,00	CH4 METANO	CH4 METANO
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0005	<u>C2H4 ETILENO</u> 439,53	
OXIGENO	O ₂	3177,16	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	19719,36	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00	
METANO	CH ₄	0,73	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	55,00	<u>CO</u> 0,25	<u>O2</u> 0,16
			CO ₂	N2

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento general en conductores**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento del conductor**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: de la tabulación: **Falla térmica**

Método de la CSUS:

La generación de gases es normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS:10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
EQUIPO: TRANSFORMADOR
UBICACIÓN: S/E LLIGUA B
SERIE: k59021
MARCA: DELTA START
POTENCIA: 3125 KVA
TENSION: 13.8/ 4.16 KV
% CARGA: --
AÑO: 2002

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	7.68
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8868
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	< 2.5
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	149
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.16
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.042
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	28.1
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.108 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	55
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	669

OBSERVACIONES:

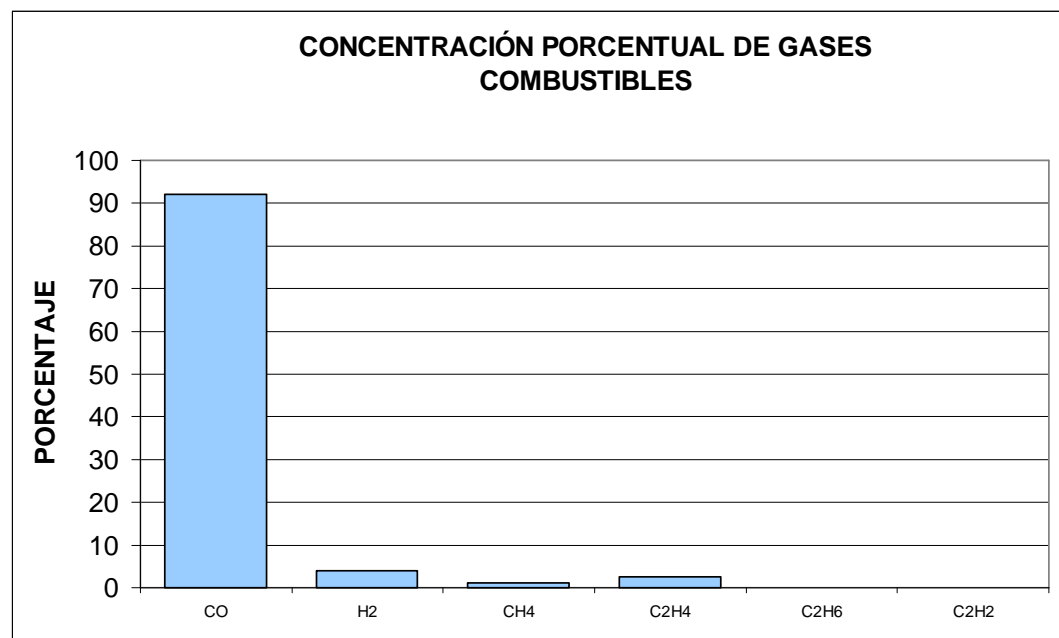
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Se sugiere hacer termofiltrado al vacío para mejorar las condiciones del aceite ya que por la tensión un poco baja el aceite debe contener productos de oxidación.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E LLIGUA B TRANSFORMADOR DELTA START 3,125 MVA SERIE: K59021
FECHA RECEP. MUESTRA: 7 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 17 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	92,11	55,00
Hidrogeno	H2	3,99	2,38
Metano	CH4	1,22	0,73
Etileno	C2H4	2,67	1,60
Etano	C2H6	0,01	0,00
Acetileno	C2H2	0,00	0,00
Oxigeno	O2	13,74	3177,16
Nitrogeno	N2	85,29	19719,36
Dioxid.de Carb	CO2	0,97	223,58
Total G.C. :		0,26	59,71
Total G.N.C. :		99,74	23120,10

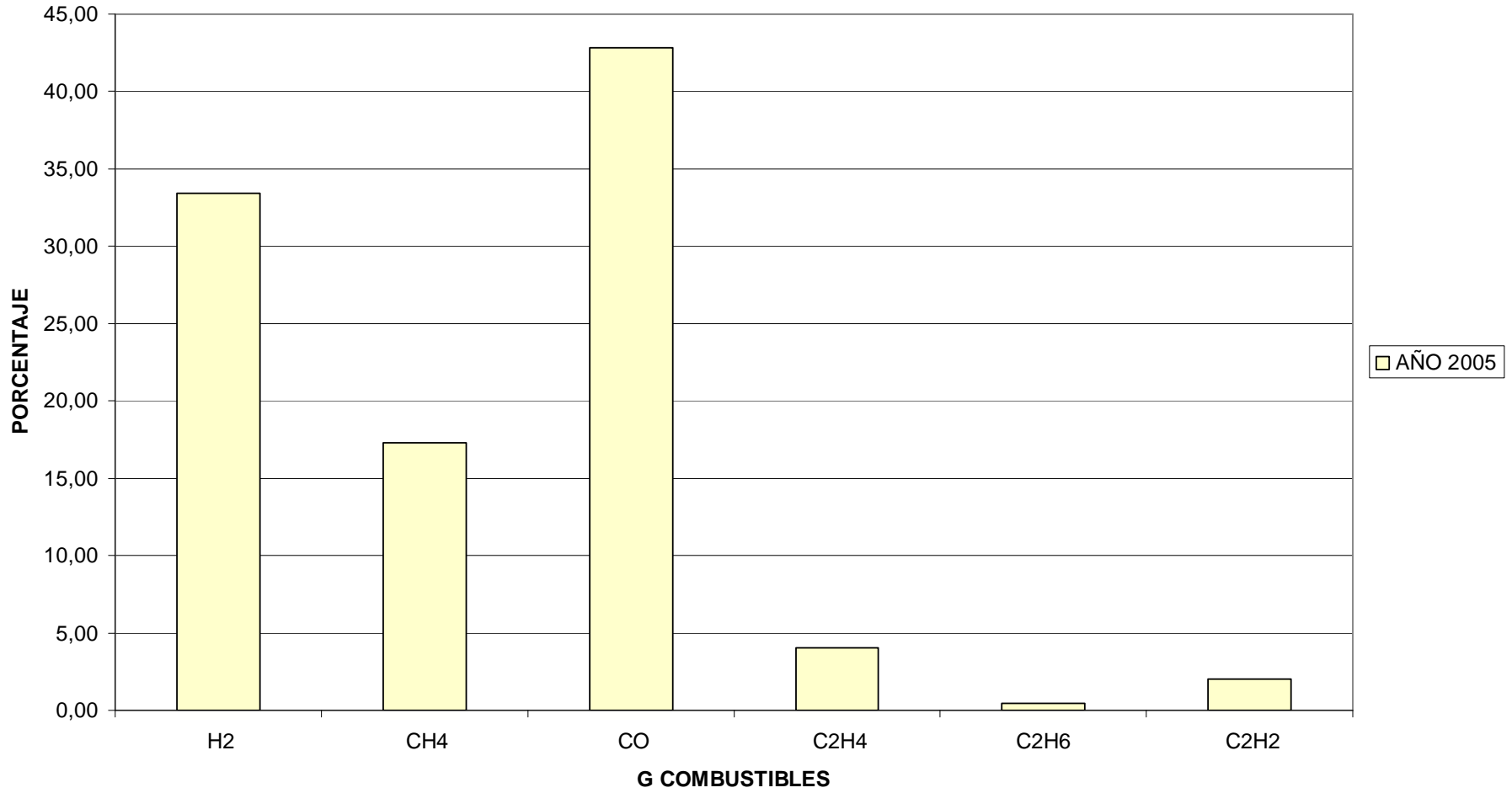


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico CO (monóxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% DE G COMBUSTIBLES
5K9021**



N°	SUBESTACION			KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO		
	18	LLIGUA**							13.8/4.16	3,125	DELTA START
	SERIE:	K59021									
	RIGIDEZ	CONTENIDO	GRAVEDAD		EXAMEN	PUNTO DE	VISCOSIDAD	NUMERO	TENSION	FACTOR DE	INDICE DE
AÑO	KV	DE AGUA	ESPECIFICA	COLOR	VISUAL	INFLAMACION	SINEMATICA	DE NEUTRALIZACION	INTERFACIAL	POTENCIA	CALIDAD
1994	24,2	---	0,882	1,5	---	---	10,08	0,1	31,92	---	319,2
2001	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2003	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2005	---	18	0,8873	2,5	Claro Brillante	155	9,06	0,0207	25,12	0,078	1213,52657
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.078 BUENO	

**SUBESTACIÓN LLIGUA-PENINSULA
TRANSFORMADOR DE 3,0 MVA 13,8/6,9 kV MARCA
ECUATRAN SERIE 0271494F**

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 100 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	7 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	17 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	S/E LLIGUA C	EQUIPO:	TRANSFORMADOR
POTENCIA:	3 MVA	FABICANTE:	ECUATRAN
% CARGA:		AÑO DE FAB.:	2002
		Nº SERIE:	0271494F
		TENSION:	13,8 / 6,9 KV
		VOL. ACEITE:	738 GAL
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	20 °C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	26,4 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	2,4 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	1,59 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	6,04 %
GASES COMBUSTIBLES:	2,04 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	97,96 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	59,13	<u>CH4 METANO</u> 0,26	<u>C2H6 ETANO</u> INFINITO
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	2903,59	H ₂ HIDROGENO	C2H2 ACETILENO
ETILENO	C ₂ H ₄	6,39	<u>C2H6 ETANO</u> 0,11	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00
ETANO	C ₂ H ₆	1,62	CH4 METANO	CH4 METANO
ACETILENO	C ₂ H ₂	ND	<u>C2H4 ETILENO</u> 3,94	
OXIGENO	O ₂	4903,07	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	37462,49	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00	
METANO	CH ₄	15,11	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	862,15	<u>CO</u> 0,30	<u>O2</u> 0,13
			CO ₂	N2

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento general en conductores**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento del conductor**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: de la tabulación: **Falla térmica**

Método de la CSUS:

La generación de gases es normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS: 10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
 EQUIPO: TRANSFORMADOR
 UBICACIÓN: S/E LLIGUA C
 SERIE: 0271494 F
 MARCA: ECUATRAN
 POTENCIA: 3 MVA
 TENSION: 13.8/ 6.9 KV
 % CARGA: --
 AÑO: 2002

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	8.43
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8749
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	0.5
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	147
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.13
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.017
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	31
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.004 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	53
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	1824

OBSERVACIONES:

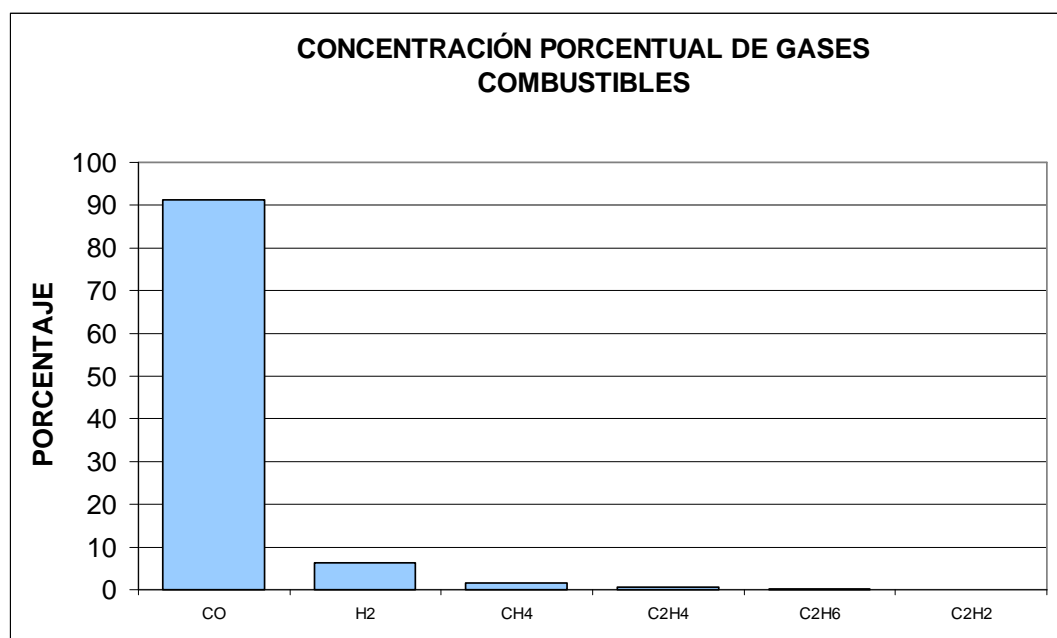
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Hacer el seguimiento del aceite en un año.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E LLIGUA C TRANSFORMADOR ECUATRAN 3 MVA SERIE: 0271494F
FECHA RECEP. MUESTRA: 7 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 17 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	91,29	862,15
Hidrogeno	H2	6,26	59,13
Metano	CH4	1,60	15,11
Etileno	C2H4	0,68	6,39
Etano	C2H6	0,17	1,62
Acetileno	C2H2	ND	ND
Oxigeno	O2	10,83	4903,07
Nitrogeno	N2	82,75	37462,49
Dioxid.de Carb	CO2	6,41	2903,59
Total G.C. :		2,04	944,40
Total G.N.C. :		97,96	45269,15

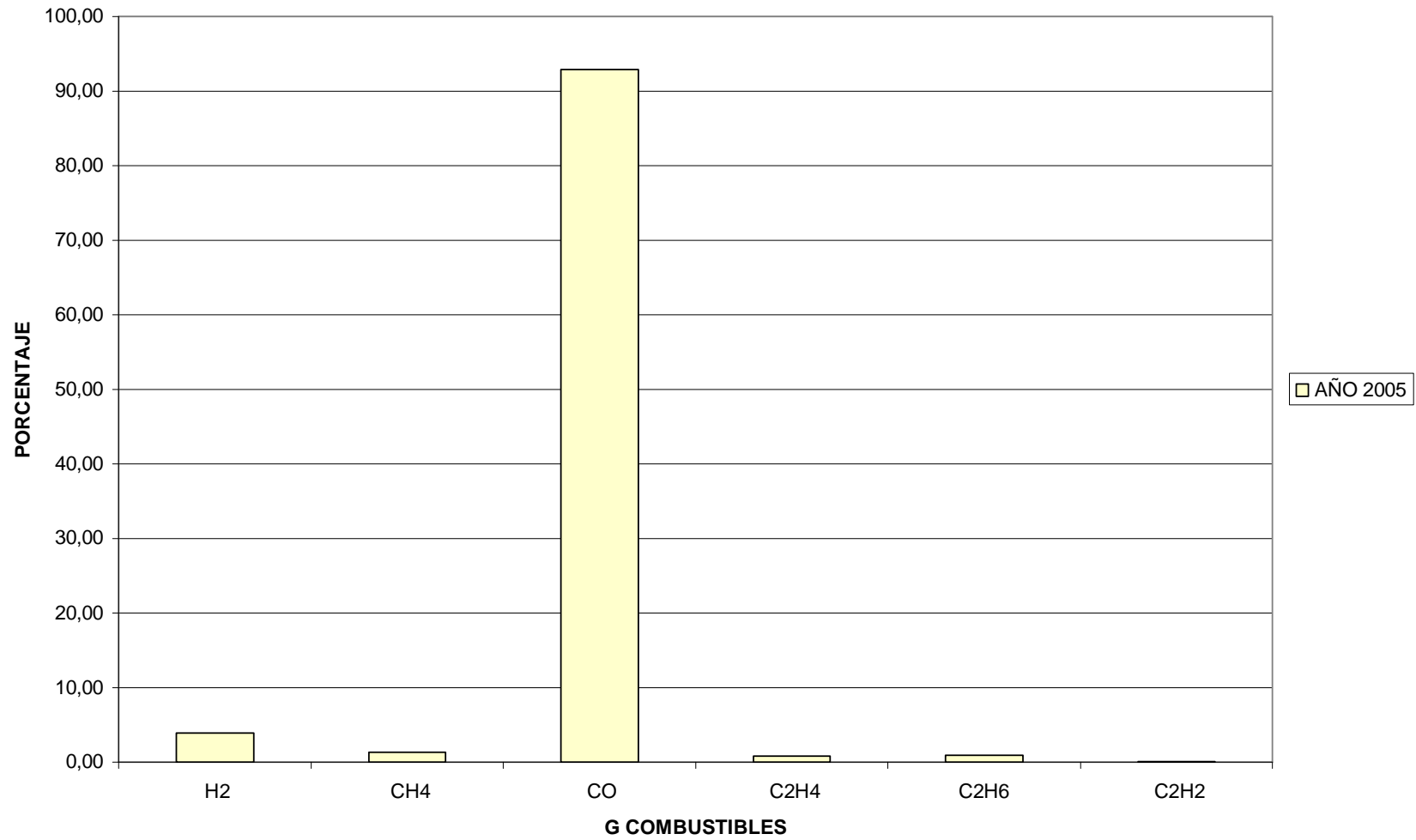


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico CO (monóxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% DE G COMBUSTIBLES
0271494F**



	N°	SUBESTACION		KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO		
									FABRICACION	ORIGEN	
	20	LLIGUA**		13.8/6.9	3	ECUATRAN	0271494F	483 LTS	2002	ECUADOR	
	SERIE:	0271494F									
AÑO	RIGIDEZ	CONTENIDO	GRAVEDAD		EXAMEN	PUNTO DE	VISCOSIDAD	NUMERO	TENSION	FACTOR DE	INDICE DE
	KV	DE AGUA	ESPECIFICA	COLOR	VISUAL	INFLAMACION	SINEMATICA	DE NEUTRALIZACION	INTERFACIAL	POTENCIA	CALIDAD
1994	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2001	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2003	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2005	---	7	0,8753	0,5	Claro Brillante	151	8,72	0,041	24,4	0,048	595,121951
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.048 BUENO	

SUBESTACIÓN LORETO
TRANSFORMADOR DE 2,5/2,8 MVA 13,8/4,16 kV MARCA
WESTINGHOUSE SERIE VBU73641

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 093 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	7 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	16 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	S/E LORETO	EQUIPO:	TRANSFORMADOR DE POTENCIA
		FABICANTE:	WESTINGHOUSE
		AÑO DE FAB.:	1969
		Nº SERIE:	VBU73641
POTENCIA:	2,5 / 2,8 MVA	TENSION:	13,8 / 4,16 KV
% CARGA:	52	VOL. ACEITE:	560 gal.
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	40 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	41,2 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	3,8 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	2,53 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	6,13 %
GASES COMBUSTIBLES:	11,13 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	88,87 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	5,88	<u>CH4 METANO</u>	5,64
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	2768,01	H ₂ HIDROGENO	1467,76
ETILENO	C ₂ H ₄	43,29	<u>C2H6 ETANO</u>	0,28
ETANO	C ₂ H ₆	9,13	CH4 METANO	0,00
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,006	<u>C2H4 ETILENO</u>	4,74
OXIGENO	O ₂	121,48	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	2226,71	<u>C2H2 ACETILENO</u>	0,00
METANO	CH ₄	33,16	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	549,25	<u>CO</u>	0,20
			CO ₂	0,05
			<u>O2</u>	
			N2	

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers:

Correlaciones de CEGB: **Corrientes circulantes y/o sobrecalentamiento de contactos**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: **Térmico** de la tabulación:

Método de la CSUS:

La generación de gases es normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS:10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
EQUIPO: TRANSFORMADOR
UBICACIÓN: S/E LORETO
SERIE: VBU-73641
MARCA: WESTINGHOUSE
POTENCIA: 2.5/2.8 MVA
TENSION: 13.8/ 4.16 KV
% CARGA: 53 %
AÑO: 1969

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	9.5
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8908
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	2.5
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	152
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.25
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.028
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	30
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.007 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	51
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	1071

OBSERVACIONES:

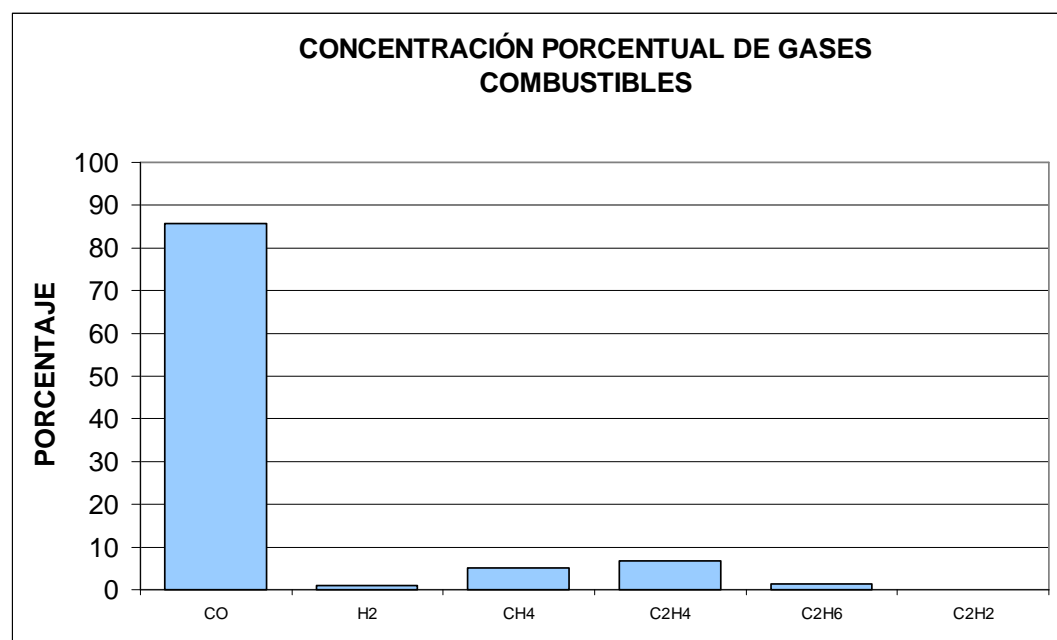
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Hacer el seguimiento de control anual.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.
MUESTRA: S/E LORETO TRANSFORMADOR WESTINGHOUSE 2,5 / 2,8 MVA SERIE: VBU73641
FECHA RECEP. MUESTRA: 8 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 16 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	85,72	549,25
Hidrogeno	H2	0,92	5,88
Metano	CH4	5,18	33,16
Etileno	C2H4	6,76	43,29
Etano	C2H6	1,42	9,13
Acetileno	C2H2	0,00	0,01
Oxigeno	O2	2,37	121,48
Nitrogeno	N2	43,52	2226,71
Dioxid.de Carb	CO2	54,10	2768,01
Total G.C. :		11,13	640,71
Total G.N.C. :		88,87	5116,20

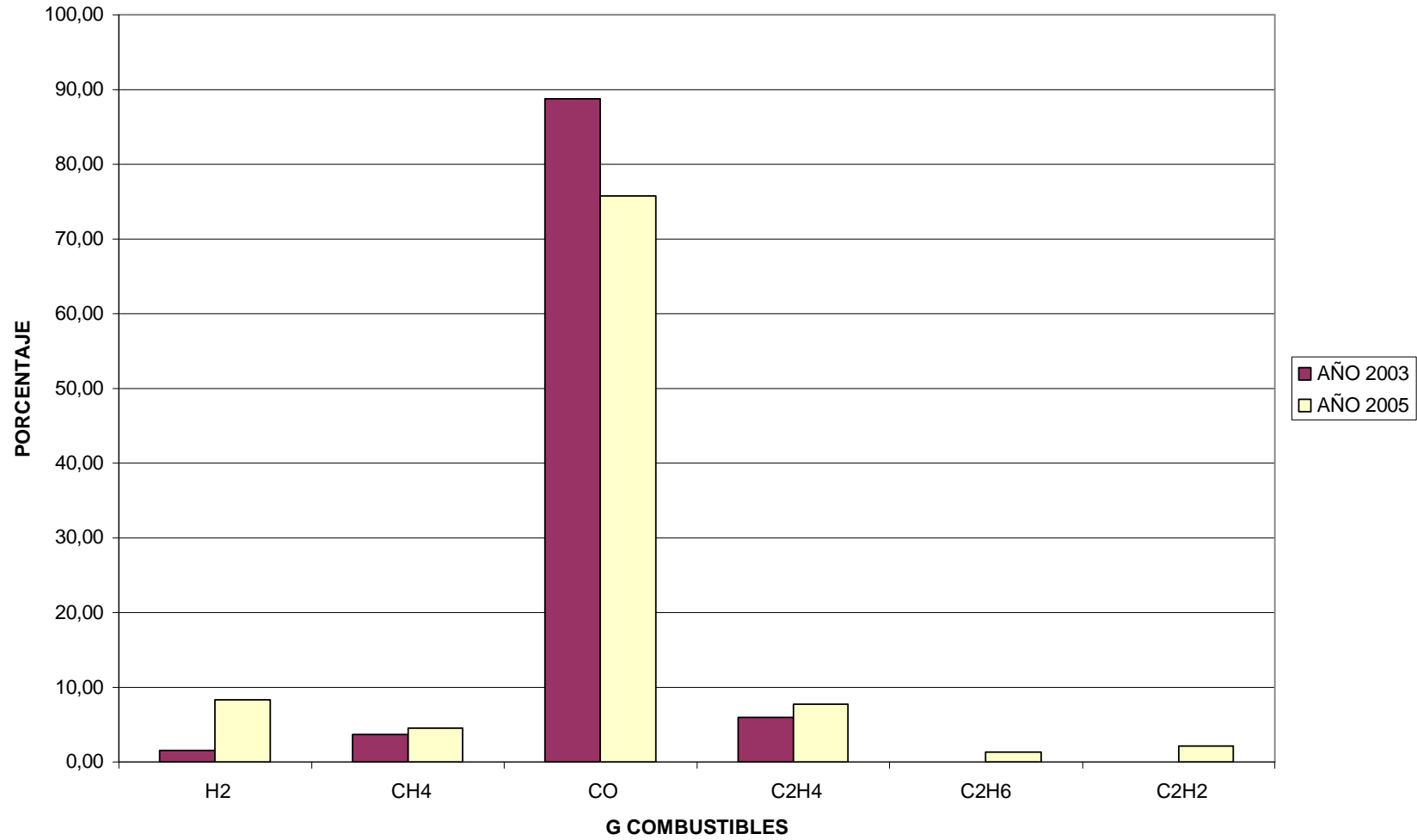


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico CO (monóxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% DE G COMBUSTIBLES
VBU73641**



	N°	SUBESTACION	KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO			
								FABRICACION	ORIGEN		
	12	LORETO	6.9/4.16	2,5	VESTINGHOUSE	VBU73641	560 GLS	1969	U.S.A		
	SERIE:	VBU73641									
	RIGIDEZ	CONTENIDO	GRAVEDAD		EXAMEN	PUNTO DE	VISCOSIDAD	NUMERO	TENSION	FACTOR DE	INDICE DE
AÑO	KV	DE AGUA	ESPECIFICA	COLOR	VISUAL	INFLAMACION	SINEMATICA	DE NEUTRALIZACION	INTERFACIAL	POTENCIA	CALIDAD
1994	27,9	---	0,887	2	---	---	10,8	0,1	33,25	---	332,5
2001	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2003	38	16	0,88	2	---	---	---	0,03	34	0,00197	1133,33333
2005		7	0,8923	2,5	Claro Brillante	153	9,2	0,021	35	0,048	1666,66667
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.048 BUENO	

**SUBESTACIÓN LORETO
TRANSFORMADOR DE 16/20 MVA 69/13,8kV MARCA
PAWELS SERIE 93.2.4022**

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 105 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	7 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	18 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	S/E LORETO NUEVA	EQUIPO:	TRANSFORMADOR
		FABICANTE:	PAUWELS
		AÑO DE FAB.:	1994
		Nº SERIE:	93.2.4022
POTENCIA:	16 / 20 MVA	TENSION:	69 / 13,8 KV
% CARGA:	30,5	VOL. ACEITE:	6,1 TON
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	41,2 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	3 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	1,99 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	4,84 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,05 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,95 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	1,91	<u>CH4 METANO</u>	1,81
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	346,59	H ₂ HIDROGENO	1881,21
ETILENO	C ₂ H ₄	0,64	<u>C2H6 ETANO</u>	4,60
ETANO	C ₂ H ₆	15,83	CH4 METANO	0,00
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0084	<u>C2H4 ETILENO</u>	0,04
OXIGENO	O ₂	14417,12	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	34344,41	<u>C2H2 ACETILENO</u>	0,01
METANO	CH ₄	3,44	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	0,35	<u>CO</u>	0,00
			CO ₂	0,42
			<u>O2</u>	
			N2	

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento de 150 °C a 200 °C.**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento de 150 °C a 200 °C.**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: **Térmico** de la tabulación:

Método de la CSUS:

La generación de gases está dentro de lo normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 07-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS:10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
EQUIPO: TRANSFORMADOR
UBICACIÓN: S/E LORETO NUEVA
SERIE: 93.2.4022
MARCA: PAUWELLS
POTENCIA: 16/20 MVA
TENSIÓN: 69/13.8 KV
% CARGA: 30.5 %
AÑO: 1994

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	6.90
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8843
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	< 1
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	145
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	8.87
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.014
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	32.0
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.009 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	42
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	2286

OBSERVACIONES:

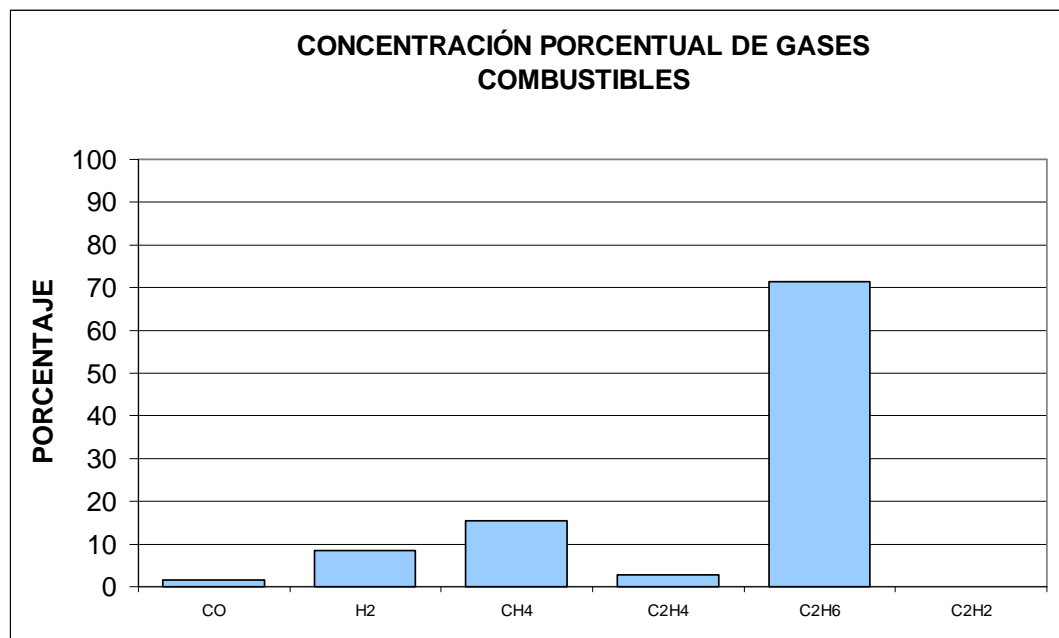
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Hacer el seguimiento de control del aceite en un año.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E LORETO NUEVA TRANSFORMADOR CENEMESA 16 / 20 MVA SERIE: 93.2.4022
FECHA RECEP. MUESTRA: 8 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 18 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRÁFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	1,56	0,35
Hidrogeno	H2	8,60	1,91
Metano	CH4	15,53	3,44
Etileno	C2H4	2,87	0,64
Etano	C2H6	71,41	15,83
Acetileno	C2H2	0,00	0,01
Oxigeno	O2	29,36	14417,12
Nitrogeno	N2	69,94	34344,41
Dioxid.de Carb	CO2	0,71	346,59
Total G.C. :		0,05	22,17
Total G.N.C. :		99,95	49108,11



OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico C2H6 (etano), lo que indica que hay sobrecalentamiento local.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

	N°	SUBESTACION		KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO		
									FABRICACION	ORIGEN	
	15	LORETO NUEVA		69/13.8	16/20	PAUWELS	9324022	6.1 TON	1994	BELGICA	
	SERIE:	9324022									
AÑO	RIGIDEZ KV	CONTENIDO DE AGUA	GRAVEDAD ESPECIFICA	COLOR	EXAMEN VISUAL	PUNTO DE INFLAMACION	VISCOSIDAD SINEMATICA	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION INTERFACIAL	FACTOR DE POTENCIA	INDICE DE CALIDAD
1994	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2001	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2003	43	5	0,88	0,5	---	---	---	0,02	35	0,0012	1750
2005		4	0,8923	1	Claro Brillante	147	8,83	0,028	24	0,013	857,142857
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.013 BUENO	

SUBESTACIÓN MONTALVO

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 108 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	6 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	18 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	S/E MONTALVO	EQUIPO:	TRANSFORMADOR
POTENCIA:	5 MVA	FABICANTE:	OSAKA
% CARGA:	38,8	AÑO DE FAB.:	1982
		N° SERIE:	5K0040010
		TENSION:	69 / 13,8 KV
		VOL. ACEITE:	4000 lt.
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	38 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	44,4 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	3,4 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	2,26 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	5,09 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,68 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,32 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	3,50	<u>CH4 METANO</u> 0,65	<u>C2H6 ETANO</u> 85,30
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	1073,89	H ₂ HIDROGENO	C2H2 ACETILENO
ETILENO	C ₂ H ₄	43,90	<u>C2H6 ETANO</u> 0,30	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00
ETANO	C ₂ H ₆	0,69	CH4 METANO	CH4 METANO
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0081	<u>C2H4 ETILENO</u> 63,78	
OXIGENO	O ₂	10656,97	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	39807,26	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00	
METANO	CH ₄	2,26	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	300,03	<u>CO</u> 0,28	<u>O2</u> 0,27
			CO ₂	N2

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento general de conductores**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento del conductor**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: de la tabulación: **Falla térmica**

Método de la CSUS:

La generación de gases está dentro de lo normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS: 10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
EQUIPO: TRANSFORMADOR
UBICACIÓN: S/E MONTALVO
SERIE: 5K0040010
MARCA: OSAKA
POTENCIA: 5 MVA
TENSION: 69/13.8 KV
% CARGA: 38.80 %
AÑO: 1982

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	9.0
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8713
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	2.5
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	145
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.48
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.028
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	29.04
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.071 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	52
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	1037

OBSERVACIONES:

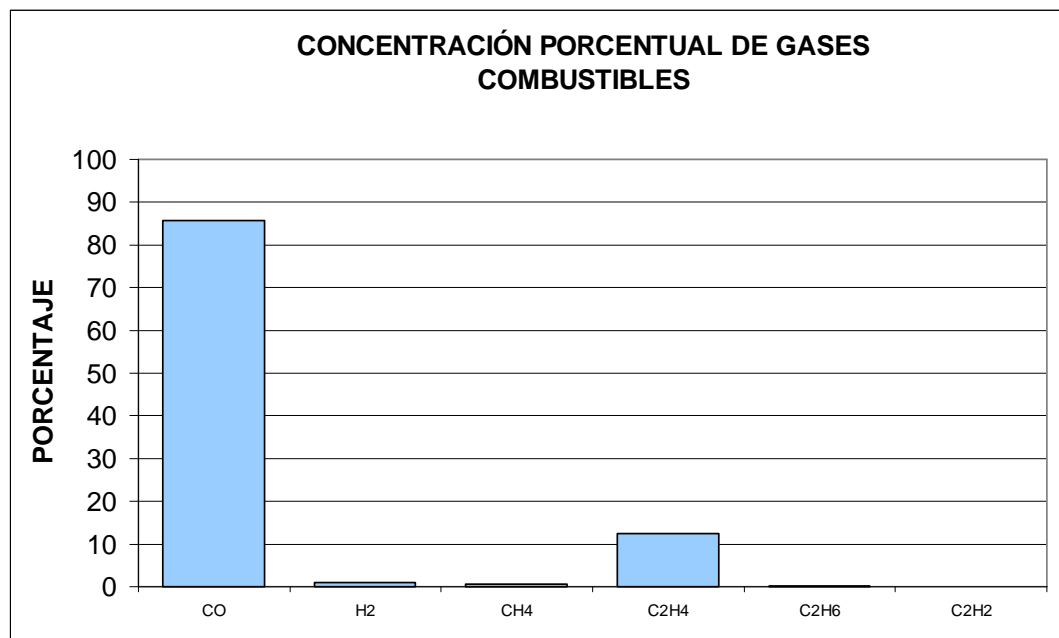
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Se podría hacer un termofiltrado para mejorar la tensión y el número de neutralización, Hacer el control anual del mismo.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E MONTALVO TRANSFORMADOR OSAKA 5 MVA SERIE: 5K0040010
FECHA RECEP. MUESTRA: 8 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 18 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRÁFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	85,63	300,03
Hidrogeno	H2	1,00	3,50
Metano	CH4	0,65	2,26
Etileno	C2H4	12,53	43,90
Etano	C2H6	0,20	0,69
Acetileno	C2H2	0,00	0,01
Oxigeno	O2	19,31	637,20
Nitrogeno	N2	48,15	1588,95
Dioxid.de Carb	CO2	32,54	1073,89
Total G.C. :		9,60	350,39
Total G.N.C. :		90,40	3300,04

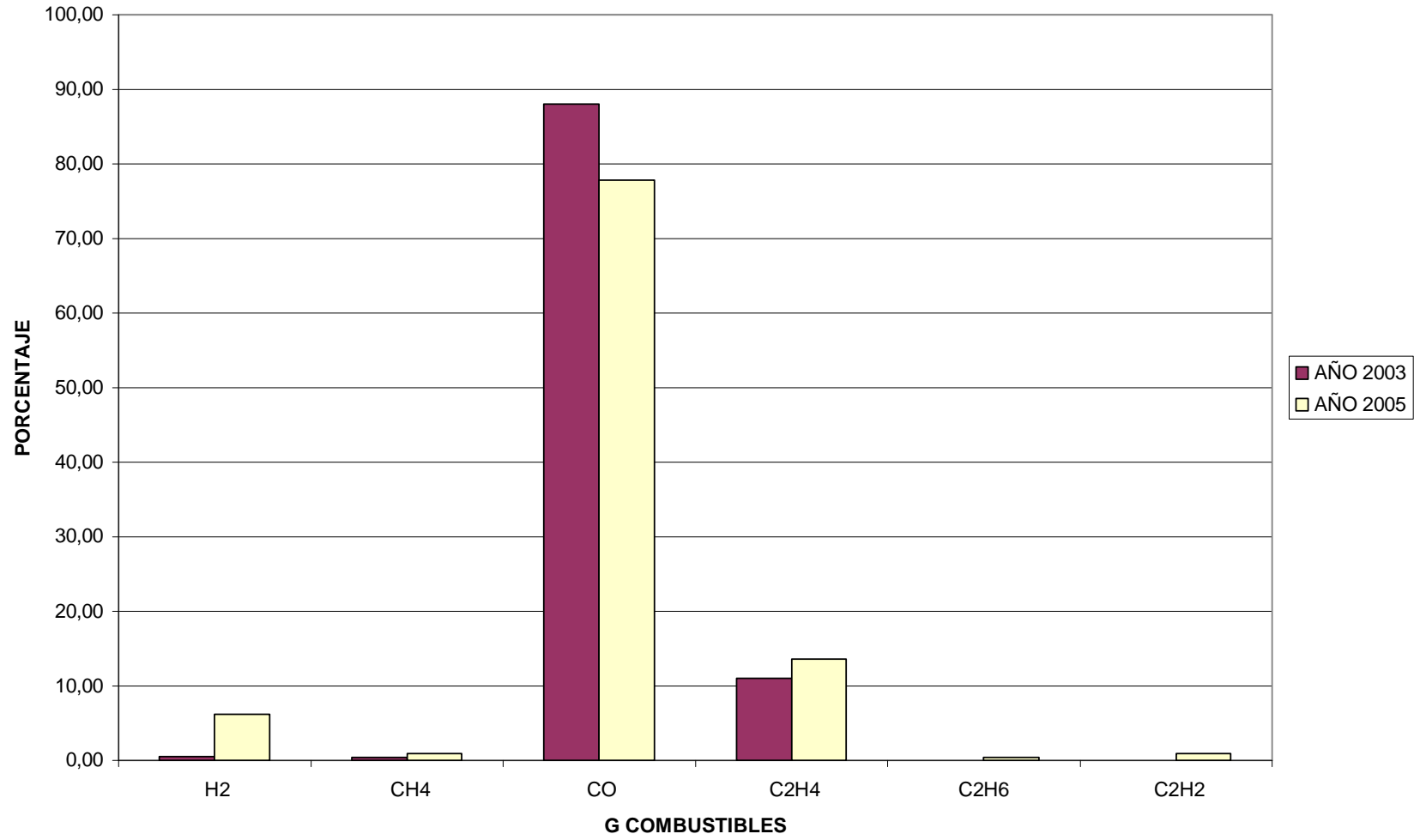


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico CO (monóxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% DE G COMBUSTIBLES
5K0040010**



	N°	SUBESTACION		KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO		
									FABRICACION	ORIGEN	
	9	MONTALVO		69/13.8	5	OSAKA	5K0040010	4000 LTS	1982	JAPON	
	SERIE:	5K0040010									
	RIGIDEZ	CONTENIDO	GRAVEDAD		EXAMEN	PUNTO DE	VISCOSIDAD	NUMERO	TENSION	FACTOR DE	INDICE DE
AÑO	KV	DE AGUA	ESPECIFICA	COLOR	VISUAL	INFLAMACION	SINEMATICA	DE NEUTRALIZACION	INTERFACIAL	POTENCIA	CALIDAD
1994	27,2	---	0,87	1,5	---	---	9,6	0,1	37,24	---	372,4
2001	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2003	33	6	0,86	2,5	---	---	---	0,03	34	0,00185	1133,33333
2005		4,5	0,8713	3,5	Claro Brillante	155	9,49	0,021	23,21	0,046	1105,2381
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.046 BUENO	

GRUPO DE CONEXIÓN: DYN1 REVISADO POR:

FABRICANTE: OSAKA SERIE: 5K0040010 Z %: 7,2

PRIMARIO: V nominal: 69000 elev. Tempe ACEITE/BOBINADO: 55/55 °C
 SECUNDARIO: V sesundari: 13800 conexión A.T: DELTA
 conexión B.T: ESTRELLA CON NEUTRO ACCESIBLE

BIL ALTA TENSION: 350 KV
 BIL BAJA TENSION: 110 KV

TEMP AMBIENTE: 21.2 °C TEMP ACEITE: 34 °C TEMP BOBINADO: no dispone HUMEDAD RELATIVA: 39%

RESISTENCIA DE DEVANDOS

EQUIPO UTILIZADO: MARCA: TINSLEY TIPO: MICHRMETER SERIE: 5896

A.T OHM	REFERIDAS A 75 ° C					
POSICION DE TAP	H1-H2	H2-H3	H3-H1	H1-H2	H2-H3	H3-H1
1	3,728	3,738	3,731	4,297	4,309	4,301
2	3,641	3,65	3,642	4,197	4,207	4,198
3	3,554	3,563	3,554	4,097	4,107	4,097
4	3,467	3,474	3,465	3,996	4,004	3,994
5	3,379	3,386	3,376	3,895	3,903	3,892
M.T MOHM	X0-X1	X0-X2	X0-X3	X0-X1	X0-X2	X0-X3
	44,42	44,46	44,6	51,203	51,249	51,410
COMPROBACION	X1-X3					
	87,73					

CONCLUSIONES:

SUBESTACIÓN ORIENTE
TRANSFORMADOR DE 5 MVA 69/13,8kV MARCA OSAKA
SERIE 5K0040009

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 111 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	6 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	18 de Marzo de 2006
		EQUIPO:	TRANSFORMADOR
UBICACIÓN:	S/E ORIENTE B	FABICANTE:	OSAKA
		AÑO DE FAB.:	1982
		N° SERIE:	5K0040009
POTENCIA:	5 MVA	TENSION:	69 / 13,8 KV
% CARGA:		VOL. ACEITE:	4000 lt.
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	37 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	45 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	3,4 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	2,26 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	5,02 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,50 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,50 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	4,06	<u>CH4 METANO</u> 0,55	<u>C2H6 ETANO</u> 6,70
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	1078,01	H ₂ HIDROGENO	C2H2 ACETILENO
ETILENO	C ₂ H ₄	22,05	<u>C2H6 ETANO</u> 0,75	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,11
ETANO	C ₂ H ₆	1,67	CH4 METANO	CH4 METANO
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,2492	<u>C2H4 ETILENO</u> 13,21	
OXIGENO	O ₂	9650,26	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	40173,67	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,01	
METANO	CH ₄	2,24	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	226,44	<u>CO</u> 0,21	<u>O2</u> 0,24
			CO ₂	N2

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento general de conductores**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento del conductor**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: de la tabulación: **Falla térmica**

Método de la CSUS:

La generación de gases está dentro de lo normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS: 10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
 EQUIPO: TRANSFORMADOR
 UBICACIÓN: S/E ORIENTE
 SERIE: 5K0040009
 MARCA: OSAKA
 POTENCIA: 5 MVA
 TENSION: 69/13.8 KV
 % CARGA: --
 AÑO: 1982

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 - 34.9 inac: > =35	10.51
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8723
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	2.5
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	149
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.25
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.044
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	30.0
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.095 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	55
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	682

OBSERVACIONES:

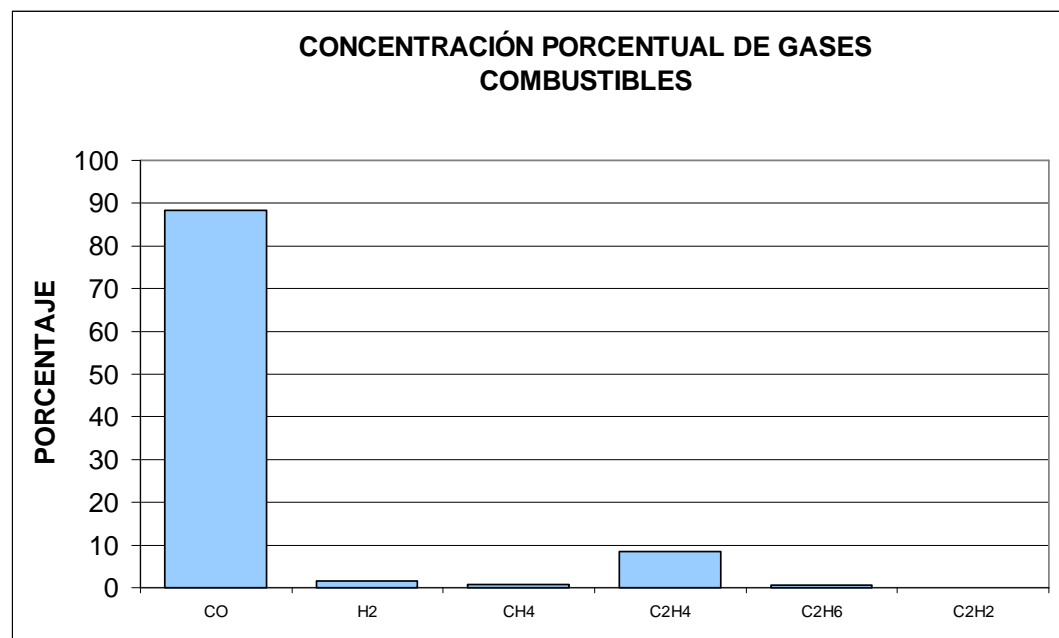
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Hacer el control anual del mismo.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E ORIENTE B TRANSFORMADOR OSAKA 5 MVA SERIE: 5K0040009
FECHA RECEP. MUESTRA: 8 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 18 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	88,21	226,44
Hidrogeno	H2	1,58	4,06
Metano	CH4	0,87	2,24
Etileno	C2H4	8,59	22,05
Etano	C2H6	0,65	1,67
Acetileno	C2H2	0,00	0,25
Oxigeno	O2	18,96	9650,26
Nitrogeno	N2	78,92	40173,67
Dioxid.de Carb	CO2	2,12	1078,01
Total G.C. :		0,50	256,71
Total G.N.C. :		99,50	50901,94

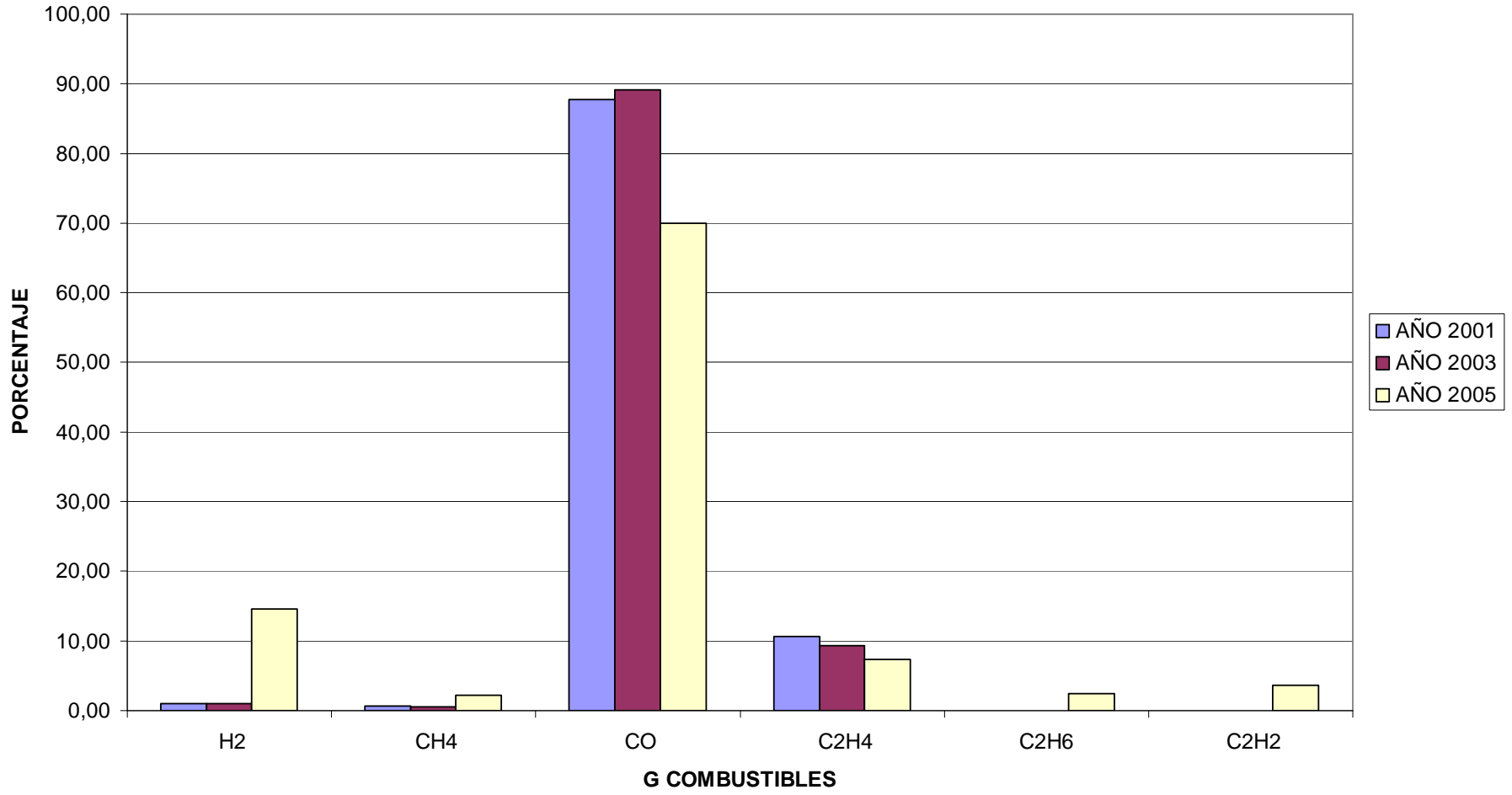


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico CO (monóxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% DE G COMBUSTIBLES
5K0040009**



	N °	SUBESTACION		KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO		
		ORIENTE							FABRICACION	ORIGEN	
	6	ORIENTE		69/13.8	5/6.25	OSAKA	5K0040009	4000 LTS	1982	JAPON	
	SERIE:	5K0040009									
	RIGIDEZ	CONTENIDO	GRAVEDAD		EXAMEN	PUNTO DE	VISCOSIDAD	NUMERO	TENSION	FACTOR DE	INDICE DE
AÑO	KV	DE AGUA	ESPECIFICA	COLOR	VISUAL	INFLAMACION	SINEMATICA	DE NEUTRALIZACION	INTERFACIAL	POTENCIA	CALIDAD
1994	38	---	0,87	1	---	---	9,6	0,1	34,58	---	345,8
2001	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2003	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2005		7,7	0,8743	3,5	Claro Brillante	158	9,64	0,0278	15,9	0,05	571,942446
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.05 BUENO	

Este transformador se encontraba hasta el año 2003 en la S/E Samanga por daño de trafo en S/E Oriente se traslada a esta instalaci3n 2003

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION ORIENTE **FECHA:** 30/03/2005
MVA: 5 **PRUEBA EJECUTADO POR:** Ing. S Ramos
GRUPO DE CONEXIÓN: DYn1 **REVISADO POR:**
FABRICANTE: OSAKA **SERIE:** 5K0040009 **Z %:** 7,2
PRIMARIO: V nominal: 69000 **elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:** 55/55 °C
SECUNDARIO: V sesundario: 13800 **conexión A.T:** DELTA
BIL ALTA TENSION: 350 KV **conexión B.T:** ESTRELLA CON NEUTRO ACCESIBLE
BIL BAJA TENSION: 110 KV
TEMP AMBIENTE: **TEMP ACEITE:** **TEMP BOBINADO:** no dispone **HUMEDAD RELATIVA:**
RELACION DE TRANSFROMACION
EQUIPO UTILIZADO: **MARCA:** AVO DTR **TIPO:** DTR **SERIE:**

TAP POSICION	RELACION OBTENIDA			RELACION TEORICA	ERROR %			OBSERVACIONES
	FASE A (H1-H3/X1-X0)	FASE B (H2-H1/X2-X0)	FASE C (H3-H2/X3-X0)		H1H3/X1X0	H2H1/X2X0	H3H2/X3X0	
1	9,1123	9,1112	9,1025	9,0933	0,21%	0,20%	0,10%	
2	8,8977	8,8939	8,8928	8,8768	0,24%	0,19%	0,18%	
3	8,6801	8,677	8,6762	8,6603	0,23%	0,19%	0,18%	
4	8,463	8,4601	8,4593	8,4437	0,23%	0,19%	0,18%	
5	8,246	8,244	8,2432	8,2272	0,23%	0,20%	0,19%	

CONMUTADOR: sin carga y sin tensión **MANUAL:** si **RANGO:** +- 5% en pasos de 2.5%

CONCLUSIONES Los valores encontrados estan dentro del +-0.5%

El porcentaje de error en relación de transformación se encuentra dentro del rango +-0.5%

**SUBESTACIÓN ORIENTE
TRANSFORMADOR DE 12/15 MVA 69/13,8kV MARCA
SIEMENS SERIE 234241**

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 110 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	6 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	18 de Marzo de 2006
		EQUIPO:	TRANSFORMADOR
UBICACIÓN:	S/E ORIENTE A	FABICANTE:	SIEMENS
		AÑO DE FAB.:	2004
		N° SERIE:	234241
POTENCIA:	12 / 15 MVA	TENSION:	69 / 13,8 KV
% CARGA:	67,67	VOL. ACEITE:	6790 lt.
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	46 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	36,6 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	2,7 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	1,79 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	4,90 %
GASES COMBUSTIBLES:	1,07 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	98,93 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	4,35	<u>CH4 METANO</u> 0,76	<u>C2H6 ETANO</u> 65,43
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	842,25	H ₂ HIDROGENO	C2H2 ACETILENO
ETILENO	C ₂ H ₄	1,12	<u>C2H6 ETANO</u> 0,21	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00
ETANO	C ₂ H ₆	0,69	CH4 METANO	CH4 METANO
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0105	<u>C2H4 ETILENO</u> 1,63	
OXIGENO	O ₂	6472,08	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	40211,24	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,01	
METANO	CH ₄	3,30	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	505,89	<u>CO</u> 0,60	<u>O2</u> 0,16
			CO ₂	N2

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento general de conductores**

Correlaciones de CEEGB: **Sobrecalentamiento del conductor**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: **Térmico** de la tabulación: **Falla térmica**

Método de la CSUS:

La generación de gases está dentro de lo normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS:10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
EQUIPO: TRANSFORMADOR
UBICACIÓN: S/E ORIENTE A
SERIE: 234241
MARCA: SIEMENS
POTENCIA: 12 / 15 MVA
TENSION: 69/13.8 KV
% CARGA: 57.67 %
AÑO: 2004

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	4.80
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8873
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	< 0.5
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	145
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	8.95
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.014
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	35.0
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.006 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	55
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	2500

OBSERVACIONES:

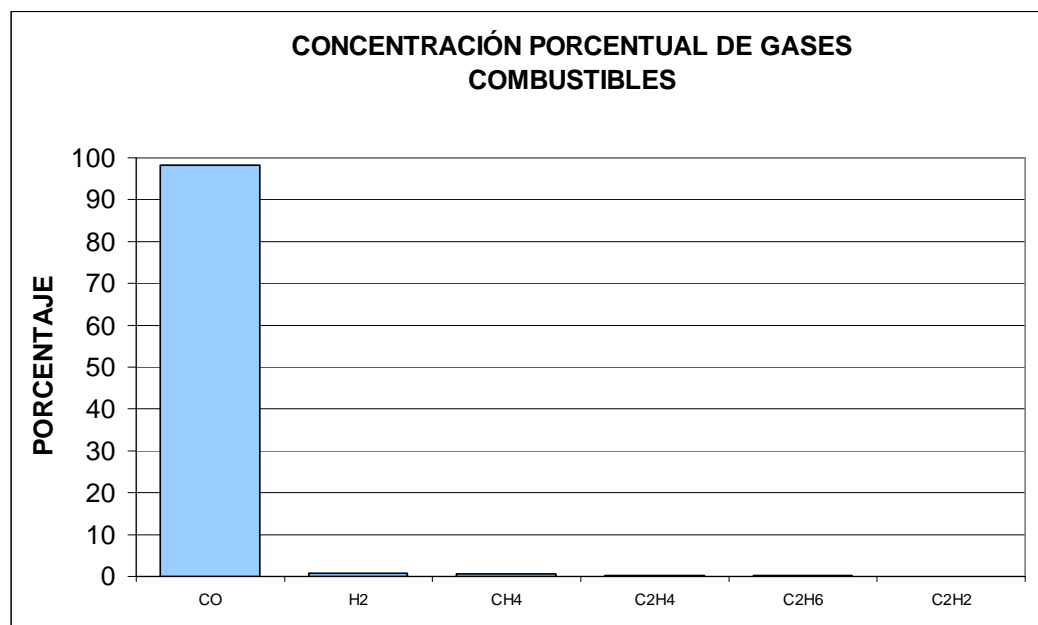
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Hacer el control anual del mismo.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E ORIENTE A TRANSFORMADOR SIEMENS 12 / 15 MVA SERIE: 234241
FECHA RECEP. MUESTRA: 8 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 18 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	98,16	505,89
Hidrogeno	H2	0,84	4,35
Metano	CH4	0,64	3,30
Etileno	C2H4	0,22	1,12
Etano	C2H6	0,13	0,69
Acetileno	C2H2	0,00	0,01
Oxigeno	O2	13,62	6472,08
Nitrogeno	N2	84,61	40211,24
Dioxid.de Carb	CO2	1,77	842,25
Total G.C. :		1,07	515,35
Total G.N.C. :		98,93	47525,57

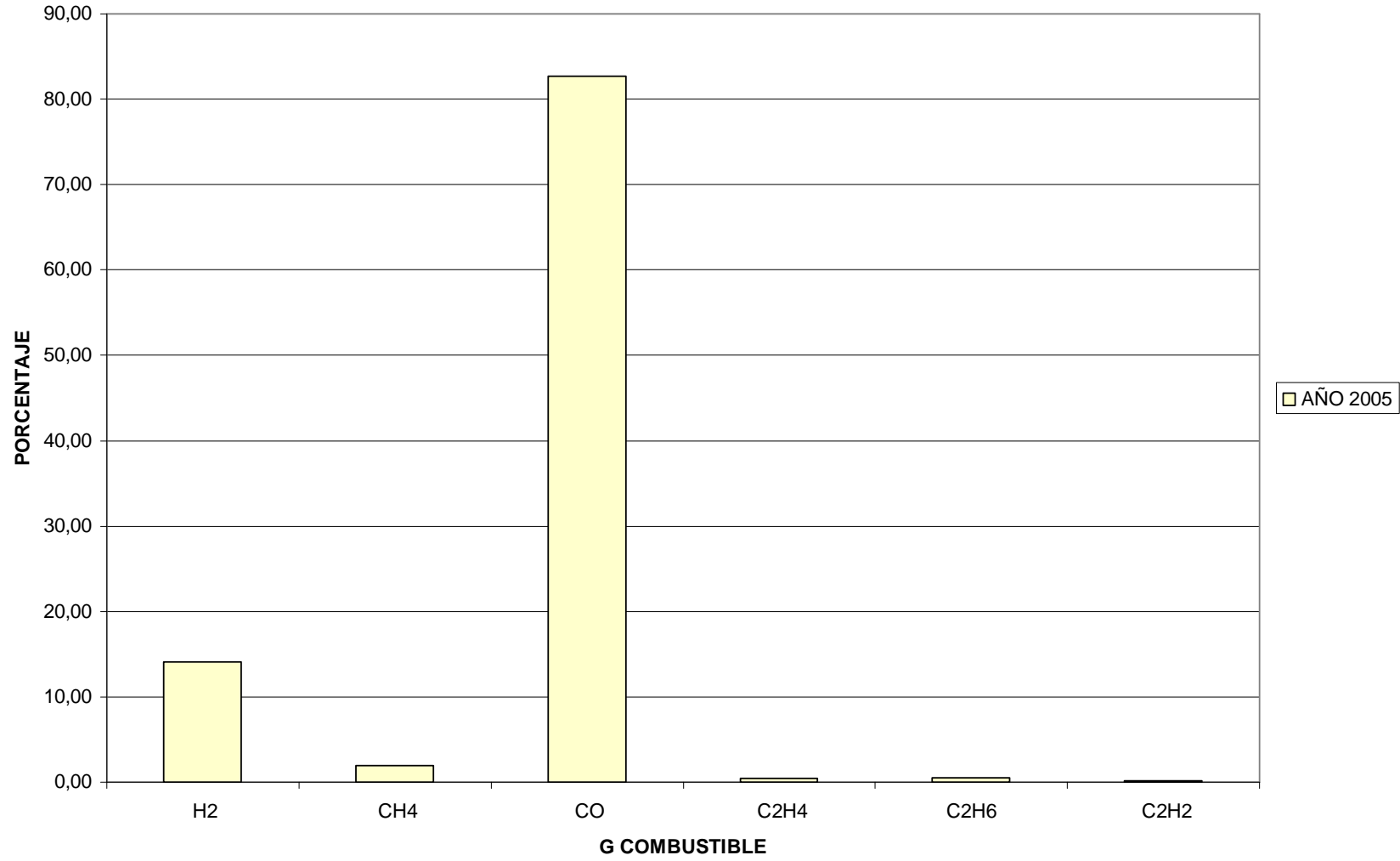


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico CO (monóxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

% G COMBUSTIBLES



	N °	SUBESTACION		KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO		
		ORIENTE							FABRICACION	ORIGEN	
	5	ORIENTE		69/13.8	12/15	SIEMENS	234241	6790 LTS	2004	COLOMBIA	
	SERIE:	234241									
	RIGIDEZ	CONTENIDO	GRAVEDAD		EXAMEN	PUNTO DE	VISCOSIDAD	NUMERO	TENSION	FACTOR DE	INDICE DE
AÑO	KV	DE AGUA	ESPECIFICA	COLOR	VISUAL	INFLAMACION	SINEMATICA	DE NEUTRALIZACION	INTERFACIAL	POTENCIA	CALIDAD
1994	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2001	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2004	33	8,9	0,8923	0,5	Claro Brillante	150	---	0,0131	49	0,09	3740,45802
2005		4,5	0,8883	0,5	Claro Brillante	145	9,04	0,014	38,6	0,01	2757,14286
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.01 BUENO	

Los datos del 2004 son de pruebas en fábrica

SUBESTACIÓN PELILEO

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 107 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	6 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	18 de Marzo de 2006
		EQUIPO:	TRANSFORMADOR
UBICACIÓN:	S/E PELILEO	FABICANTE:	OSAKA
		AÑO DE FAB.:	1982
		N° SERIE:	5K0039004
POTENCIA:	10 / 12,5 MVA	TENSION:	69 / 13,8 KV
% CARGA:	32,6	VOL. ACEITE:	6100 lt.
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	44,2 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	3 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	1,99 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	4,51 %
GASES COMBUSTIBLES:	1,13 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	98,87 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	9,76	<u>CH4 METANO</u> 0,98	<u>C2H6 ETANO</u> 413,50
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	1311,52	H ₂ HIDROGENO	C2H2 ACETILENO
ETILENO	C ₂ H ₄	4,59	<u>C2H6 ETANO</u> 0,39	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00
ETANO	C ₂ H ₆	3,72	CH4 METANO	CH4 METANO
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0090	<u>C2H4 ETILENO</u> 1,23	
OXIGENO	O ₂	2100,63	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	41300,73	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00	
METANO	CH ₄	9,59	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	484,61	<u>CO</u> 0,37	<u>O2</u> 0,05
			CO ₂	N2

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento general de conductores**

Correlaciones de CEEGB: **Sobrecalentamiento del conductor**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: **Térmico** de la tabulación: **Falla térmica**

Método de la CSUS:

La generación de gases está dentro de lo normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS:10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
 EQUIPO: TRANSFORMADOR
 UBICACIÓN: S/E PELILEO
 SERIE: 5K0039004
 MARCA: OSAKA
 POTENCIA: 10/ 12.5 MVA
 TENSION: 69/13.8 KV
 % CARGA: 32.6 %
 AÑO: 1982

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	16.81
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8783
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	< 5.5
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	149
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.09
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.153
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	21.2
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.3898 ACEPTABLE
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	55
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	139

OBSERVACIONES:

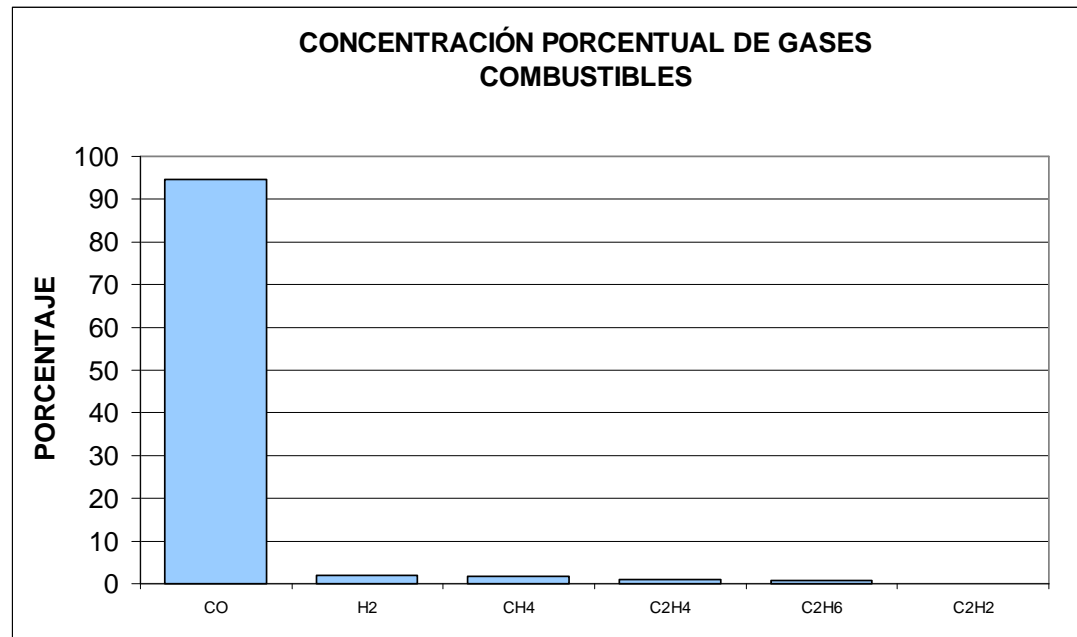
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite malo**. Hacer el tratamiento de termofiltrado al vacío (varias pasadas) para mejorar las condiciones del aceite y nuevo análisis de comprobación luego del tratamiento.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E PELILEO TRANSFORMADOR OSAKA 10 / 12,5 MVA SERIE: 5K0039004
FECHA RECEP. MUESTRA: 8 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 18 de Marzo de 2006

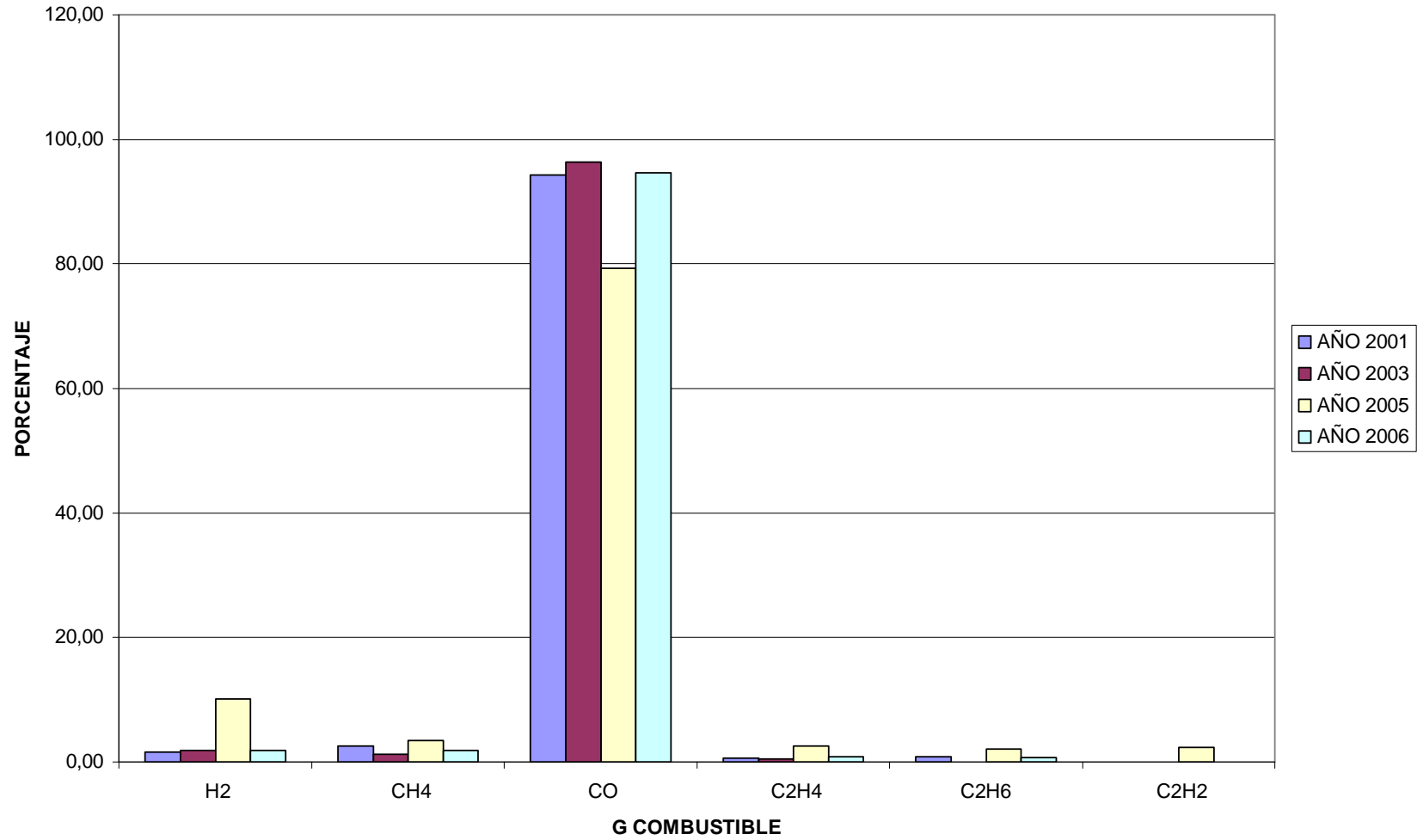
DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	94,60	484,61
Hidrogeno	H2	1,90	9,76
Metano	CH4	1,87	9,59
Etileno	C2H4	0,90	4,59
Etano	C2H6	0,73	3,72
Acetileno	C2H2	0,00	0,01
Oxigeno	O2	4,70	2100,63
Nitrogeno	N2	92,37	41300,73
Dioxid.de Carb	CO2	2,93	1311,52
Total G.C. :		1,13	512,28
Total G.N.C. :		98,87	44712,87



OBSERVACIONES: N D = No detectado
 Gas característico CO (monoxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.
 Se recomienda realizar una termografia al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% G COMBUSTIBLES
5K0039004**



N °	SUBESTACION			KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO		INDICE DE CALIDAD
									FABRICACION	ORIGEN	
4	PELILEO			69/13.8	10/12.5	OSAKA	5K0039004	6100 LTS	1982	JAPON	
	SERIE:	5K0039004									
AÑO	RIGIDEZ KV	CONTENIDO DE AGUA	GRAVEDAD ESPECIFICA	COLOR	EXAMEN VISUAL	PUNTO DE INFLAMACION	VISCOSIDAD SINEMATICA	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION INTERFACIAL	FACTOR DE POTENCIA	
1994	34,9	---	0,88	1,25	---	---	10,5	0,1	35,24	---	352,4
2001	40	8	0,86	4,5	---	---	---	0,05	27	0,00709	540
2003	31	12	0,86	4,5	---	---	---	0,07	27	0,00814	385,714286
2005		8,7	0,8793	5	Claro Brillante	157	9,1	0,14	14,84	0,286	106
2006	55 < 25 KV aceites usados	16,81 Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	0,8783 Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	5,5 Acep:< 3.5 Inac: > 3.5	Claro Brillante	149 Min: 140	9,09 Máx: 12	0,153 Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	21,2 Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	0,3898 Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.286 REGULAR	138,562092

Este transformador se encontraba hasta el año de 2002 funcionando en la S/E Oriente posteriormente se instala en la S/E PELILEO

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: PELILEO **FECHA:** 13/03/2005

MVA: 10/12.5 MVA **PRUEBA EJECUTADO POR:** Sr. Marcos López

GRUPO DE CONEXIÓN: DY1 **REVISADO POR:** Ing. S Ramos T

FABRICANTE: OSAKA **SERIE:** 5K0039004 **Z %:** 8.2/10.3

PRIMARIO: V nominal: 69000 **elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:**
SECUNDARIO: V sesundario: 13800 **conexión A.T:** delta
conexión B.T: estrella a tierra

BIL ALTA TENSION: 350 KV
BIL BAJA TENSION: 110 KV

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

EQUIPO UTILIZADO **MARCA:** AVO **TIPO:** : BM11D **SERIE:**

CONDICIONES AMBIENTALES: **TEMP ACEITE:** 24 °c **TEMP AMBIENTE:**

PRUEBA VOL. PRUEBA	1		3		4		OBSERVACIONES
	5000 V d.c		5000 V d.c		5000 V d.c		
CONEXIÓN	ALTA-TIERRA		ALTA-BAJA		BAJA-TIERRA		
TIEMPO MIN	LECTURA	A 20 °c	LECTURA	A 20 °c	LECTURA	A 20 °c	
0,5	0,9759	1,278	1,179	1,544	1,394	5,925	Ip= 10'1 Ia= 60"/30"
1	1,08	1,415	1,781	2,333	1,716	7,293	
2	1,179	1,544	2,502	3,278	1,874	7,965	
3	1,205	1,579	2,934	3,844	1,82	7,735	
4	1,231	1,613	3,275	4,290	1,794	7,625	
5	1,237	1,620	3,51	4,598	1,768	7,514	
6	1,275	1,670	3,694	4,839	1,755	7,459	
7	1,283	1,681	3,825	5,011	1,742	7,404	
8	1,303	1,707	3,956	5,182	1,729	7,348	
9	1,303	1,707	4,061	5,320	1,716	7,293	
10	1,323	1,733	4,165	5,456	1,716	7,293	
IND.ABSOR	1,11		1,51		1,23		
IND.POLA	1,23		2,34		1,00		

De acuerdo a los índices obtenidos el aislamiento se encuentra en una condición cuestionable puede deberse a que el aceite se encuentra contaminado y este esta contaminado a la celulosa se debería correlacionar con el resto de pruebas

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: PELILEO

FECHA: 13/03/2005

MVA: 10/12.5 MVA

PRUEBA EJECUTADO POR: Sr. Mraco López

GRUPO DE CONEXIÓN: DYN1

REVISADO POR: Ing. S Ramos T

FABRICANTE: OSAKA

SERIE: 5K0039004

Z %: 8.2/10.3

PRIMARIO: V nominal: 69000

SECUNDARIO: V secundario: 13800/7960

elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:

conexión A.T delta

conexión B.T y a tierra

BIL ALTA TENSION: 350 KV

BIL BAJA TENSION: 110 KV

RELACION DE TRANSFORMACION

EQUIPO UTILIZADO:

MARCA:

AVO

TIPO:

DTR MODELO 8500

SERIE:

TAP POSICION	RELACION OBTENIDA			RELACION TEORICA	ERROR %			OBSERVACIONES
	FASE A	FASE B	FASE C		FASE A	FASE B	FASE C	
1	9,11	9,21	9,15	9,09	0,18%	1,28%	0,62%	
2	8,9	8,9	8,9	8,88	0,26%	0,26%	0,26%	
3	8,71	8,68	8,68	8,66	0,58%	0,23%	0,23%	
4	8,52	8,49	8,49	8,44	0,90%	0,55%	0,55%	
5	8,27	8,26	8,27	8,23	0,52%	0,40%	0,52%	

CONMUTADOR:

MANUAL: si

RANGO:

0,005

EVALUACION:

{+/- 5% en pasos de 2.5 %
la relación obtenida esta dentro del rango +- 0.5%
de la relación de tensión calculada

CONCLUSIONES:

Posible mal contacto en la posición de tap 1 fase B y en l aposición de tap 4 fase A

SUBESTACIÓN PÍLLARO

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 098 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	7 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	17 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	S/E PILLARO	EQUIPO:	TRANSFORMADOR
POTENCIA:	5 / 6,25 MVA	FABICANTE:	PAUWELS
% CARGA:	24	AÑO DE FAB.:	1999
		N° SERIE:	9924082
		TENSION:	69 /13,8 KV
		VOL. ACEITE:	4,1 TON
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	35 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	36 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	2,3 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	1,53 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	4,25 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,06 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,94 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	2,44	<u>CH4 METANO</u> 0,02	<u>C2H6 ETANO</u> 0,94
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	267,54	H ₂ HIDROGENO	C2H2 ACETILENO
ETILENO	C ₂ H ₄	0,16	<u>C2H6 ETANO</u> 5,23	<u>C2H2 ACETILENO</u> 5,56
ETANO	C ₂ H ₆	0,24	CH4 METANO	CH4 METANO
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,2519	<u>C2H4 ETILENO</u> 0,68	
OXIGENO	O ₂	10644,22	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	27162,07	<u>C2H2 ACETILENO</u> 1,56	
METANO	CH ₄	0,05	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	18,45	<u>CO</u> 0,07	<u>O2</u> 0,39
			CO ₂	N2

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers:

Correlaciones de CEGB: **Corrientes de falla entre contactos del conmutador**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: **Corona** de la tabulación:

Método de la CSUS:

La generación de gases es normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una revisión interna de los devanados del transformador y un nuevo análisis de control en TRES MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS: 10-17-Marz-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
 EQUIPO: TRANSFORMADOR
 UBICACIÓN: S/E PILLARO
 SERIE: 992408
 MARCA: PAUWELS
 POTENCIA: 5/ 6.25 MVA
 TENSION: 69 / 13.8 KV
 % CARGA: 24 %
 AÑO: 1999

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	5.21
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8860
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	0.5
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	143
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.08
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.017
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	34.6
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.004 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	54
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	2035

OBSERVACIONES:

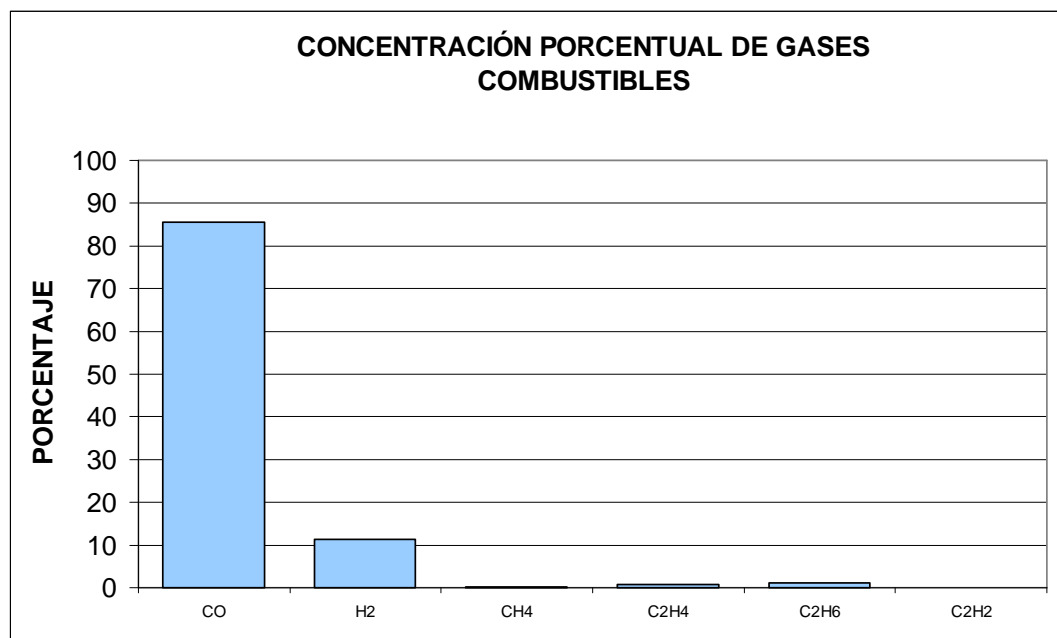
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Hacer el control anual del aceite.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E PILLARO TRANSFORMADOR PAUWELS 5/ 6,25 MVA SERIE: 9924082
FECHA RECEP. MUESTRA: 7 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 17 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	85,47	18,45
Hidrogeno	H2	11,31	2,44
Metano	CH4	0,21	0,05
Etileno	C2H4	0,75	0,16
Etano	C2H6	1,10	0,24
Acetileno	C2H2	0,00	0,25
Oxigeno	O2	27,96	10644,22
Nitrogeno	N2	71,34	27162,07
Dioxid.de Carb	CO2	0,70	267,54
Total G.C. :		0,06	21,59
Total G.N.C. :		99,94	38073,82

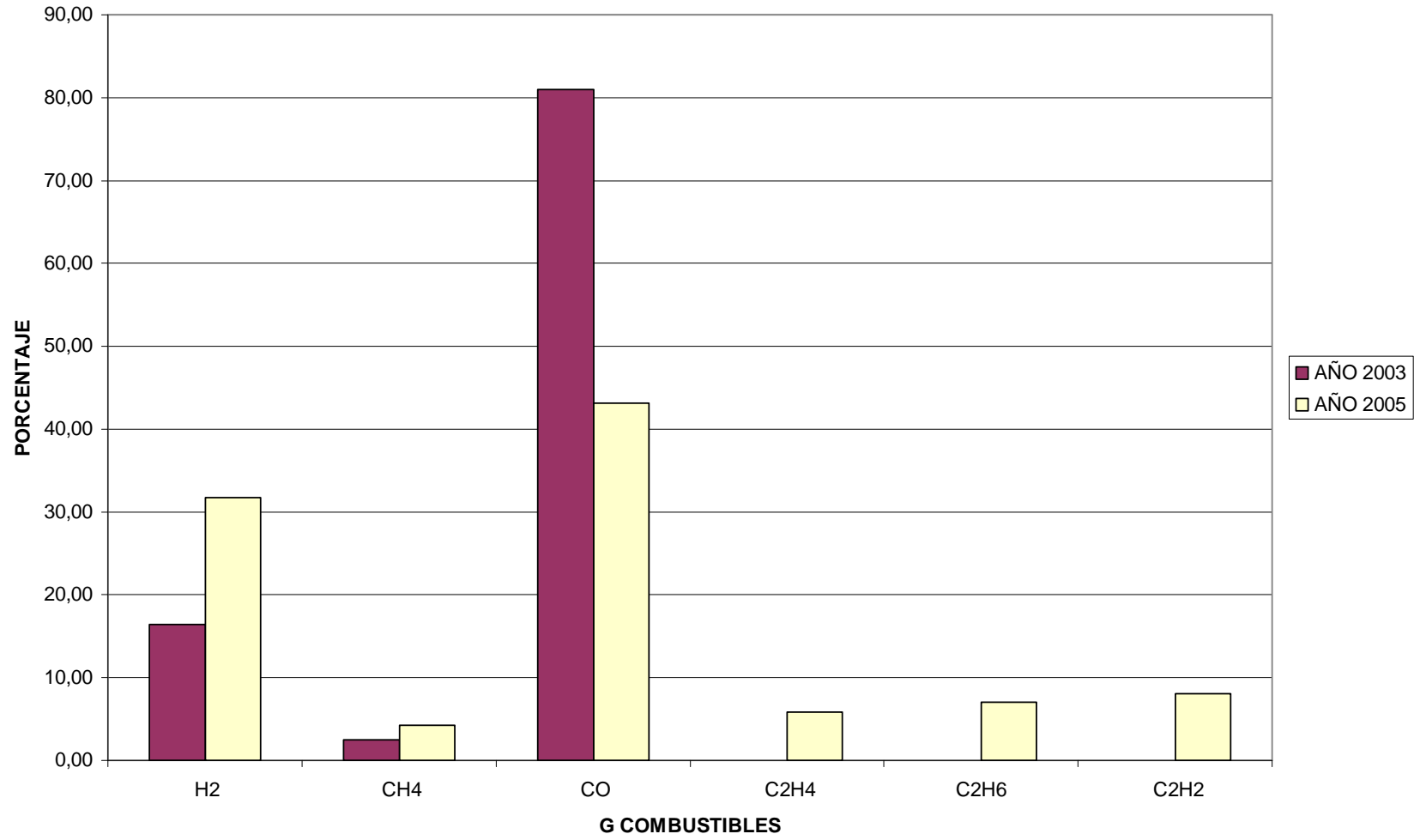


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico CO (monóxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en tres meses.

**% DE G COMBUSTIBLES
992408**



N°	SUBESTACION	KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO	
							FABRICACION	ORIGEN
14	PILLARO	69/13.8	5/6.25	PAUWELS	992408	4.1 TON	1999	BELGICA

SERIE: 992408

AÑO	RIGIDEZ	CONTENIDO	GRAVEDAD	EXAMEN VISUAL	PUNTO DE INFLAMACION	VISCOSIDAD SINEMATICA	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION INTERFACIAL	FACTOR DE POTENCIA	INDICE DE CALIDAD
	KV	DE AGUA	ESPECIFICA							
1994	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2001	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2003	41	5	0,88	0,5	---	---	0,01	40	0,00067	4000
2005		3,2	0,8893	0,5	Claro Brillante	146	8,96	0,014	37	0,014
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.014 BUENO

S/E PILLARO
FECHA: MARZO /2005

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

EQUIPO UTILIZADO

MARCA MEGGER

TIPO BMD11D

TEMP ACEITE: 20 °C

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO M

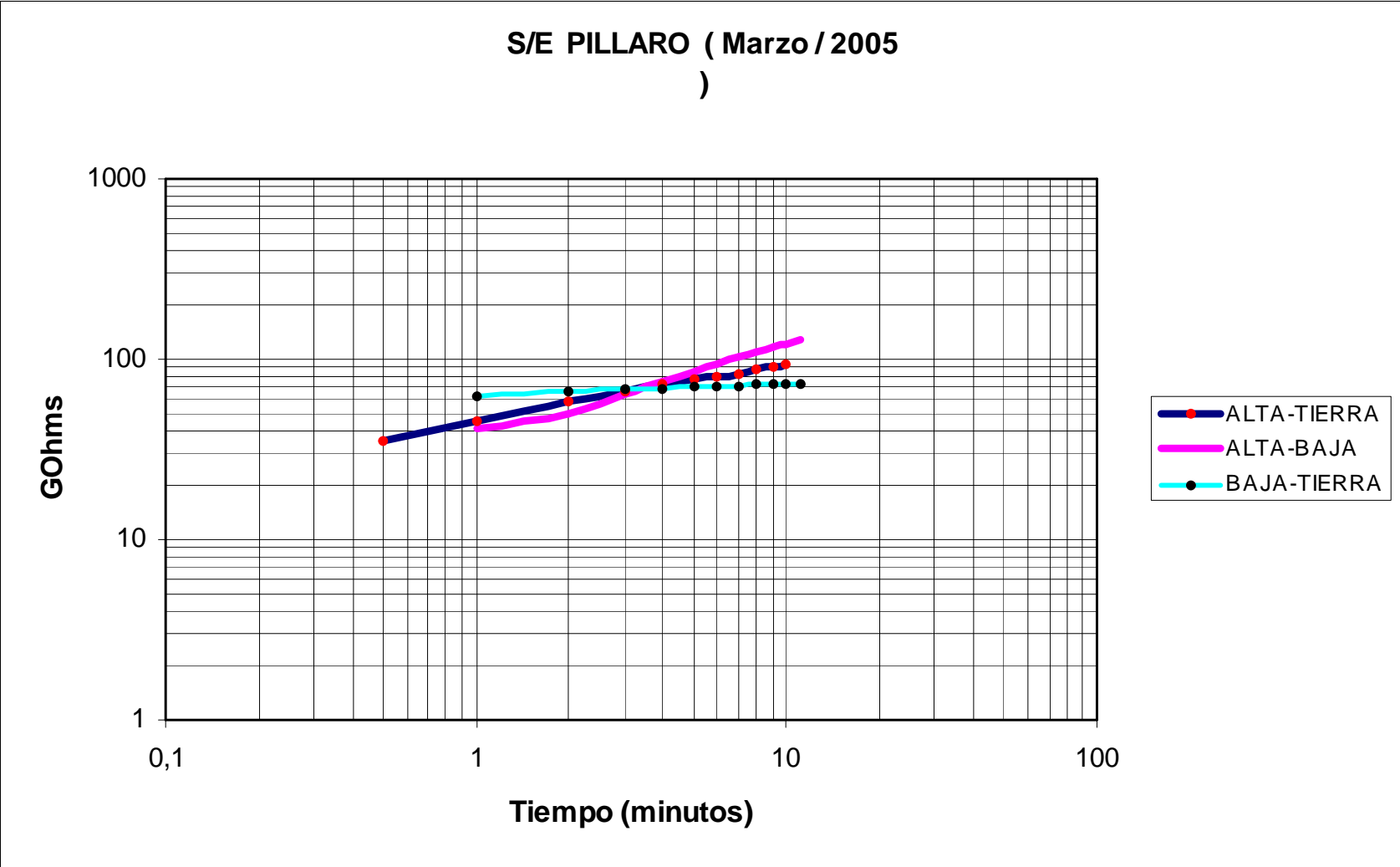
PRUEBA	1		3		4	
VOL. PRUEBA	5000 V d.c		5000 V d.c		5000 V d.c	
CONEXIÓN	ALTA-TERRA		ALTA-BAJA		BAJA-TERRA	
TIEMPO MIN	LECTURA gohm	A 20 °c	LECTURA gohm	A 20 °c	LECTURA gohm	A 20 °c
0,5	35,2	35,2	41,4	41	62,5	63
1	45,8	45,8	50	50	66,5	67
2	58,5	58,5	64	64	68	68
3	66	66	76	76	69,5	70
4	72	72	86,5	87	71,5	72
5	76,5	76,5	95	95	71,5	72
6	80,5	80,5	103	103	70,5	71
7	84	84	110	110	73	73
8	87,5	87,5	117	117	73	73
9	91	91	121	121	74	74
10	93,5	93,5	128	128	74	74
IND ABSOR	1,30		1,21		1,06	
IND POLA	2,04		2,56		1,11	

IND ABSOR	1'30"
IND POLA	10'1'

EVALUACION: IND POLARIZACION MAYOR A 2

IND ABSORCION MAYOR A 1.25

Se presenta valores por debajo de los índices registrados en la prueba
 devanado de baja tensión con tierra



**SUBESTACIÓN PUYO
TRANSFORMADOR DE 5 MVA 69/13,8kV MARCA OSAKA
SERIE 5K0040008**

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 097 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	7 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	17 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	S/E PUYO A	EQUIPO:	TRANSFORMADOR
POTENCIA:	5 MVA	FABICANTE:	OSAKA
% CARGA:	40	AÑO DE FAB.:	1982
		Nº SERIE:	5K0040008
		TENSION:	67 / 13,8 KV
		VOL. ACEITE:	4000 Lt.
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	45 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	36,4 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	1,99 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	1,99 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	1,14 %
GASES COMBUSTIBLES:	1,14 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	98,86 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	5,14	CH ₄ METANO	6,09
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	1436,04	H ₂ HIDROGENO	784,64
ETILENO	C ₂ H ₄	11,62	C ₂ H ₆ ETANO	0,38
ETANO	C ₂ H ₆	12,02	CH ₄ METANO	0,00
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0153	C ₂ H ₄ ETILENO	0,97
OXIGENO	O ₂	2449,27	C ₂ H ₆ ETANO	
NITROGENO	N ₂	50576,76	C ₂ H ₂ ACETILENO	0,00
METANO	CH ₄	31,27	C ₂ H ₄ ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	567,51	CO	0,40
			CO ₂	0,05
			O ₂	
			N ₂	

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Ligero sobrecalentamiento de 150 °C**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento bajo 150 °C**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: **Térmico** de la tabulación:

Método de la CSUS:

La generación de gases es normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS: 10 17-Marzo-06

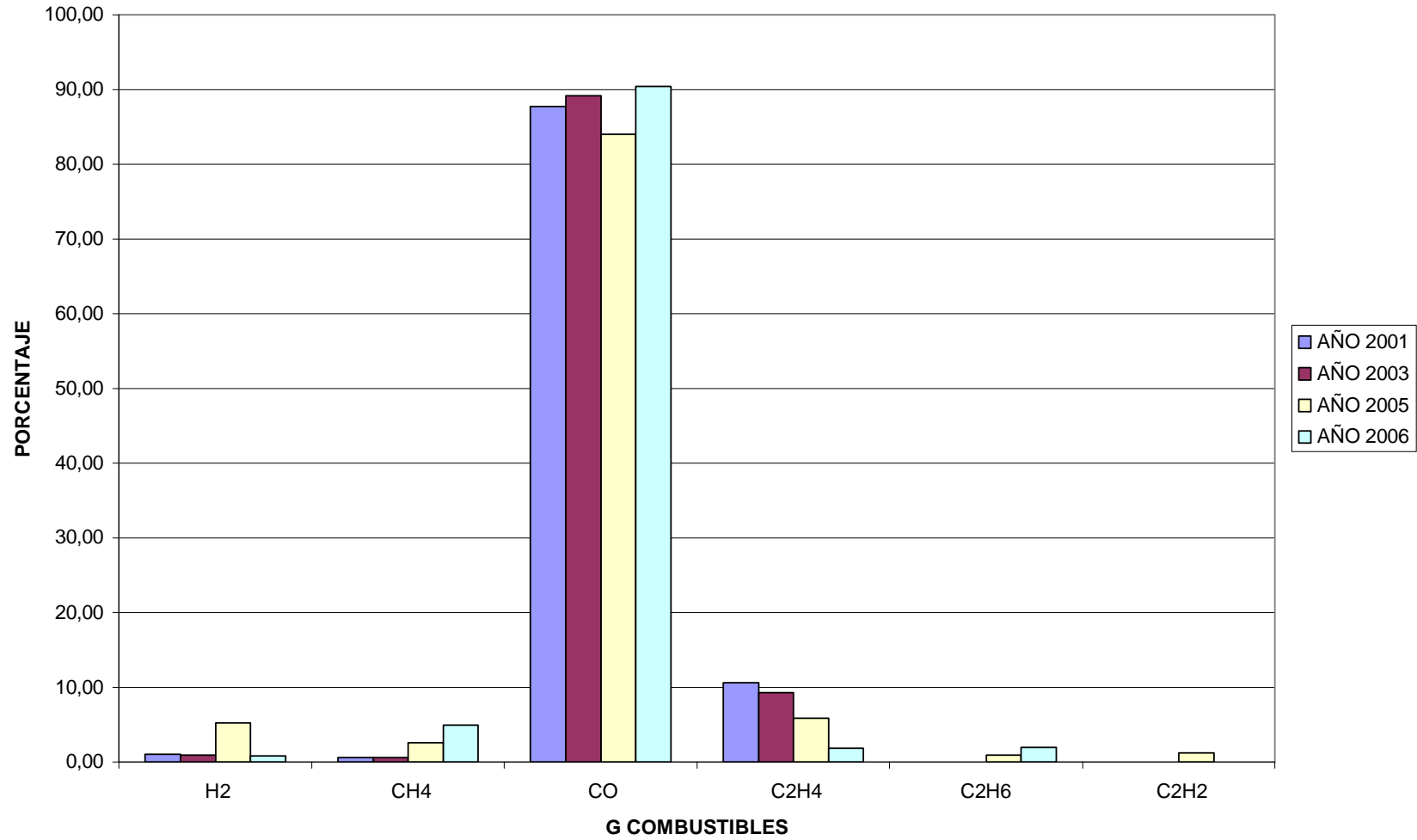
EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
EQUIPO: TRANSFORMADOR
UBICACIÓN: S/E PUYO A
SERIE: 5K 0040008
MARCA: OSAKA
POTENCIA: 5 MVA
TENSION: 69/13.8 KV
% CARGA: 40%
AÑO: 1982

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	12.25
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8733
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	3.5
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	149
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.63
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.056
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	26.0
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.256 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	56
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	464

OBSERVACIONES:

De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite a ser tenido en observación.** Se sugiere hacer termofiltrado al vacío para mejorar las condiciones del aceite ya que la tensión está baja el número de neutralización un poco alto lo que indica que hay oxidación en el aceite. Hacer el control semestral.

**% DE G COMBUSTIBLES
5K0040008**



Nº	SUBESTACIÓN	KV AT/BT	VA ONAN/ONA	MARCA	Nº SERIE	CANTIDAD ACEITE	AÑO	ORIGEN
1	PUYO	69/13.8	5	OSAKA	5K0040008	4000 LTS	1982	JAPON

SERIE: 5K0040008

	RIGIDEZ	CONTENIDO	GRAVEDAD		EXAMEN	PUNTO DE	VISCOSIDAD	NUMERO	TENSION	FACTOR DE	INDICE DE
	KV	DE AGUA	ESPECIFICA	COLOR	VISUAL	INFLAMACION	SINEMATICA	DE NEUTRALIZACION	INTERFACIAL	POTENCIA	CALIDAD
1994	26,9	---	0,87	1	---	---	10,24	0,1	34,58	---	345,8
2001	47	3	0,87	1,5	---	---	---	0,01	41	0,00149	4100
2003	43	8	0,87	1,5	---	---	---	0,01	38	0,00302	3800
2005	---	11	0,8743	4	Claro Brillante	161	9,67	0,027	28,1	0,09	1041
2006	56	12,25	0,8733	3,5	Claro Brillante	149	9,63	0,056	26	0,26	464,285714
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.09 BUENO	

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: PUYO **FECHA:** 28,00 7,00 2005

MVA: 5 **PRUEBA EJECUTADO POR:** HIDROAGOYAN S.A

GRUPO DE CONEXIÓN: Dyn1 **REVISADO POR:** Ing. S Ramos

FABRICANTE: OSAKA **SERIE:** 5K0040008 **Z %:** 7,2

PRIMARIO: V nominal: 69000 **elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:** 55/55 °C
SECUNDARIO: V sesundario: 13800 **conexión A.T:** DELTA
conexión B.T: ESTRELLA

BIL ALTA TENSION: 350 kv **CONDICIONES CLIMATICAS**
BIL BAJA TENSION: 110 kv **TIPO DE CLIMA:** SOLEADO **TEMP. AMBIENTE:**29.1°C **TEMP BOBINADO:** NO DISPONIBLE
TIPO: **HUMEDAD RELATIVA:** 47.2% **TEMP. ACEITE:**49°C

EQUIPO UTILIZADO: M2H-D INST **MARCA:** DOBLE **TIPO:** **SERIE:** 1509

PRUEBA	CONEXIONES DE PRUEBA				MODO	CONEXIÓN	KV PRUEBA	I mA	P WATTS	FACTOR DE POTENCIA %		AISLAMIENTO	
	B ENER	B TIERRA	B GUARDA	B UST						FACTOR K	3,413	MEDIDO	CAPAC (uF)
	MEDIDO A 49°C		REFERIDO A 20 ° C										
1	AT	BT				10	23,100	2,28	0,99	0,2901	CH+CHL	6340,00	
2	AT		BT			10	7,500	0,63	0,84	0,2461	CH	2040,00	
3	BT	AT				10	32,800	3,436	1,05	0,3076	CL+CHL	8830,00	
4	BT		AT			10	16,700	1,91	1,14	0,3340	CL	4530,00	
5	AT			BT		10	15,8	1,61	1,02	0,2989	CHL	4300,00	
6	BT			AT		10	15,95	1,57	0,98	0,2871	CLH	4300,00	
VERIFICACION DE LOS VALORES MEDIDOS						1-2	15,600	1,65	1,06	0,3106	CHL	4300,00	
						3-4	16,100	1,526	0,95	0,2783	CLH	4300,00	

OBSERVACIONES

CH: Aislamiento existente entre los terminales de mayor voltaje a tierra, tanque, núcleo, etc (bujes, tubos de papel, separadores, etc)
CL: Aislamiento existente entre los terminales de menor voltaje a tierra, tanque, núcleo, etc (bujes, tubos de papel, separadores, etc)
CHL: Aislamiento existente entre los bobinados de mayor voltaje con respecto a los bobinados de menor voltaje
Los resultados de las pruebas son evaluados bajo la norma IEEE Std 62-1995

Los valores de factor de potencia estan inferiores a 0.5% aceptables para transformadores en aceite con tanque de expansion y en uso

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: PUYO **FECHA:** dd/mm/aa
05/04/2005

MVA: 5 **PRUEBA EJECUTADO POR:** Ing. S Ramos

GRUPO DE CONEXIÓN: DYn1 **REVISADO POR:**

FABRICANTE: OSAKA **SERIE:** 5K0040008 **Z %:** 7,3

PRIMARIO: V nominal: 69000 **elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:** 55/55 °C
SECUNDARIO: V sesundario: 13800 **conexión A.T:** DELTA
conexión B.T: ESTRELLA CON NEUTRO ACCESIBLE

BIL ALTA TENSION: 350 KV
BIL BAJA TENSION: 110 KV

TEMP AMBIENTE: **TEMP ACEITE: 38 °C** **TEMP BOBINADO:** no dispone **HUMEDAD RELATIVA:** 75%

RESISTENCIA DE DEVANDOS

EQUIPO UTILIZADO: **MARCA:** TINSLEY **TIPO:** MICHROHMETER **SERIE:**

A.T OHM		REFERIDAS A 75 ° C				
POSICION DE TAP	H1-H2	H2-H3	H3-H1	H1-H2	H2-H3	H3-H1
1	3,769	3,769	3,774	4,345	4,345	4,350
2	3,68	3,679	3,684	4,242	4,241	4,247
3	3,593	3,59	3,596	4,142	4,138	4,145
4	3,507	3,5	3,505	4,043	4,034	4,040
5	3,415	3,412	3,416	3,936	3,933	3,938
M.T mOHM	X0-X1	X0-X2	X0-X3	X0-X1	X0-X2	X0-X3
	42,01	32,22	45,18	48,425	37,140	52,079
COMPROBACION	X1-X3	89,16				

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: PUYO

FECHA: 05/04/2005

MVA: 5

PRUEBA EJECUTADO POR: Ing. S Ramos T

GRUPO DE CONEXIÓN: DY1 ONAN/ONAF

REVISADO POR: Ing. I Naranjo

FABRICANTE: OSAKA SERIE: 5k0040008

Z %: 7,3

PRIMARIO: V nominal: 69000
SECUNDARIO: V sesundario: 13800elev. Tempe ACEITE/BOBINADO: 55/55 °C
conexión A.T: delta
conexión B.T: estrella con neutro a tierraBIL ALTA TENSION: 350 KV
BIL BAJA TENSION: 110-95 KV

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

EQUIPO UTILIZADO

MARCA: AVO

TIPO: MEGGER BMMD

SERIE:

CONDICIONES AMBIENTALES:

TEMP ACEITE: 37 ° C

TEMP AMBIENTE: 25 ° C

PRUEBA	1		2		3		OBSERVACIONES
VOL PRUEBA	5000 VDC		5000 VDC		5000 VDC		
CONEXIÓN	ALTA-BAJA GOHM		BAJA-TIERRA GOHM		ALTA-TIERRA GOHM		
TIEMPO	LECTURA	CORREGIDO A 20 °C	LECTURA	CORREGIDO A 20 °C	LECTURA	CORREGIDO A 20 °C	
30"	2,98	9,60	1,67	5,38	1,27	4,09	Ip= 10/1 Ia= 60"/30" Ip peligroso 1 discutible hasta 2 bueno 2 a 4 excelente mayor a 4 Ia: Peligroso 1 discutible hasta 1.2 bueno 1.20 a 1.60 excelente mayor a1.6
1	4,64	14,94	2,32	7,47	1,24	3,99	
2	7,05	22,70	2,84	9,14	2,24	7,21	
3	8,85	28,50	3,1	9,98	2,52	8,11	
4	10,3	33,17	3,24	10,43	2,68	8,63	
5	11,5	37,03	3,32	10,69	2,8	9,02	
6	12,6	40,57	3,4	10,95	2,88	9,27	
7	13,6	43,79	3,44	11,08	2,94	9,47	
8	14,4	46,37	3,5	11,27	2,98	9,60	
9	15,2	48,94	3,54	11,40	3,04	9,79	
10	15,9	51,20	3,56	11,46	3,06	9,85	
INDICE DE ABSORCION	1,56		1,39		0,98		
INDICE DE POLARIZACION	3,43		1,53		2,47		

De acuerdo a los índices obtenidos el aislamiento se encuentra en condiciones aceptables
 Todos los valor estan en GigaOhmios

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: PUYO

FECHA: 19/03/2003

MVA: 5

PRUEBA EJECUTADO POR Ing. S Ramos T

GRUPO DE CONEXIÓN: DY1 ONAN/ONAF

REVISADO POR: Ing. I Naranjo

FABRICANTE: OSAKA SERIE: 5K0040008

Z %: 7,3

PRIMARIO: V nominal: 69000
SECUNDARIO: V secundario: 13800elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:
conexión A.T: estrella a tierra
conexión B.T: deltaBIL ALTA TENSION: 350 KV
BIL BAJA TENSION: 110-95 KV

RIGIDEZ DIELECTERICA

EQUIPO UTILIZADO: AVO

MARCA:

TIPO:

SERIE:

TEMPERATURA DEL ACEITE: 47 °c

MUESTRA	NORMA: ASTM D 1816		OBSERVACIONES
	KV	COLOR VISUAL	
1	8	OSCURO	
2	9		
3	23		
4	49		
5	27		
PROMEDIO	23,2		
DESVIACION ESTANDAR	16,68		

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: PUYO **FECHA:** 05/04/2005

MVA: 5 **PRUEBA EJECUTADO POR:** Ing. S Ramos T

GRUPO DE CONEXIÓN: DY1 ONAN/ONAF **REVISADO POR:** Ing. S Ramos T

FABRICANTE: OSAKA **SERIE:** 5K0040008 **Z %:** 7,3

PRIMARIO: V nominal: 69000 **elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:**

SECUNDARIO: V secundario: 13800 **conexión A.T:** delta

BIL ALTA TENSION: 350 KV **conexión B.T:** estrella a tierra

BIL BAJA TENSION: 110-95 KV

RELACION DE TRANSFORMACION

EQUIPO UTILIZADO: AVO **MARCA:** **TIPO:** **SERIE:**

TAP POSICION	RELACION OBTENIDA			RELACION TEORICA	ERROR %			OBSERVACIONES
	H3H1/X0X1 (fase A)	H1H2/X0X2 (fase B)	H3H2/X0X3 (fase C)		FASE A	FASE B	FASE C	
1	9,1149	9,1148	9,1127	9,0933	0,238%	0,237%	0,214%	
2	8,897	8,8979	8,8956	8,8768	0,228%	0,238%	0,212%	
3	8,6809	8,681	8,6791	8,6603	0,238%	0,240%	0,218%	
4	8,464	8,4643	8,4625	8,4437	0,240%	0,243%	0,222%	
5	8,2472	8,2478	8,2456	8,2272	0,243%	0,250%	0,223%	

CONMUTADOR: sin carga y sin tension **MANUAL:** si **RANGO:** +-5% en pasos de 2.5%

CONCLUSIONES: Los valores de error se encuentran dentro del rango +- 0.5%

**SUBESTACIÓN PUYO
TRANSFORMADOR DE 5 MVA 69/13,8kV MARCA OSAKA
SERIE 5K0040011**

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 102 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.	
FECHA DE MUESTREO: 4 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS: 17 de Marzo de 2006
EQUIPO: TRANSFORMADOR	
UBICACIÓN: S/E PUYO B	FABICANTE: OSAKA
	AÑO DE FAB.: 1982
	N° SERIE: 5K0040011
POTENCIA: 5 MVA	TENSION: 69 / 13,8 KV
% CARGA:	VOL. ACEITE: 4000 lt. OBSVR:

SIST. PRESERVACION:	TEMP ACEITE AL MUESTREAR: 45 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO: 30,8 cm ³	VOL. GAS COLECTADO: 3,2 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS: 2,13 cm ³	GASES EN EL ACEITE: 6,90 %
GASES COMBUSTIBLES: 1,20 %	GASES NO COMBUSTIBLES: 98,80 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	4,38	<u>CH4 METANO</u> 12,85	<u>C2H6 ETANO</u> 10526,89
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	2251,80	H ₂ HIDROGENO	C2H2 ACETILENO
ETILENO	C ₂ H ₄	7,52	<u>C2H6 ETANO</u> 0,19	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00
ETANO	C ₂ H ₆	10,83	CH4 METANO	CH4 METANO
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0010	<u>C2H4 ETILENO</u> 0,69	
OXIGENO	O ₂	2610,24	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	63639,79	<u>C2H2 ACETILENO</u> 0,00	
METANO	CH ₄	56,26	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	755,12	<u>CO</u> 0,34	<u>O2</u> 0,04
			CO ₂	N2

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Ligero sobrecalentamiento a 150 °C.**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento bajo 150 °C**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: **Térmico** de la tabulación:

Método de la CSUS:

La generación de gases es normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS: 10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
EQUIPO: TRANSFORMADOR
UBICACIÓN: S/E PUYO B
SERIE: 5K 0040011
MARCA: OSAKA
POTENCIA: 5 MVA
TENSION: 69/13.8 KV
% CARGA: 40%
AÑO: 1982

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	18.08
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8769
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	4.5
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	146
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	10.43
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.055
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	22.5
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.432 ACCEPTABLE
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	57
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	409

OBSERVACIONES:

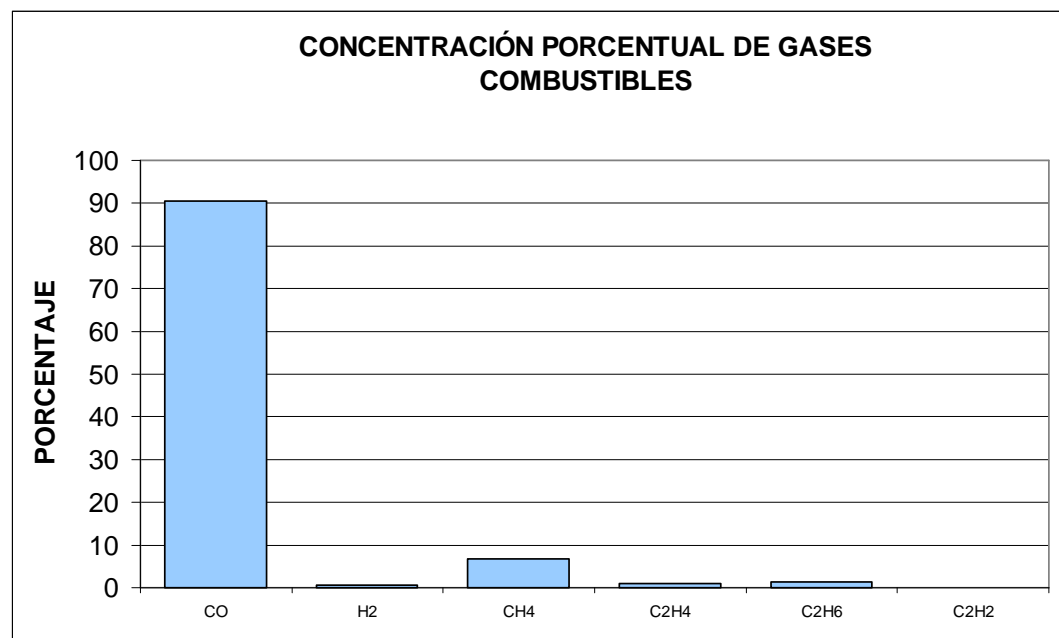
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite en observación**. Se sugiere hacer termofiltrado al vacío para mejorar las condiciones del aceite ya que la tensión está muy baja el número de neutralización un alto lo que indica que hay oxidación en el aceite. Hacer el control semestral.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E PUYO B TRANSFORMADOR OSAKA 5 MVA SERIE: 5K0040011
FECHA RECEP. MUESTRA: 7 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 17 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

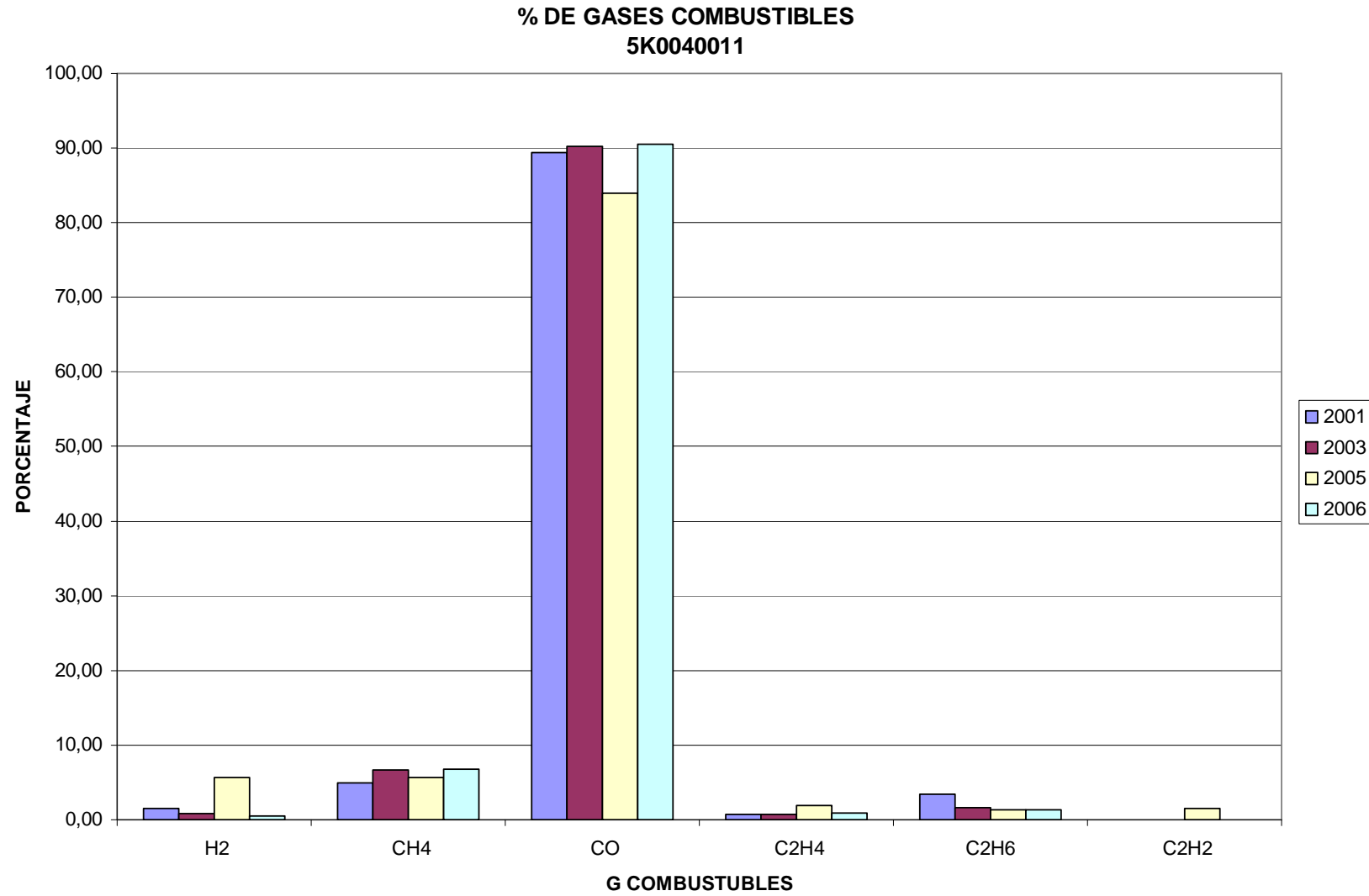
<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	90,53	755,12
Hidrogeno	H2	0,53	4,38
Metano	CH4	6,75	56,26
Etileno	C2H4	0,90	7,52
Etano	C2H6	1,30	10,83
Acetileno	C2H2	0,00	0,001
Oxigeno	O2	3,81	2610,24
Nitrogeno	N2	92,90	63639,79
Dioxid.de Carb	CO2	3,29	2251,80
Total G.C. :		1,20	834,11
Total G.N.C. :		98,80	68501,83



OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico CO (monóxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.



N °	SUBESTACION		KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO	
								FABRICACION	ORIGEN
2	PUYO	B	69/13.8	5	OSAKA	5K0040011	4000 LTS	1982	JAPON

SERIE: 5K0040011

AÑO	RIGIDEZ	CONTENIDO	GRAVEDAD		EXAMEN	PUNTO DE	VISCOSIDAD	NUMERO	TENSION	FACTOR DE	INDICE DE
	KV	DE AGUA	ESPECIFICA	COLOR	VISUAL	INFLAMACION	SINEMATICA	DE NEUTRALIZACION	INTERFACIAL	POTENCIA	CALIDAD
1994	22	---	0,872	3	---	---	11,4	0,09	29,26	---	325
2001	43	5	0,87	4	---	---	---	0,05	32	0,00424	640
2003	31	8	0,87	4	---	---	---	0,05	31	0,00498	620
2005	---	9,2	0,8743	4,5	Claro Brillante	157	9,36	0,097	22	0,243	227
2006	57	18,08	0,8769	4,5	Claro Brillante	146	10,43	0,055	22,5	0,432	409
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.243 REGUALR	

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: PUY0 **FECHA:** dd/mm/aa
14/04/2005

MVA: 5 **PRUEBA EJECUTADO POR:** Ing. R Parra

GRUPO DE CONEXIÓN: DYn1 **REVISADO POR:** Ing. S Ramos

FABRICANTE: OSAKA **SERIE:** 5K0040011 **Z %:** 7,3

PRIMARIO: V nominal: 69000 **elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:** 55/55 °C
SECUNDARIO: V secundario: 13800 **conexión A.T:** DELTA
conexión B.T: ESTRELLA CON NEUTRO ACCESIBLE

BIL ALTA TENSION: 350 KV
BIL BAJA TENSION: 110 KV

TEMP AMBIENTE: 30.2 °C **TEMP ACEITE:** 40 °C **TEMP BOBINADO:** no dispone **HUMEDAD RELATIVA:** 57%

RESISTENCIA DE DEVANDOS

EQUIPO UTILIZADO: **MARCA:** TINSLEY **TIPO:** MICHRMETER **SERIE:**

A.T OHM	REFERIDAS A 75 ° C					
POSICION DE TAP	H1-H2	H2-H3	H3-H1	H1-H2	H2-H3	H3-H1
1	3,785	3,787	3,775	4,363	4,365	4,351
2	3,694	3,698	3,687	4,258	4,263	4,250
3	3,605	3,609	3,596	4,155	4,160	4,145
4	3,513	3,519	3,508	4,049	4,056	4,044
5	3,424	3,429	3,418	3,947	3,953	3,940
M.T mOHM	X0-X1	X0-X2	X0-X3	X0-X1	X0-X2	X0-X3
	45,2	45,3	45,47	52,102	52,217	52,413
COMPROBACION	X1-X3	89,29				

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: PUYO dd/mm/aa **FECHA:** 15/05/2005

MVA: 5 **PRUEBA EJECUTADO POR:** Ing. R Parra

GRUPO DE CONEXIÓN: DY1 ONAN/ONAF **REVISADO POR:** Ing. S Ramos

FABRICANTE: OSAKA **SERIE:** 5k0040011 **Z %:** 7,3

PRIMARIO: V nominal: 69000 **elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:** 55/55 °C
SECUNDARIO: V secundario: 13800 **conexión A.T:** delta
conexión B.T: estrella con neutro a tierra

BIL ALTA TENSION: 350 KV
BIL BAJA TENSION: 110-95 KV

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

EQUIPO UTILIZADO **MARCA:** AVO **TIPO:** MEGGER BMMD **SERIE:**

CONDICIONES AMBIENTALES: **TEMP ACEITE:** 39 °C **TEMP AMBIENTE:** 31.9 °C

PRUEBA	1		2		3		OBSERVACIONES
VOL PRUEBA	5000 VDC		5000 VDC		5000 VDC		
CONEXIÓN	ALTA-BAJA GOHM		BAJA-TIERRA GOHM		ALTA-TIERRA GOHM		
TIEMPO	LECTURA	CORREGIDO A 20 °C	LECTURA	CORREGIDO A 20 °C	LECTURA	CORREGIDO A 20 °C	
30"	1,49	5,51	1,08	4,00	0,7	2,59	Ip= 10'1 Ia= 60"/30" Ip peligroso 1 discutible hasta 2 bueno 2 a 4 excelente mayor a 4 Ia: Peligroso 1 discutible hasta 1.2 bueno 1.20 a 1.60 excelente mayor a1.6
1	2,24	8,29	1,39	5,14	0,88	3,26	
2	3,08	11,40	1,59	5,88	1,03	3,81	
3	3,7	13,69	1,64	6,07	1,09	4,03	
4	4,14	15,32	1,65	6,11	1,13	4,18	
5	4,5	16,65	1,64	6,07	1,15	4,26	
6	4,8	17,76	1,63	6,03	EL EQUIPO DE PRUEBAS SE APAGA		
7	5	18,50	1,63	6,03			
8	5,2	19,24	1,61	5,96			
9	5,4	19,98	1,61	5,96			
10	5,55	20,54	1,61	5,96			
INDICE DE ABSORCION	1,50		1,29		1,26		
INDICE DE POLARIZACION	2,48		1,16		0,00		

De acuerdo a los índices obtenidos el aislamiento se encuentra en condiciones aceptables
 Todos los valor estan en GigaOhmios

Nota: se realiza la prueba por cinco veces en ALTA-Tierra y el equipo se apaga a los cinco minutos por lo que no se puede tomar datos

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: PUYO

dd/mm/aa
 FECHA: 06/04/2005

MVA: 5

PRUEBA EJECUTADO POR Ing. S Ramos T

GRUPO DE CONEXIÓN: DY1 ONAN/ONAF

REVISADO POR: DOM

FABRICANTE: OSAKA SERIE: 5K0040011

Z %: 7,3

PRIMARIO: V nominal: 69000

elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:

SECUNDARIO: V secundario: 13800

conexión A.T: estrella a tierra

conexión B.T: delta

BIL ALTA TENSION: 350 KV

BIL BAJA TENSION: 110-95 KV

RIGIDEZ DIELECTERICA

EQUIPO UTILIZADO: AVO

MARCA:

TIPO:

SERIE:

TEMPERATURA DEL ACEITE: 26.5°C

MUESTRA	NORMA: ASTM D 1816		OBSERVACIONES
	KV	COLOR VISUAL	
1	41	CLARO	
2	43		
3	60		
4	60		
5	56		
PROMEDIO	52		
DESVIACION ESTANDAR			

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: PUYO **FECHA:** 14/04/2005

MVA: 5 **PRUEBA EJECUTADO POR:** Ing. R Parra

GRUPO DE CONEXIÓN: DY1 ONAN/ONAF **REVISADO POR:** Ing. S Ramos T

FABRICANTE: OSAKA **SERIE:** 5K0040011 **Z %:** 7,3

PRIMARIO: V nominal: 69000 **elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:**

SECUNDARIO: V secundario: 13800 **conexión A.T:** delta

BIL ALTA TENSION: 350 KV **conexión B.T:** estrella a tierra

BIL BAJA TENSION: 110-95 KV

RELACION DE TRANSFORMACION

EQUIPO UTILIZADO: DTR MODEL 8500 **MARCA:** AEMC **TIPO:** **SERIE:**

TAP POSICION	RELACION OBTENIDA			RELACION TEORICA	ERROR %			OBSERVACIONES
	H3H1/X0X1 (fase A)	H1H2/X0X2 (fase B)	H3H2/X0X3 (fase C)		FASE A	FASE B	FASE C	
1	9,116	9,111	9,114	9,0933	0,250%	0,196%	0,199%	
2	8,8985	8,8945	8,8942	8,8768	0,245%	0,200%	0,196%	
3	8,6812	8,6778	8,6773	8,6603	0,242%	0,203%	0,197%	
4	8,4638	8,4619	8,4605	8,4437	0,237%	0,215%	0,198%	
5	8,247	8,2457	8,244	8,2272	0,240%	0,224%	0,204%	

CONMUTADOR: sin carga y sin tension **MANUAL:** si **RANGO:** +-5% en pasos de 2.5%

CONCLUSIONES: Los valores de error se encuentran dentro del rango +- 0.5%

SUBESTACIÓN SAMANGA

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 096 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	7 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	17 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	S/E SAMAGA	EQUIPO:	TRANSFORMADOR
		FABICANTE:	ABB
		AÑO DE FAB.:	2002
		N° SERIE:	200328
POTENCIA:	12 / 16,5 MVA	TENSION:	69 / 13,8 KV
% CARGA:	17	VOL. ACEITE:	5460 Lt.
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	40 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	40,6 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	3,8 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	2,53 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	6,22 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,15 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,85 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	3,33	CH4 METANO	0,56
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	650,92	H ₂ HIDROGENO	0,56
ETILENO	C ₂ H ₄	5,94	C2H6 ETANO	0,00
ETANO	C ₂ H ₆	0,004	CH4 METANO	0,00
ACETILENO	C ₂ H ₂	0,0074	C2H4 ETILENO	1422,35
OXIGENO	O ₂	18854,59	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	43603,82	C2H2 ACETILENO	0,00
METANO	CH ₄	1,87	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	83,62	CO	0,13
			CO ₂	
			O ₂	0,43
			N ₂	

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento general en conductores**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento del conductor**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: de la tabulación: **Falla térmica**

Método de la CSUS:

La generación de gases es normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS: 10-17-Marz-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
 EQUIPO: TRANSFORMADOR
 UBICACIÓN: S/E SAMANGA
 SERIE: 200328
 MARCA: ABB
 POTENCIA: 12/ 16.5 MVA
 TENSION: 69/ 13.8 KV
 % CARGA: 17 %
 AÑO: 2002

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	7.43
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8928
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	< 1.0
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	141
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	9.405
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.017
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	34.0
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.406 ACEPTABLE
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	42
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	2000

OBSERVACIONES:

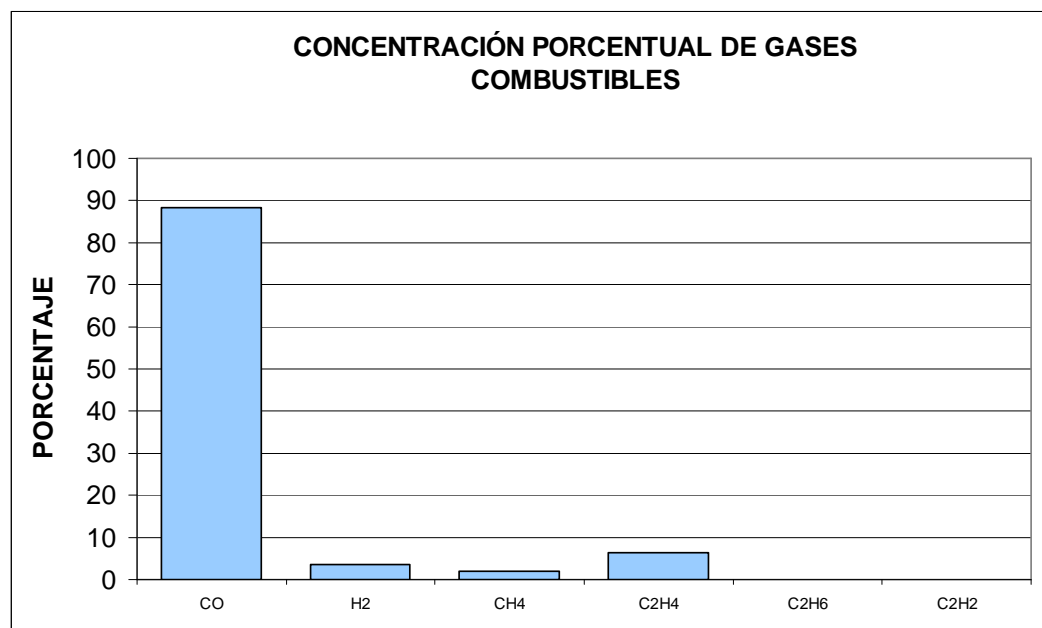
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Hacer el control anual del aceite.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E SAMAGA TRANSFORMADOR ABB 12 / 16,5 MVA SERIE: 200328
FECHA RECEP. MUESTRA: 7 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 17 de Marzo de 2006

DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRÁFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	88,23	83,62
Hidrogeno	H2	3,51	3,33
Metano	CH4	1,98	1,87
Etileno	C2H4	6,26	5,94
Etano	C2H6	0,00	0,004
Acetileno	C2H2	0,00	0,01
Oxigeno	O2	29,88	18854,59
Nitrogeno	N2	69,09	43603,82
Dioxid.de Carb	CO2	1,03	650,92
Total G.C. :		0,15	94,77
Total G.N.C. :		99,85	63109,33

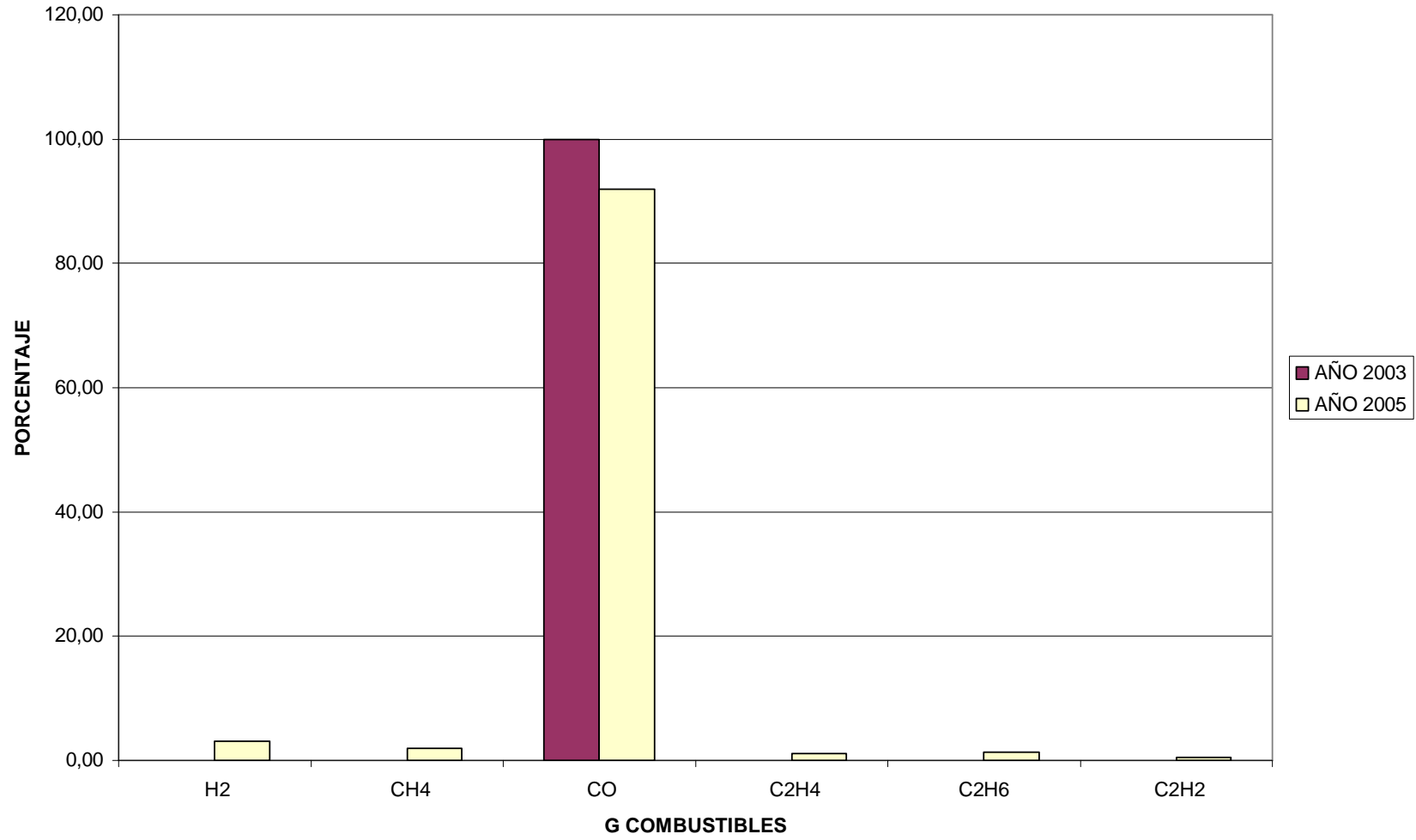


OBSERVACIONES: N D = No detectado

Gas característico CO (monóxido de carbono), lo que indica que hay sobrecalentamiento y puede estar involucrado el papel.

Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% DE G COMBUSTIBLES
200328**



N °	SUBESTACION	KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO	
							FABRICACION	ORIGEN
7	SAMANGA	69/13.8	12/16.5	A.B.B.	200328	5460 LTS	2002	COLOMBIA

SERIE: 200328

AÑO	RIGIDEZ KV	CONTENIDO DE AGUA	GRAVEDAD ESPECIFICA	COLOR	EXAMEN VISUAL	PUNTO DE INFLAMACION	VISCOSIDAD SINEMATICA	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION INTERFACIAL	FACTOR DE POTENCIA	INDICE DE CALIDAD
1994	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2001	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2003	38	34	0,87	0,5	---	---	---	0,01	40	0,01191	4000
2005		3,26	0,8923	1	Claro Brillante	147	9,06	0,014	35	0,085	2500
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.085 BUENO	

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION:	fabrica	FECHA:	dd/mm/aa 27/12/2002
MVA:	12/16.5	PRUEBA EJECUTADO POR:	Fabrica
GRUPO DE CONEXIÓN:	DYn1	REVISADO POR:	Ing. S Ramos
FABRICANTE:	ABB	SERIE:	200328
PRIMARIO: V nominal:	69000	Z %:	9,36
SECUNDARIO: V secundario:	13800	elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:	
BIL ALTA TENSION:	350	conexión A.T:	DELTA
BIL BAJA TENSION:	110-95	conexión B.T:	ESTRELLA CON NEUTRO ACCESIBLE
TEMP AMBIENTE:		TEMP ACEITE:	
		TEMP BOBINADO:	
		RELACION DE TRANSFORMACION	
EQUIPO UTILIZADO:		MARCA:	
		TIPO:	
		SERIE:	

TAP POSICION	RELACION OBTENIDA			RELACION TEORICA	ERROR %			OBSERVACIONES
	FASE A (H1-H3/X1-X0)	FASE B (H2-H1/X2-X0)	FASE C (H3-H2/X3-X0)		H1H3/X1X0	H2H1/X2X0	H3H2/X3X0	
1	9,102	9,102	9,102	9,0933	0,10%	0,10%	0,10%	
2	8,887	8,888	8,887	8,8768	0,12%	0,13%	0,12%	
3	8,673	8,673	8,673	8,6603	0,15%	0,15%	0,15%	
4	8,458	8,458	8,458	8,4437	0,17%	0,17%	0,17%	
5	8,244	8,244	8,244	8,2272	0,20%	0,20%	0,20%	

CONMUTADOR: sin carga y sin tensión

MANUAL: si

RANGO: +- 5% en pasos de 2.5%

CONCLUSIONES: Los valores encontrados estan dentro del +-0.5%

El porcentaje de error en relación de transformación se encuentra dentro del rango +-0.5%

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: SAMANGA **FECHA:** dd/mm/aa
28/12/2002

MVA: 12/16.5 **PRUEBA EJECUTADO POR:** Ing. Alvaro Rojas Fabric ABB

GRUPO DE CONEXIÓN: DYn1 **REVISADO POR:** Ing. S Ramos

FABRICANTE: A.B.B **SERIE:** 200328 **Z %:** 9,36

PRIMARIO: V nominal: 69000 **elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:**
SECUNDARIO: V secundario: 13800 **conexión A.T:** DELTA
conexión B.T: ESTRELLA CON NEUTRO ACCESIBLE

BIL ALTA TENSION: 350 KV
BIL BAJA TENSION: 110-95 KV

TEMP AMBIENTE: 22 °C **TEMP ACEITE: 23 °C** **TEMP REFERENCIA:** 85 °c **HUMEDAD RELATIVA:**

RESISTENCIA DE DEVANDOS

EQUIPO UTILIZADO:

MARCA:

TIPO:

SERIE:

A.T OHM			REFERIDAS A 75 ° C			
POSICION DE TAP	H1-H2	H2-H3	H3-H1	H1-H2	H2-H3	H3-H1
1	1,3958	1,3967	1,3968	1,678	1,679	1,679
2	1,3659	1,3643	1,3634	1,642	1,640	1,639
3	1,3323	1,333	1,3309	1,601	1,602	1,600
4	1,3022	1,2996	1,298	1,565	1,562	1,560
5	1,2665	1,2688	1,2663	1,522	1,525	1,522
M.T MOHM	X0-X1	X0-X2	X0-X3	X0-X1	X0-X2	X0-X3
	24,04	23,98	24,1	28,895	28,823	28,967
COMPROBACION	X1-X3					

EMPRESA ELECTRICA REGIONAL CENTRO NORTE AMBATO S.A
DEPARTAMENTO DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO
SECCION SUBESTACIONES Y SUBTRANSMISION

SUBESTACION: SAMANGA **FECHA:** dd/mm/aa
24/04/2005

MVA: 12/16.5 **PRUEBA EJECUTADO POR:** Ing. R Parra

GRUPO DE CONEXIÓN: DYn1 **REVISADO POR:** Ing. S Ramos

FABRICANTE: A.B.B **SERIE:** 200328 **Z %:** 9,36

PRIMARIO: V nominal: 69000 **elev. Tempe ACEITE/BOBINADO:**
SECUNDARIO: V sesundario: 13800 **conexión A.T:** DELTA
conexión B.T: ESTRELLA CON NEUTRO ACCESIBLE

BIL ALTA TENSION: 350 KV
BIL BAJA TENSION: 110-95 KV

TEMP AMBIENTE: 22 °C **TEMP ACEITE: 30 °C** **TEMP BOBINADO:** **HUMEDAD RELATIVA:** 45%

RESISTENCIA DE DEVANDOS

EQUIPO UTILIZADO: **MARCA:** TINSLEY **TIPO:** MICHROMETER **SERIE:** 5896

A.T OHM		REFERIDAS A 75 ° C				
POSICION DE TAP	H1-H2	H2-H3	H3-H1	H1-H2	H2-H3	H3-H1
1	1,388	1,389	1,3915	1,588	1,589	1,592
2	1,3554	1,357	1,3594	1,551	1,553	1,555
3	1,3234	1,326	1,3269	1,514	1,517	1,518
4	1,2906	1,2932	1,2941	1,477	1,480	1,481
5	1,2582	1,261	1,2918	1,440	1,443	1,478
M.T MOHM	X0-X1	X0-X2	X0-X3	X0-X1	X0-X2	X0-X3
	25,56	25,26	25,37	29,463	29,117	29,244
COMPROBACION	X1-X3	49,17				

SUBESTACIÓN TENA

ANALISIS DE CROMATOGRAFIA DE GASES EN ACEITE DE TRANSFORMADORES

ANALISIS N° : CR - 103 -06 NORMA: ASTM D 3612

EMPRESA:	EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A.		
FECHA DE MUESTREO:	3 de Marzo de 2006	FECHA DEL ANALISIS:	17 de Marzo de 2006
UBICACIÓN:	S/E TENA	EQUIPO:	TRANSFORMADOR
		FABICANTE:	CENEMESA
		AÑO DE FAB.:	1989
		Nº SERIE:	60272
POTENCIA:	5 / 6,25 MVA	TENSION:	69 / 13,8 KV
% CARGA:	74	VOL. ACEITE:	4200 kg.
		OBSVR:	

SIST. PRESERVACION:		TEMP ACEITE AL MUESTREAR:	57 ° C
VOL. ACEITE MUESTREADO:	30,6 cm ³	VOL. GAS COLECTADO:	3,2 cm ³
VOL. GAS CORREGIDO TPS:	2,13 cm ³	GASES EN EL ACEITE:	6,95 %
GASES COMBUSTIBLES:	0,53 %	GASES NO COMBUSTIBLES:	99,47 %

COMPONENTE		ppm (V/V)	RELACIONES	
HIDROGENO	H ₂	23,86	<u>CH4 METANO</u>	3,26
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	2457,37	H ₂ HIDROGENO	20,19
ETILENO	C ₂ H ₄	25,73	<u>C2H6 ETANO</u>	1,52
ETANO	C ₂ H ₆	118,21	CH4 METANO	0,08
ACETILENO	C ₂ H ₂	5,8539	<u>C2H4 ETILENO</u>	0,22
OXIGENO	O ₂	7947,00	C2H6 ETANO	
NITROGENO	N ₂	59537,00	<u>C2H2 ACETILENO</u>	0,23
METANO	CH ₄	77,80	C2H4 ETILENO	
MONOXIDO DE CARBONO	CO	121,31	<u>CO</u>	0,05
			CO ₂	0,13
			<u>O2</u>	
			N2	

OBSERVACIONES: N.D. = NO DETECTADO

NOTA: 1 ppm (V/V) = 10⁻⁶ Litros ó 1 mm³ de gas disuelto en un Litro de aceite aislante

DIAGNÓSTICO:

Relaciones de Rogers: **Sobrecalentamiento de 150 °C a 200 °C.**

Correlaciones de CEGB: **Sobrecalentamiento de 150 °C a 200 °C.**

Métodos de DORNENBURG, del gráfico: **Térmico** de la tabulación:

Método de la CSUS:

La generación de gases: de etano > 35 ppm lo que indica sobrecalentamiento local, los demás gases están dentro de lo normal.

Por el diagnóstico se recomienda realizar una termografía en el transformador para revisar puntos calientes y un nuevo análisis de control en SEIS MESES

IDENTIFICACION DE MUESTRA:FECHA DE MUESTREO: 06-Marzo-06
FECHA DE ANALISIS:10-17-Marzo-06

EMPRESA: EMPRESA ELECTRICA AMBATO S.A.
EQUIPO: TRANSFORMADOR
UBICACIÓN: S/E TENA
SERIE: 60272
MARCA: CENEMESA
POTENCIA: 5/ 6.25 MVA
TENSION: 69/13.8 KV
% CARGA: 74 %
AÑO: 1989

ITEM	PRUEBAS REALIZADAS	UNIDADES	NORMA ASTM	PARAMETROS REFERENCIALES	RESULTADOS
1	CONTENIDO DE AGUA	ppm	D-1533	Acep: < 30 cuest: 30 – 34.9 inac: > =35	13.78
2	GRAVEDAD ESPECIFICA	60/60°F	D-1298	Acep: 0.84 - 0.91 Cuest: < 0.84 Inac: > 0.91	0.8593
3	COLOR	n°	D-1500	Acep: < 3.5 Inac: > 3.5	< 1
4	EXAMEN VISUAL	-	-	-	Claro Brillante
5	PUNTO DE INFLAMACION	°C	D-93	Min: 140°	163
6	VISCOSIDAD CINEMATICA A 40° C	Cst	D-445	Max: 12	10.36
7	NUMERO DE NEUTRALIZACION	mg KOH/gr	D-974	Acep: < = 0.05 Cues: 0.06 - 0.1 Inac: > 0.1	0.014
8	TENSION INTERFACIAL	Dinas / cm	D-971	Acep: > = 32 Cuest: 28 - 31.9 Inac: < 27.9	32.0
9	FACTOR DE POTENCIA	%	D-924	Acep.: < 0.05 nuevos Acep: < 0.5 usados	0.008 BUENO
10	RIGIDEZ DIELECTRICA	KV	D-877	Min: 30	40
11	INDICE DE CALIDAD	n°	-	-	2286

OBSERVACIONES:

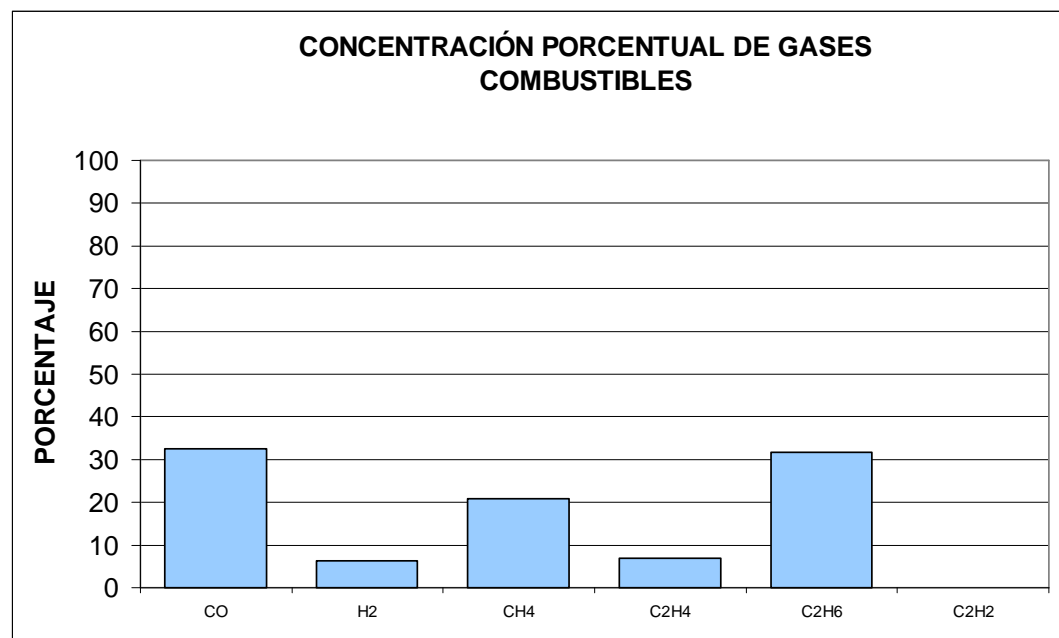
De acuerdo al Índice de Calidad obtenido se clasifica como: **aceite bueno**. Hacer el seguimiento de control del aceite en un año.

CONCENTRACION PORCENTUAL DE GASES COMBUSTIBLES EN ACEITES AISLANTES

EMPRESA: EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A
MUESTRA: S/E TENA TRANSFORMADOR CENEMESA 5/ 6,25 MVA SERIE: 60272
FECHA RECEP. MUESTRA: 8 de Marzo de 2006
FECHA DEL ANALISIS: 17 de Marzo de 2006

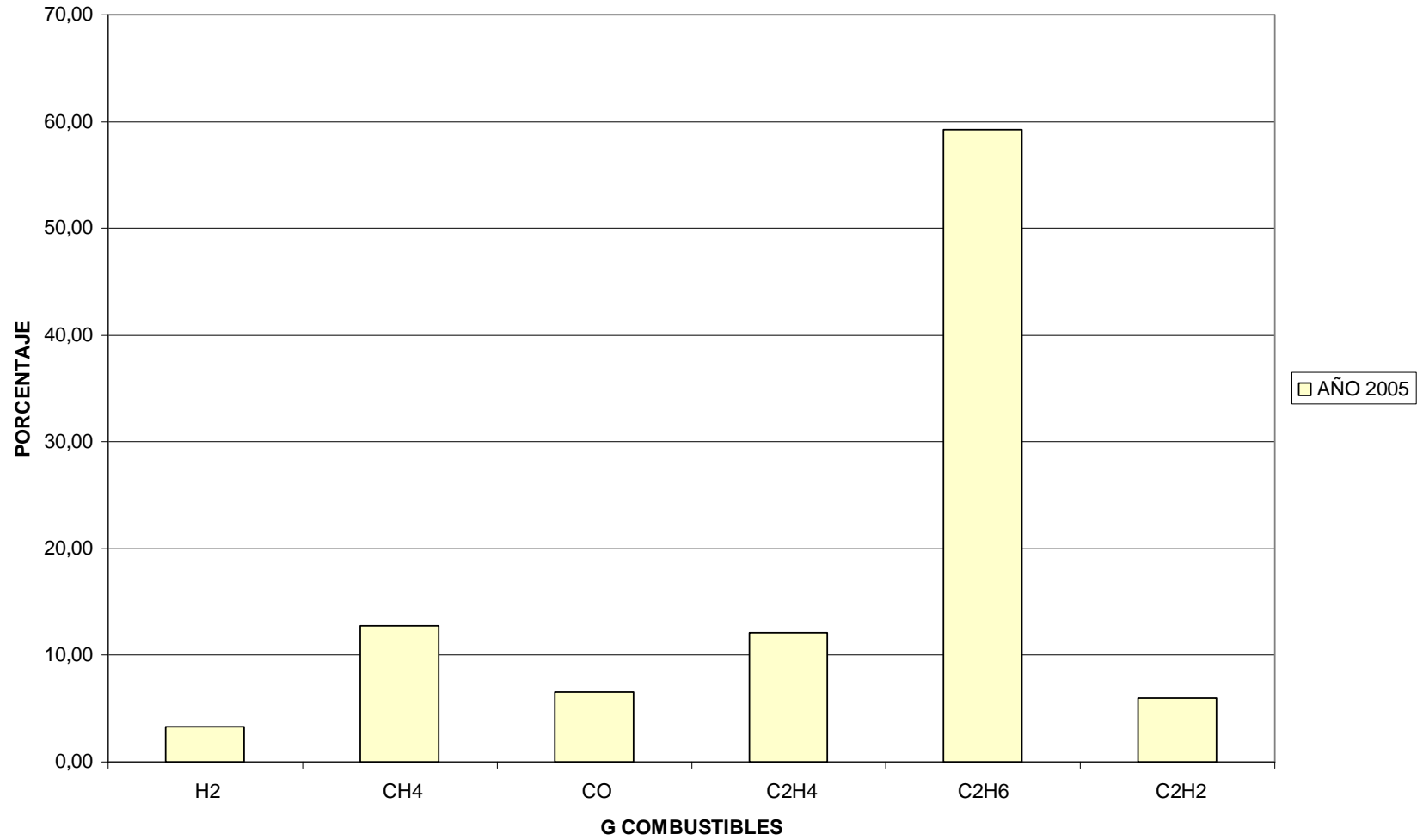
DATOS DE LA PRUEBA CROMATOGRAFICA.

<u>GASES</u>		<u>%</u>	<u>ppm</u>
Monox.de Carbono	CO	32,54	121,31
Hidrogeno	H2	6,40	23,86
Metano	CH4	20,87	77,80
Etileno	C2H4	6,90	25,73
Etano	C2H6	31,71	118,21
Acetileno	C2H2	0,01	5,85
Oxigeno	O2	11,36	7947,00
Nitrogeno	N2	85,12	59537,00
Dioxid.de Carb	CO2	3,51	2457,37
Total G.C. :		0,53	372,78
Total G.N.C. :		99,47	69941,37



OBSERVACIONES: N D = No detectado
 Existe presencia de C2H6 (etano) indicando un sobrecalentamiento local.
 Se recomienda realizar una termografía al transformador para detectar puntos calientes y un nuevo análisis cromatográfico en seis meses.

**% DE G COMBUSTIBLES
60272**



N°	SUBESTACION	KV AT/BT	MVA ONAN/ONAF	MARCA	N° SERIE	CANTIDAD DE ACEITE	AÑO	
							FABRICACION	ORIGEN
21	TENA	69/13.8	5/6.25	CENEMESA	60272	4200 KG	1989	ESPAÑA

SERIE: K590019

AÑO	RIGIDEZ KV	CONTENIDO DE AGUA	GRAVEDAD ESPECIFICA	COLOR	EXAMEN VISUAL	PUNTO DE INFLAMACION	VISCOSIDAD SINEMATICA	NUMERO DE NEUTRALIZACION	TENSION INTERFACIAL	FACTOR DE POTENCIA	INDICE DE CALIDAD
1994	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2001	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2003	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---
2005	---	15	0,8603	1	Claro Brillante	167	10,4	0,014	32	0,018	2286
LIMITES	< 25 KV aceites usados	Acep:< 30 Cues: 30-34.9 Inac: >=35	Acep:0.84-0.91 Cues: < 0.84 Inac: >0.91	Acep:< 3.5 Inac: > 3.5		Min: 140	Máx: 12	Acep:<=0.05 Cues: 0.06-0.1 Inac: >0.1	Acep:>=32 Cues: 28-31.9 Inac: <27.9	Acep:<0.05 nuevos Acep:<0.5 usados 0.018 BUENO	

S/E TENA

FECHA: SEPTIEMBRE /1999

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

EQUIPO UTILIZADO

MARCA: _____

TIPO: _____

TEMP ACEITE: _____

RESISTENCIA DE AISLAMIENTO M

PRUEBA	1		3		4	
VOL. PRUEBA	5000 V d.c		5000 V d.c		5000 V d.c	
CONEXIÓN	ALTA-TIERRA		ALTA-BAJA		BAJA-TIERRA	
TIEMPO M N	LECTURA	A 20 °C	LECTURA	A 20 °C	LECTURA	A 20 °C
0,5	5000	79250	3500	55475	2800	44380
1	6000	95100	4500	71325	3500	55475
2	7000	110950	5000	79250	4000	63400
3	9000	142650	6000	95100	5000	79250
4	9000	142650	7000	110950	5000	79250
5	10000	158500	7000	110950	5000	79250
6	10000	158500	7000	110950	5000	79250
7	10000	158500	8000	126800	5000	79250
8	10000	158500	8000	126800	5000	79250
9	10000	158500	8000	126800	5000	79250
10	10000	158500	8000	126800	5000	79250
ND ABSOR	1,20		1,29		1,25	
ND POLA	1,67		1,78		1,43	

