

5 a 7

JUNHO



INSCRIÇÕES GRATUITAS

Hotel Ritz Lagoa da Anta
Maceió-AL

XXIX Congreso y la XXXIII Asamblea General de la COPIMERA
Confederación Panamericana de Ingeniería Mecánica, Eléctrica, Industrial y Ramas Afines

XXIX Congresso e XXXIII Assembleia Geral da

COPIMERA

Confederação Pan-americana de Engenharia Mecânica, Elétrica,
Industrial e Ramos Afins

***Eficiência Energética: países
pan-americanos e Agenda 2030.***

Realização/Organização:



Apoio:



CREA-AL
Conselho Regional de Engenharia
e Agronomia de Alagoas



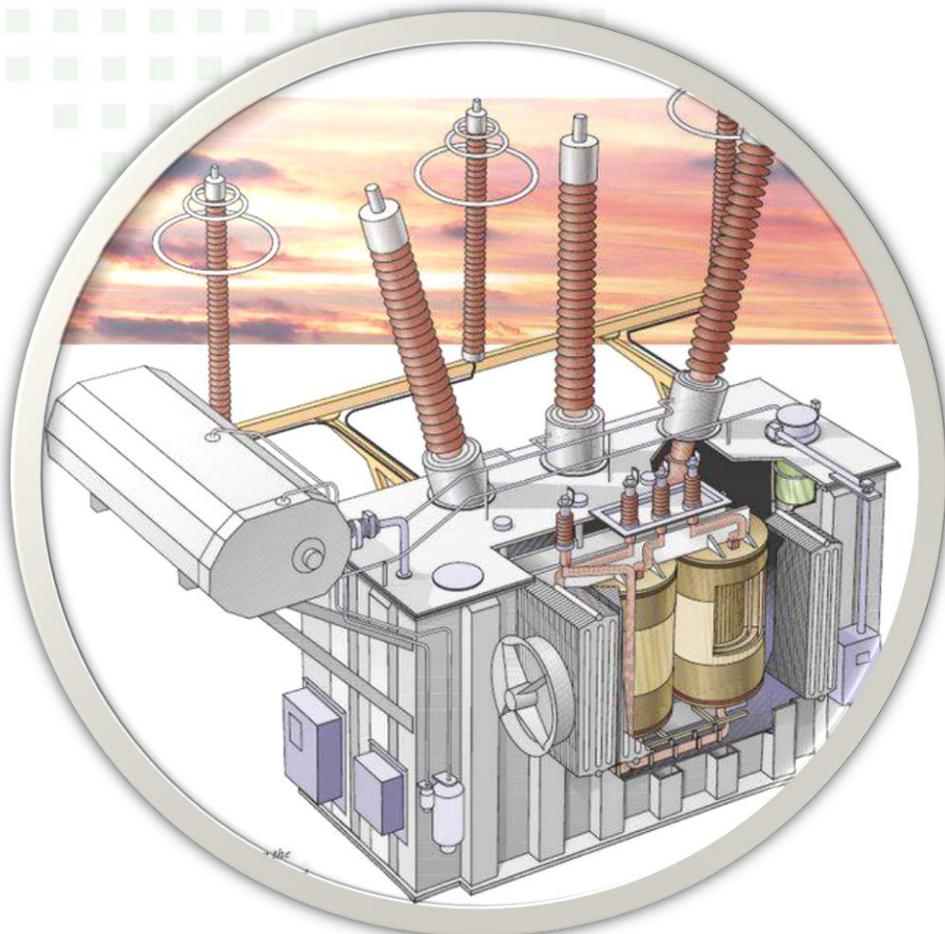
MÚTUA
Caba de Assistência dos Profissionais do Crea

**OBJETIVOS
DE DESENVOLVIMENTO
SUSTENTÁVEL**





PRIORIZANDO EL MANTENIMIENTO DE LOS ACTIVOS CRÍTICOS



ING. SANDRA VEGA GÓMEZ
Presidenta Junta Directiva CIEMI

Correo: svega@ieee.org

Tel: 2103-2431

Web: www.ciemicr.org





CONFEA
Confederación Panamericana de Ingenieros de Electricidad

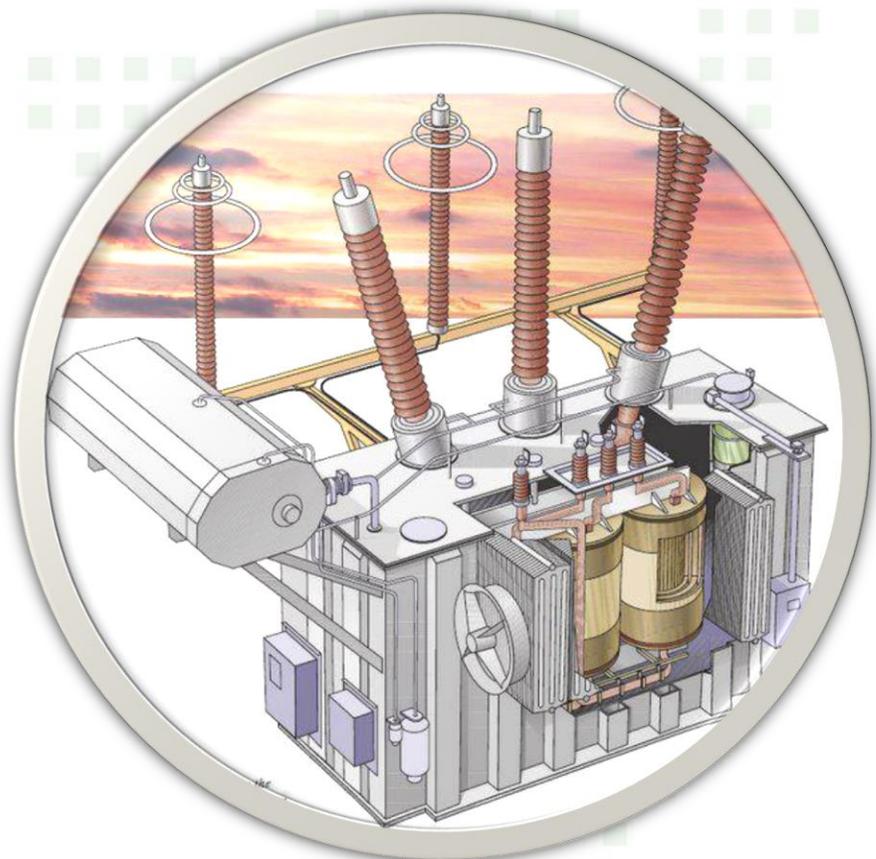


CREA-AL
Comisión Reguladora de Energía y Agua

mutua
Asociación de Profesionales de Costa Rica

OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE





Capacidad Instalada en Subestaciones





Objetivo estratégico: un plan de mantenimiento preventivo para los transformadores de potencia basado en las técnicas modernas de diagnóstico y en un árbol lógico que oriente en la toma de decisiones

Entendimiento del problema: Referenciamiento
Normativa internacional, conocimiento de la industria

Plan de mantenimiento



Analizar

Determinar los factores críticos para el análisis

Determinar el peso de cada factor

Determinar la metodología de evaluación/cálculo

Análisis con base en la confiabilidad y la disponibilidad de los equipos

Árbol lógico para la toma de decisión

Optimizar los recursos y proyectos

Salud de los transformadores
(la criticidad x la condición)

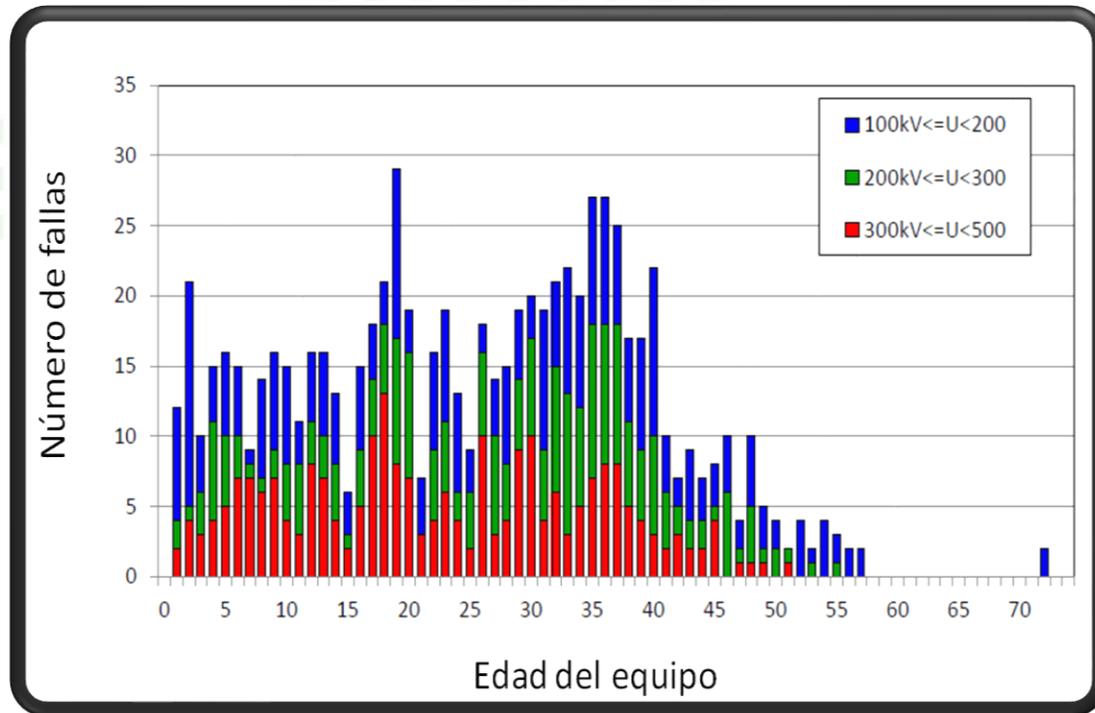
CRITICIDAD

Alta	<i>n</i> Activos		
Media		<i>n</i> Activos	
Baja			<i>n</i> Activos
	Pobre (0-70)	Regular (70-85)	Bueno (85-100)

CONDICION (ISA)



La estadística de las fallas de CIGRE, publicada en Technical Brochure N° 642 (2015). Transformer Reliability Survey. Working Group A2.37.CIGRE



El número de fallas en correspondencia a la edad del equipo
Technical Brochure CIGRE N° 642. (2015). Transformer Reliability Survey. Páginas 7-8 y 82

Localización de la falla	Nivel de tensión, lado de alta tensión en kV			
	100 ≤ kV ≤ 200 (246)		200 ≤ kV ≤ 300 (199)	
El devanado	107	43,5%	75	37,7%
El cambiador de derivaciones	84	34,2%	57	28,6%
El aislador pasatapas	32	13,0%	33	16,6%
El cable de conexión a la salida	7	2,9%	16	8,0%
El núcleo y el circuito magnético	7	2,9%	10	5,0%
El aislamiento	4	1,6%	6	3,0%
Otros	5	2,0	2	1,0%

Transformadores que operan en niveles de tensión entre 100 kV y 200 kV, la **tasa de falla reportada es de 0,43%**, y para los transformadores de niveles de tensión entre 200 kV y 300 kV, la **tasa de falla reportada es de 0,50%**



Modo de la falla	Nivel de tensión, lado de alta tensión en kV	
	100 ≤ kV ≤ 200	200 ≤ kV ≤ 300
Dieléctrica	25,33%	36,68%
Eléctrica	19,33%	15,72%
Térmica	12,00%	10,04%
Química	3,66%	4,37%
Mecánica	27,33%	22,71%
Desconocida	12,33	10,48%

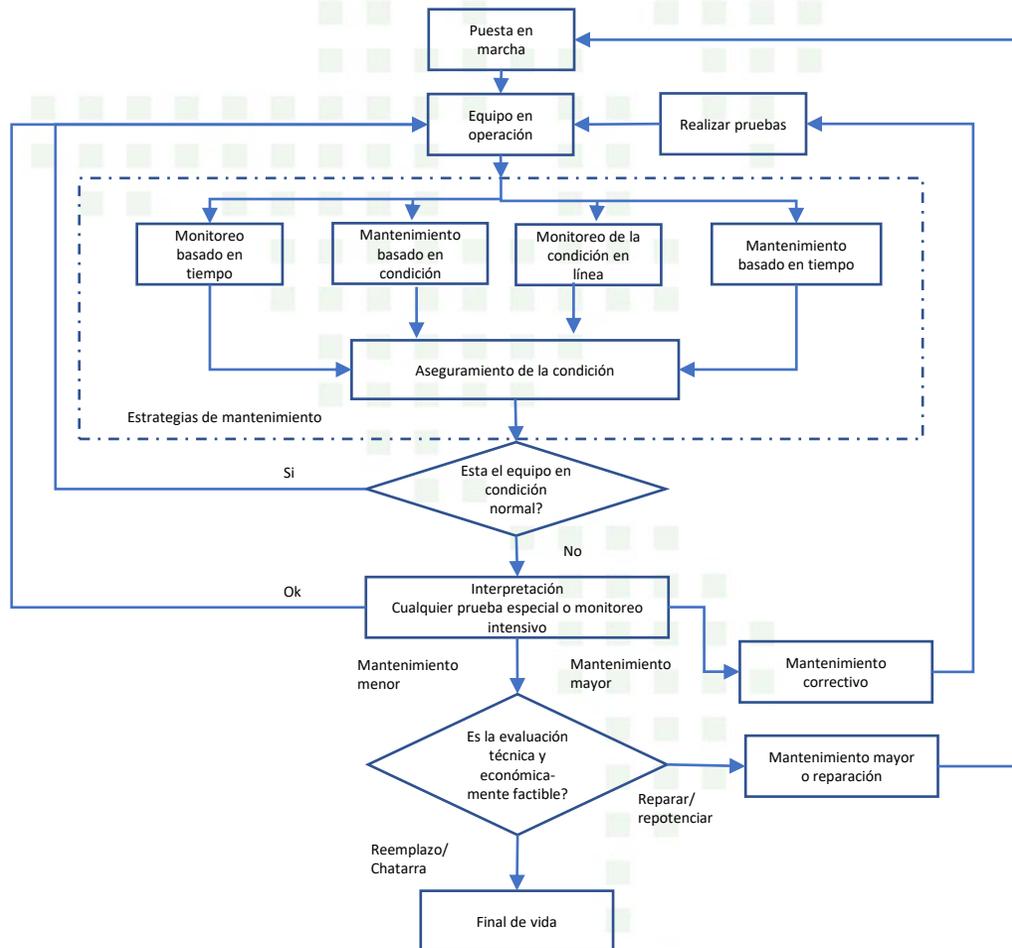
El análisis del modo de falla para los transformadores elevadores y reductores. *Technical Brochure CIGRE N° 642. (2015). Transformer Reliability Survey. Página 89*

Sobre la causa de las fallas en transformadores de potencia el documento de CIGRE, cuando la capacidad del equipo para soportar los esfuerzos, es sobrepasada por condiciones de los sobreesfuerzos durante la operación, tales como:

- ✓ El margen de seguridad insuficiente, durante la **etapa diseño** por no considerar los sobreesfuerzos de la operación, como una consecuencia de una **deficiente especificación**, o por las deficiencias en el diseño, en el **proceso constructivo, o en la calidad de los materiales.**
- ✓ La **cantidad de las operaciones fuera de las condiciones** normalizadas de operación que provocan los sobreesfuerzos, los eventos inusuales, los errores de operación, las sobretensiones, entre otros.
- ✓ El deterioro crítico de los márgenes de la seguridad, incluyendo **el inadecuado mantenimiento, una mala calidad de una reparación o un reacondicionamiento.**



El ciclo de la operación y el mantenimiento del transformador, desde el momento de la puesta en servicio hasta el retiro



Actividad	Intervalo de las tareas			Observaciones
	Limitado	Regular	Intensivo	
Las visitas	Semestral	Mensual	Diario	Se realiza con el equipo en operación.
Las inspecciones detalladas	Anual	Trimestral	Quincenal	Se realiza con el equipo en operación.
La cromatografía de los gases disueltos en el aceite dieléctrico	Bianual	Annual	Trimestral	Este interval varía si se cuenta con monitoreo en línea. Se realiza con el equipo en operación.
El análisis del aceite dieléctrico	Cada 6 años	Bianual	Annual	Se realiza con el equipo en operación.
La verificación de accesorios	Cada 12 años	Cada 6-8 años	Cada 1-2 años	Se requiere desenergización del equipo.
Las pruebas a los aislamientos	Condiciónal	Cada 6-8 años	Cada 2-4 años	Se requiere desenergización del equipo.
El cambiador de derivaciones	Cada 12 años	Cada 6-8 años	Cada 4 años	Se considera el número de las operaciones, la tecnología y las recomendaciones del fabricante.

Working Group A2.34. CIGRE. Technical Brochure CIGRE N° 445. (2011). Guide for transformer maintenance. Página 12



La matriz para la determinación de la criticidad según el mantenimiento centrado en la confiabilidad

Parra, C. (2009). *Mantenimiento centrado en confiabilidad (MCC)*. Página 14

Seguridad	Ambiental	Financiera	Imagen	Clientes	Probabilidad de ocurrencia de la falla, al menos una vez en...				
					el último mes	el último semestre	el último año	los últimos cinco años	los últimos 10 años o más
					Crítica	Alta	Modo-rada	Leve	Muy baja
Pérdida de la vida, o con incapacidad absoluta permanente, o con incendio o explosión con pérdidas de más de \$5000000	Pueden afectarse especies y ecosistemas. Derrame mayor de aceite, o combustibles al ambiente, con costos de recuperación y penalizaciones mayor a \$1000000	Las pérdidas por la falla son mayores a \$1000000	El evento puede afectar el posicionamiento, credibilidad e imagen de la empresa	Severo impacto al cliente (Interrupción severa con penalización o multas mayores de \$500000)	4	4	3	3	2
Se afecta permanentemente la integridad física, mental o social de la persona. O con incendio o explosión con pérdidas entre \$5000000 y \$1000000	Derrame menor de aceite, o combustible al ambiente, costos de recuperación y penalizaciones entre \$100000 y \$1000000	Las pérdidas por la falla son mayores que \$ 500000 y menores o iguales a \$ 1000000	El evento trasciende la empresa en el ámbito nacional interna y externamente y es difícil controlar la información que sale y se presentan distorsiones sobre la realidad de los hechos.	Moderado impacto al cliente (Interrupción moderada con penalización o multa entre de \$500000 a \$50000)	4	3	3	2	1



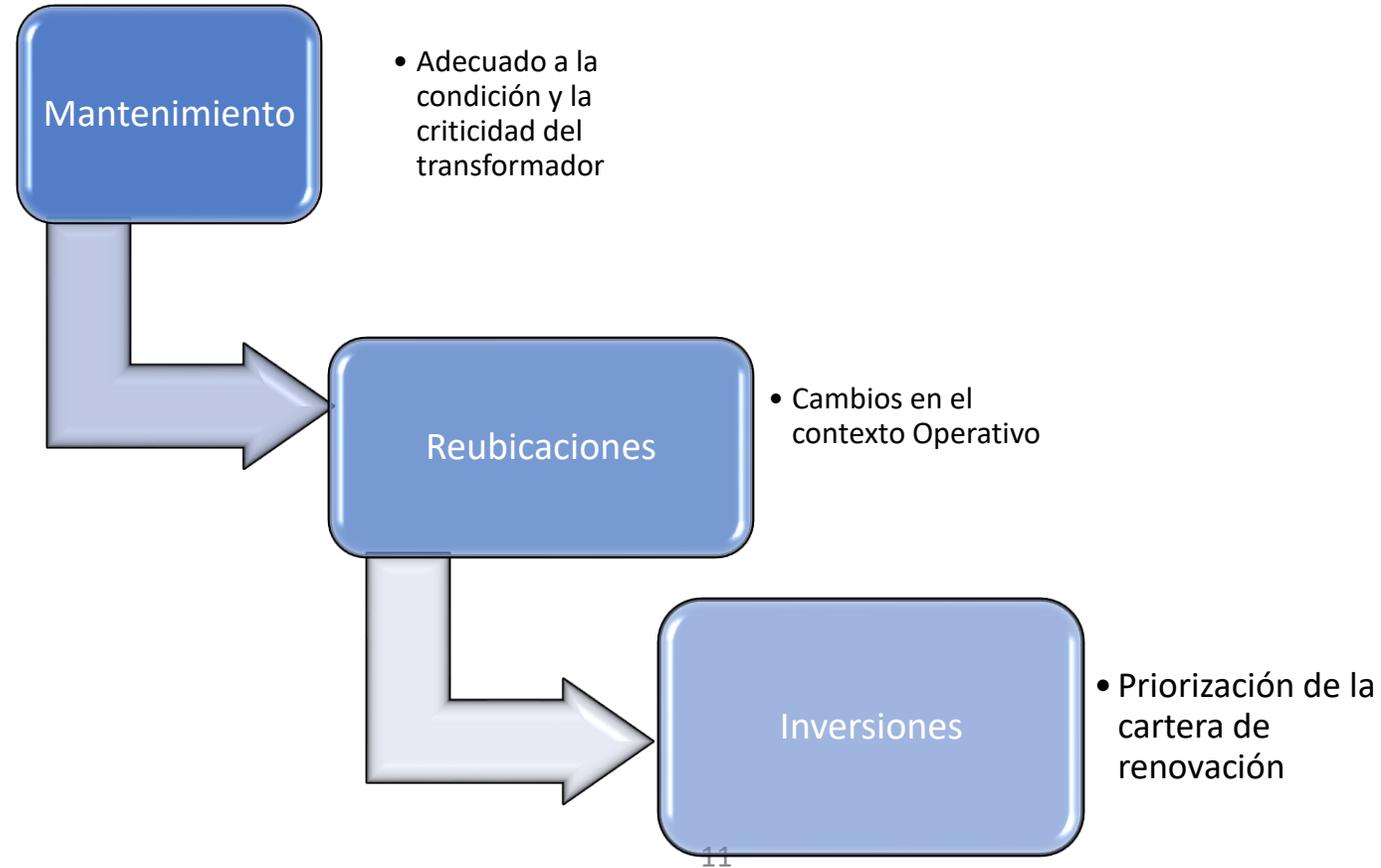
Una matriz de criticidad y estado de la condición orienta el tipo de acción sobre los transformadores

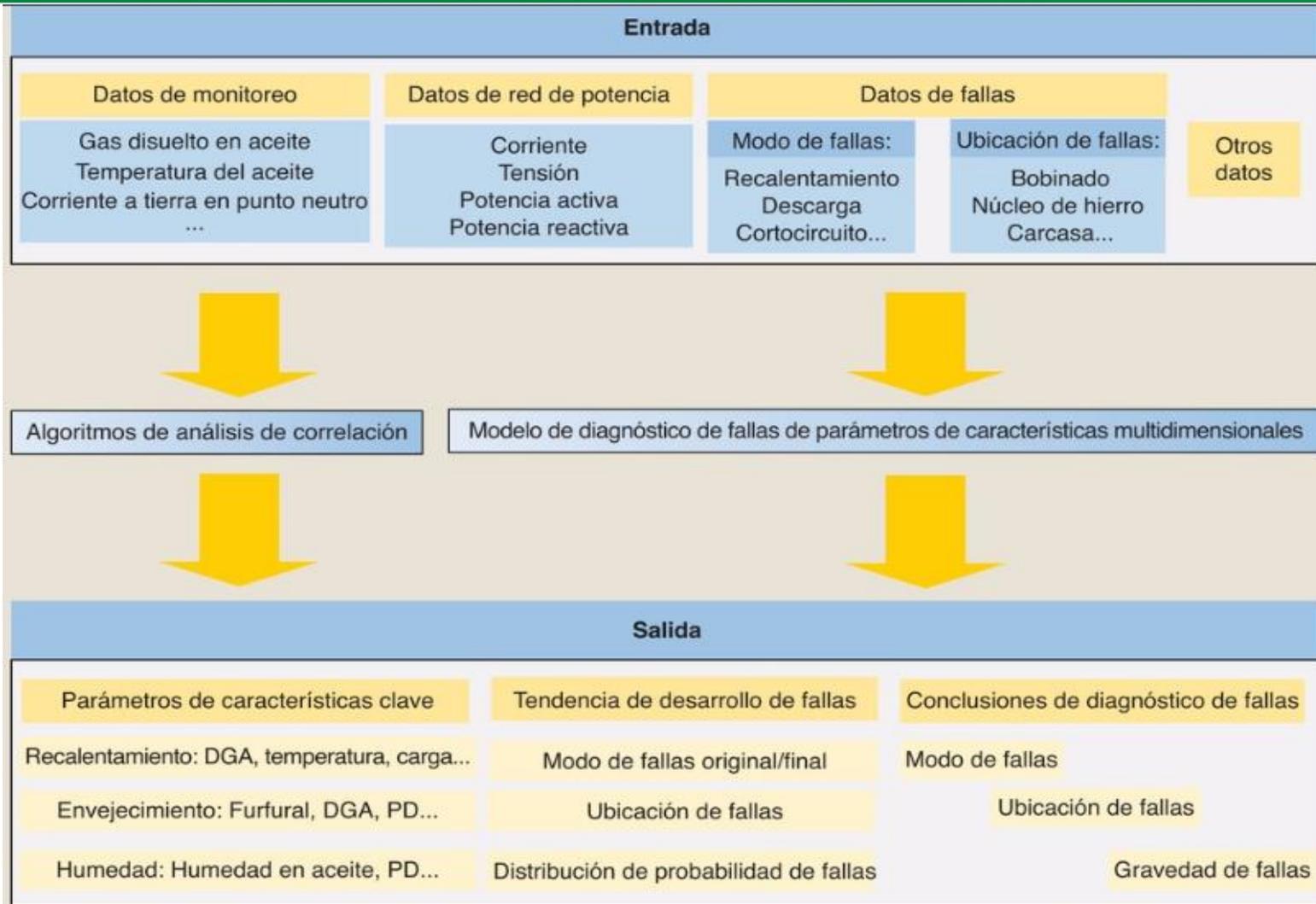
Salud de los transformadores
(la criticidad x la condición)

CRITICIDAD

Alta	n Activos		
Media		n Activos	
Baja			n Activos
	Pobre (0-70)	Regular (70-85)	Bueno (85-100)

CONDICION (ISA)





Modelado de los transformadores

Revista *IEEE Power & Energy Magazine* en Español, Mayo/Junio de 2018, Página 72



Referencias de las pruebas de diagnóstico para el aceite dieléctrico en operación

Descripción	Unidades	Valor de referencia según nivel de tensión del equipo	Norma de referencia
Examen visual	---	---	ASTM D1524
Color	---	< 2,5	ASTM D1500
Tensión interfacial	Dinas/cm	>25,0 ≤69kV >30,0 <230kV	ASTM D971
Gravedad específica	----	< 0,91	ASTM D1298
Contenido de agua	mg/L	< 35,0 ≤69kV <25,0 <230kV	ASTM D1533
Número de neutralización ácido	mg KOH/g	< 0,2 ≤69kV <0,15 <230kV	ASTM D974
Rigidez dieléctrica	KV	>40,0 ≤69kV >47,0 <230kV	ASTM D1816 (2mm de separación)
Factor de potencia a 100 °C	%	< 3,0	ASTM D924



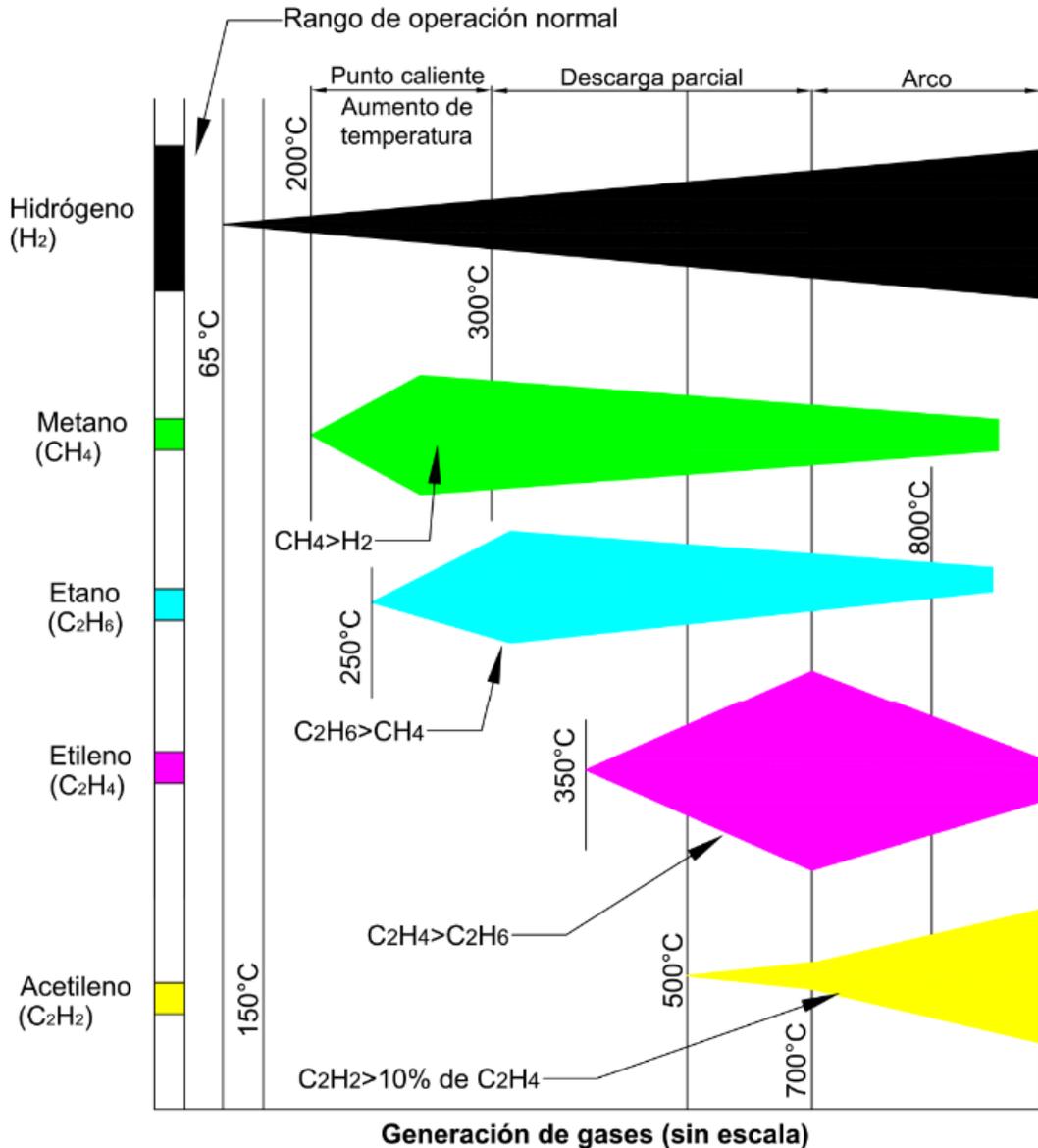
Comparación con otras empresas eléctricas

TABLE 2.
OIL INSULATION SCORING [1]

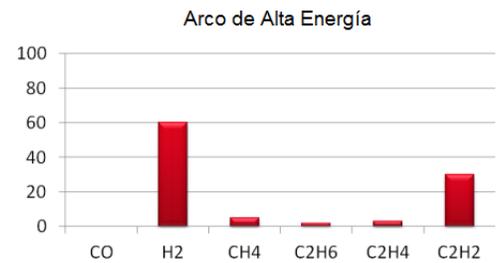
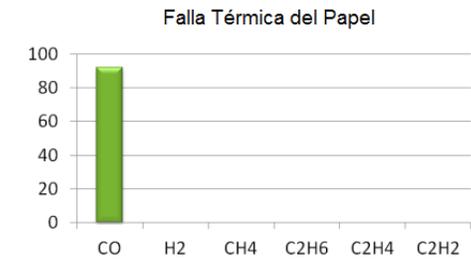
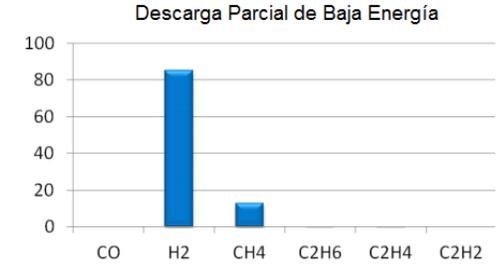
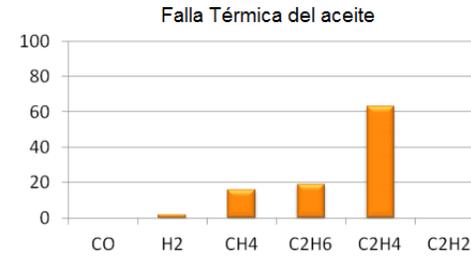
Oil Parameter	Voltage (69 – 230 kV)	Score (Si)	Weight (Wi)
Breakdown Voltage (kV)	≥52	1	3
	47-52	2	
	35-47	3	
	≤35	4	
Water Content (ppm)	≤20	1	4
	20-25	2	
	25-30	3	
	≥30	4	
Acid (MgKOH/mg)	≤0.04	1	1
	0.04-0.1	2	
	0.1-0.15	3	
	≥0.15	4	
Interfacial Tension (dyne/cm)	≥30	1	2
	23-30	2	
	18-23	3	
	≤18	4	

N DE ANALISIS GENERAL AL ACEITE DIELECTRICO

T.I. (Dinas/cm) Límite >30	G.E. (15°C/15°C) Límite <0.9100	RIGIDEZ (kV) Límite >35	Resistividad (Teraohms) Límite <3.0	F.P.(%) a 100 °C Límite <30	C.H. (ppm) Límite <0.2	N.N.A.
Puntaje	Rigidez	C.H.	N.N.A.	T.I.		
1	>52	<20	<0.1	>30		
2	>47	<25	<0.15	>23		
3	>35	<30	<0.2	>18		
4	<35	>30	>0.2	<18		



Falla	Gas más importante	Criterio	Porcentaje
Arco	C ₂ H ₂	Gran cantidad de H ₂ , C ₂ H ₂ y en menor cantidad C ₂ H ₄ , CH ₄ , CO	H ₂ : 60% C ₂ H ₂ : 30%
Corona	H ₂	Gran cantidad de H ₂ , CH ₄ y en menor cantidad C ₂ H ₆ , C ₂ H ₄ , CO, CO ₂	H ₂ : 85% CH ₄ : 13%
Sobrecalentamiento Aceite	C ₂ H ₄	Gran cantidad de C ₂ H ₄ y en menor cantidad C ₂ H ₆ , y algunas cantidades de CH ₄ , H ₂	C ₂ H ₄ : 63% C ₂ H ₆ : 20%
Sobrecalentamiento Celulosa	CO	Gran cantidad de CO ₂ , CO y pueden existir algunos hidrocarburos	CO: 92%





Método del Triángulo de Duval

El análisis DGA se desarrolló para detectar fallas internas o incipientes sin la necesidad de abrir el transformador pero entre los factores que afectan su vida útil.

Descarga de Baja Potencia (D1): Descargas a través del aceite en puntos de diferente potencial

Descarga de Alta Potencia (D2): Arqueo de alta energía, cortocircuitos: entre baja tensión y tierra, conectores, devanados, bujes y tanque, barras de cobre y tanque, bobinados y núcleo, conductos del aceite, torretas, pernos aislados del núcleo

Falla de Baja Temperatura menor a 300°C (T1): La formación de gases de aceites minerales aislantes calentados a temperaturas relativamente bajas (90 ° a 200 ° C). Sobrecarga del transformador en situaciones de emergencia, elemento que bloquea los ductos de flujo del aceite, enfriamiento deficiente.

Falla de Media Temperatura entre 300°C y 700°C (T2): Corrientes de circulación entre abrazaderas y pernos de sujeción, abrazaderas y laminaciones, cableado de tierra, cables defectuosos o abrazaderas en escudos magnéticos; contactos internos defectuosos o entre barras de aluminio y conexiones con los bujes que generan puntos calientes.

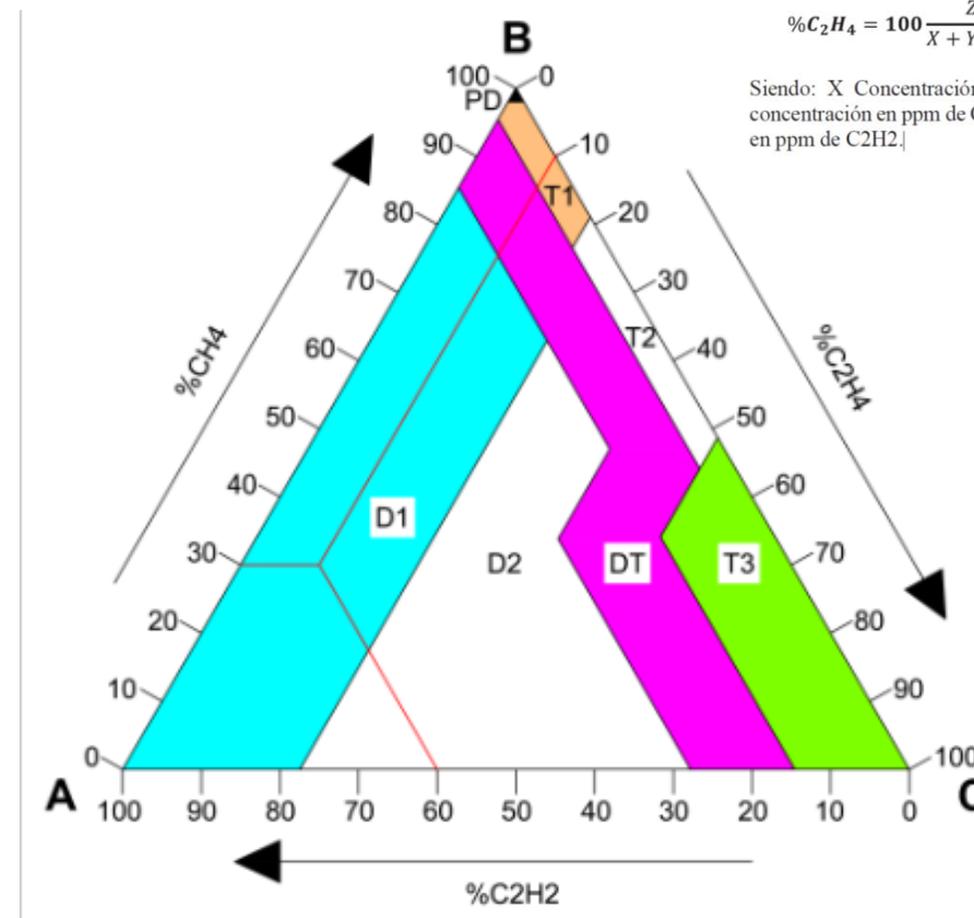
Falla de Alta Temperatura mayor a 700°C (T3): Excesiva circulación de corriente en partes metálicas, tanque y núcleo (corrientes de Eddy) como resultado un considerable flujo de dispersión del núcleo y cortocircuitos en laminaciones del núcleo.

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

$$\%CH_4 = 100 \frac{Y}{X + Y + Z} \quad (3)$$

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

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

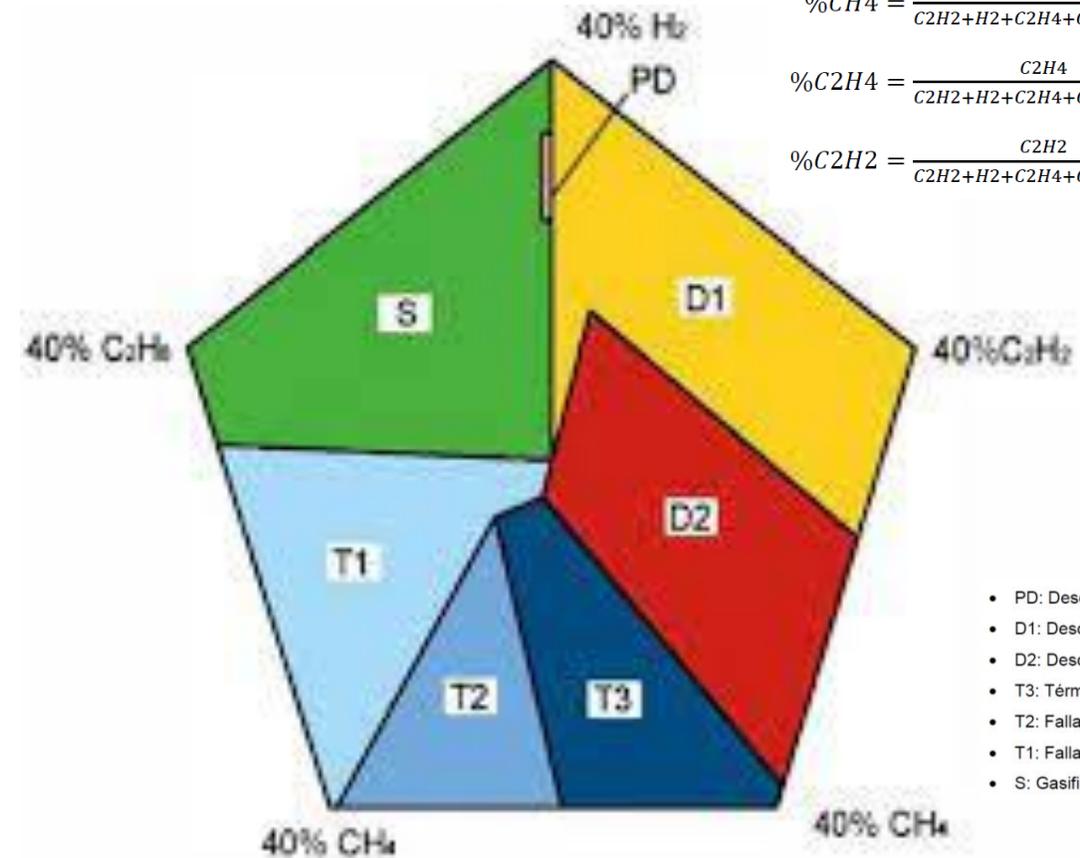




Método del PENTÁGONO DE DUVAL

El Pentágono de Duval presentado en diciembre de 2014 es un método que permite la interpretación del análisis de gases disueltos en aceites aislantes de transformadores (DGA) de manera gráfica [14]. A diferencia de los anteriores métodos integra los 5 gases principales simultáneamente para la presentación de su diagnóstico, estos gases son: Hidrógeno (H₂), Etano (C₂H₆), Acetileno (C₂H₂), Etileno (C₂H₄) y Metano (C₂H₄).

El orden de ubicación de los gases en cada vértice del pentágono se debe a la energía que requieren para ser formados, comenzando por el Hidrógeno seguido en sentido antihorario por el Etano, el Metano, el Etileno, hasta finalizar con el Acetileno que es el gas más difícil de producir



$$\%H_2 = \frac{H_2}{C_2H_2+H_2+C_2H_4+CH_4+C_2H_6} * 100\%$$

$$\%C_2H_6 = \frac{C_2H_6}{C_2H_2+H_2+C_2H_4+CH_4+C_2H_6} * 100\%$$

$$\%CH_4 = \frac{CH_4}{C_2H_2+H_2+C_2H_4+CH_4+C_2H_6} * 100\%$$

$$\%C_2H_4 = \frac{C_2H_4}{C_2H_2+H_2+C_2H_4+CH_4+C_2H_6} * 100\%$$

$$\%C_2H_2 = \frac{C_2H_2}{C_2H_2+H_2+C_2H_4+CH_4+C_2H_6} * 100\%$$

- PD: Descargas parciales
- D1: Descargas de baja energía
- D2: Descargas de alta energía
- T3: Térmicas mayores a los 700°C
- T2: Fallas térmicas de 300 a 700°C
- T1: Fallas Térmicas <300°C.
- S: Gasificación Inesperada



El análisis de la cromatografía de los gases disueltos en el aceite dieléctrico

Descripción	Símbolo químico	Valor límite recomendado en mg/L	Norma de referencia
Monóxido de carbono	CO	<1000	ASTM D3612
Dióxido de carbono	CO ₂	<10000	ASTM D3612
Etano	C ₂ H ₆	<35	ASTM D3612
Metano	CH ₄	<80	ASTM D3612
Etileno	C ₂ H ₄	<150	ASTM D3612
Acetileno	C ₂ H ₂	<70	ASTM D3612
Hidrogeno	H ₂	<1000	ASTM D3612
Total de gases	---	<5000	ASTM D3612

Tabla 2.5: Límites de gases según tabla 1 de IEEE Std C57.104-2008 [6]

Condiciones Gases	1. (Normal)	2. (Regular)	3. (Malo)	4. (Peligroso)
Hidrógeno	100	101-700	701-1800	>1800
Metano	120	121-400	401-1000	>1000
Monóxido de Carbono	350	351-570	571-1400	>1400
Etileno	50	51-100	101-200	>200
Etano	65	66-100	101-150	>150
Acetileno	1	2-9	10-35	>35
TDCG	720	712-1920	1921-4630	>4630
Dióxido de Carbono	2500	2500-4000	4001-10000	>10000



Comparación con otras empresas eléctricas

TABLE 1.
DGA SCORING [6]

Gas (ppm)	Score (Si)						Weight (Wi)
	1	2	3	4	5	6	
H2	≤ 100	100 - 200	200 - 300	300-500	500-700	>700	2
CH4	≤ 75	75 - 125	125-200	200-400	400-600	>600	3
C2H6	≤ 65	65-80	80 - 100	100-120	120-150	>150	3
C2H4	≤ 50	50 - 80	80 - 100	100-150	150-200	>200	3
C2H2	≤ 3	3 - 7	7-35	35-50	50-80	>80	5
CO	≤ 350	350-700	700-900	900-1100	1100-1400	>1400	1
CO2	≤ 2500	2500-3000	3000-4000	4000-5000	5000-7000	>7000	1

DIOXIDO CARBONO	ACETILENO	ETILENO	ETANO	METANO	MONOXIDO CARBONO	HIDROGENO
Límite <15000	Límite <70	Límite <150	Límite <35	Límite <80	Límite <1000	Límite <1000

TABLE 4.
ASSESSMENT EACH PARAMETER [1]

Rating Code	Condition	Description
A	Good	< 1.2
B	Acceptable	1.2 ≤ x < 1.5
C	Need Caution	1.5 ≤ x < 2
D	Poor	2 ≤ x < 3
E	Very Poor	≥ 3

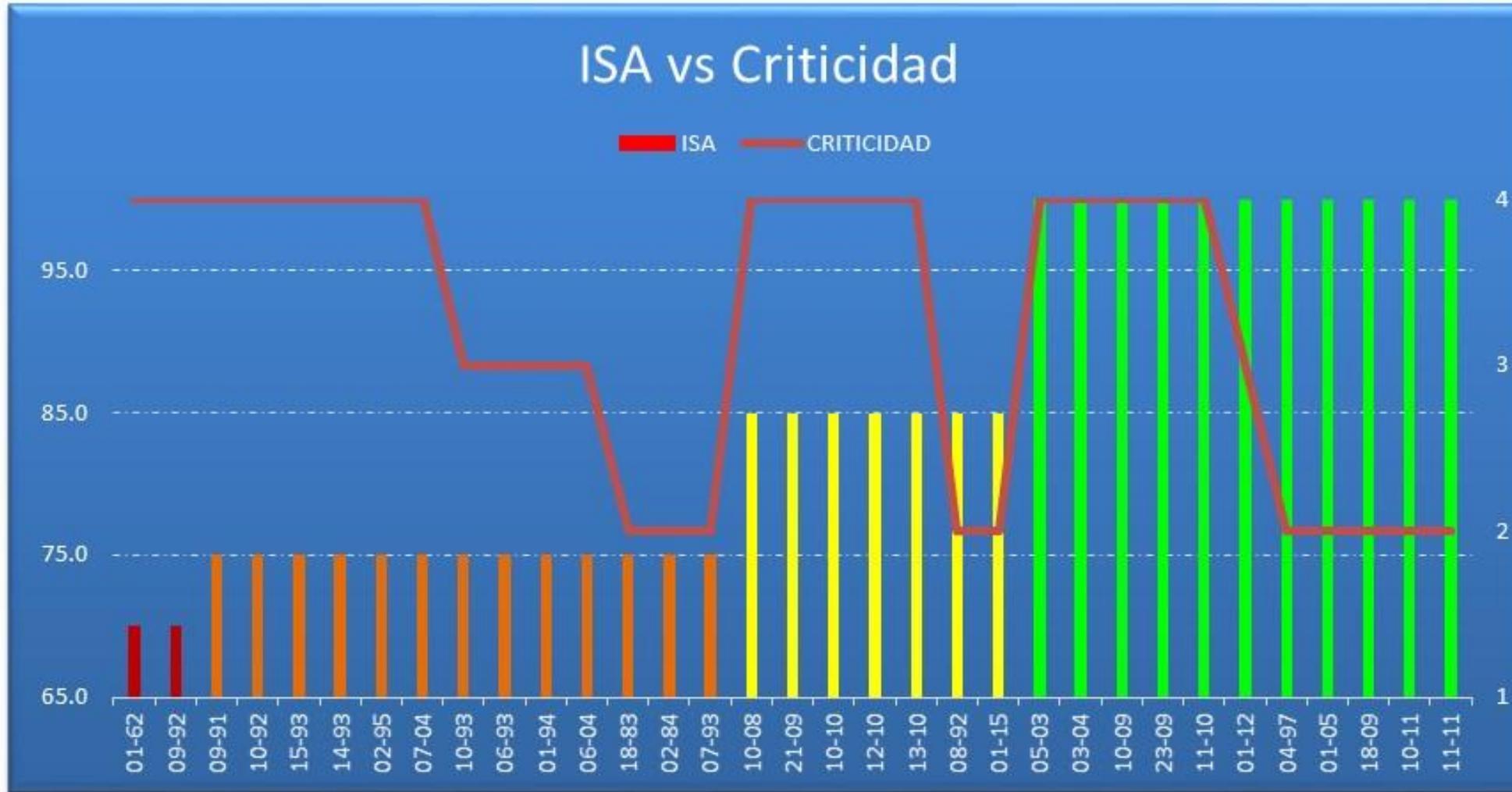


Comparación con otras empresas eléctricas

TABLE 1.
DGA SCORING [6]

Gas (ppm)	Score (Si)						Weight (Wi)
	1	2	3	4	5	6	
H2	≤ 100	100 - 200	200 - 300	300- 500	500- 700	>700	2
CH4	≤ 75	75 - 125	125- 200	200- 400	400- 600	>600	3
C2H6	≤ 65	65- 80	80 - 100	100- 120	120- 150	>150	3
C2H4	≤ 50	50 - 80	80 - 100	100- 150	150- 200	>200	3
C2H2	≤ 3	3 - 7	7-35	35-50	50-80	>80	5
CO	≤ 350	350- 700	700- 900	900- 1100	1100- 1400	>1400	1
CO2	≤2500	2500- 3000	3000- 4000	4000- 5000	5000- 7000	>7000	1

Puntaje	CO2	C2H2 Acetileno	C2H4 Etileno	C2H6 Etano	CH4 Metano	CO	H2
1	<7000	<36	<80	<20	<60	<800	<700
2	<10000	<51	<100	<28	<70	<1000	<850
3	<15000	<70	<150	<35	<80	<1100	>1000
4	>15000	>70	>150	>35	>80	>1100	<1000



1 27 de Septiembre de 2017

Estado tuberías eléctricas. No conforme. Tuberías sueltas (sin fajas). Nivel de aceite cambiador. No conforme. No se puede determinar en nivel (no se ve). Estado color de sílica. No conforme. Necesario cambiar la sílica. Nivel de aceite del contenedor de sílica. No conforme. Sin aceite. Funcionamiento iluminación del gabinete. No conforme.

Edad 13

2 27 de Junio de 2016

3 22 de Mayo de 2015

4 22 de Enero de 2014



1 27 de Septiembre de 2017

Estado tuberías eléctricas. No conforme. Tuberías sueltas (sin fajas). Nivel de aceite cambiador. No conforme. No se puede determinar en nivel (no se ve). Estado color de sílica. No conforme. Necesario cambiar la sílica. Nivel de aceite del contenedor de sílica. No conforme. Sin aceite. Funcionamiento iluminación del gabinete. No conforme.

Edad 13

2 27 de Junio de 2016

3 22 de Mayo de 2015

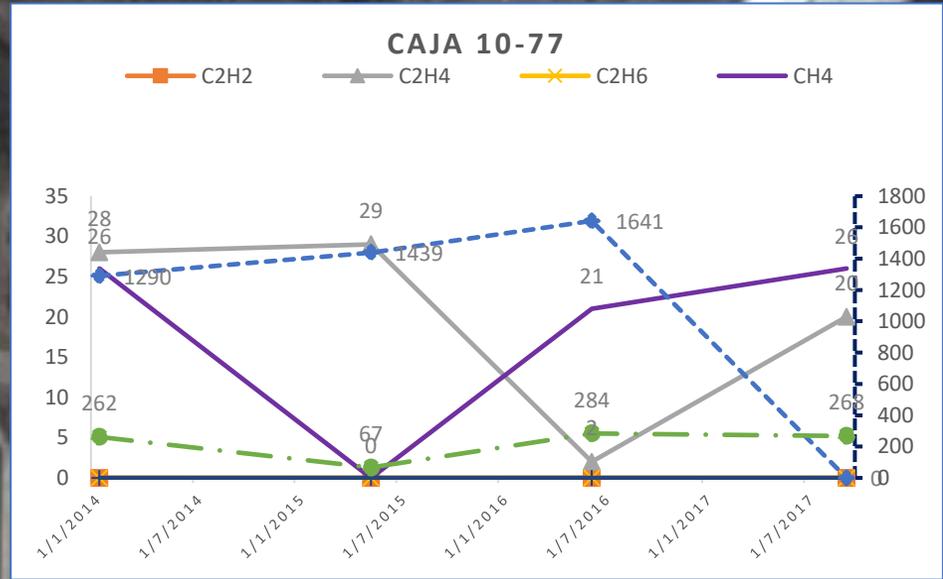
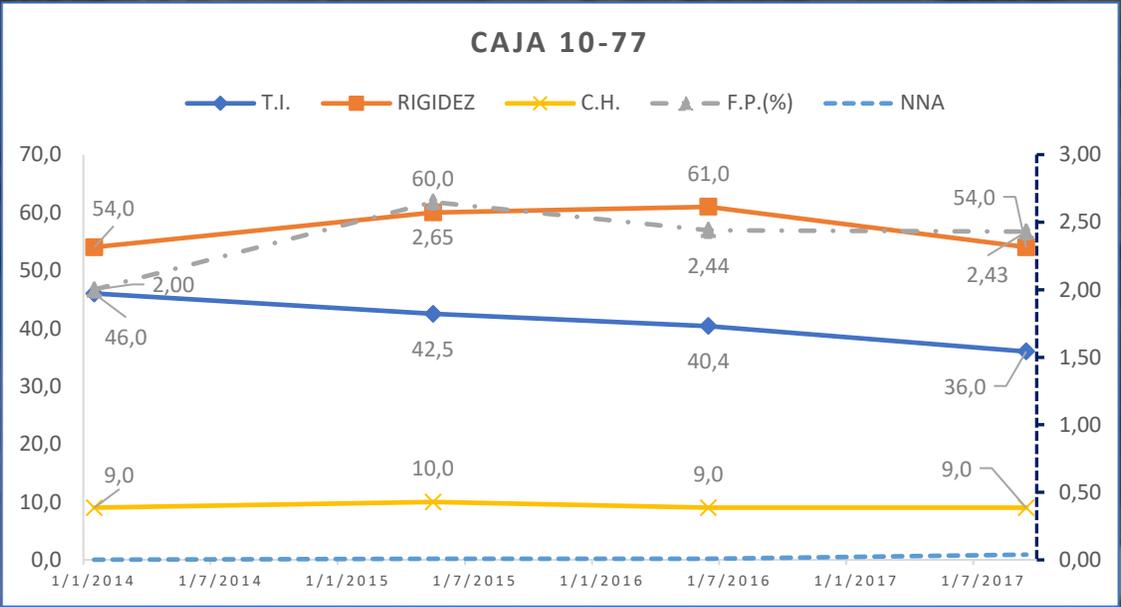
4 22 de Enero de 2014



MAPA DE GENERAL



Planta San Antonio, ICE



10-77
ISA:70
CRI:4
(41 años)

Fuga por cuba. No conforme. Fuga en cambiador de la fase S. Nivel de aceite cambiador. No conforme. Bajo nivel. Estado termómetro de aceite. No conforme. Revisar la posición del contacto de alarma, según diagrama eléctrico. Estado color de sílice. No conforme. Se recomienda sustituir la del cambiador de derivaciones. Funcionamiento iluminación del gabinete. No conforme.



El análisis ha sido realizado con la versión 9 del PTX, específicamente: Transformer Fleet Management Software (PTX) 9.0.8371.35750 - 64-bit. Build Date: 3/12/2022

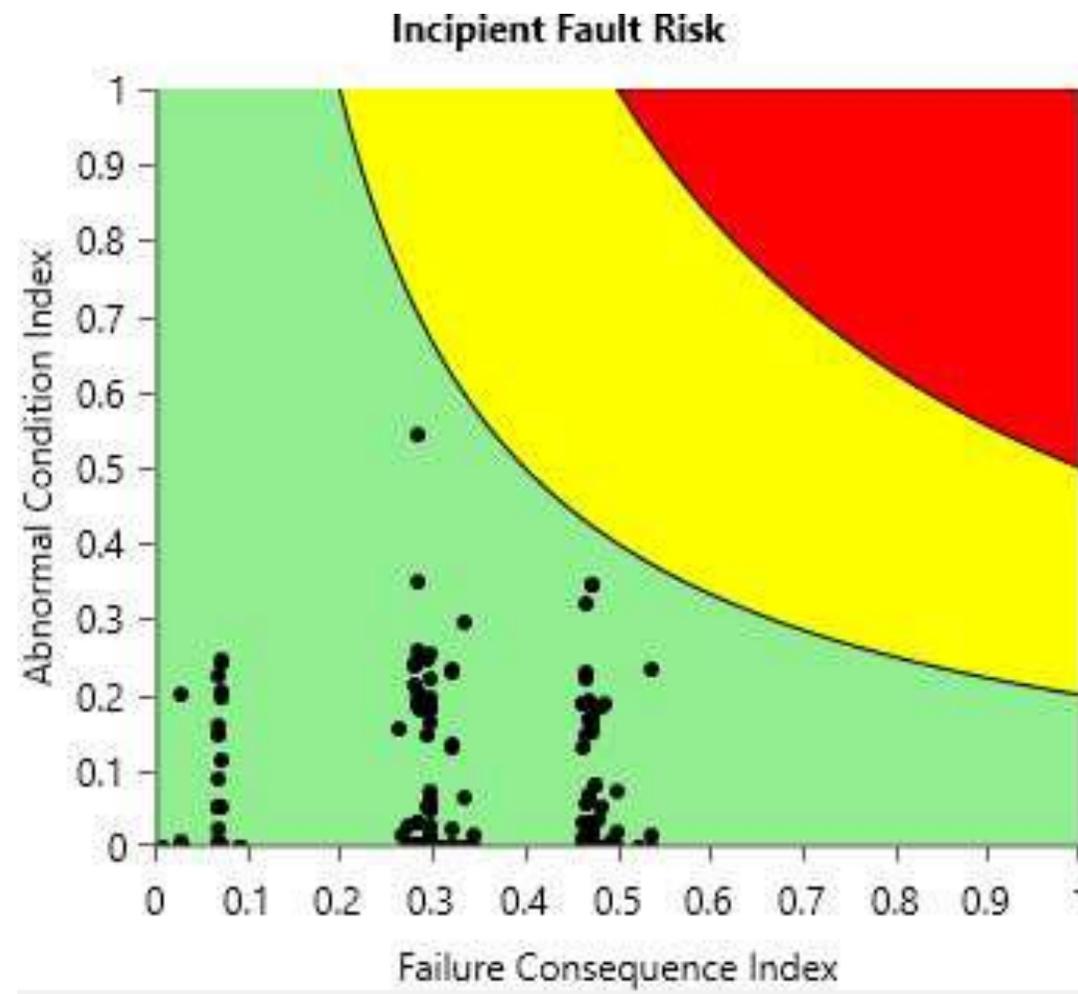
Los transformadores que conforman la flota analizada son 314 unidades

Mapa de calor

Por medio de esta técnica de visualización de los datos se obtiene una relación entre la degradación normal y la condición anormal de los transformadores, con lo cual, se pueden detectar fácilmente las unidades que presentan posibilidad de falla y deben ser analizadas

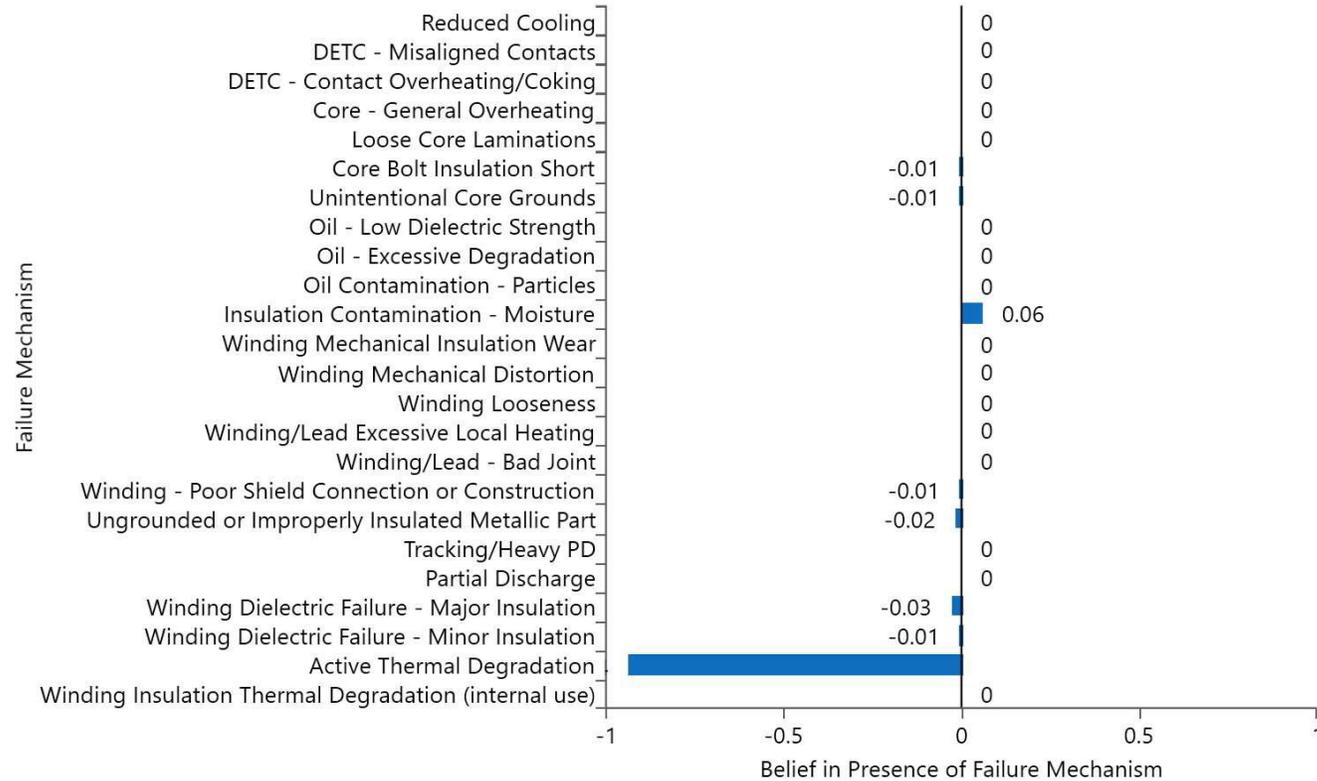
Equipment ID	Vintage	Manufacturer	Winding Voltages (kV)	Top MVA	Failure Consequence	Normal Degradatic
0973	1977	OSAKA*	132/35.4/13.8	30	0.27	0.79
0162	1962	SAVOISIENNE*	132/34.4/13.8	5	0.26	0.78
1983	1983	FUJI*	230	20	0.46	0.60

Transformadores con Degradación Normal alta y condición anormal

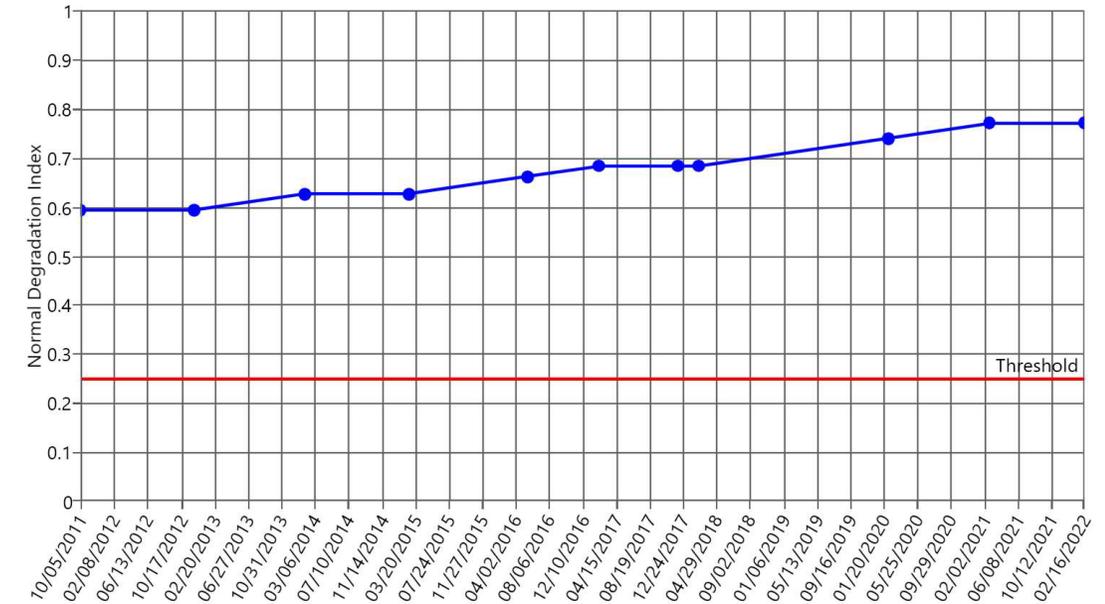




Failure Mechanisms

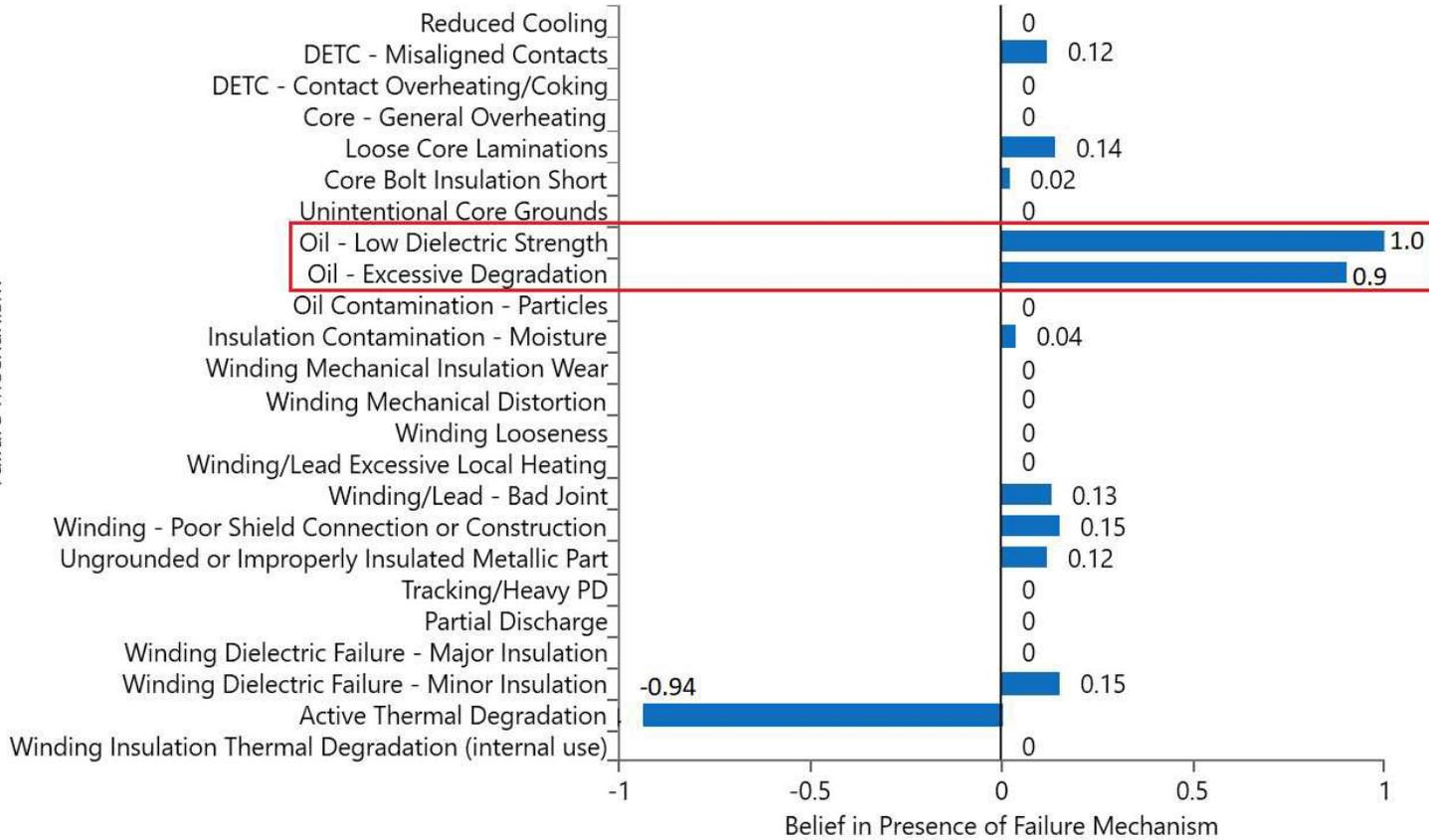


Normal Degradation Index

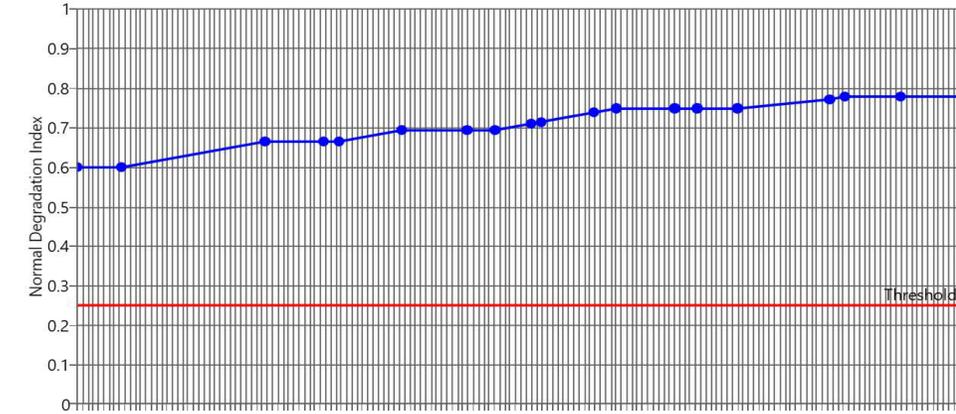




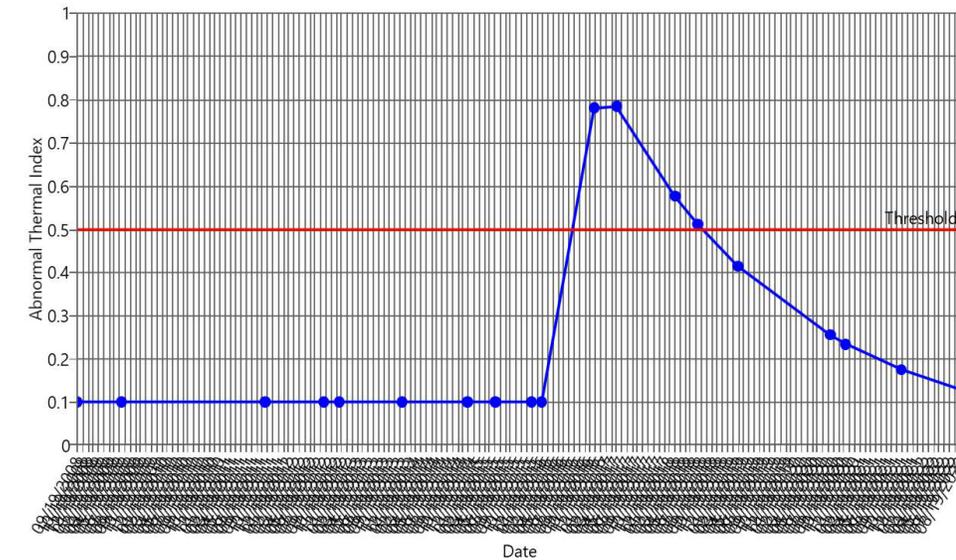
Failure Mechanisms



Normal Degradation Index



Abnormal Thermal Index





XXIX Congreso y la XXXIII Asamblea General de la COPIMERA

Confederación Panamericana de Ingeniería Mecánica, Eléctrica, Industrial y Ramas Afines

XXIX Congresso e XXXIII Assembleia Geral da

COPIMERA

Confederação Pan-americana de Engenharia Mecânica, Elétrica,
Industrial e Ramos Afins



CONFEA
Consejo Federal de Ingeniería
y Agronomía



CREA-AL
Consejo Regional de Ingeniería
y Agronomía de Aragón



mutua
Caja de Asistencia de Profesionales de Crea

**OBJETIVOS
DE DESENVOLVIMENTO
SUSTENTÁVEL**