Extensión y Fin de la Vida en Transformadores

1. Introducción

Este artículo apunta a los Ingenieros, Gerentes de Gestión de Activos y Gerentes de Mantenimiento que se encuentran directamente involucrados en la confiabilidad de los transformadores de potencia, así como en la determinación del estado de la condición de los mismos, en la etapa de Fin de la Vida.

Uno de los factores críticos, por no decir el más importante, es el de determinar el tiempo a partir del cual el envejecimiento de un transformador se torna crítico, en el sentido de favorecer un estado de falla catastrófico ante la solicitación de un evento externo.

Disponiendo de esta información, la Gerencia de Activos y la Gerencia de Mantenimiento tendrán el tiempo necesario para evaluar distintas alternativas y finalmente adoptar una decisión, en cuanto al reacondicionamiento o reemplazo del transformador, así como a la adecuación de los sistemas de monitoreo de la condición y al desarrollo de planes de contingencia.

Por lo tanto, el objetivo del presente trabajo es el de proveer a los sectores involucrados, de toda aquella información necesaria para la toma de decisiones que permitan establecer un Plan de Contingencia sobre un transformador (o varios) que se está aproximando a la etapa de Fin de la Vida.

2. Vida esperada y planificación

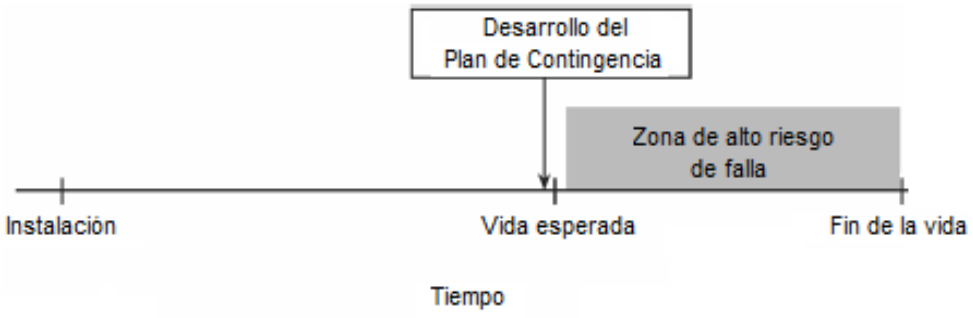
Dentro de la gestión del ciclo de vida de un transformador de potencia, indudablemente las decisiones más complejas, para la Gerencia de Activos o la Gerencia de Mantenimiento y Operaciones, se encuentran asociadas a aquellas que refieren a la etapa del Fin de la Vida.

En tal sentido y con el fin de evaluar las condiciones características de esta etapa, surge el concepto de Vida Esperada.

Se define como el tiempo transcurrido desde el inicio de la vida operativa del transformador hasta el punto en el tiempo en donde el sistema de mantenimiento básico periódico deberá ser cambiado o adecuado a otro que contemple el tratamiento de las condiciones características del fin de la vida.

También, en esta etapa, se deberán formalizar o replantear los Planes de Reacondicionamiento y de Reemplazo/Disposición del transformador.

Figura N° 1



En la figura N° 1 se observa la línea en el tiempo, con la ubicación de los estados característicos del ciclo de vida del transformador.

El intervalo comprendido entre el Fin de la Vida y la Vida Esperada representa la etapa de Fin de la Vida del ciclo.

Se destaca que en esta etapa, el transformador tendrá asociada una alta probabilidad de riesgo de falla, debido a la acción conjunta del envejecimiento y de los eventos del sistema.

Por lo tanto, el Plan de Contingencia deberá prever todas aquellas acciones de mantenimiento que sean necesarias para que el transformador siga cumpliendo con sus funciones, además de evaluar aquellas que permitan extender su vida útil (operación y mantenimiento).

Además, deberá desarrollar y formalizar los planes asociados de Reacondicionamiento y/o Reemplazo/Disposición Final, cuando se alcance el fin de la vida del transformador.

Estos últimos deberán ejecutarse bajo la integración y alineación con el sector Financiero de la organización, ya que involucra decisiones de orden económico y financiero, de la mano de la obsolescencia del transformador.

La clave de estimar la vida esperada de un transformador, radica en establecer los medios para evitar o limitar los efectos consecuentes de una falla catastrófica, como consecuencia del desarrollo de procesos de degradación que no pueden ser detectados a través del mantenimiento implementado en la etapa de Vida Esperada.

3. Vida esperada de componentes. Consideraciones

En este ítem vamos a tratar la vida esperada de distintos componentes de un trasformador de potencia.

La vida esperada, indicada en la tabla N° 1, establece el punto en el tiempo en el cual el transformador podrá mantener sus funciones, con un alto grado de certidumbre.

Ante un mantenimiento deficiente, o bien intervenciones inadecuadas, el transformador, al entrar en la fase de fin de la vida con un nivel apreciable de envejecimiento, comenzará a incrementar la probabilidad del desarrollo de un estado de falla catastrófica.

En tal sentido, el indicador de expectativa de vida será clave para establecer los planes de intervención, así como el momento apropiado para la implementación de ensayos y monitoreos adicionales en la Gestión del Mantenimiento.

Además, permite ir delineando el Plan de Reacondicionamiento o bien el Plan de Reemplazo/Disposición del transformador.

Debemos tener en cuenta las siguientes condiciones, al formalizar los contenidos de la tabla N° 1:

- Se asume que existe una Gestión de Mantenimiento correcta y razonable, llevada a cabo a través de la etapa de Vida Esperada del Ciclo de Vida.

- También se asume la intervención apropiada de acciones correctivas, en la etapa de Vida Esperada, que hayan reestablecido la condición operativa del transformador, ante problemas detectados.

- Las expectativas de vida están basadas en el aporte de especialistas, es decir del conocimiento experto, por sobre evaluaciones o estudios estadísticos.

- La vida esperada de los componentes, indicados en la tabla N° 1, depende fuertemente de las actividades de mantenimiento ejecutadas, así como de los eventos del sistema (cortocircuitos en el SEP, sobretensiones, etc.).

- Otro factor a destacar, que influye negativamente sobre la vida esperada, es la operación del transformador a solicitaciones que exceden las nominales de diseño. Podemos destacar, como un factor principal de envejecimiento, la operación de la máquina, en tiempo dilatado, a régimen de sobretemperatura.

Tabla N° 1

Vida Esperada				
Componente	**Falla funcional**	**Factor de degradación**	**MP que ayuda a la vida esperada**	**Expectativa de vida**
Arrollamientos (Aislación)	Ruptura eléctrica	- Envejecimiento térmico. - Contaminación. - Envejecimiento acelerado por operación a alta temperatura.	- Limpieza de los radiadores. - Mantenimiento de los ventiladores. - Verificación del flujo correcto del aire de refrigeración. - Verificación de la operación correcta de las bombas de refrigeración. - Verificación de la PAT del núcleo magnético. - Control de la temperatura operativa del transformador. - Calibración del dispositivo de temperatura.	30 a 40 años
Acometidas internas	Diseño y/o fabricación deficiente de los soportes de las acometidas. Desarrollo de caminos eléctricos al potencial de tierra	- Incidencia de fallas múltiples en equipos o instalaciones adyacentes. - Fallas en el SEP. - Fallas en las LAT.	- Sin técnica de mantenimiento efectiva. - Proceder a reparar al detectarse el problema.	20 a 30 años
Núcleo magnético	Pérdida de PAT y/o existencia de múltiples PAT	- Error en el conformado y ensamblado del núcleo. - Vibraciones. - Pérdida de aislación entre el núcleo y la cuba.	- Análisis de los gases combustibles. - Ensayo de la tierra del núcleo. - Identificación y verificación de la unicidad de la PAT.	40 años
Núcleo y arrollamientos	Desajustes. Daños en la aislación interlaminar del núcleo y en la aislación principal de los arrollamientos	- Fallas en la instalación, en adyacencias al transformador. - Fallas en LAT. - Vibraciones.	- Análisis de los gases combustibles. - Análisis de las vibraciones y nivel acústico.	40 años
Bushings en aceite	Falla en la aislación	- Contaminación externa. - Contaminación interna. - Pérdida de aceite. - Sobretensiones. - Pérdida de la línea de fuga. - Problemas de fábrica.	- Inspección y limpieza. - Reparación de pérdidas. - Reemplazo por rotura o daño.	>15 años

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

Bushings sin aceite	Falla en la aislación	- Contaminación externa. - Pérdida de la línea de fuga. - Problemas de fábrica.	- Inspección y limpieza. - Reemplazo por rotura o daño.	>15 años
Tanque de expansión	Contaminación del aceite y de la aislación sólida por falla en la bolsa del tanque y/o en el secador.	- Envejecimiento térmico de la bolsa. - Saturación del silicagel.	- Inspección de la bolsa en paradas del transformador. - Inspección del estado del silicagel.	Meses (silicagel) 20 años (bolsa)
Cuba	Pérdidas de aceite por corrosión y/o desgaste de juntas	- Envejecimiento térmico de las juntas. - Fisuras en la estructura de la cuba por estado de corrosión avanzado.	- Inspección del estado de las juntas. - Reemplazo de las juntas. - Remoción del óxido, Tratamiento y pintura de las partes afectadas	20 años

Se destaca, en la tabla, el detalle de las actividades de Mantenimiento que se aconsejan implementar, con el fin de incrementar la vida esperada del componente.

También se observa el factor de degradación predominante para cada componente.

4. Etapa de fin de la vida. Mecanismos de fallas

Como ya hemos visto en la tabla N° 1, se detallaron los componentes críticos de los transformadores que ya han alcanzado la etapa de Fin de la Vida, junto a las fallas funcionales (mecanismos de falla) y los factores que favorecen estos mecanismos.

A continuación haremos una descripción, para cada componente, de los tipos de Mantenimiento Preventivo que se requieren para lograr la atenuación o retraso de los mecanismos de degradación asociados.

Además, en el ítem 5, se procederá a comentar los medios de detección de estos mecanismos de fallas, indicando el monitoreo de la condición apropiado para cada caso.

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

a) <u>Aislación de los arrollamientos</u>

La degradación del papel aislante de los arrollamientos se desarrolla entre las capas que conforman las bobinas, entre los arrollamientos en sí y entre las fases del transformador.
El factor principal de la degradación de la aislación será la solicitación térmica, en donde la sobretemperatura, actuando sobre un tiempo dilatado, procederá a acelerar el envejecimiento de la celulosa.
En estas condiciones será importante considerar:

- La limpieza de los radiadores será una tarea crítica, eliminando toda eventual obstrucción al flujo de refrigeración del aire. Esta táctica de mantenimiento tendrá un gran impacto en las etapas operativas del transformador, durante los períodos estivales.

- De la mano de lo anterior, la verificación operativa de las bombas del circuito de refrigeración forzada, así como los ventiladores, será clave para mantener la integridad del transformador ante las solicitaciones térmicas.

- Una técnica útil para poder detectar problemas o deficiencias en el sistema de refrigeración, es la termografía infrarroja. Permite detectar rápidamente un eventual bloqueo al aire de refrigeración, en los radiadores.

- Otro mecanismo de degradación térmico tiene su causa en el sobrecalentamiento localizado en el transformador, por problemas internos. Este factor puede desarrollar una degradación acelerada en el papel aislante de los arrollamientos, especialmente en las zonas adyacentes al problema.

- El análisis a través de los gases furanos será muy efectivo para determinar el nivel de degradación de la celulosa, estimando así la resistencia mecánica de ésta para tolerar esfuerzos electrodinámicos.

Es importante destacar que, la alteración de las propiedades del papel por el ingreso de humedad no se considera un mecanismo de degradación, desde el punto de vista del Fin de la Vida del transformador.

b) <u>Acometidas internas</u>

Las acometidas internas del transformador son el medio de interconexión entre los arrollamientos y los bushings.
Estas interconexiones requieren de un sistema de sujeción/soporte, cuya función sea la de impedir el movimiento de las mismas ante efectos transitorios (corriente de inserción, de cortocircuito, etc.).
Tener en cuenta:

- El sistema de sujeción/soporte puede estar deficientemente diseñado y/o fabricado, por lo que puede agrietarse o en su defecto de máxima romperse, en un tiempo temprano, ante una solicitación electrodinámica.

- Con el tiempo y ante sucesivos eventos de falla, este sistema comenzará a degradarse significativamente, representando un factor de falla característico de la etapa de Fin de la Vida del transformador.

- Un mecanismo de falla característico será el de la formación de caminos eléctricos que favorecen el desarrollo de descargas al potencial de tierra.

- No hay una técnica directa de mantenimiento preventivo que permita determinar la deficiencia del sistema de sujeción/soporte. A estos fines, la mejor técnica de diagnóstico será la CGD, evaluando de tal forma la generación de gases por la actividad de descargas parciales, que este mecanismo de falla conlleva.

- Se complementa el análisis con la evaluación de los estados de falla que se han manifestado y registrado en las adyacencias del transformador, así como los eventos electrodinámicos del SEP.

c) Falta de PAT del núcleo o múltiples PAT

La falta o pérdida de la puesta a tierra del núcleo magnético del transformador se considera como un estado de falla crítica, ya que la misma representa el medio para evitar descargas desde un eventual potencial del núcleo al potencial de los arrollamientos.
A su vez, la existencia de más de una puesta a tierra en el núcleo, es la causa de favorecer la circulación de corrientes de Foucault en el volumen del mismo.
El efecto principal de este problema será el sobrecalentamiento del núcleo en forma directa y de los arrollamientos en forma indirecta.
Considerar:

- La técnica de diagnóstico que permite detectar estos problemas es la CGD y el grado de severidad se mide en función de los niveles de los gases combustibles generados.

- Con el transformador fuera de servicio, se podrá ejecutar el ensayo de tierra sobre el núcleo, de forma tal de evaluar la eventual pérdida de la PAT, o bien la existencia de múltiples PAT.

- Se ha establecido una fuerte correlación entre estos problemas y los eventos de falla electrodinámicos. Es decir, si se verifica un alto nivel de eventos electrodinámicos en las adyacencias del emplazamiento del transformador, mayor será la probabilidad de que se manifiesten los problemas de PAT.

- Los problemas de PAT también tendrán asociada una mayor probabilidad de ocurrencia a medida que el transformador se acerque a la etapa de Fin de la Vida.

d) Desajustes del núcleo y arrollamientos

El sistema de ajuste de los arrollamientos y núcleo magnético puede desajustarse o eventualmente romperse, como consecuencia de los esfuerzos electrodinámicos en el interior del transformador.
Un efecto directo de este problema será el daño sobre la aislación de los arrollamientos, debido a la erosión ocasionada por la vibración, derivada del desajuste del sistema mecánico de sujeción.
Se tendrá en cuenta:

- La pérdida de aislación por erosión o fricción, será el factor principal para establecer un evento de falla por descarga en los arrollamientos.

- No existe una técnica de mantenimiento que impida el desajuste del sistema de sujeción.

- Sí será posible monitorear el nivel de vibraciones o nivel acústico (ruido) de la máquina, los cuales se encuentran asociados a una eventual pérdida de la sujeción de los arrollamientos y/o el núcleo magnético.

- Como regla general, se deberá considerar que a mayor cantidad de eventos electrodinámicos registrados en la instalación, mayor será la probabilidad de que se manifiesten desajustes en el sistema de sujeción de los arrollamientos y núcleo magnético.

- A medida de que el transformador se acerque a la etapa de Fin de la Vida, mayor será la probabilidad de que se manifieste este problema, debido al envejecimiento de los materiales que conforman el sistema de sujeción y a la acción conjunta de los eventos electrodinámicos.

e) Aislación de los Bushings

La falla de los bushings, por lo general, son la causa de daños severos en los arrollamientos del transformador. También puede desembocar en un estado de falla catastrófica.
Es decir, con el fin de alcanzar, o bien incrementar, la expectativa de vida del transformador, será clave el control del estado de la condición de estos componentes.
A los fines se distinguen dos clases de bushings, los llenos en aceite y los de aislación sólida (o sin aceite).
Tener en cuenta:

- Los bushings se encuentran sometidos a descargas externas superficiales, como consecuencia de la contaminación o por pérdida de la línea de fuga (rotura de la porcelana).

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

- La contaminación se debe a la deposición superficial de polvo, suciedad, etc.

- La pérdida de la línea de fuga (por ej. debido a rotura de segmentos de la aislación), disminuye la capacidad del bushing de soportar sobretensiones.

- Las tácticas más efectivas para detectar estos problemas es la inspección visual, junto a la limpieza superficial de los bushings, de forma tal de eliminar los contaminantes.

- En las áreas de emplazamiento de los transformadores, en donde el índice de contaminación es alto (áreas con alto nivel de polución), una táctica recomendada es la de realizar un tratamiento superficial en los bushings, a través de la aplicación de grasa de silicona, u otro compuesto, que actúe de agente absorbente de los contaminantes.

- La aislación de los bushings sólidos se degradan con el tiempo, siendo el parámetro tangente delta el más efectivo, para evaluar el estado de esta condición.

f) Tanque de expansión

El transformador debe preservar, en todo momento, su capacidad de impedir estados de sobrepresión y de vacío, en el interior de la cuba.
Lo anterior tiene su causa en las variaciones frecuentes de la presión atmosférica.
De tal forma, los transformadores disponen del tanque de expansión (con o sin bolsa), el cual permite absorber las variaciones de la presión atmosférica.
Considerar:

- Una falla en la bolsa del tanque de expansión puede llevar a una rápida contaminación del aceite y de la aislación sólida, con humedad ambiente.

- Con el fin de asegurar la no contaminación con humedad, este sistema se complementa con un dispositivo secador de aire, siendo el agente absorbente de la humedad el silicagel.

- La forma de evaluar este problema es a través de los análisis del contenido de humedad en el aceite, así como inspeccionar el estado del silicagel, en forma periódica. El análisis del aceite a través de un período anual (en condiciones normales del transformador) y el estado del color del silicagel a través de las inspecciones realizadas en los rondines planificados.

- Cuando el transformador se encuentre fuera de servicio, la inspección de la bolsa del tanque deberá considerarse como una actividad obligada del mantenimiento preventivo.

g) Cuba

En este caso, las pérdidas de aceite serán el efecto principal de los problemas derivados en la cuba del transformador.
Se tendrá en cuenta:

- Detección de pérdidas a través de la junta de la cuba y otras juntas, mediante la inspección visual periódica de los rondines planificados.

- El análisis del aceite también provee de información importante para detectar pérdidas de aceite, así como evaluar las consecuencias.

- Inspección de las costuras o soldaduras, de forma tal de detectar corrosión. En estos casos se deberán adoptar acciones correctivas que lleven a eliminar la deposición de óxidos sobre la cuba (remoción, tratamiento y pintura).

- Se desarrollarán pérdidas de aceite a través de las soldaduras, si no se adoptaron acciones tempranas sobre los efectos corrosivos.

5. Etapa de fin de la vida. Monitoreo de la condición

A medida que un transformador de potencia se acerca a la etapa de Fin de la Vida, será más importante y crítico la implementación de técnicas de monitoreo de la condición, ya que la probabilidad de falla se incrementa.

Trataremos de ver, en este ítem, las técnicas de monitoreo de la condición que mejor se ajustan para esta etapa en el ciclo de vida del transformador.

A continuación se muestra la tabla N° 2, con las técnicas de diagnóstico más usuales y efectivas para detectar los problemas característicos de la etapa de Fin de la Vida del transformador.

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

Tabla N° 2

Componente	Técnica de diagnóstico	Efectividad de la técnica
Arrollamientos (Aislación)	- CGD con preponderancia de gases CO y CO_2, junto a H_2. - Furanos	- Bien establecidas. - Confiables para determinar el mecanismo de falla.

Acometidas internas	- CGD con actividad de los gases H_2 y C_2H_2 (arcos). - Detección acústica de DP.	- Bien establecidas.
Núcleo magnético	- CGD. Análisis de los patrones de gases combustibles. - Control y evaluación de la temperatura del transformador. - Ensayo de la resistencia de aislación del núcleo. - Detección acústica de DP.	- Bien establecidas. - Confiables para determinar el mecanismo de falla.
Núcleo y arrollamientos	- Detección acústica del ruido a 50 Hz. - Ensayo de FRA.	- Bien establecidas.
Bushings en aceite	- Inspección visual por contaminación. - Inspección visual por pérdidas. - Inspección visual por daño estructural. - Control del nivel de aceite. - Termografía infrarroja. - Ensayo de TD y CP.	- Bien establecidas. - Confiables y efectivas.
Bushings sin aceite	- Inspección visual por contaminación. - Inspección visual por daño estructural. - Ensayo de TD y CP.	- Bien establecidas. - Confiables y efectivas.
Tanque de expansión	- Detección de humedad y aire. - Inspección visual.	- Bien establecidas. - Confiables y efectivas.
Cuba	- Inspección visual.	- De fácil detección

a) <u>Análisis de la condición con los gases combustibles</u>

Como ya hemos comentado, la CGD es la técnica de diagnóstico más importante y efectiva para determinar el estado de la condición de un transformador de potencia.
Nos permite detectar una variedad de problemas, comprendiendo:

- Deterioro de la aislación sólida.
- Sobrecalentamiento localizado.
- Sobrecalentamiento en partes conductoras.
- Sobrecalentamiento del núcleo magnético.

- Descargas de baja energía.
- Descargas de alta energía.

Un referencial para el análisis de los gases combustibles, es determinar en primera instancia la condición del transformador ante un eventual estado de falla.
En la Tabla N° 3 se muestra este referencial (la unidad de cada gas es ppm), el cual, en primera instancia, será el que confirme o avale la existencia de un estado de falla

Tabla N° 3

Estado	CH4	C2H4	C2H6	C2H2	H2	CO	CO2	TGCD
Condición 1	<120	<50	<65	<1	<100	<350	<2500	**<721**
Condición 2	121-400	51-100	66-100	2-9	101-700	351-570	2500-4000	**721-1920**
Condición 3	401-1000	101-200	101-150	10-35	701-1800	571-1400	4001-10000	**1921-4630**
Condición 4	>1000	>200	>150	>35	>1800	>1400	>10000	**>4630**

Referencia de las Condiciones:

Tabla N° 4

Condición 1	**Operación normal. Se requiere investigar en el caso de un incremento de por lo menos uno de los GC. De ser asi, evaluar por relaciones.**
Condición 2	**Indica degradación de bajo nivel. Requiere evaluar cada gas en particular, asi como la dependencia con la carga. Evaluar por relaciones de gases y establecer tendencias.**
Condición 3	**Indica degradación significativa. Evaluar cada gas en particular. Estudio de la evolución y desarrollo de un plan de salida de servicio de la máquina.**
Condición 4	**Indica estado de falla critica. Intervenir aplicando el plan de salida de servicio de la máquina.**

Cada condición representa, con mayor detalle, lo siguiente:

- Condición 1 = El nivel de la TGCD de esta condición (< 721 ppm) es un indicador de un estado normal y seguro del transformador. Para el caso de que algunos de los niveles de los gases combustibles supere el valor especificado en la tabla N° 3, se deberá proceder a una evaluación más exhaustiva.

- Condición 2 = El nivel de la TGCD (> 721 ppm y < 1920 ppm), para esta condición, es indicador de un estado de falla incipiente o probable de falla. Requiere una evaluación en particular de cada gas combustible, en relación al nivel y la velocidad de generación y la eventual dependencia con el estado de la carga del transformador. Se deberá complementar con la evaluación de relaciones de gases y el análisis comparativo.

- Condición 3 = El nivel de la TGCD (> 1921 ppm y < 4630 ppm) es un indicador de un avanzado estado de degradación del aceite y/o del papel. Requiere una evaluación en particular de cada gas combustible, en relación al nivel y la velocidad de generación, así como la evaluación de las relaciones de gases y el análisis comparativo. Se deberá prever un plan para la eventual salida de servicio del transformador para su intervención.

- Condición 4 = El nivel de la TGCD (> 4630 ppm) es un indicador de un estado de falla crítica, asociado a una degradación avanzada del aceite y/o papel. Se deberá proceder a la intervención del transformador, en el corto plazo, antes de alcanzar el estado de falla catastrófica.

Se destaca que la cantidad total de gases combustibles disueltos (TGCD) no incorpora al gas CO_2.
Luego de definida una condición de eventual falla, el próximo paso será el de validar este estado.
A tal fin, se analizan las velocidades de crecimiento de los gases, según se indica en la siguiente tabla.

Tabla N° 5

Gas	L1 (ppm)	G1 (ppm/mes)	G2 (ppm/mes)
H_2	100	10	50
CH_4	75	8	38
C_2H_2	3	3	3
C_2H_4	75	8	38
C_2H_6	75	8	38
CO	700	70	350
CO_2	7000	700	3500

L1, determina el límite a partir del cual se deberán adoptar seguimientos más estrictos sobre el transformador. Esto se debe a que muy posiblemente se esté desarrollando efectivamente un proceso de falla interno.
G1 determina un límite para la velocidad de generación mensual de cada gas combustible. Establece la existencia de un proceso de falla en desarrollo, obligando a adoptar acciones correctivas diferidas.
G2 determina el límite de velocidad de generación mensual del gas, a partir del cual se deberá establecer el estado crítico del transformador. Obliga a adoptar acciones correctivas inmediatas.
Una vez confirmado el estado de falla, se pasará a analizar los contenidos de los gases en los niveles absolutos y de relación, con el fin de determinar la causa del problema.
A tal fin, se recurre a los distintos métodos de análisis de los gases combustibles disueltos en el aceite (Ver los artículos “Gases de Falla en Transformadores, Parte 1 y Parte 2”).

b) Ensayo de furanos

La celulosa al descomponerse libera, además de los gases CO y CO_2, unos compuestos químicos solubles en el aceite, denominados furanos.
De entre todos estos compuestos, el más significativo para evaluar el estado de degradación de la celulosa es el 2-furfuraldehído (2-FAL).
Un valor normal de referencia para un transformador de potencia es el de una cantidad de furanos, disueltos en el aceite, en el orden de < 0,1 ppm.
Este nivel es un indicador clave de la degradación del papel aislante de los arrollamientos, por lo que el ensayo se convierte en una herramienta fundamental en el monitoreo del estado de la condición del transformador en la etapa de Fin de la Vida.

c) Ensayo de resistencia de aislación del núcleo

La puesta a tierra del núcleo magnético debe ser única, ya que de otra forma se favorece el sobrecalentamiento del mismo, debido a la circulación de corrientes de Foucault.
Una técnica efectiva para evaluar esta condición es a través de la medición de la resistencia de aislación del núcleo, previa desconexión de su puesta a tierra.
Si la misma es de bajo valor, es un indicador de la existencia de puesta a tierra múltiple, por lo que se deberán adoptar acciones correctivas, de forma tal de eliminar estas tierras adicionales.
El sobrecalentamiento del núcleo magnético, derivado de este problema, también será la causa del recalentamiento del aceite y la afectación sobre la aislación de los arrollamientos.

d) Ensayo de FRA

El ensayo de Análisis de Respuesta en Frecuencia, es una técnica de diagnóstico muy efectiva para detectar problemas derivados de los desajustes en los arrollamientos y el núcleo magnético.

Este ensayo se basa en obtener la característica de la respuesta en frecuencia del transformador, el cual se puede representar por un circuito con acoplamiento inductivo y capacitivo, ante distintas excitaciones de ondas senoidales de baja tensión, en un rango de frecuencias determinado.
Cualquier modificación de los parámetros circuitales, como consecuencia de los desajustes y/o desplazamientos de los arrollamientos/núcleo, podrá ser detectada de los registros de la respuesta en frecuencia.
Es un ensayo de base comparativa, por lo que se requiere una referencia inicial, con el fin de evaluar las características obtenidas.

e) Ensayo de tangente delta y capacidad

Este ensayo permite medir las pérdidas dieléctricas de una aislación. La degradación en el tiempo de cualquier aislación, llevará a un aumento consecuente de estas pérdidas.
La tangente delta es un indicador indirecto de las pérdidas dieléctricas, representando un valor muy bajo, para una aislación en buenas condiciones.
Además, se deberá tener en cuenta que las variaciones de este parámetro deberán ser muy pequeñas, a lo largo del tiempo, para un transformador de potencia.
En tal sentido, representa un indicador clave para evaluar el estado de la condición del transformador en la etapa de Fin de la Vida.

f) Ensayo acústico de descargas parciales

La señal acústica es el medio a través del cual se pueden detectar las actividades de descargas de alta energía (arcos) y de baja energía (descargas parciales).
Las ondas acústicas se propagan a través del aceite, desde la fuente de generación de las descargas y serán detectadas en la superficie externa de la cuba, a través de sensores especialmente localizados en la misma.
Los problemas derivados de los desajustes del sistema mecánico de sujeción, así como la erosión o agrietamiento de la aislación sólida, característicos de la etapa de Fin de la Vida del transformador, podrán ser monitoreados con esta técnica.

6. Conclusiones

- La etapa de Fin de la Vida de un transformador debe considerarse crítica, ya que, desde el punto de vista de la Gestión de Activos, involucra un incremento apreciable de los riesgos asociados, así como de los costos del ciclo de vida y una disminución del rendimiento operativo de la máquina en el sistema.

- Un hecho muy importante a tener en cuenta es que, en la etapa de Fin de la Vida, la integración y alineación con el sector Financiero de la organización, será clave en la conformación de los costos asociados al análisis de la obsolescencia, así como de los costos de las soluciones técnicas a implementar.

- De la mano de lo anterior, un objetivo principal de la Gestión de Activos, será la de ejecutar los procesos inherentes en base a minimizar los costos a lo largo de todo el ciclo de vida del transformador. Esta visión incluye la operación, el mantenimiento y la reposición/disposición de los transformadores, comprendidos en la etapa de Fin de la Vida.

- Considerar: el momento óptimo de la reposición/disposición del transformador provocará menores costos a la comunidad y la organización.

- Considerar: Una demora en la decisión de reposición/disposición llevará a un aumento del costo de mantenimiento y un mayor deterioro del transformador.

- Considerar: Una reposición/disposición antes de tiempo, provocará que la comunidad y la organización no adquieran a pleno el valor del transformador.

- Para algunos problemas específicos de la etapa de Fin de la Vida, se requiere sacar de servicio el transformador, con el fin de ejecutar actividades de inspección interna.

- De la mano de lo anterior, para algunos tipos de problemas, también se tendrá que remover al transformador de su emplazamiento, con el fin de transportarlo a un taller de reparación.

- El indicador de expectativa de vida permite asistir en la asistencia y desarrollo de la planificación de la Gestión de Activos en la etapa de Fin de la Vida, así como en determinar la necesidad de tecnologías de monitoreo de la condición adicionales, a las ya instaladas en la etapa de Vida Esperada.

- La información contenida en la tabla N° 1 se centra en la identificación de los mecanismos de falla, asociados al envejecimiento en el largo plazo y que puedan derivar en una falla catastrófica. Es decir, no contiene aquellos mecanismos de corto plazo, que pueden ser identificados y corregidos rápidamente.

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

Ingeniera Nova Mirón S.A.