

Nota técnica: "Gestión del Fin de la Vida de Transformadores. Parte 6"

1. Introducción

Con la presente parte, vamos a dar por finalizada la serie de artículos (Parte 1 a Parte6) referidos a la Gestión del Fin de la Vida de Transformadores.

En tal sentido, vamos a exponer sobre el importante tema de la definición de los Indicadores de Confiabilidad, en referencia al servicio de despacho de energía eléctrica a los consumidores de la red (industriales o residenciales), así como los asociados al activo físico crítico principal del sistema, es decir los transformadores.

Será importante tener en cuenta que, al referirnos a los transformadores operando en la red, la topología de Confiabilidad determinará el valor resultante de la probabilidad de que este sistema integrado no falle, en un intervalo de tiempo especificado, bajo condiciones operativas prefijadas.

Lo anterior tendrá un impacto positivo en los Indicadores de Confiabilidad del despacho, ya que disminuirá la probabilidad de ocurrencia de la salida de servicio del suministro eléctrico, al fallar un transformador, en especial con una alta probabilidad de riesgo de falla, como es el caso de una unidad envejecida.

Finalmente, describiremos aquellas acciones de Mantenimiento o de Gestión de Activos, en su nivel Técnico-Operativo, que deberán implementarse en los transformadores envejecidos, para asegurar una operación confiable.

Es por eso que, enfocaremos esta descripción sobre los distintos subsistemas críticos de un transformador, ya en su etapa de Fin de la Vida, los cuales requieren una inspección y tratamiento dedicados.

Es decir, a los fines de Ingeniería y de Gestión de Activos, en su fase de Gestión de la Confiabilidad, cada uno de estos subsistemas tendrán asociados Indicadores de Confiabilidad, que luego serán integrados en la topología del transformador, obteniendo de tal forma el Indicador resultante de la unidad.

2. Justificación de los Indicadores de Confiabilidad

Con el fin de evaluar el desempeño de un servicio de suministro de energía eléctrica, los indicadores son los medios más idóneos para estos fines.

Habiendo establecido previamente los Objetivos de Gestión de Activos, se procederá a asignar a cada uno de los mismos, por lo menos un indicador y una meta a alcanzar.

Considerando a la Confiabilidad del Servicio como un parámetro clave en la gestión, asociado a la provisión de energía eléctrica a los usuarios de la compañía, se abre un abanico de posibles indicadores a especificar.

Podemos describir las siguientes características en el diseño y especificación de los indicadores de Confiabilidad:

- Medición de la frecuencia de interrupciones en el sistema eléctrico.

- Medición de la duración de las interrupciones en el sistema eléctrico.
- Medición orientada al sistema eléctrico enfocada a una Confiabilidad promedio de toda la muestra de clientes.
- Medición orientada a los clientes. En donde la Confiabilidad se mide u obtiene en relación a un conjunto específico de clientes.
- Medición orientada a los equipos. En donde la Confiabilidad se mide u obtiene en relación a un conjunto específico de equipos.

Además, se deberá tener en cuenta de resolver los problemas derivados en los usos de los indicadores, de los parámetros “frecuencia” y “duración”.

En los casos que nos ocupan, las relaciones no son de características lineales, ya que por ejemplo, en un estado de dos horas de interrupción del suministro eléctrico, nos encontraremos que no será equivalente a un estado de dos interrupciones de 1 hora cada uno.

O bien, podemos preguntarnos ¿el impacto de un estado de dos interrupciones de una hora cada una en el suministro, es igual a un estado de una interrupción de dos horas?

Como vemos, las relaciones no presentan características lineales, haciendo más complejo el análisis, al tener que considerar la apreciación subjetiva del cliente como variable, así como el tipo de actividad que desarrolla.

En Ingeniería, Gestión de Activos y Mantenimiento, será vital tener bien identificados y registrados, dentro del intervalo de tiempo de evaluación y las condiciones operativas especificadas, los Indicadores de Confiabilidad de cada transformador, así como de los subsistemas que lo constituyen (modelo de topología integrada).

Por ejemplo, si una SET posee 2 transformadores de potencia operando en topología de redundancia activa, teniendo uno de estos un índice de Confiabilidad de 99 % (unidad nueva) y otro con Confiabilidad de 56 % (unidad envejecida), el Indicador de Confiabilidad resultante del sistema en redundancia será de 99,6 %, representando una mejora del 78 % con respecto al transformador envejecido.

Esta mejora, de tener un transformador envejecido con un bajo nivel de Confiabilidad operando con otro en redundancia activa con un alto nivel de Confiabilidad, impactará positivamente en los indicadores de Confiabilidad del sistema de transmisión-distribución de la energía (ítem 3), ya que, al disminuir el riesgo de la probabilidad de falla del sistema integrado, se disminuirán consecuentemente las interrupciones en el despacho de la energía.

3. Definición de los Indicadores de Confiabilidad

La especificación y cálculo de los Indicadores de Confiabilidad (IC) del despacho de energía eléctrica, puede enfocarse en dos direcciones.

Una, será la de establecer una relación de proporcionalidad con la carga demandada por el cliente, al momento de la interrupción

Otra, la de evaluar un estimado de la energía eléctrica estimada no despachada durante la interrupción del suministro.

Se tienen los siguientes IC estandarizados:

- a) Índice de frecuencia de interrupción promedio del sistema (IFIPS) (SAIFI por sus siglas en inglés)

$$\text{IFIPS} = \frac{\text{Número de interrupciones al cliente}}{\text{Número total de clientes en el sistema}}$$

Promedia la estadística de interrupciones sobre la totalidad de los clientes del sistema.

- b) Índice de frecuencia de interrupción promedio del cliente (IFIPC) (CAIFI por sus siglas en inglés)

$$\text{IFIPC} = \frac{\text{Número de interrupciones al cliente}}{\text{Número de clientes que tuvieron al menos una interrupción}}$$

Promedia la estadística de interrupciones sobre aquellos clientes que han tenido al menos una interrupción.

Los clientes que no han sufrido interrupciones, durante el período de evaluación, son excluidos de la muestra para el cálculo del indicador.

- c) Índice de duración promedio de interrupciones del sistema (IDPIS) (SAIDI por sus siglas en inglés)

$$\text{IDPIS} = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones de todos los clientes}}{\text{Número total de clientes en el sistema}}$$

Mide la duración promedio de todas las interrupciones, sobre la muestra de todos los clientes en el sistema, ya sea hayan sufrido de cortes o no.

- d) Índice de duración promedio total de interrupciones al cliente (IDPTIC) (CTAIDI por sus siglas en inglés).

$$IDPTIC = \frac{\text{Suma de las duraciones de las interrupciones de todos los clientes}}{\text{Número de clientes que tuvieron al menos una interrupción}}$$

Mide la duración total promedio de todas las interrupciones, considerando en el muestreo a aquellos clientes que hayan tenido al menos un corte en el suministro.

En la fase de análisis de los Indicadores de Confiabilidad del despacho de energía, se requerirán tanto los datos de relevamientos actuales, como de los históricos, con el fin de poder ser evaluados y obtener así las tendencias en el tiempo.

Además, nos permitirá detectar problemas y asistir en la evaluación del desempeño del Sistema de Gestión de Activos y en la gestión de Ingeniería, enfocando la toma de decisiones en la mejora de la Confiabilidad de los activos físicos y en el ajuste de los modelos matemáticos-estadísticos (especialmente de los transformadores).

En el análisis se deberá tener muy presente algunos aspectos que pueden influir en la estructuración de la información obtenida.

Por ejemplo, será importante considerar, entre otros, la influencia del clima en sus variaciones diarias o periódicas, así como de los picos transitorios en el sistema eléctrico, antes de obtener conclusiones decisivas en los resultados.

Conviene destacar que la influencia del clima es muy determinante en los transformadores que se encuentran operando en la etapa de Fin de la Vida.

4. Gestión del transformador envejecido

Es una característica principal que, en la etapa de Fin de la Vida de un transformador, el cual presenta un nivel significativo de envejecimiento, la deficiente Gestión del Mantenimiento (tácticas y/o intervenciones inadecuadas), llevará a la disminución de la Confiabilidad Operativa, es decir, al incremento de la probabilidad de falla en el tiempo.

En tal sentido, el indicador de Confiabilidad Operativa asociado, será clave para determinar la priorización y las acciones de intervención, que conformarán el Plan de Mantenimiento, así como el nivel referencial operativo de la Gerencia de Activos para implementar la Gestión de los Riesgos.

Además, permitirá esclarecer la conveniencia y el momento apropiado consecuente para la implementación de eventuales ensayos y monitoreos adicionales, con el fin de obtener mayor información que permita determinar del estado de la condición del transformador, en su fase de envejecimiento.

Al mismo tiempo y dependiendo del valor del indicador de Confiabilidad, junto a otros parámetros de evaluación, típicos de la Etapa de Fin de la Vida, podemos comenzar a delinear y conformar el Plan de Reacondicionamiento o bien el Plan de Reemplazo/Disposición del transformador.

Será importante tener en cuenta que se manifiesten las siguientes condiciones:

- Una Gestión de Mantenimiento implementada de forma correcta y razonable, la cual deberá ser llevada a cabo a lo largo de todas las etapas del Ciclo de Vida del transformador. En especial en la etapa de Fin de la Vida.
- Intervenciones apropiadas, en base a acciones correctivas especializadas, en la etapa de Fin de la Vida. Estas acciones se deben caracterizar por el efectivo restablecimiento de la condición operativa del transformador, ante problemas que hayan sido detectados.
- Las acciones correctivas y las expectativas de vida asociadas, deberán basarse en el aporte de especialistas, es decir del conocimiento experto, por sobre evaluaciones o estudios estadísticos, o bien por resultados derivados de los ensayos y/o monitoreos.
- La vida esperada de los subsistemas del transformador, dependerá significativamente de las actividades de mantenimiento planificadas y ejecutadas, así como de los eventos del sistema (sobretensiones, etc.).
- Se deberá tener muy en cuenta la operación del transformador a solicitaciones térmicas que excedan las nominales de diseño. La operación a un régimen de sobre temperatura, en un tiempo extendido, representa un factor principal de envejecimiento de la aislación de los bobinados del transformador.

Considerando lo visto previamente y adoptando el indicador de Confiabilidad Operativa, como referencia para establecer los planes de acción de Mantenimiento, podemos, a continuación, realizar una descripción de cada subsistema del transformador, en relación al estado de Fin de la Vida.

a) Aislación de los bobinados

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 sobre temperatura, actuando sobre un tiempo extendido de operación, procederá a acelerar el envejecimiento de la celulosa.

Se deduce entonces que, la solicitación térmica será un factor principal a tener en cuenta en la gestión del Fin de la Vida del transformador.

Ante esta situación y con el fin de atenuar los efectos de esta solicitación, será importante considerar:

- La limpieza de los radiadores deberá considerarse una tarea crítica de Mantenimiento. El objetivo será el de eliminar toda eventual obstrucción al flujo de refrigeración del aire. Esta acción de mantenimiento tendrá un gran impacto en las etapas operativas del transformador, durante los períodos estivales.

- La verificación de los estados operativos de las bombas del circuito de refrigeración forzada, así como los ventiladores, será clave para mantener la integridad del transformador ante las sollicitaciones térmicas.
- Verificación de la eventual degradación térmica, como consecuencia del sobrecalentamiento localizado en el transformador, debido a problemas internos. Este factor puede desarrollar una degradación acelerada en el papel aislante de los arrollamientos, especialmente en las zonas adyacentes al problema.
- 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.
- Verificar la existencia de un eventual estado de contaminación sobre los bobinados
- Realizar análisis del aceite, con el fin de determinar la eventual existencia de gases Furanos. Esta acción será muy efectiva 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 de la Gestión del Fin de la Vida del transformador.

Podemos decir entonces que, los factores determinantes de degradación sobre los bobinados, serán:

- Envejecimiento térmico en condiciones operativas normales.
- Contaminación.
- Envejecimiento acelerado por operación a alta temperatura.

b) Acometidas internas

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 será 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 sollicitación 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.
- Otro mecanismo de falla característico, en la etapa de Fin de la Vida, será el de la formación de caminos eléctricos que favorecen el desarrollo de descargas al potencial de tierra.
- No se dispone de 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 deberá complementar 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.
- Tener en cuenta los factores de degradación, asociados con incidencias de fallas múltiples en equipos o instalaciones adyacentes, fallas en el SEP y fallas en las LAT.

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, será 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 de falla, a medida que el transformador se acerque a la etapa de Fin de la Vida.
- En cuanto a los factores de degradación, será importante tener en cuenta los errores en el conformado y ensamblado del núcleo magnético (Confiabilidad Inherente), existencia de vibraciones, pérdida de aislación entre el núcleo y la cuba, entre otros.

d) Desajustes del núcleo y arrollamientos

El sistema de ajuste de los arrollamientos y el 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 deberán tener en cuenta, en la etapa de Fin de la Vida, los siguientes aspectos:

- La pérdida de aislación por erosión o fricción (proceso dilatado en el tiempo), 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.
- Muy importante será el de monitorear el nivel de vibraciones o el 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, con una consecuente disminución de la Confiabilidad Operativa.
- A medida de que el transformador se acerque a la etapa de Fin de la Vida, mayor será la probabilidad de que se manifieste el problema citado previamente, debido al envejecimiento de los materiales que conforman el sistema de sujeción y a la acción conjunta de los eventos electrodinámicos.

- Prestar atención a los factores de degradación, asociados a fallas en la instalación en las adyacencias de emplazamiento del transformador, fallas en LAT y vibraciones.

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 generar 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 los bushings.

A los fines se distinguen dos clases, los llenos en aceite y los de aislación sólida (o sin aceite).

Se deberá 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 segmentos de la porcelana).
- 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.
- En estos casos, los factores de degradación a tener en cuenta, corresponden a la contaminación externa, la contaminación interna, eventuales pérdidas de aceite, sobretensiones, pérdida de la línea de fuga, problemas de fabricación (baja Confiabilidad Inherente del transformador).

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.

En tal sentido, tendremos que considerar:

- Una falla en la bolsa del tanque de expansión puede llevar a una rápida contaminación del aceite y de la aislación sólida, con la humedad ambiente.
- Con el fin de evitar la contaminación con humedad, este sistema se complementa con un dispositivo secador de aire, siendo el silicagel el agente absorbente de la humedad.
- 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.
- Realizar el análisis del aceite en un período anual (en condiciones normales del transformador) y verificar 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.
- En este caso, los factores de degradación se resumen en el envejecimiento térmico de la bolsa del tanque de expansión y en la saturación del silicagel.

g) Cuba

Las eventuales pérdidas de aceite, serán el efecto principal de los problemas derivados en la cuba del transformador.

Se deberá tener 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 de este problema.
- 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).



- Considerar que se desarrollarán pérdidas de aceite a través de las soldaduras, si no se adoptaron acciones tempranas sobre los efectos corrosivos.
- Los factores de degradación se pueden sintetizar en el envejecimiento térmico de las juntas y en la generación de fisuras en la estructura de la cuba, por estado de corrosión avanzado.

Departamento de ingeniería.
Nova Mirón S.A

NOVA MIRON S.A.

Servicio y mantenimiento • Transformadores de media y alta tensión

Las Heras 4891 • (B1603AXZ) • Villa Martelli • Buenos Aires • Argentina • Tel.: (011) 4709-6563 rot. • www.novamiron.com.ar

SERVICIO DE ATENCION PERMANENTE Cel.: 15 4945 1170 / 71/ 72