Gestión del riesgo en transformadores de potencia. Aplicación.

1. Introducción

En el presente artículo vamos a continuar con el desarrollo descriptivo del proceso de Gestión del Riesgo en los transformadores de potencia y distribución, en relación a su aplicación en la Gestión de Activos (ver el artículo “Gestión del Riesgo en Transformadores de Potencia”).

Por lo tanto y, como ya adelantáramos en el artículo precedente, nos abocaremos a la aplicación práctica del método de gestión de los riesgos, en aquellas situaciones en que se deba tratar con una dotación de transformadores, como es el caso de aquellos pertenecientes al parque de una distribuidora eléctrica.

Los transformadores de potencia y distribución representan activos físicos con características fundamentalmente críticas en los SEP (en donde se encuentran emplazados), así como en la calidad de la energía requerida para sostener un servicio con aceptable confiabilidad operativa.

Desde el punto de vista de operar y mantener a una dotación de transformadores (por ej. en una distribuidora eléctrica), se deberá tener muy en cuenta el proceso de envejecimiento y el estado de la condición de las unidades, ya que estos factores afectan significativamente, tanto a la disponibilidad como a la confiabilidad.

Es decir, la identificación, análisis, evaluación y tratamiento de los riesgos, asociados al envejecimiento y pérdida de rendimiento de cada transformador, será un factor de primera importancia en la Gestión de los Activos y del Mantenimiento.

A estos fines y como ya habíamos adelantado en el artículo precedente, la obtención del Número de Prioridad del Riesgo (NPR), requiere previamente determinar los parámetros asociados a la probabilidad de falla en el sistema, así como aquellos relacionados con las consecuencias.

Una vez establecidos los parámetros y sus correspondientes descriptores, será el momento de adoptar un modelo para el cálculo de los factores de Probabilidad de Falla y de Consecuencia, con los cuales obtener, finalmente, el NPR del transformador evaluado.

Con el fin de seguir en detalle la metodología de la gestión del riesgo, incorporamos un ejemplo basado en la aplicación del modelo sobre una dotación de 12 transformadores pertenecientes a una distribuidora eléctrica.

De los resultados obtenidos se podrán sacar conclusiones interesantes, en relación a la sensibilidad en la asignación de valores a los correspondientes parámetros, que conforman el modelo adoptado.

2. Componentes del riesgo en transformadores

Como ya habíamos comentado en el artículo precedente, el objetivo fundamental en la gestión del riesgo será la de determinar el Número de Prioridad del Riesgo (NPR) o Índice de Riesgo, de los transformadores que conforman la instalación.

El enfoque para abordar el riesgo será la adopción del <u>método cuantitativo</u>, asignando de tal forma valores de ocurrencia de falla y de severidad a los diferentes riesgos identificados en el ciclo de vida del transformador.

Recordemos que este método es de aplicación obligada para los casos de analizar activos críticos, como es el caso de los transformadores de distribución y potencia.

En tal sentido, este cálculo deberá efectuarse con la mayor precisión posible, de forma tal que el modelo de riesgo adoptado refleje fielmente la realidad operativa de la máquina.

También habíamos indicado que la estimación del NPR se hacía mediante la cuantificación de dos parámetros (o dos dimensiones), correspondientes al Factor de Ocurrencia o de Probabilidad de Falla (FP) y al Factor de Severidad o de Consecuencia de la Falla (FC).

En la determinación del FP se requiere implementar el análisis del historial de datos del transformador en estudio, así como de unidades similares, que aporten mayor información en relación a los estados de falla.

También se deberá recurrir al aporte del especialista en cuanto a la estimación de distintos parámetros del modelo, que referencian a eventuales estados de falla del transformador.

Para estimar el FC, se tendrá en cuenta que este factor involucra los costos de reacondicionamiento, de reparación y de reemplazo/disposición final.

Además, debemos considerar todos aquellos descriptores que generen costos indirectos (pérdidas por no despachar energía contratada, costos por afectación al medio ambiente, etc.).

Recordemos que en el modelo de riesgo, a adoptar en nuestro caso, no se considerará el Factor de Detección en el cálculo general del NPR.

De tal forma, el NPR se calculará a través de la siguiente expresión:

$$NPR = FP \times FC$$

En ambos casos se utilizará, para la estimación, un modelo de factores ponderados del riesgo, con el fin de procesar los datos de las variables de entrada, asociadas a cada componente del correspondiente factor a calcular.

Se destaca que el NPR será un parámetro clave para priorizar el Mantenimiento, en relación a categorizar, en orden de importancia en base al riesgo., los transformadores que requieran acciones correctivas, determinando de tal forma la asignación más efectiva y eficiente de los recursos.

Resumiendo las etapas que conforman un sistema de Gestión de Riesgos, según indicamos en el artículo precedente, podemos establecer los siguientes lineamientos principales para abordar el cálculo o estimación del NPR de un transformador:

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

a) Identificación de los riesgos.

b) Analizar y determinar los distintos escenarios de riesgos.

c) Evaluar las consecuencias de los escenarios de riesgos determinados. En esta etapa se requiere de experiencia acumulada y de conocimiento experto.

d) Clasificar y priorizar los riesgos.

e) Priorizar el Mantenimiento de cada transformador.

Debemos resaltar de antemano que, para proceder a la identificación de los riesgos asociados a un transformador, se requiere del establecimiento previo, como información de entrada, del estado de la condición del mismo.

Recordemos que el Estado de la Condición del transformador es uno de los componentes del Factor de Probabilidad de Falla (ver ítem N° 4), representando uno de los más importantes en el modelo de gestión de los riesgos.

Por tal motivo y asociado a la determinación del estado de la condición, en el ítem N° 3 describiremos el concepto de Índice de Estado de un transformador.

3. Índice de Estado del transformador

En este punto será oportuno aclarar el concepto de "Estado de la condición del transformador", ya que representa un componente clave en la Gestión de Activos y Mantenimiento, en lo que concierne a la optimización en la toma de decisiones asociadas al tratamiento de los riesgos, a lo largo de todo el ciclo de vida del transformador.

Es así como se establecen las prácticas adecuadas que conllevan a implementar programas efectivos y eficientes en la Gestión de Activos (Mantenimiento, reparación, reacondicionado, reemplazo).

El Índice de Estado (IE) se utiliza para determinar el estado de condición actual del transformador, a través de la cuantificación de los resultados obtenidos del análisis del aceite, ensayos, monitoreos, aspectos operativos e inspecciones.

Su utilidad se manifiesta en que nos permite establecer una clasificación de estado de una dada dotación de transformadores, en relación a las condiciones técnicas de los mismos.

Lo anterior permitirá, a la Gestión de Activos proceder a priorizar los gastos de mantenimiento de cada unidad, logrando así una actividad más eficiente.

Si bien dedicaremos un nuevo artículo para detallar las características y cálculo del IE, en el presente indicaremos las etapas requeridas para estimarlo y así aplicarlo en la obtención del NPR.

Se distinguen 4 etapas bien definidas, a saber:

a) Establecer los parámetros para calcular el IE.

b) Establecer los rangos de valorización y factores de peso de significación en el modelo.

c) Calcular el IE para cada componente.

d) Calcular el IE general para cada transformador.

Entonces, el IE del transformador será calculado como la suma ponderada (debido a los "factores de peso") de cada parámetro seleccionado, en base a los valores asignados de los rangos predefinidos.

Será importante remarcar que, los parámetros seleccionados para el cálculo del IE deberán tener la capacidad de sustentarse en una efectiva disponibilidad de la información, derivada de los ensayos, monitoreos e inspecciones, así como de la participación de conocimiento experto en la asignación de los "factores de peso" para cada parámetro.

4. Determinación del Factor de Probabilidad

Recordando lo indicado en el artículo precedente, los componentes del Factor de Probabilidad de falla de un dado transformador de potencia/distribución, se pueden agrupar de la siguiente forma:

- Historial operativo del transformador.
- Historial de mantenimiento del transformador.
- Año de fabricación del transformador.
- Estado de la condición del transformador.
- Calidad de la fabricación del transformador (prestigio del fabricante).

Y los descriptores, asociados a cada uno de estos, serán:

a) <u>Historial operativo del transformador</u>

- Condiciones operativas en el servicio.
- Historial de carga y perfil de temperaturas.
- Eventos operativos registrados.
- Nivel de conocimiento de la historia operativa de la máquina.

b) <u>Historial de mantenimiento del transformador</u>

- Determinación del estado de envejecimiento de la aislación.
- Historial de fallas.
- Historial de inspecciones.
- Historial de intervenciones.
- Conocimiento de las actividades de mantenimiento.

c) <u>Año de fabricación del transformador</u>

- Peso de la edad del transformador en las condiciones operativas.
- Peso de la edad del transformador en las actividades de mantenimiento.
- Peso de la edad del transformador en la determinación de la etapa de Fin de la Vida.
- Peso de la edad del transformador en la conformación del Plan de Reacondicionamiento.

d) <u>Estado de la condición del transformador</u>

NOVA MIRON SERVICIOS & TRANSFORMADORES

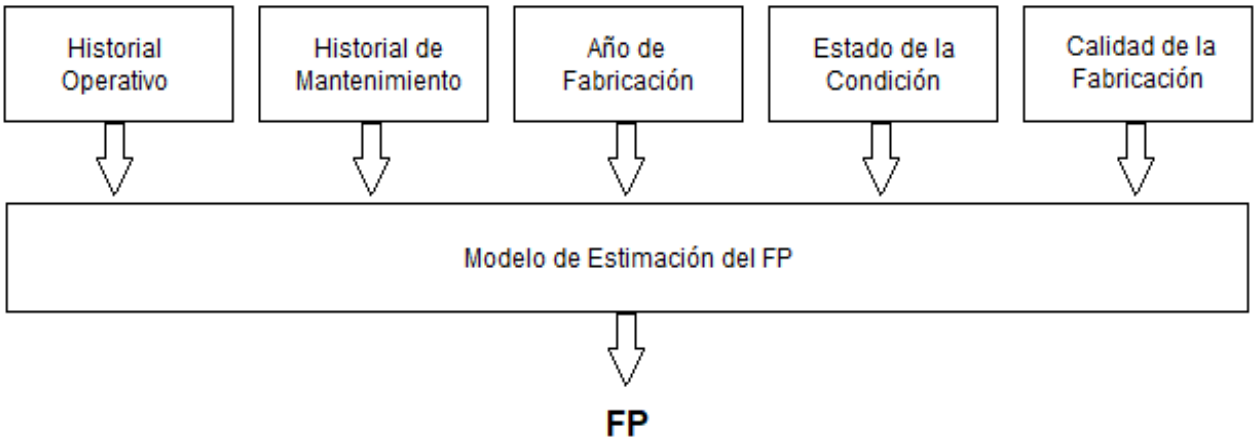
- Historial del estado del aceite.
- Historial del desarrollo de los gases de falla.
- Historial y seguimiento del estado del papel.
- Historial de ensayos y monitoreo.
- Estado de la condición de la refrigeración, bushings y otros subsistemas.

e) Calidad de la fabricación del transformador

- Calidad del diseño.
- Tecnología utilizada (riesgo tecnológico).
- Calidad de los materiales utilizados en la fabricación.
- Calidad en el proceso de fabricación.
- Historial y prestigio del fabricante.
- Servicios postventa del fabricante.

En la figura N° 1 se observa un esquema de cálculo, destacando que el Modelo de Estimación del FP será adoptado en base a consideraciones del contexto de los transformadores, así como de sus características.

Figura N° 1



En la Tabla N° 1 se indican los valores correspondientes a los rangos y factores de peso de cada componente.

Tener en cuenta que esta asignación no es única, sino que depende de la característica del modelo de riesgo adoptado, del aporte especialista, así como de la experiencia en la Gestión de los Activos.

Tabla N° 1

5. Determinación del Factor de Consecuencia

También sabemos, del artículo precedente, que los componentes del Factor de Consecuencia se establecen de la siguiente forma:

- Confiabilidad del SEP o de la instalación de emplazamiento del transformador.
- Seguridad del SEP o de la instalación de emplazamiento del transformador.

Componente	Rango	Peso
Historial Operativo	1 a 1,5	2
Historial de Mantenimiento	1 a 1,5	2
Año de fabricación	1 a 1,5	2
Estado de la condición	1 a 1,5	2
Calidad de la fabricación	1 a 1,5	3

- Seguridad y regulaciones.
- Impacto al medio ambiente y regulaciones ambientales.
- Imagen y prestigio de la organización.

Los descriptores, de cada uno de estos, serán:

a) Confiabilidad del SEP o de la instalación de emplazamiento del transformador

- Análisis y determinación de la confiabilidad del SEP o de la instalación.
- Impacto del estado de la confiabilidad.
- Costos asociados del ciclo de vida del transformador.
- Determinación de la competitividad en las consecuencias económicas (costos de reparación, costos por pérdida de suministro, etc.).
- Determinación de los factores financieros.
- Determinación de los clientes críticos.

b) Seguridad del SEP o de la instalación de emplazamiento del transformador

- Estado de la seguridad operativa del SEP o de la instalación.
- Estado de las protecciones del SEP o de la instalación, asociadas al transformador.

c) Seguridad y regulaciones

- Nivel de seguridad de las personas.
- Nivel de seguridad de las instalaciones.
- Cumplimiento de las Leyes.
- Cumplimiento de las Regulaciones.

d) Impacto al medio ambiente y regulaciones ambientales

- Determinación de los factores ambientales.
- Establecimiento de los impactos al medio ambiente.
- Cumplimiento de las regulaciones ambientales.

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

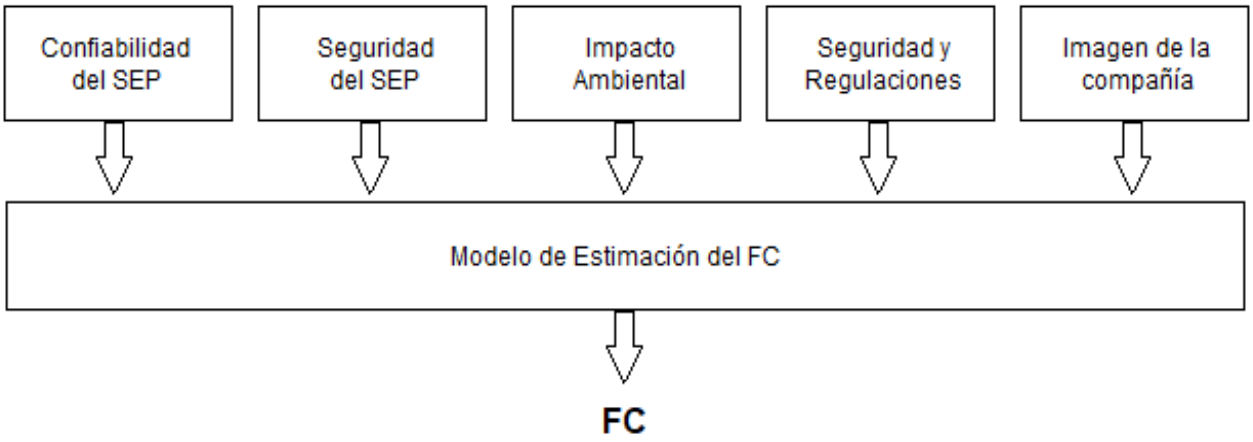
e) Imagen y prestigio de la organización

- Estado de la imagen de la organización.
- Evaluación de la imagen con respecto a la confiabilidad del transformador.
- Determinación del prestigio de la organización, por las consecuencias en la confiabilidad del transformador.

En la figura N° 2 destacamos el esquema de cálculo del FC.

Como en el caso del cálculo del FP, también el Modelo de Estimación del FC será adoptado en base a consideraciones del contexto de los transformadores, así como de sus características.

Figura N° 2



En la Tabla N° 2 se indican los valores correspondientes a los rangos y factores de peso de cada componente del FC.

También valen las mismas observaciones realizadas sobre las componentes del FP.

Tabla N° 2

Componente	Rango	Peso
Confiabilidad del SEP o instalación	1 a 1,5	3
Seguridad del SEP o instalación	1 a 1,5	2
Seguridad y regulaciones	1 a 1,5	3
Impacto al medio ambiente y regulaciones	1 a 1,5	1
Imagen y prestigio de la organización	1 a 1,5	2

6. Aplicación práctica

En esta aplicación práctica del modelo de riesgo, vamos a tomar una dotación de 12 transformadores de distribución, pertenecientes a una distribuidora eléctrica.

El objetivo, será el de clasificar los riesgos de cada unidad, de forma tal de evaluar los estados en que se encuentran y así adoptar finalmente las prioridades y acciones de Mantenimiento apropiadas, para tratar efectivamente los mismos.

Importante destacar que el modelo adoptado se basará en la disponibilidad de la información de los transformadores que conforman la dotación bajo análisis. Se asume, en este ejemplo, que no se disponen de historiales registrados.

En las Tablas N° 3 y N° 4 se resume la información disponible para gestionar los riesgos de la dotación.

Tabla N° 3

Código	Sn (kVA)	Up (kV)	Us (kV)	Año de fabricación	Volumen del aceite (l)
TR1	1000	13,2	0,4	1986	842
TR2	630	13,2	0,4	1997	515
TR3	800	13,2	0,4	1999	617
TR4	1000	13,2	0,4	1997	850
TR5	630	13,2	0,4	2012	450
TR6	1000	13,2	0,4	1999	950
TR7	800	13,2	0,4	1993	850
TR8	800	13,2	0,4	1992	830
TR9	630	13,2	0,4	2010	535
TR10	1000	13,2	0,4	1974	918
TR11	800	13,2	0,4	2000	558
TR12	1000	13,2	0,4	1998	930

Y el Estado del Aceite, junto al de Desarrollo de los Gases de Falla (a través del parámetro TGCD) y del Estado del Papel (a través del parámetro 2-FAL) será:

Tabla N° 4

Código	CH (ppm)	UD (kV)	AZ (mgKOH/g)	TD90 (%)	2-FAL (ppm)	TGCD (ppm)	IE (%)
TR1	25	48	0,08	3,4	0,9	1865	**53,30**
TR2	12	43	0,11	4,2	0,7	670	**57,08**
TR3	15	57	0,06	1,1	0,8	4773	**64,62**
TR4	6	55	0,02	1,8	0,4	712	**90,57**
TR5	34	40	0,24	2,1	1,1	2675	**37,26**
TR6	10	60	0,03	4,5	0,3	5680	**58,02**
TR7	29	22	0,12	2,8	1,5	1934	**31,13**
TR8	23	38	0,03	1,7	0,2	4959	**58,02**
TR9	5	56	0,02	1	0,4	594	**95,28**
TR10	38	32	0,09	1,5	3,2	3106	**35,38**
TR11	6	58	0,02	1,3	0,2	4812	**81,13**
TR12	16	52	0,18	3,7	0,9	845	**51,89**

Siendo:

CH = contenido de humedad disuelta en el aceite.
UD = tensión disruptiva.
AZ = acidez.
TD90 = tangente delta a 90 °C.
2-FAL = contenido de 2-furfuraldehído en el aceite.
TGCD = cantidad total de gases combustibles disueltos en el aceite.

En la Tabla N° 4 también se muestra el Índice de Estado (IE) de cada transformador, calculado en base a los valores de los parámetros derivados del análisis actual del aceite.

Observemos que tampoco se dispone de resultados de ensayos eléctricos y dieléctricos, que hayan sido registrados.

Tener en cuenta que a mayor valor del IE (con un máximo de 100 %), mejor será el estado de la condición de la máquina, en base a los parámetros disponibles.

Dejaremos para un artículo posterior, el desarrollo del método utilizado para realizar el cálculo del IE de un transformador de potencia o distribución.

Ahora pasaremos a determinar, en base al IE de cada transformador de la dotación bajo análisis, los correspondientes FP.

En primer lugar vamos a especificar el modelo de estimación de los factores FP.

En tal sentido tendremos:

a) Modelo de estimación del FP

- Se tendrán en cuenta, atendiendo a la información disponible de nuestro ejemplo, solamente los componentes relacionados con el Año de Fabricación y del Estado de la Condición.

- El factor asociado al Año de Fabricación (**FAF**) valorará los 4 descriptores indicados en el ítem 4 del presente artículo.

- El factor asociado al Estado de la Condición (**FEC**) valorará los descriptores: Estado del aceite, Desarrollo de los gases de falla y Estado del papel.

- En este último caso, solamente se evaluarán en el modelo las condiciones actuales de los parámetros, no incorporando los respectivos historiales (no se encuentran disponibles).

- Para determinar el FEC se utilizará el IE, adoptando un modelo lineal en base a lo especificado en la Tabla N° 1, en donde el rango de valoración es de 1 a 1,5, con un peso de 2.

- Para determinar el FAF también se adoptará un modelo lineal, considerando la Tabla N° 1, con un rango de valoración de 1 a 1,5 y un peso de 2.

- Por lo tanto el FP se calculará, una vez obtenidos los FEC y FAF, de la siguiente forma:

$$\mathrm{FP} = \mathrm{FEC} \times \mathrm{FAF}$$

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

b) Modelo de estimación del FC

- Se tendrán en cuenta, para nuestro ejemplo, solamente los componentes relacionados con la Confiabilidad del SEP y el Impacto al medio ambiente y regulaciones.

- El factor asociado a la Confiabilidad del SEP (**FCS**) valorará solamente 1 descriptor, el cual refiere al Impacto del Estado de la Confiabilidad, según se ha indicado en el ítem 4.

- El factor asociado al Impacto Ambiental (**FIA**), valorará, en este ejemplo, 2 descriptores, a saber: Determinación de los factores ambientales y Establecimiento de los impactos al medio ambiente.

- El FCS se calculará adoptando un modelo lineal en base a lo especificado en la Tabla N° 2, en donde el rango de valoración es de 1 a 1,5, con un peso de 3. La base del cálculo se

referencia a la potencia nominal de la máquina, considerando que a mayor potencia, la confiabilidad deberá aumentar, debido al mayor aporte de usuarios a la red de distribución.

- El FIA también se calculará adoptando un modelo lineal, en donde el rango de valoración también será de 1 a 1,5 con un peso de 1 (ver Tabla N° 2). Acá se tomará como referencia del cálculo al volumen del aceite, ya que es un factor determinante ante un estado de derrame del aceite.

- Una vez obtenidos el FCS y el FIA, el FC se calculará:

$$\mathrm{FC} = \mathrm{FCS} \times \mathrm{FIA}$$

En la Tabla N° 5 se resumen los resultados derivados de todos los cálculos, obteniendo así el NPR, el cual es el indicador del riesgo asociado a cada transformador de la dotación.

Tabla N° 5

Código	Factor de Probabilidad			Factor de Consecuencia			NPR
	FEC	FAF	FP	FCS	FIA	FC	
TR1	2,467	2,684	**6,621**	4,500	1,392	**6,264**	**41,47**
TR2	2,429	2,395	**5,817**	3,000	1,065	**3,195**	**18,59**
TR3	2,354	2,342	**5,513**	3,689	1,167	**4,305**	**23,73**
TR4	2,094	2,395	**5,015**	4,500	1,400	**6,300**	**31,59**
TR5	2,627	2,000	**5,254**	3,000	1,000	**3,000**	**15,76**
TR6	2,420	2,342	**5,668**	4,500	1,500	**6,750**	**38,26**
TR7	2,689	2,500	**6,723**	3,689	1,400	**5,165**	**34,72**
TR8	2,420	2,526	**6,113**	3,689	1,380	**5,091**	**31,12**
TR9	2,047	2,053	**4,202**	3,000	1,085	**3,255**	**13,68**
TR10	2,646	3,000	**7,938**	4,500	1,468	**6,606**	**52,44**
TR11	2,189	2,316	**5,070**	3,689	1,108	**4,087**	**20,72**
TR12	2,481	2,369	**5,877**	4,500	1,480	**6,660**	**39,14**

Teniendo los valores de los riesgos de cada transformador de la dotación, a continuación procedemos a clasificar los mismos (Tabla N° 6), atendiendo a la priorización del mantenimiento, en cuanto a las adaptaciones de las tácticas y de las intervenciones a implementar.

Tabla N° 6

Prioridad	Código	NPR
1	TR10	**52,44**
2	TR1	**41.47**
3	TR12	**39,14**
4	TR6	**38,26**
5	TR7	**34,72**
6	TR4	**31,59**
7	TR8	**31,12**
8	TR3	**23,73**
9	TR11	**20,72**
10	TR2	**18,59**
11	TR5	**15,76**
12	TR9	**13,68**

NOVA MIRON
SERVICIOS & TRANSFORMADORES

Es importante destacar que el método indicado en el presente ejemplo es uno de varios que se han propuesto para determinar los niveles de riesgo de transformadores (u otros activos físicos).

Por ejemplo, es interesante observar la priorización del riesgo del TR5, en base al modelo adoptado en este ejemplo.

Como se puede apreciar de la Tabla N° 4, este transformador no posee un aceptable estado de la condición, pero el modelo lo ha priorizado, atendiendo al riesgo y su eventual impacto, en el orden N° 11 de la dotación de 12 máquinas.

Si notamos el proceso de cálculo del método adoptado, esto se debe a que el FAF (Factor de Año de Fabricación) es el menor de todos, como consecuencia de ser el transformador menos antiguo (9 años).

Además, tanto el FCS (Factor de Confiabilidad del Sistema) como el FIA (Factor de Impacto Ambiental), son los menores posibles.

En el primer caso, debido a que el modelo asume una alta confiabilidad en el sistema de distribución, por la potencia nominal de la máquina.

En el segundo caso, como consecuencia de poseer el menor volumen de aceite de la dotación, con lo cual el modelo asume que el impacto ambiental, por eventual derrame, no tendrá asociado un alto riesgo en el sistema.

Se destaca entonces, la importancia de la asignación de los rangos y pesos, en cada parámetro del modelo de riesgo del transformador (aporte especializado), así como la metodología adoptada en el modelo para el cálculo de los factores FP, FC y el NPR resultante.

En un próximo artículo procederemos a indagar sobre estas cuestiones pendientes del modelo de la Gestión de los Riesgos en transformadores.

7. Conclusiones

- El Número de Prioridad del Riesgo (NPR) no solamente depende de las características intrínsecas del transformador, sino que también de aquellas asociadas a las especificaciones técnicas y económicas del sistema eléctrico de potencia, en donde se encuentra emplazada la máquina.

- El proceso de identificación de los riesgos asociados a un transformador, requiere del establecimiento previo, como información de entrada, del estado de la condición del mismo.

- Por tal motivo, el modelo de gestión de riesgos requiere previamente determinar el Índice de Estado de la Condición del transformador, atendiendo a que es una componente significativa del Factor de Probabilidad de Falla.

- La gestión de los riesgos en los transformadores de potencia y distribución, es una herramienta fundamental para asistir en el proceso de toma de decisiones en la Gestión de Activos y en la Gestión del Mantenimiento.

- Los descriptores que componen a cada uno de los factores de riesgo, tienen asignados, además de un rango de evaluación, un “factor de peso” en el cómputo general del NPR.

- Hay que tener muy en cuenta que los factores de peso de los descriptores, además de requerir el aporte del especialista en la asignación de los valores, poseerán características dinámicas, dependiendo de las condiciones y el contexto en que se encuentre la compañía.

- Lo anterior, determina que el análisis y evaluación de los riesgos deberá contar con el aporte de conocimiento experto, en el sentido de asignar correctamente los valores asociados a cada parámetro.

- De la aplicación, se desprende la alta sensibilidad del modelo de gestión de los riesgos a los valores y pesos de los parámetros. De este hecho se concluye que se deberá tener muy en cuenta los resultados obtenidos, a la hora de la toma de decisiones en la Gestión de Activos y Mantenimiento.

- Cuanto mayor sea la información disponible de los transformadores, mayor será la precisión del modelo de gestión de riesgos para reflejar la realidad y adoptar así decisiones más efectivas y eficaces en la Gestión de Activos y Mantenimiento.

Ingenieria Nova Mirón S.A.