

Índice de estimación de la vida residual en transformadores eléctricos de potencia basado en condición

Residual lifespan estimation index in power transformers based on condition

José Manuel Castro-Meneses¹, Gustavo A. Gómez-Ramírez², Oscar Núñez-Mata³

Castro-Meneses, J.M; Gómez-Ramírez, G.A; Núñez-Mata, O.
Índice de estimación de la vida residual en transformadores eléctricos de potencia basado en condición. *Tecnología en Marcha*. Vol. 35, N° 4. Octubre-Diciembre, 2022. Pág. 71-83.

 <https://doi.org/10.18845/tm.v35i4.5776>

- 1 Estudiante de Maestría en Administración de Ingeniería Electromecánica (MAIE). Instituto Tecnológico de Costa Rica. Costa Rica. Correo electrónico: jmcastromen@gmail.com.
- 2 Escuela de Ingeniería en Electromecánica, Instituto Tecnológico de Costa Rica, Cartago, Costa Rica. Correo electrónico: ggomez@itcr.ac.cr.
 <https://orcid.org/0000-0001-9195-072X>
- 3 Escuela de Ingeniería de la Universidad de Costa Rica, San Pedro, Costa Rica. Correo electrónico: oscar.nunezmata@ucr.ac.cr.
 <https://orcid.org/0000-0002-5410-6121>

Palabras clave

Aceite dieléctrico; material dieléctrico; monitoreo de condición; prueba de aislamiento; transformador de potencia.

Resumen

Los transformadores de potencia inmersos en aceite son máquinas eléctricas altamente confiables, diseñados para alcanzar una vida útil entre 20 a 35 años, para los cuales es necesario realizar una evaluación de su condición basada en estándares internacionales. Existe evidencia de que algunos transformadores han llegado a alcanzar hasta los 60 años de operación, incluyendo un mantenimiento adecuado. En general, según datos históricos, se espera que un transformador de potencia opere satisfactoriamente hasta los 40 a 45 años. La evaluación de un transformador de potencia basado en estándares internacionales reconocidos no ha considerado el contexto operativo y las posibles reparaciones realizadas en este. Por tal motivo, se genera un nivel de incertidumbre para los responsables de la operación, en relación con la expectativa de vida y el deterioro progresivo de la máquina de acuerdo con lo que ofrecen los distintos fabricantes. Por lo tanto, contar con una metodología de evaluación no invasiva se hace cada vez más necesario a fin de contemplar factores relacionados con: i) el sistema de aislamiento del transformador de potencia; y, ii) los datos históricos recopilados del mantenimiento basado en la condición, tanto dieléctrica como el monitoreo en línea de la condición. La metodología debe considerar que el deterioro por el efecto térmico ha sido el principal modo de falla, ya que el aumento de temperatura deteriora progresivamente el sistema de aislamiento, de manera irreversible, mayoritariamente en el papel dieléctrico (que puede provocar un envejecimiento prematuro). En este artículo se propone una metodología novedosa, basada en el cálculo un índice de vida útil residual a partir de su condición dieléctrica y los aspectos operativos. Los resultados obtenidos demostraron que la vida residual de un transformador de potencia debe estimarse incluyendo al cálculo su contexto operativo, para considerar sus efectos en los valores estimados.

Keywords

Dielectric oil; dielectric material; condition monitoring; insulation test; power transformer.

Abstract

Oil-immersed power transformers are highly reliable electrical machines, designed to achieve a lifespan of 20 to 35 years, for which it is necessary to assess their condition based on international standards. There is evidence that some transformers have reached up to 60 years of operation, including proper maintenance. In general, based on historical data, a power transformer is expected to operate satisfactorily up to 40 to 45 years. The assessment of a power transformer based on recognized international standards has not considered the operating context and the possible repairs carried out on this. For this reason, a certain uncertainty is generated for those responsible for the operation, in relation to the life expectancy and the progressive deterioration of the machine in accordance with what different manufacturers offer. Therefore, having a non-invasive assessment methodology is becoming increasingly necessary in order to consider factors related to: i) the power transformer insulation system; and, ii) historical data collected from condition-based maintenance, both dielectric and online condition monitoring. The methodology must consider that deterioration due to the thermal effect has been the main failure mode, since the increase in temperature progressively deteriorates the insulation system, irreversibly, mainly in the dielectric paper (which can cause premature aging). This work

presents a new methodology based on calculating a residual life span considering its dielectric condition and operational aspects. The results obtained showed that the residual life of a power transformer must be estimated including its operating context in the calculation, in order to consider its effects on the estimated values.

Introducción

El transformador de potencia (TP) es una máquina eléctrica estática que permite la distribución de energía eléctrica al reducir/elevar las tensiones de transmisión y distribución, manteniendo la frecuencia. Desde el punto de vista técnico y de gestión del mantenimiento en las subestaciones eléctricas (SE), los TP son analizados y controlados mediante una serie de técnicas de medición donde se evalúa su condición y estado. Tanto el mantenimiento basado en la condición, como el análisis de tendencias a través del tiempo, permiten detectar fallas incipientes mediante la comparación de distintos parámetros medidos en el TP. En este artículo se presenta una metodología novedosa de evaluación no invasiva que contempla factores relacionados con: i) el sistema de aislamiento del TP; y, ii) los datos históricos recopilados del mantenimiento basado en la condición.

Los rangos de los parámetros utilizados son recomendados por las normas internacionales, tales como las propuestas por el IEEE (siglas en inglés de Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos), el IEC (siglas en inglés de Comité Electrotécnico Internacional), o GOST (abreviatura de Gosudarstvenny Standart), según sea solicitado. Sin embargo, debido a que las pruebas son una muestra representativa de la máquina en el momento de su construcción, dichos estándares no contemplan el contexto operativo. La interpretación de los resultados requiere de un seguimiento a través del tiempo para determinar la degradación o algún cambio en el transformador [4].

Establecer una metodología considerando tanto el punto de vista técnico como el financiero será un reto por definir en las empresas eléctricas propietarias de los TP. Lo anterior, dado que la decisión de sustitución o permanencia de estos activos al haber cumplido con la vida útil estimada por el fabricante genera expectativa, o bien, en el caso de estimar su vida residual a partir de su condición operativa, puede generar beneficios económicos al tomar una buena decisión del cambio de la máquina en el momento oportuno.

De acuerdo con CIGRE [5], respecto a los modos de fallas más comunes en TP en una muestra de 799 SE, entre los tres primeros lugares están el sistema dieléctrico que representó un 28.48%; el factor térmico alcanzó un 32.12% de las fallas; y, el envejecimiento alcanzó un 12.34%. Por lo tanto, el estudio concluyó que la mayor cantidad de fallas en TP están relacionadas con el deterioro del sistema de aislamiento [6].

El deterioro térmico del sistema de aislamiento fue analizado por Arrhenius y Dakin, el cual se correlaciona el envejecimiento en función de la temperatura a través del tiempo [6]. Por esta razón, el valor estimado de vida residual de un TP y su factor de aceleración de envejecimiento en por unidad debe ser menor a 1 y está limitado a 110°C [7]. Se considera el papel dieléctrico como la principal restricción en la vida del transformador y por esta razón el eslabón más débil en el sistema dieléctrico de la máquina [1][2][3]. La vida residual del papel, y consecuentemente de los TP, se relaciona con la degradación térmica de la celulosa del aislamiento contenida en el papel, tomando como base las guías de carga de las normas IEC e IEEE.

El análisis debe incluir no solo la cargabilidad de la máquina, sino que debe contemplar algunos los eventos externos de cortocircuitos y descargas atmosféricas debido a su magnitud, para evaluar la integridad del aislamiento y por lo tanto determinar la vida residual. Establecer procedimientos para este fin será un reto en la investigación, por lo que el uso de técnicas

novedosas (como redes neuronales) será de vital importancia para analizar la máquina [1]. Contando con las condiciones adecuadas se ha propuesto una metodología de análisis y de retiro de activos para TP [9], de esta manera se propone una opción para considerar transformadores reparados pues estos deben ser tratados de manera distinta debido al proceso de degradación que han sufrido.

Lograr un buen equilibrio entre aspectos técnicos y financieros será siempre una necesidad [10], por lo que las técnicas de mantenimiento basado en la condición tomarán cada vez más relevancia en las decisiones. Por esta razón, contar con una metodología de estimación de la vida residual [8], será un insumo importante para que las empresas eléctricas: i) maximicen el uso del activo; ii) tomen decisiones oportunas; y, iii) optimicen los recursos financieros.

Metodología para el cálculo del índice de vida residual

El nivel de envejecimiento de un transformador requiere del análisis de tendencias de acuerdo con el mantenimiento y monitoreo en línea de las distintas variables [11]. Se plantea una metodología en *cuatro pasos* para el cálculo del índice de vida residual para un transformador de potencia con aceite dieléctrico. A continuación, se presentan cada uno de los pasos.

Paso 1: Estimación de la vida residual Arrhenius-Dakin

El teorema de Arrhenius-Dakin (T) relaciona el efecto irreversible del envejecimiento de la celulosa del papel como resultado de una reacción química a una temperatura máxima \varnothing_H de 110°C y una constante de cambio A_0 en 1 por unidad [7]. Esta relación es:

$$T = A_0 * e^{\left(\frac{15000}{\varnothing_H + 273}\right)} \quad (1)$$

De acuerdo con el estándar IEEE Std. C57.91-1995, la ecuación 1 toma como referencia inicial un valor de grado de polimerización para un papel nuevo de 15 000, no obstante, una vez deteriorado el papel puede llegar a tener valores inferiores a 250 [7]. Este punto será el más crítico para la condición dieléctrica del transformador de potencia. Correlacionando con el punto más caliente se puede calcular el factor de aceleración de deterioro o envejecimiento (F_{AA}), establecido como:

$$F_{AA} = e^{\left(\frac{15000}{\varnothing_{HM} + 273} + \frac{15000}{\varnothing_H + 273}\right)} = e^{\left(39.16 + \frac{15000}{\varnothing_H + 273}\right)} \quad (2)$$

Para una temperatura promedio de 55°C, el estándar IEEE Std. C57.91-1995 hace referencia a una vida residual base de 180 000 horas (h). De esta manera se puede estimar la vida residual del transformador de potencia (T_{AD}) en horas a través de la siguiente ecuación:

$$T_{AD} = 180\,000\,h - 180\,000\,h * F_{AA} \quad (3)$$

Paso 2: Análisis de la minería de datos del mantenimiento basado en la condición

El análisis de la minería de datos debe enfocarse en técnicas de lógica difusa para estimar el índice de vida residual a partir de la evaluación de tendencias históricas. Debe considerar los siguientes aspectos: pruebas dieléctricas, condición del aceite, análisis de la gestión del monitoreo y verificar operar dentro de los rangos establecidos por las normas internacionales. Por esta razón, algunos modelos difusos pueden permitir establecer índices de condición de acuerdo con el estado del transformador de potencia. Para el diagnóstico difuso se necesitan establecer seis ajustes de jerarquías de acuerdo con la teoría y la experiencia. Los ajustes son

representados por medio de la función de distribución descendente ($\mu_L(x)$) y ascendente ($\mu_H(x)$) Demi-Cauchy o su combinación [13]. Las funciones de jerarquías deben ser planteadas de la siguiente manera:

$$\mu_L(x) = \begin{cases} 1 & \text{para } x \leq A \\ \frac{1}{1 + \left(\frac{x-A}{a}\right)^4} & \text{para } x > A \end{cases} \quad (4)$$

$$\mu_H(x) = \begin{cases} \frac{1}{1 + \left(\frac{x-A}{a}\right)^4} & \text{para } x < A \\ 1 & \text{para } x \geq A \end{cases} \quad (5)$$

Los ajustes de las funciones pueden ser bajo, medio y alto [13], por lo tanto:

$$\mu_{\text{Bajo}}(x) = \mu_L(x) \quad (6)$$

$$\mu_{\text{Alto}}(x) = \mu_H(x) \quad (7)$$

$$\mu_{\text{Medio}}(x) = \min[\mu_H(x), \mu_L(x)] \quad (8)$$

El índice de la lógica difusa resultante será el siguiente:

$$I = P_1 + P_2 \dots P_n \quad (9)$$

con:

$$P_1 = \text{Prueba 1} = [\mu_{\text{Bajo}}(P1) + \mu_{\text{Medio}}(P1) + \mu_{\text{Alto}}(P1)] \quad (10)$$

$$P_2 = \text{Prueba 2} = [\mu_{\text{Bajo}}(P2) + \mu_{\text{Medio}}(P2) + \mu_{\text{Alto}}(P2)] \quad (11)$$

⋮

$$P_n = \text{Prueba n} = [\mu_{\text{Bajo}}(Pn) + \mu_{\text{Medio}}(Pn) + \mu_{\text{Alto}}(Pn)] \quad (12)$$

Cada prueba representa una entrada en la lógica difusa de acuerdo con lo expresado en ecuación 9. Las reglas son establecidas acorde a los estándares internacionales. Es importante normalizar los valores recolectados con la siguiente ecuación:

$$v = \frac{v_f + v_{f-1}}{2} \quad (13)$$

donde:

v : Valor de prueba.

v_f : Valor final.

v_{f-1} : Valor anterior.

Debido a la cantidad de datos es necesario el uso de herramientas computacionales como Matlab, Python, entre otros, para tener un buen manejo de la información. Se utilizarán los datos del mantenimiento basado en la condición dieléctrica del papel y el aceite del transformador de potencia. Se deben incluir las pruebas dieléctricas al transformador [12][14] y al aceite para determinar los factores F_{Aise} y F_{Aisq} , respectivamente.

Pruebas dieléctricas al transformador y su correspondiente factor F_{Aise}

El aceite de un TP debe ser un excelente refrigerante de los devanados y cumplir una óptima función dieléctrica en el sistema de aislamiento. El papel y el aceite dieléctrico son afectados por la temperatura [15], y por esta razón un aumento de temperatura superior a los valores del rango permitido traerá consigo un deterioro progresivo y un envejecimiento prematuro de la máquina. Mediante el uso de las técnicas de lógica difusa se plantea tomar en consideración las pruebas más relevantes como son: *factor de potencia en porcentaje a los devanados, la resistencia al aislamiento en MΩ y la humedad en porcentaje*. Las jerarquías de la lógica difusa son propuestas en el cuadro 1 de la siguiente manera:

Cuadro 1. Valores de pruebas según IEEE C.57.152.2013 [14] .

Prueba	Bajo	Medio	Alto
Factor de potencia	$x < 0,5$	$0,5 < x < 1$	$x > 1$
Humedad	$x < 10$	$10 < x < 15$	$x > 15$
Aislamiento	$x < 10M\Omega$	$10 < x < 100$	$x > 100$

Pruebas dieléctricas al aceite y su factor F_{Aisq}

Factores como el sobrecalentamiento, arcos eléctricos internos, descargas parciales entre otros [16], pueden producir subproductos de la descomposición del aceite y celulosa del papel. Es de esperar que exista una pérdida considerable de las capacidades mecánicas del papel debido a la oxidación, temperatura y vaporización del agua [17]. Técnicas conocidas pueden ser utilizadas como lo son el monitoreo de los gases disueltos a través de pruebas de laboratorio. *Apte et al.* [18] proponen el uso de lógica difusa para determinar índices de concentraciones de gases. Las relaciones que se proponen para la metodología de este artículo son las mostradas en los cuadros 2 y 3 a continuación:

Cuadro 2. Relación de gases por degradación de aceite según IEC Std. 60567 [19].

Entrada	Relación
R1	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$
R2	$\frac{CH_4}{H_2}$
R3	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$

Cuadro 3. Relación de gases por degradación del papel según IEC Std. 60567 [19].

Entrada	Relación
CO ₂ /CO	$\frac{CO_2}{CO}$
CO	CO
CO ₂	CO ₂

Para la aplicación de las técnicas de lógica difusa se calculan las jerarquías de acuerdo con las ecuaciones (6)(7)(8)(9) y (13). Dichas reglas se muestran en las siguientes tablas:

Cuadro 4. Relación de gases del aceite según IEC Std. 60567 [19].

Prueba	Bajo	Medio	Alto
R1	$x < 0.1$	$0.1 < x < 1$	$x > 1$
R2	$x < 0.1$	$0.1 < x < 0.75$	$x > 0.75$
R3	$x < 1$	$1 < x < 3$	$x > 3$

Cuadro 5. Relación de gases del papel según IEC Std. 60567 [19].

Prueba	Bajo	Medio	Alto
CO ₂ /CO	$x < 3$	$3 < x < 7$	$x > 7$
CO	$x < 500$	$500 < x < 1000$	$x > 1000$
CO ₂	$x < 800$	$800 < x < 10\ 000$	$x > 10\ 000$

Paso 3: Condición operativa (factor)

La capacidad operativa de un TP está determinada según sea refrigerado el aceite y, por lo tanto, sea extraído el calor. Esto puede ser por la ventilación natural (ONAN) o forzada (ONAF). No obstante, la máxima temperatura de un devanado (punto caliente sobre la temperatura ambiente) no debe exceder los 80 °C, en su rango de potencia normalmente. Pueden permitirse sobrecargas, pero estas deben ser analizadas de acuerdo con la curva de daño del transformador a fin de no comprometer la máquina.

Una sobrecarga mayor puede incurrir al transformador en una condición destructiva irreversible y muy peligrosa [7]. Caso contrario, al utilizar un transformador en condiciones inferiores a las nominales podrían incrementar su vida residual debido que se desacelera el envejecimiento prematuro de la máquina. Se propone un factor de carga para las condiciones ONAN y ONAF de la máquina. Tomando en cuenta el máximo punto caliente sobre la temperatura ambiente y relacionando su cargabilidad se normalizada la potencia promedio (P_{prom}) con el Teorema de Arrhenius-Dakin a partir de las siguientes ecuaciones:

$$F_{C_ONAN} = 1 + \left[1 - \frac{P_{prom}}{P_{ONAN}} \right] \quad (14)$$

$$F_{C_ONAF} = 1 + \left[1 - \frac{P_{prom}}{P_{ONAF}} \right] \quad (15)$$

P_{ONAN} : Potencia *sin* ventilación forzada.

P_{ONAF} : Potencia *con* ventilación forzada.

Paso 4: Determinación del Índice de Estimación de la vida residual

Una vez calculados los factores anteriores se debe determinar el índice de estimación de la vida residual a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Ind} = F_{\text{Aise}} * F_{\text{Aisq}} * F_C \quad (16)$$

$$V_{\text{res}} = \text{Ind} * T_{\text{AD}} \quad (17)$$

donde:

Ind: índice de estimación de la vida residual.

F_{Aise} : factor de pruebas dieléctricas al transformador.

F_{Aisq} : factor de pruebas dieléctricas al aceite.

F_C : factor de carga (ONAN u ONAF).

V_{res} : vida residual en horas.

T_{AD} : valor en por unidad según teorema de Arrhenius-Dakin.

Resultados la determinación del índice de vida residual

Se analizan datos reales medidos en un transformador de potencia 138/34.5/13.8 kV, 30/45 MVA con enfriamiento ONAN/ONAF. A continuación, se aplican los pasos propuestos en la metodología:

Paso 1: Estimación de la vida residual Arrhenius-Dakin

En la figura 4 se muestra la aplicación para el caso del TP en estudio, donde, al sustituir el valor máximo de temperatura presentado en la ecuación 3 y el cálculo de la vida residual en la ecuación 4, se estima una vida residual de 163 029 horas, o 0.9057 en por unidad. Sus cálculos son:

- Factor de aceleración de deterioro F_{AA} :

$$F_{\text{AA}} = e^{\left(39.16 + \frac{15\,000}{\theta_H + 273}\right)} = e^{\left(39.16 + \frac{15\,000}{58.22 + 30 + 273}\right)} = 0.094$$

- Teorema de Arrhenius-Dakin T_{AD} y valor de vida residual en horas:

$$T_{\text{AD}} = 180\,000 * 0.094 * 180\,000 = 163\,029\text{h}$$

- Teorema de Arrhenius-Dakin T_{AD} y valor de vida residual en por unidad V_{pu} :

$$V_{\text{pu}} = \frac{163\,029\text{ h}}{180\,000\text{ h}} = 0.9057$$

Paso 2: Análisis de la minería de datos de mantenimiento basado en la condición

Pruebas al aceite y su factor F_{Aisq}

Para el análisis de los datos y el cálculo del factor químico, se toma en cuenta los datos obtenidos por medio del histórico del mantenimiento basado en la condición, figura 1, y del monitoreo en línea, figura 2. Estos datos son introducidos en la ecuación 13 para luego clasificarlos en los cuadros 4 y 5 de la lógica difusa, posteriormente se obtienen los siguientes factores:

Cuadro 6. Resultados de lógica difusa en pruebas fisicoquímicas.

Dieléctrico	Mantenimiento Basado en Condición	Monitoreo en línea
Papel	1.860	0.909
Aceite	1.250	0.500

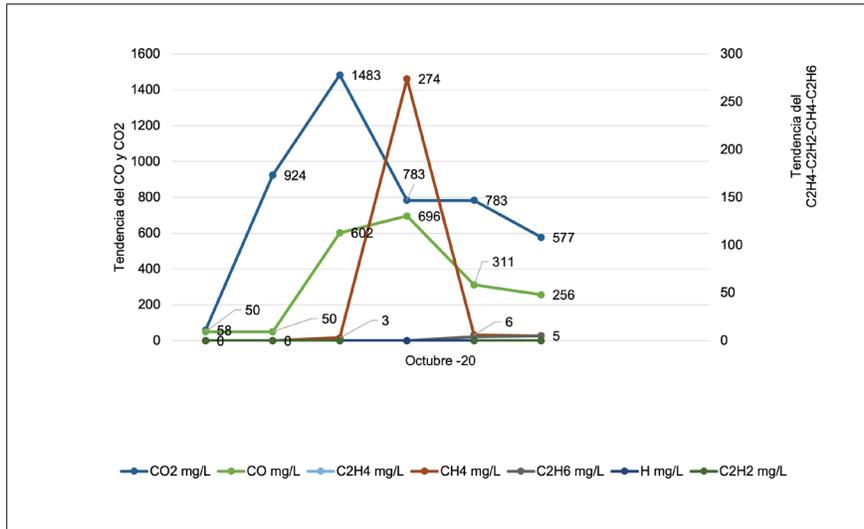


Figura 1. Tendencia de pruebas químicas por mantenimiento basado en condición.

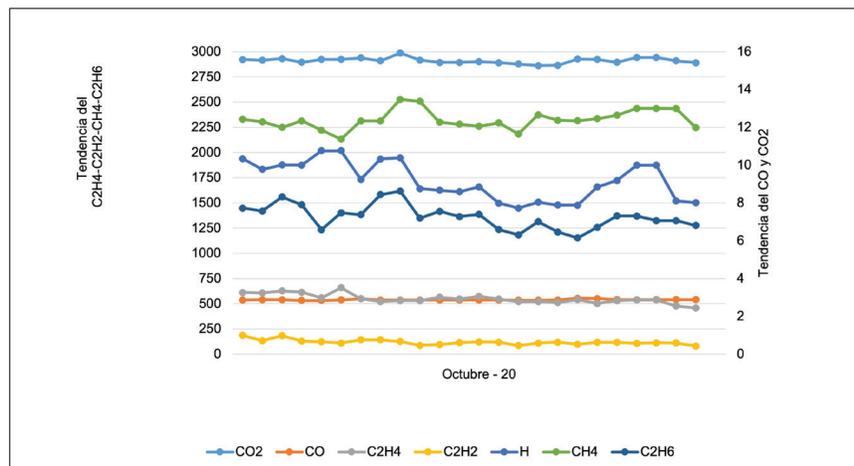


Figura 2. Tendencia de gases por monitoreo en línea.

Pruebas eléctricas y su factor F_{Aise}

Haciendo uso de la ecuación 13 y de acuerdo con los datos del histórico del mantenimiento basado en la condición según figura 3, se relacionan las variables de las pruebas eléctricas del aislamiento por medio de la lógica difusa y sus rangos establecidos en el cuadro 1, obteniendo así un $F_{Aise} = 0.997$.

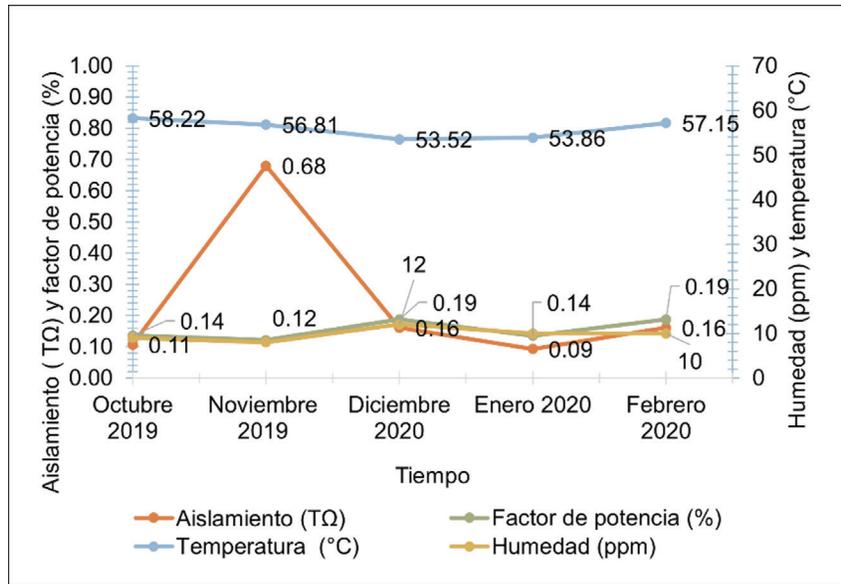


Figura 3. Tendencia de pruebas eléctricas por mantenimiento basado en la condición y temperatura.

Paso 3: Condición operativa (factor F_c)

El análisis se realiza en el objeto en estudio para una condición operativa ONAN cuya capacidad máxima es 30 MVA y la ONAF referenciada a 45 MVA. Las figuras 4 y 5 muestran los resultados obtenidos para cada capacidad máxima. Haciendo uso de las ecuaciones 14 y 15 se obtiene:

$$F_{C_ONAN} = 1 + \left[1 - \frac{P_{prom}}{P_{ONAN}} \right] = 1.27$$

$$F_{C_ONAF} = 1 + \left[1 - \frac{P_{prom}}{P_{ONAF}} \right] = 1.51$$

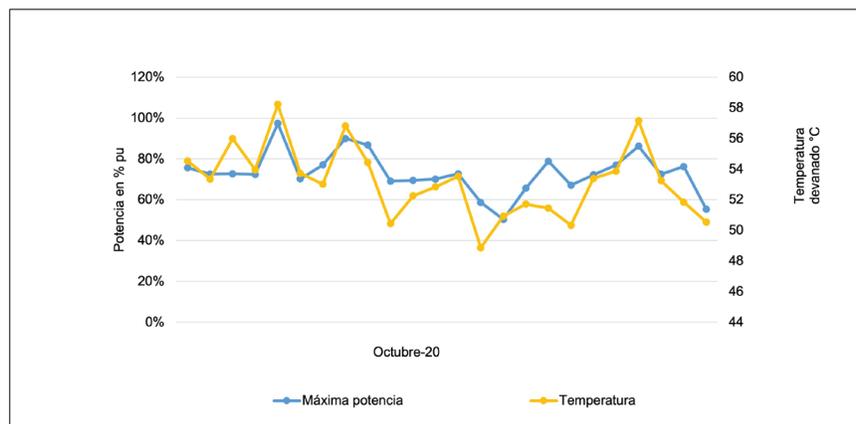


Figura 4. Tendencia operativa de cargabilidad ONAN según monitoreo en línea.

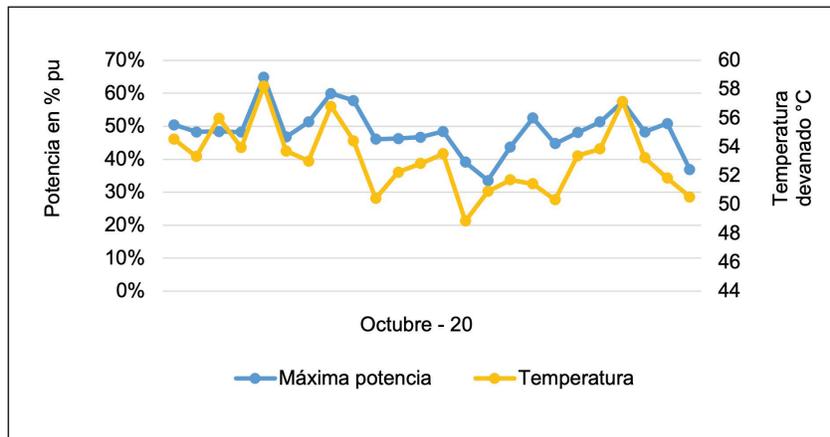


Figura 5. Tendencia operativa de cargabilidad ONAF según monitoreo en línea.

Paso 4: Determinación del Índice de Estimación de la vida residual

Para evidenciar el impacto térmico y el daño irreversible en los TP con el índice resultante, de acuerdo con los históricos del mantenimiento basado en la condición, se analizan tres casos:

Caso 1

Representa el índice y la vida residual estimada únicamente con datos obtenidos de pruebas eléctricas y físico químicas durante su mantenimiento basado en la condición. El cuadro 7 muestra los resultados obtenidos para el caso 1.

Cuadro 7. Índice y vida residual según mantenimiento basado en la condición.

Ventilación	$Ind = F_{Aise} * F_{Aisq} * F_C$	$V_{res} = Ind * T_{AD}$
ONAN	Ind=2.94	$V_{res} = 479\ 939.7h \cong 55.45$ años
ONAF	Ind=3.50	$V_{res} = 570\ 637.0h \cong 66.04$ años

Caso 2

Representa el índice y la vida residual estimado con datos obtenidos de pruebas eléctricas según su mantenimiento basado en la condición y físico químicas por gestión de monitoreo en línea. El cuadro 8 muestra los resultados obtenidos para el caso 1.

Cuadro 8. Índice y vida residual según mantenimiento basado en la condición y gases por monitoreo en línea.

Ventilación	$Ind = F_{Aise} * F_{Aisq} * F_C$	$V_{res} = Ind * T_{AD}$
ONAN	Ind=0.53	$V_{res} = 93\ 820.5h \cong 10.85$ años
ONAF	Ind=0.63	$V_{res} = 111\ 550.3h \cong 12.91$ años

Caso 3

Se considera un fallo para los ventiladores no obstante se requiere un aumento de la carga demandada. Para analizar el comportamiento de la temperatura y su efecto, se modela utilizando Matlab ajustándolo con la siguiente ecuación:

$$y = p1*x^2 + p2*x + p3 \quad (18)$$

donde:

p1: 0.020705

p2: -0.32188

p3: 50.08100

por lo tanto, al relacionar el índice del mantenimiento basado en la condición con el T_{AD} , se obtiene el deterioro acelerado del dieléctrico del papel y disminución de la vida residual estimada del TP en estudio de 54.89 a 13.78 años. La vida residual de un TP se debe estimar incluyendo su contexto operativo. Se evidencia que, tanto para las horas como los años de vida residuales, acorde con Arrhenius-Dakin y el factor de envejecimiento, no toman en cuenta los aspectos operativos de mantenimiento debido a que su ecuación contempla la máxima temperatura registrada.

Conclusiones

Una adecuada gestión del mantenimiento de transformadores de potencia debe ser basada en el uso de técnicas de monitoreo de condición, que apoyen todas las etapas de la gestión del activo, desde la especificación, compra y salida de operación. Lo anterior siempre debe basarse en normativas internacionales reconocidas, y complementando con datos históricos de la gestión del mantenimiento. Existen técnicas de monitoreo de transformadores de potencia que indican con mayor exactitud la vida residual de un transformador, como lo es el grado de polimerización. Esta técnica es un análisis directo de la descomposición de la celulosa. Sin embargo, es un método invasivo, que perjudica los indicadores técnicos y económicos de las empresas eléctricas en la gestión, pues se debe indisponer el transformador lo que produce energía no suministrada.

Los datos de las técnicas de monitoreo de tipo fisicoquímicos discrepan del monitoreo en línea. La precisión del dispositivo de monitoreo en línea muchas veces no es suficiente, lo que logró demostrar con la metodología propuesta, por lo que deben ser aplicadas algunas consideraciones para guiar la toma de decisiones. Las pruebas al aceite dieléctrico del transformador pueden indicar indicios de deterioro en el dieléctrico sólido y líquido, no obstante, con datos históricos se pueden establecer análisis complementarios basados en el análisis de datos. Esta es el aporte de la metodología propuesta, al establecer un índice de vida residual basada en la condición.

La capacidad operativa del transformador de potencia está relacionada directamente con cargabilidad, lo que afecta la temperatura de levantamiento. Para el caso en estudio, si el transformador opera con una ventilación natural (ONAN) y cargabilidad del 73 % (30 MVA), se obtiene un índice positivo de 1.27 veces (con respecto a su vida residual). En caso de aumentar la capacidad operativa vista desde el punto de vista de la carga, se recomienda iniciar la condición de ventilación forzada (ONAF) a una temperatura menor que en condiciones normales. Esto hará que el transformador térmicamente se encuentre en una mejor condición y este mantenga una inercia térmica mayor.

Referencias

- [1] E. Mombelo, W. Flores and J. Jardini, "Vida de transformadores de potencia sumergidos en aceite: situación actual. Parte I. Correlación entre la vida y la temperatura," IEEE Latin American Transactions, pp. 5, 2007.

- [2] H. Malik, et al. Paper insulation deterioration estimation of power transformer using fuzzy-logic. En 2011 Annual IEEE India Conference. IEEE, 2011. p. 1-5.
- [3] G. Jiménez-Araya; G.A. Gómez-Ramírez. Comportamiento de los aislamientos sólidos de transformadores de potencia en condiciones ambientales no controladas. Revista Tecnología En Marcha, 2016, vol. 29, no 3, p. 99-116.
- [4] G. Gomez Ramirez, "Estudio Y Análisis de Pruebas Eléctricas de Alta Tensión para la Aceptación de Transformadores de Potencia Reparados Mayores de 138kV." Universidad de Costa Rica, 2014.
- [5] CIGRE, "N° 642 Transformer reliability survey," pp. 122, 2015.
- [6] P. K. Sen; S. Pansuwan. Overloading and loss-of-life assessment guidelines of oil-cooled transformers. En 2001 Rural Electric Power Conference. Papers Presented at the 45th Annual Conference (Cat. No. 01CH37214). IEEE, 2001. p. B4/1-B4/8.
- [7] IEEE, "IEEE Std C57.91-1995 Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers," IEEE Std C57.91-1995, pp. i, 1995.
- [8] B. Gorgan, et al. Calculation of the remaining lifetime of power transformers paper insulation. En 2012 13th International conference on optimization of electrical and electronic equipment (OPTIM). IEEE, 2012. p. 293-300.
- [9] G. A. Gómez-Ramírez. Metodología para el análisis y retiro de activos: transformadores de potencia. Revista Tecnología en Marcha, 2015, vol. 28, no 3, p. 116-126.
- [10] L. Tavares, Administración Moderna Del Mantenimiento. (1st ed.) 2000.
- [11] M. I. S. M. Arshad; S. M. Islam. Power transformer critical diagnostics for reliability and life extension. En Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering 2004 (IEEE Cat. No. 04CH37513). IEEE, 2004. p. 625-628.
- [12] ABB, "Testing of power transformer," 2003.
- [13] R. E. James; Q. Su. Condition assessment of high voltage insulation in power system equipment. IET, 2008.
- [14] IEEE, "IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors," IEEE Std C57.152-2013, pp. 1-121, 2013.
- [15] CIGRE, "N° 445 Guide for transformer maintenance," pp. 123, 2011.
- [16] IEEE, "IEEE C57.104 Guide for the interpretation of gases generated in oil-inmersed transformers," 1991.
- [17] IEEE, "IEEE Guide for the Use of Dissolved Gas Analysis Applied to Factory Temperature Rise Tests for the Evaluation of Mineral Oil-Immersed Transformers and Reactors," IEEE Std C57.130-2015, pp. 1-17, 2016. . DOI: 10.1109/IEEESTD.2016.7414364.
- [18] S. Apte; R. Somalwar; A. Wajirabadkar. Incipient fault diagnosis of transformer by DGA using fuzzy logic. En 2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES). IEEE, 2018. p. 1-5.
- [19] CIGRÉ, "N°779 Field experience with transformer solid insulation ageing markers," 2019.