

Identificación de puntos calientes con el monitor DGA OPT100 en línea

El modelo OPT100 de Vaisala se instaló en CTM Salto Grande, en la frontera entre Argentina y Uruguay, para evaluar los problemas de gasificación en un transformador de 50/50/100 MVA, para que pudiera estudiarse en diferentes condiciones de funcionamiento durante 1 año y determinar si existía una correlación entre los niveles de gas y las condiciones de funcionamiento, como la carga y la temperatura máxima del aceite.

Antecedentes del problema:

CTM Salto Grande instaló un transformador GSU monofásico sellado OFAF de 100 MVA en el año 2002 y desde la puesta en funcionamiento ha tenido problemas con presuntos sobrecalentamientos. El etano, y en menor grado de metano, había aparecido y estaba aumentando. Los problemas térmicos son una preocupación específica de este transformador, ya que su aceite contiene DBDS, que a altas temperaturas puede conducir a la formación de azufre corrosivo. Apenas se encontró hidrógeno, excepto en los picos después de la adición del pasivador para metal Irgamet39 al aceite, que se suponía que eran causados por gases dispersos debido al Irgamet39. El nitrógeno, pero no el oxígeno, también estaba presente al mismo nivel que en el aire ambiente.

Información general del proyecto:

En junio de 2017, se instaló el DGA multigas OPT100 de Vaisala para medir los gases de falla claves en tiempo real (Figura 1). El monitor se conectó al transformador mientras estaba en funcionamiento, ya que las condiciones de funcionamiento de la central hidroeléctrica no permitían interrupciones. Debido al diseño

único del modelo OPT100, esto no fue un problema y la instalación se completó en medio día. Se recopiló información del OPT100 con el software integrado basado en navegador y un módem celular.

Durante un año, el equipo de mantenimiento del transformador analizó los datos del DGA y los comparó con las condiciones de funcionamiento del transformador para ver si había una correlación entre los dos. Cada dos o tres semanas durante este proceso, CTM Salto Grande tomó muestras de aceite para analizarlas en su laboratorio y compararlas (Figura 2).

El transformador se desgasificó en octubre de 2017. Durante este proceso, el modelo OPT100 continuó

midiendo. Al mismo tiempo, se tomaron muestras de laboratorio cada dos horas. Una comparación de los dos conjuntos de resultados se puede ver en la Figura 3.

Resultados: Carga vs. Gases

La Figura 4 muestra la carga del transformador y las concentraciones de CO₂ en el aceite, medidas por el monitor en línea OPT100 y las referencias de laboratorio, lo que demuestra un claro aumento en el CO₂ durante los períodos de grandes cargas. Cuando la carga era más baja o variaba, el CO₂ permanecía estable o incluso disminuía. Esto podría indicar que durante los períodos más largos de grandes cargas, hay un área más



Figura 1. Monitor DGA OPT100 en línea instalado. Las tuberías de aceite de entrada y salida están conectadas a las válvulas de drenaje inferiores.

caliente dentro del transformador que causa la formación de CO₂ a partir de papel o aceite.

La disminución de CO₂ durante una carga y temperatura más bajas podría deberse al intercambio de CO₂ entre el papel y el aceite a medida que varía la temperatura. Esto no queda claro solo a partir de los datos de carga, sino que se vuelve más claro cuando incluimos el punto caliente estimado:

$Temp_{punto\ caliente} \approx Temp_{máxima\ del\ aceite} + H * gR * ipu^2$, donde gR es la diferencia de temperatura promedio entre el bobinado y el aceite medido en la fábrica durante la prueba de aceptación en fábrica (FAT) y H = 2 es el factor de punto caliente estimado (Figura 5).

Se probaron varios modelos matemáticos utilizando la temperatura estimada del punto caliente: uno lineal y otro con un umbral para el punto caliente para actuar sobre la concentración de CO₂, estimada en alrededor de +70 °C. Se necesita más trabajo para perfeccionar los modelos. Sin embargo, no se trata de una simple correlación, ya que es posible que haya un gran intercambio de CO₂ a lo largo del tiempo que no es visible en los datos que abarcan solo un par de días (Figura 6).

Aunque este transformador sea sellado, otra posible razón para la disminución del CO₂ podría ser que el gas se escapa del tanque debido al gradiente de alta presión parcial entre el aire ambiente y el aceite. Sin embargo, el hecho de que los niveles de nitrógeno aumenten relativamente rápido después de la desgasificación indica que el transformador no es completamente hermético a los gases.

Los otros gases de falla, excepto probablemente el C₂H₆, no mostraron ninguna correlación clara con la carga durante el período de prueba (Figura 7). El aumento en los niveles de gas justo después de la desgasificación probablemente se deba a

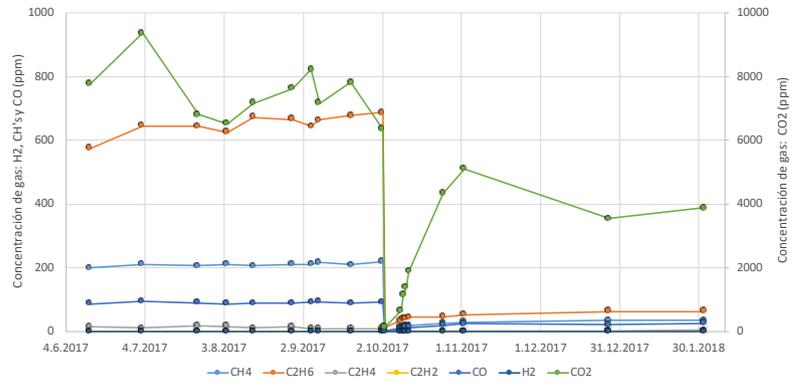


Figura 2. Resultados de laboratorio para las muestras del DGA.

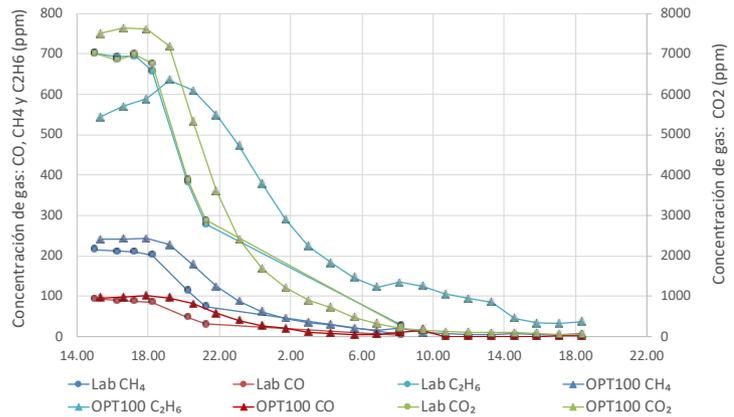


Figura 3. Respuesta de OPT100 durante la fase de desgasificación en comparación con el análisis de muestras de laboratorio.

los gases que estaban en partes del aceite que no estaban disponibles para la desgasificación, como el aceite impregnado en papel y el aceite atascado en espacios reducidos. Cuando este aceite volvió a difundirse en el aceite tratado, los niveles de gas aumentaron.

Conclusiones:

Los resultados del estudio mostraron una clara correlación entre la carga del transformador y el CO₂.

Aún no está claro para los autores si la disminución de CO₂ durante el período de carga menor se debe al intercambio de CO₂ entre el aceite y el papel o a la fuga de CO₂ del transformador. Se requiere un análisis adicional para determinar mejor la ubicación de los puntos calientes.

Gracias al modelo OPT100, CTM Salto Grande pudo identificar mejor la causa del problema en el transformador y qué tipos de acciones correctivas deben llevarse a cabo para resolverlo. Ya se han iniciado pruebas adicionales y con el OPT100 instalado en línea, los gases (y el riesgo de que el punto caliente se convierta en una falla más grave) ahora son monitoreados y están mejor controlados.

Nota:

Cuando se le solicitó la opinión a Eduardo Brioso, Gerente de Mantenimiento de Activos de CTM, sobre el modelo OPT100, indicó que "durante dos años después de la instalación no hemos tenido ningún problema con el equipo, nunca ha sido necesaria la intervención del usuario ni bienes consumibles".

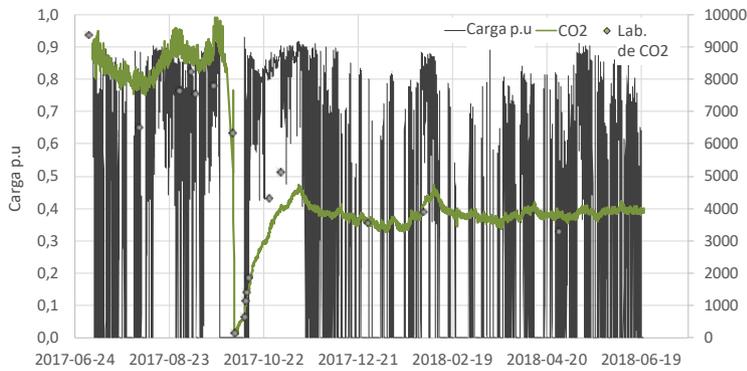


Figura 4. CO₂ vs. carga durante el período de prueba.

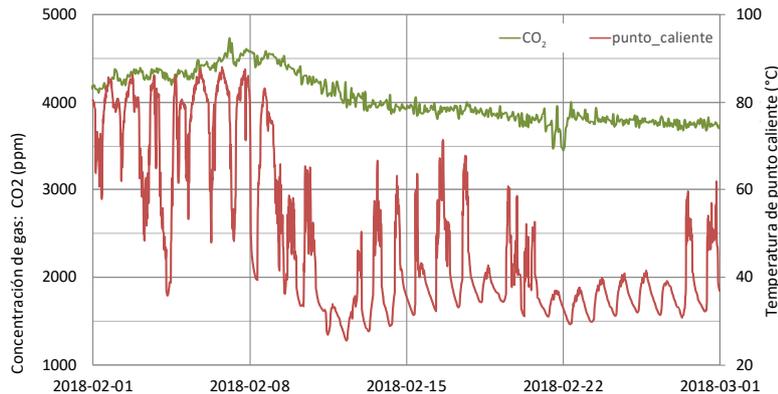


Figura 5. Temperatura de punto caliente y concentración de CO₂ calculadas en el aceite durante el período de un mes.

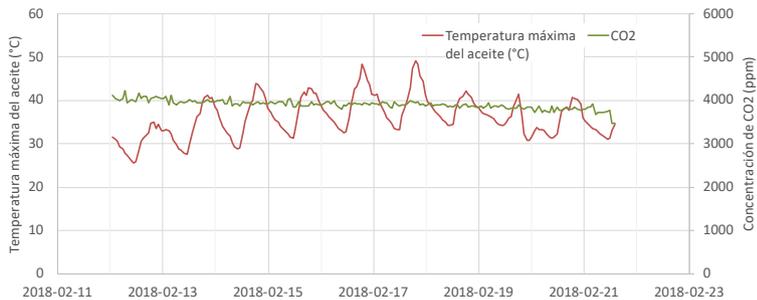


Figura 6. Temperatura máxima del aceite y concentración de CO₂ en el aceite durante un período de aproximadamente una semana.

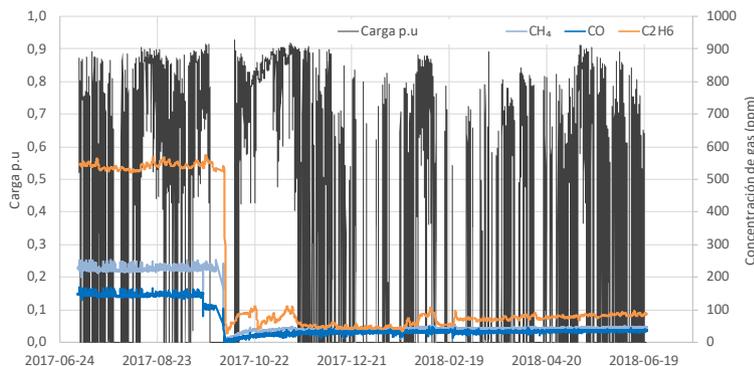


Figura 7. Otros gases de falla y carga durante el período de prueba.

Comparación del OPT100 con las pruebas de laboratorio

Además del tiempo de respuesta, las lecturas del monitor se compararon con los resultados de laboratorio del DGA durante todo el período. Para simplificar, solo se muestra el metano en la Figura 8. La línea azul representa los datos de medición del monitor y el área gris representa la especificación de precisión del monitor. Las referencias del laboratorio se muestran como puntos azules.

Al evaluar un monitor en línea comparándolo con referencias de laboratorio, se debe tener en cuenta la calidad de las muestras y la imprecisión de los procedimientos de laboratorio. Además, es importante recordar que cada método de análisis, ya sea de laboratorio o monitor en línea, tiene sus propias imprecisiones. Deben tenerse en cuenta al comparar los resultados y hacer conclusiones sobre el rendimiento del monitor.

En este caso, dado que no se conocía la imprecisión del laboratorio, se utilizó +/- 15 %, según los ejemplos de precisión de laboratorio promedio publicados en IEC 60567 [3]. Por lo tanto, para comparar un análisis de laboratorio con un DGA en línea, es más relevante comparar las tendencias que las mediciones reales. Si las tendencias son similares y las áreas con imprecisiones se superponen, puede concluir que los dos métodos diferentes concuerdan.

En general, CTM Salto Grande se manifestó muy satisfecho con la correlación de las lecturas y están agregando monitores DGA en línea adicionales a la flota para monitorear las operaciones de los transformadores. El muestreo y las pruebas de laboratorio continuarán para ciertos aspectos, como los furanos y la resistencia dieléctrica, pero el Gerente de Mantenimiento de la Subestación está de acuerdo en que "la adición de DGA en línea y la humedad nos han proporcionado una herramienta clave para implementar un programa de mantenimiento predictivo en CTM Salto Grande".

Humedad en el aceite

La humedad en el aceite del transformador varía a medida que la temperatura fluctúa debido a la carga, la temperatura ambiente o ambas. Este efecto se observó en este estudio como se muestra en la **Figura 9**. La temperatura máxima del aceite y la humedad en el aceite (ppm) se muestran en un período de un año. Muestra cómo se libera la humedad de la superficie del papel aislante en el aceite cuando aumenta la temperatura y luego se absorbe de nuevo en el papel cuando la temperatura disminuye.

Sin embargo, la desorción de agua es un proceso más rápido que la absorción y, por lo tanto, hay una histéresis clara visible cuando la humedad como ppm se representa contra la temperatura máxima del aceite (**Figura 10**). Esto significa que un transformador con una carga variable nunca se encuentra en equilibrio.

Este fenómeno hace que sea difícil definir el momento adecuado para tomar una muestra del aceite para análisis de agua en un laboratorio. A la misma temperatura, el contenido de agua en el aceite puede variar significativamente debido al efecto de la histéresis, ya sea porque la temperatura del transformador aumenta o disminuye en el momento del muestreo.

Este es un factor muy importante a tener en cuenta al tomar una muestra de aceite para determinar la humedad en el aislamiento sólido de un transformador con carga variable y temperatura cambiante. Esta es también una razón clave por la cual la medición de la humedad en línea es mucho más efectiva para determinar las tendencias de la humedad a largo plazo en el aceite y papel. Pero también indica que al tomar muestras de aceite, para poder sacar conclusiones sobre la humedad en un transformador, es crucial registrar siempre la temperatura del aceite.

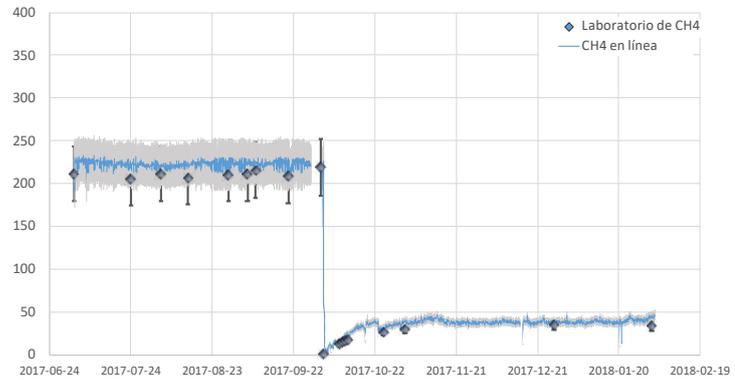


Figura 8. Lecturas de metano del monitor con DGA OPT100 con una precisión de $\pm 10\%$ (área gris) trazada con referencia de laboratorio con barras de error de $\pm 15\%$.

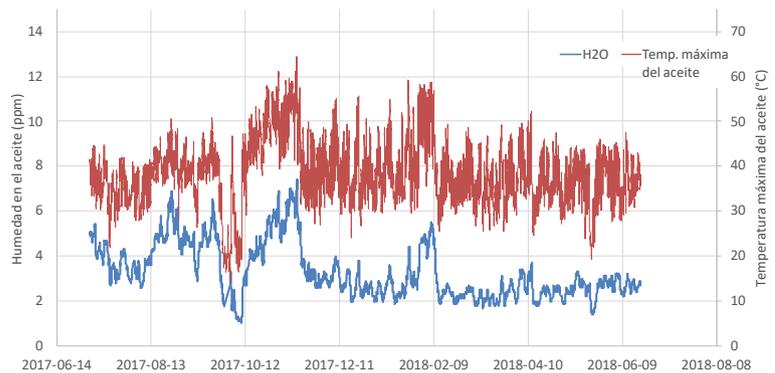


Figura 9. Humedad del aceite en ppm y temperatura máxima del aceite en el tiempo.

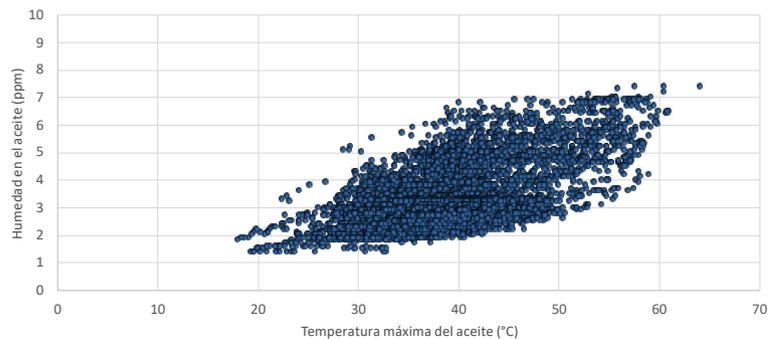


Figura 10. Humedad del aceite vs. temperatura máxima del aceite.

VAISALA

Comuníquese con nosotros a
www.vaisala.com/contactus



Escanee el código para obtener más información

Ref. B211814ES-A ©Vaisala 2019

Este material está sujeto a protección de derechos de autor, con todos los derechos de autor retenidos por Vaisala y sus socios individuales. Todos los derechos reservados. Todos los logotipos o nombres de productos son marcas comerciales registradas de Vaisala o de sus socios individuales. Cualquier tipo de reproducción, transferencia, distribución o almacenamiento de la información incluida en este folleto, sin el consentimiento previo por escrito de Vaisala está estrictamente prohibido. Todas las especificaciones, incluidas las especificaciones técnicas, se pueden modificar sin previo aviso.

www.vaisala.com