

Análisis del monitoreo de transformadores en tiempo real

Resumen:

En el presente análisis del monitoreo de transformadores se describe la aparición de gases ante la degradación de su aislación y el principio de funcionamiento de los monitores de contenido de humedad y gases disueltos en aceite de transformador. Se presentan ejemplos de aplicación para la detección temprana de problemas en los transformadores de potencia y, finalmente, se presentan los monitores que emplean modelos matemáticos para brindar información del estado de funcionamiento del transformador.

Introducción:

Los transformadores de potencia son elementos críticos para la provisión de energía eléctrica y su adecuado mantenimiento es clave para la prolongación de su vida útil.

Las nuevas tecnologías de monitoreo continuo en tiempo real, aportan valiosa información acerca del comportamiento de los transformadores de potencia y el desarrollo de fallas en los mismos. Mediante la detección de variaciones en el contenido de gases disueltos y humedad en el aceite, se puede alertar acerca del deterioro de la aislación y el desarrollo de fallas incipientes para permitir llevar a cabo tareas de mantenimiento predictivo.

Degradación de la aislación:

Los materiales asilantes se deterioran con el paso del tiempo durante el transcurso de la vida útil del transformador y también ante incrementos de temperatura por sobrecarga o anomalías en su estado de funcionamiento.

Al degradarse la aislación se liberan gases que se disuelven en el aceite. Por un lado, cuando se deteriora el aceite aislante se liberan: hidrógeno, metano, etano, etileno y acetileno (figura 1). Por otro lado, al deteriorarse la celulosa del papel se libera agua y los siguientes gases: dióxido de carbono y monóxido de carbono (figura 2).

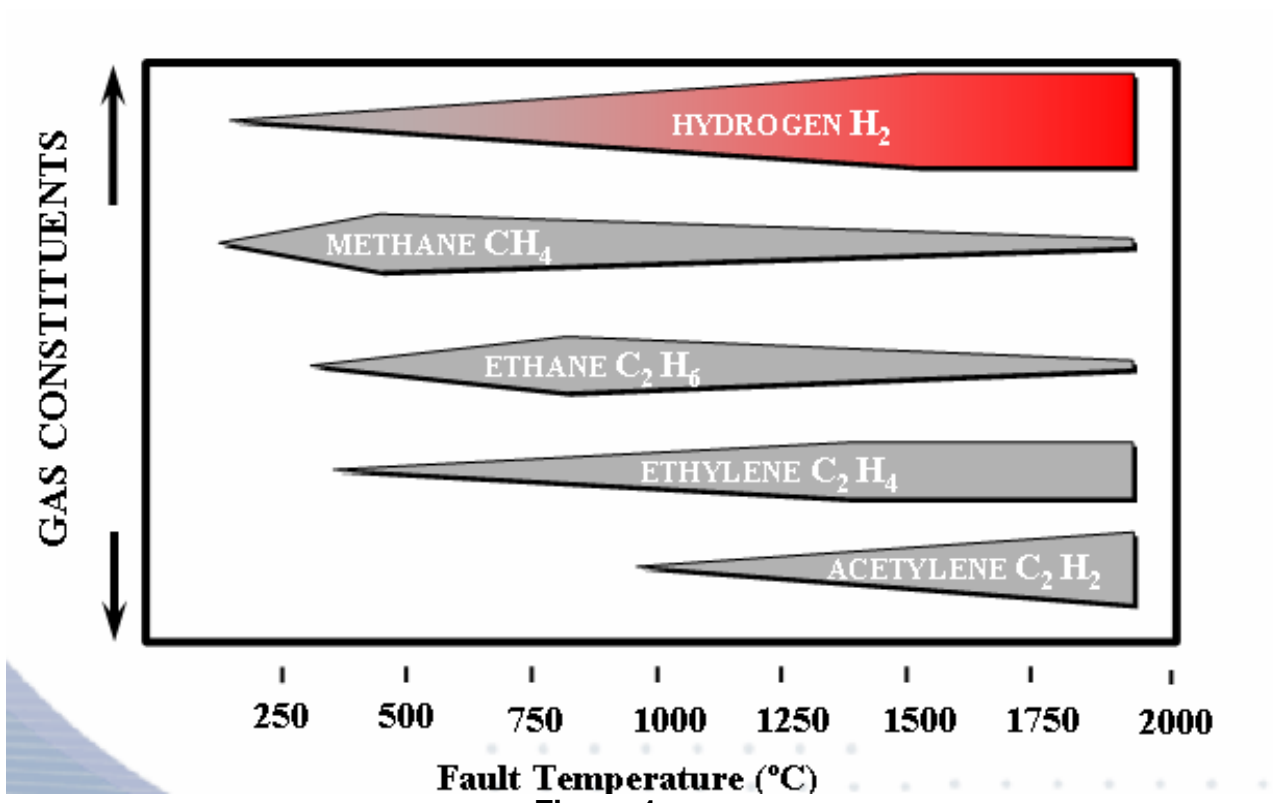


Figura 1

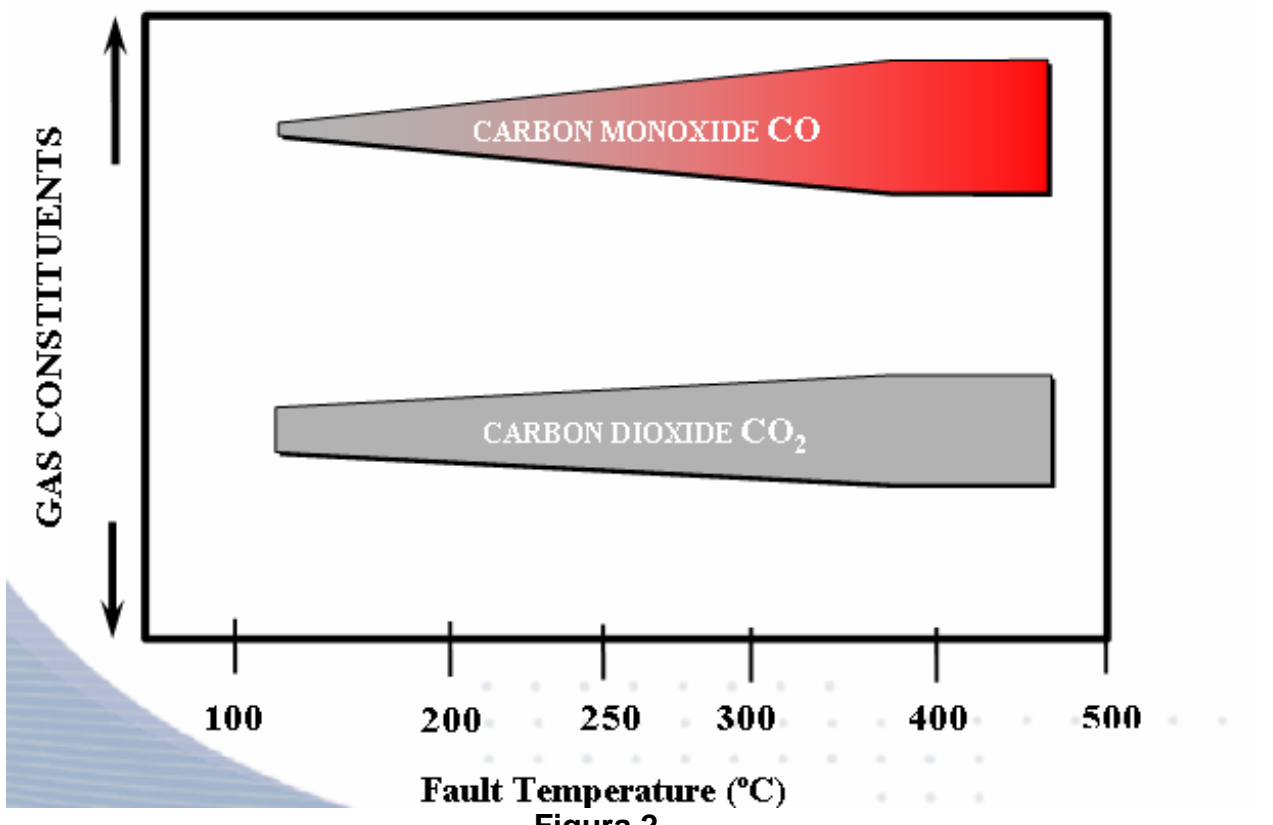


Figura 2

Detección de fallas incipientes:

Un sensor capaz de monitorear el incremento de los gases disueltos en el aceite, en forma continua y en tiempo real, es apto para detectar fallas incipientes en los transformadores de potencia.

La tecnología Hydran de GE, probada desde fines de la década del '70, emplea un sensor instalado en una sola válvula del transformador. Sin tuberías adicionales ni bombas, el aceite aislante se mueve por convección natural y entra en contacto con una membrana permeable a los gases.

Los gases combustibles disueltos en el aceite pasan hacia el interior del sensor donde se produce una reacción química con oxígeno proveniente del aire. Es una oxidación que se produce entre dos electrodos y establece una diferencia de potencial que es proporcional al contenido de gases disueltos en el aceite.

Es sensible a la presencia de hidrógeno en un 100% y, en menores proporciones, también es sensible a la presencia de monóxido de carbono, etileno y acetileno. Precisamente, su sensibilidad a la presencia de monóxido de carbono es lo que permite detectar problemas en el papel. La degradación de ambos materiales aislantes se puede detectar en forma incipiente.

El monitoreo se realiza en forma continua, en tiempo real, y las alarmas se disparan alertando acerca de incrementos en el contenido de humedad y de gases disueltos en el aceite: pueden ajustarse para su activación por pendiente de crecimiento y también por valor absoluto alcanzado.

Cabe destacar que, además de la temperatura, el otro gran enemigo de la aislación es el agua. La detección del contenido de humedad en los materiales es de gran importancia, pues su incremento implica una disminución de sus propiedades aislantes.

El monitoreo continuo y en tiempo real, del contenido de humedad en el aceite está disponible en el monitor Hydran M2 de GE, junto con el monitoreo de los gases disueltos, y es clave para la detección temprana de posibles anomalías en el estado de funcionamiento del transformador: ingreso de agua, degradación de la celulosa (la cual produce liberación de agua), fallas en el circuito de refrigeración, etc.

La detección del contenido de humedad se realiza mediante un sensor, un film capacitivo, que está permanentemente en contacto con el aceite y cuya capacidad es proporcional al contenido de humedad en dicho aceite.

A menor temperatura, la solubilidad del agua en el aceite disminuye y el agua se desplaza desde el aceite hacia el papel aislante el cual la absorbe.

A mayor temperatura de funcionamiento del transformador, el agua migra desde el papel hacia el aceite, pues la solubilidad del agua en el aceite es mayor.

Sólo es a temperaturas relativamente estables que puede inferirse el contenido de agua en el papel a partir del conocimiento del contenido de agua en el aceite y de la temperatura a la cual está la muestra de aceite. De ahí la gran importancia del conocimiento de dicho parámetro.

A continuación se presentan ejemplos de aplicaciones reales en las que se detectaron anomalías en el estado de funcionamiento de los transformadores de potencia:

Ejemplo N°1

Potencia del transformador: 150MVA

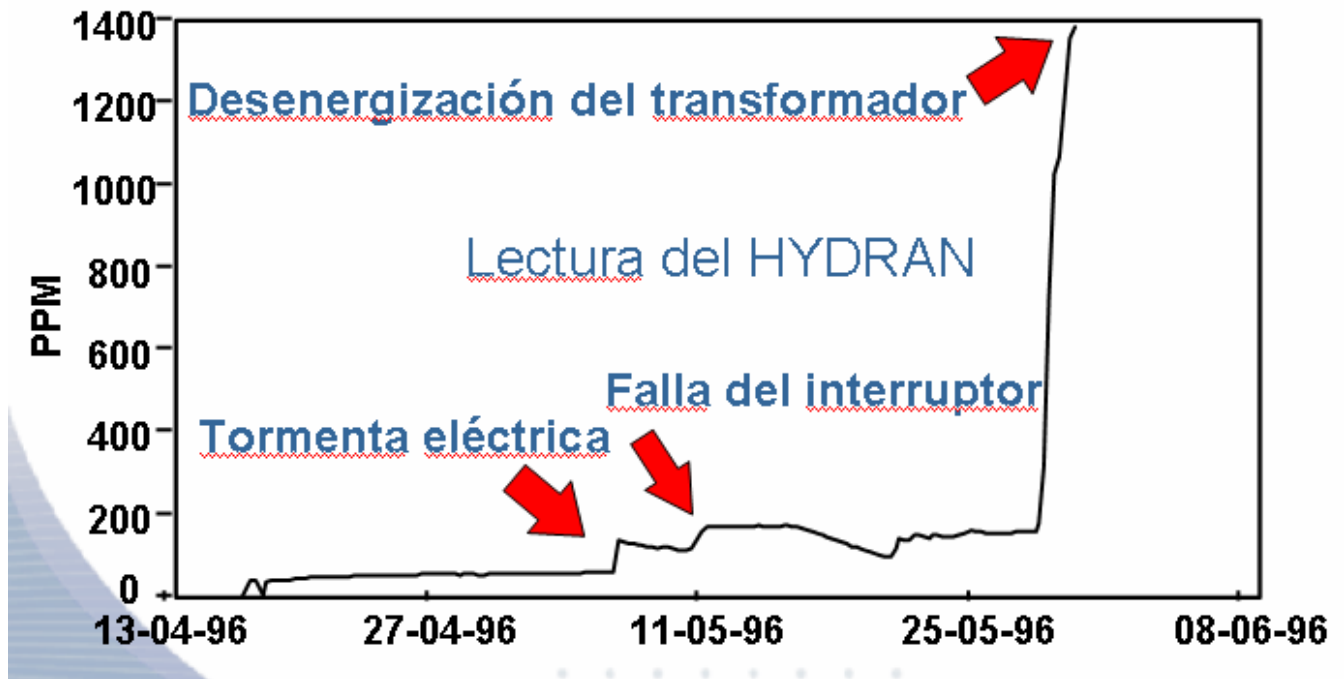


Figura 3

En este primer ejemplo, se produjo un evento durante una tormenta eléctrica: el impacto de un rayo. Días después, se produjo un segundo evento: la falla de un interruptor.

En ambos casos se detectaron incrementos en el contenido de gases disueltos en el aceite.

Se había producido ya un daño en el transformador y estaba seriamente comprometida su aislación.

Días más tarde, se desarrolló la falla. El contenido de gases disueltos se incrementó rápidamente, lo cual puede verse en la forma, en la pendiente, de la curva en la figura 3.

Dicho proceso se produjo en el transcurso de tan sólo unas pocas horas, tiempo suficiente para desenergizar el transformador antes de que se produjera un daño aún mucho mayor.

Ejemplo N°2

Potencia del transformador: 900MVA



Figura 4

En este ejemplo se comparan dos curvas en la figura 4: por un lado, la curva de contenido de gases disueltos en el aceite del transformador y, por otro lado, la curva de la potencia entregada por el mismo.

Si bien ha estado en servicio por más de 30 años, no se cargó al máximo. Se detecta que al sobrepasar los 500MW se produce una exigencia tal que la aislación comienza a degradarse, por lo cual se produce un incremento en el contenido de gases disueltos en el aceite del transformador.

Dicho contenido va decreciendo paulatinamente cuando no se exige al transformador a trabajar por sobre los 500MW.

El conocimiento del impacto de la sobrecarga sobre el estado de la aislación, permite al operador tomar decisiones acertadas. Esta información es de suma importancia para la evaluación del régimen de trabajo al que se someterá al transformador.

Por supuesto, también se posibilita el desarrollo de tareas de mantenimiento predictivo.

Ejemplo N°3

Potencia del transformador: 180MVA

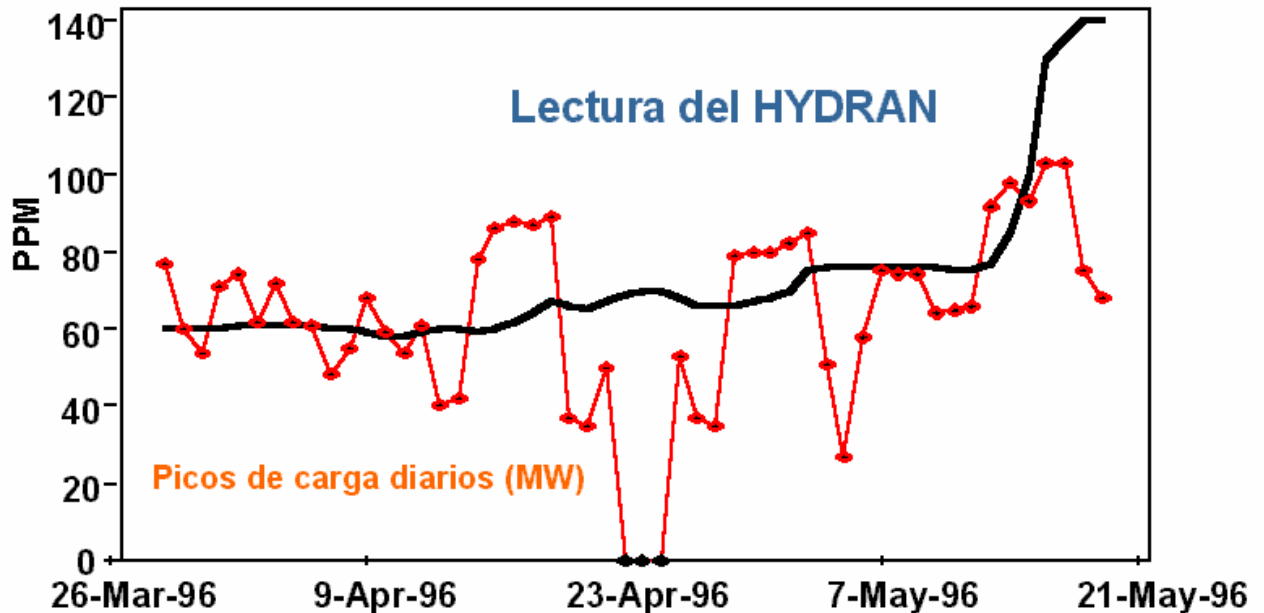


Figura 5

En este ejemplo, en la figura 5, se muestra un caso similar al anterior: un transformador sometido a un régimen de trabajo poco exigente.

En dos oportunidades consecutivas, luego del incremento en la potencia se detectó un incremento en el contenido de gases disueltos en el aceite.

Finalmente, al incrementarse otra vez la potencia, se produce un importante incremento en el contenido de gases disueltos.

También, en este caso, se exigió al transformador a un régimen de trabajo que deterioró rápidamente su aislación.

Además del monitoreo simultáneo, en tiempo real, de contenido de humedad y gases disueltos en aceite de transformador que realiza el Hydran M2 de GE, ahora también puede brindar más información acerca del estado de funcionamiento del transformador.

Mediante la aplicación de modelos matemáticos es posible procesar datos proporcionados por otros sensores instalados sobre el transformador y así brindar al operador y al personal de mantenimiento información que le sea de su utilidad.

Por ejemplo, a partir de un sensor de temperatura del aceite en la parte superior de la cuba, un sensor de corriente de carga, el contenido de humedad (obtenido por el sensor del Hydran) y la aplicación de algoritmos de cálculo pueden obtenerse: la temperatura de punto caliente, la temperatura de burbujeo y su margen de seguridad, la tasa de envejecimiento de la aislación y el contenido de humedad en el papel aislante, entre otros.

Conclusión:

Toda la información que se obtiene, así como el contenido de gases disueltos y humedad en el aceite del transformador en tiempo real, es de suma utilidad tanto para el operador como para el personal de mantenimiento. Les permite tomar decisiones acertadas acerca del régimen de trabajo al que se lo someterá y también tomar acciones de mantenimiento predictivo, en base al mayor conocimiento del estado de la aislación.

Autor:

María Eugenia Gómez Blanco
ARTEC Ingeniería S.A.
King 386, Ciudad de Buenos Aires, Argentina
(5411) 4985-2583 Int. 112
egb@artecing.com.ar