

CASO PRÁCTICO: Detección y reparación de fallos de transformador seguidas por una desgasificación supervisada mediante un dispositivo online de AGD

Senja Leivo, Vaisala Oyj, Finlandia
Juha Mertanen, Fingrid Oyj, Finlandia

Resumen

El documento trata acerca de un caso práctico de un transformador de 400 MVA 400/120/21 kV instalado y puesto en marcha en una subestación de transmisión de 400/110 kV en Finlandia en 2003. Este transformador ONAN/F es de respiración libre a través de un respirador deshidratante de gel de sílice (sin bolsa de caucho). Tiene ~100 m³ de aceite mineral (Nytro 10X).

El transformador tenía antecedentes de gasificación, con fallos detectados y reparados. Se realizó la desgasificación para comprobar si seguía existiendo un evento/fallo activo que produjera gases ocultos por gases de fallos previos ya reparados. El transformador estaba equipado con un prototipo de supervisión de AGD multi gas Vaisala que se ejecutaba a lo largo del proceso de desgasificación y durante los meses siguientes.

Tendencia e historial de gasificación del transformador previos a la desgasificación

La gasificación se inició en 2005 y mostró una tendencia creciente hasta 2010. Se sospechaba que existía un fallo térmico (T3) de alta temperatura del metal desnudo con arreglo al análisis de gases disueltos (AGD). Sin embargo, las primeras mediciones eléctricas en noviembre de 2010 no revelaron nada concluyente. El fallo seguía activo y los gases indicadores de fallos mostraron una tendencia creciente hasta 2013. En esta ocasión, los gases empezaron a elevarse de forma más rápida y la medición repetida de la resistencia de CC identificó un problema en la fase 110 kV 2a. El fallo se localizó en 110 kV entre el casquillo y el contacto principal de la salida de bobinado. El contacto de la fase 110 kV 2a que desencadenaba el fallo se reparó en agosto-septiembre de 2013.



Figura 1 Casquillo y contacto principal de la salida de bobinado de 110 kV 2a que desencadenaba el fallo, antes y después de la reparación.

Posteriormente, los gases indicadores de fallos tuvieron una tendencia a la baja hasta febrero de 2014 y empezaron a mostrar un ligero ascenso hasta abril de 2014. Después, los gases indicadores de fallos empezaron a elevarse rápidamente y la medición de la resistencia de CC localizó el problema en la fase 110 kV 2c. De nuevo, el fallo estaba en el lado de 110 kV, entre el casquillo y el contacto principal de la salida del bobinado. Estos fallos se repararon en junio de 2014.

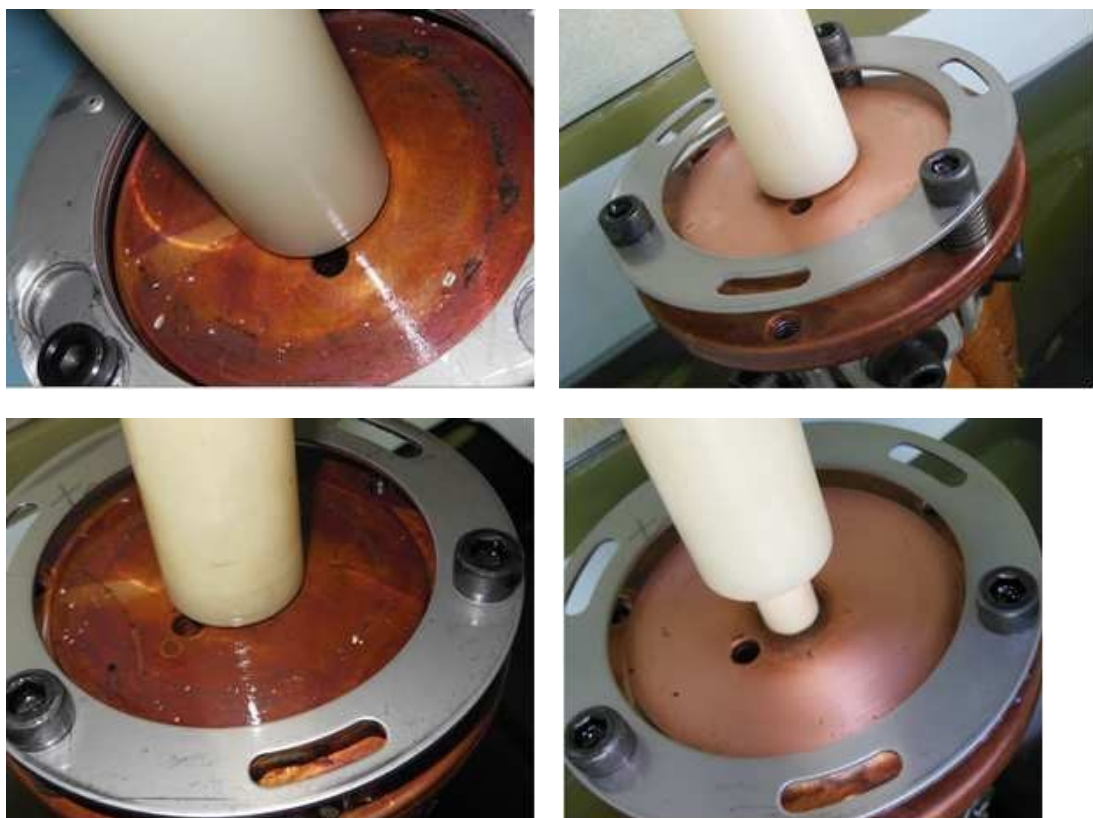


Figura 2 Casquillos y contactos principales de la salida de bobinado de 110 kV 2b y 2c que desencadenaban el fallo, antes y después de la reparación.

Tras la última reparación del transformador, los niveles de gases indicadores de fallos eran relativamente elevados. Con el fin de comprobar si seguía habiendo un fallo activo, se programó la degasificación del transformador para noviembre de 2015. El proceso efectivo de degasificación fue ejecutado por un proveedor de servicios.

Tabla 1 Concentraciones de gas (ppm en aceite) antes y después de la reparación. ND=no disponible

	Disp. de supervisión	H2	CO	CO2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2
6/2005	Laboratorio X	3	106	1089	8	4	8	1
10/2010	Laboratorio X	44	109	2496	180	133	557	3
	Marca Y	60	99	2341	181	130	529	0
	Marca X, media 24h	70	120	ND	ND	ND	620	8
6/2013	Marca Y	80	78	2529	165	170	732	1
	Marca X, media 24h	100	80	ND	ND	ND	680	2
7/2013	Marca X, media 24h	120	80	ND	ND	ND	690	2
5/2014	Marca Y	108	73	2219	333	284	1192	3
	Marca X, media 24h	220	60	ND	ND	ND	780	2
9/2014	Laboratorio Y	33	105	1830	175	140	685	3
	Marca X, media 24h	60	80	ND	ND	ND	760	2

Dispositivo *online* de AGD

Dos semanas antes de que se realizara la desgasificación, el transformador se equipó con un nuevo dispositivo *online* de AGD, que recoge el aceite en la válvula inferior de muestreo para ser analizado y lo devuelve a la válvula superior. En este dispositivo, los gases se extraen del aceite en vacío y se analizan en el módulo óptico de medición de infrarrojos (IR). Antes de la extracción en vacío, se midieron el hidrógeno y la humedad en la fase oleosa.

Dado que el nuevo dispositivo *online* de AGD estaba aún en desarrollo, no estaba conectado al sistema de supervisión centralizado de la unidad, sino que era operado en remoto por el departamento de I+D de Vaisala mediante un módem 3G. El ciclo medio de medición se estableció en 90 minutos y los datos de supervisión se leían y registraban sin ningún filtrado y sin realizar medias. El proceso efectivo de desgasificación se inició el 17 de noviembre y finalizó el 20 de noviembre. El dispositivo de AGD funcionó con normalidad durante el proceso de desgasificación y durante los meses siguientes mientras comprobaba cómo se comportaban los gases del aceite en papel respecto del volumen global de aceite.

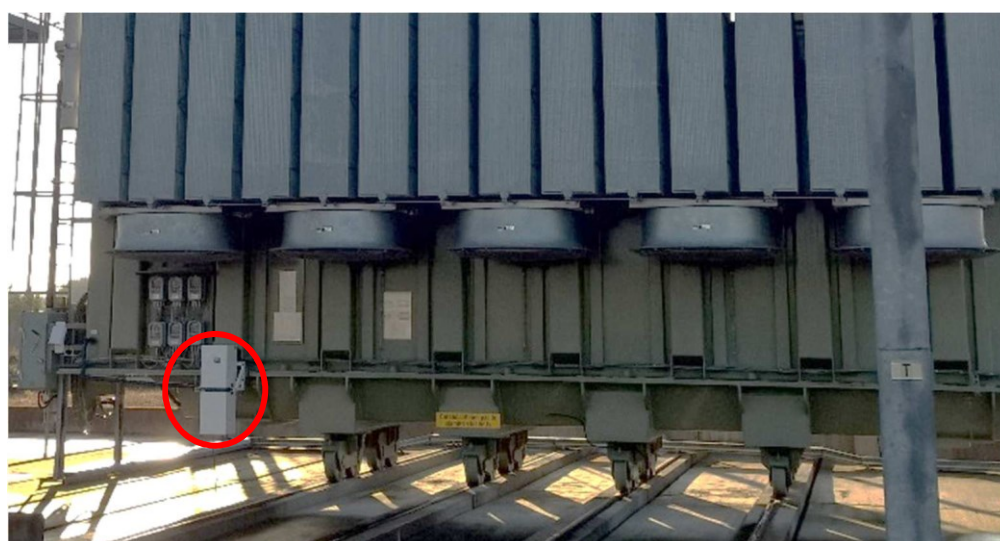


Figura 3 Transformador de 400 MVA con prototipo de dispositivo online de AGD de Vaisala (círculo rojo).

Desgasificación

El proceso de desgasificación procesó un volumen de aceite de 100 m³ aproximadamente tres veces a 80 °C durante 3 días mientras el transformador estaba sin carga. El proceso disminuyó las cantidades de gas en aceite a una décima parte, lo cual se confirmó por medio de las mediciones individuales de gas y por la presión total de los gases disueltos (Figura 7). Durante el proceso de desgasificación, la temperatura ambiente varió entre 0 y 10 °C.

Resultados y debate

La cantidad de CO₂ en aceite empezó a aumentar de forma drástica una vez finalizado el proceso de desgasificación, siendo el aire ambiente la principal causa probable. El etileno también aumentó de forma clara. Sin embargo, se estabilizó durante dos meses, sufriendo después otra vez un ligero aumento. Los métodos de referencia confirmaron los incrementos. En este momento no está claro si el aumento de las cantidades de CO₂ y C₂H₄ se debe a que había gas “almacenado” en el papel que se liberó para formar equilibrio entre el aceite en papel y el volumen global de aceite, o si existe un conflicto únicamente en cuanto al aceite.

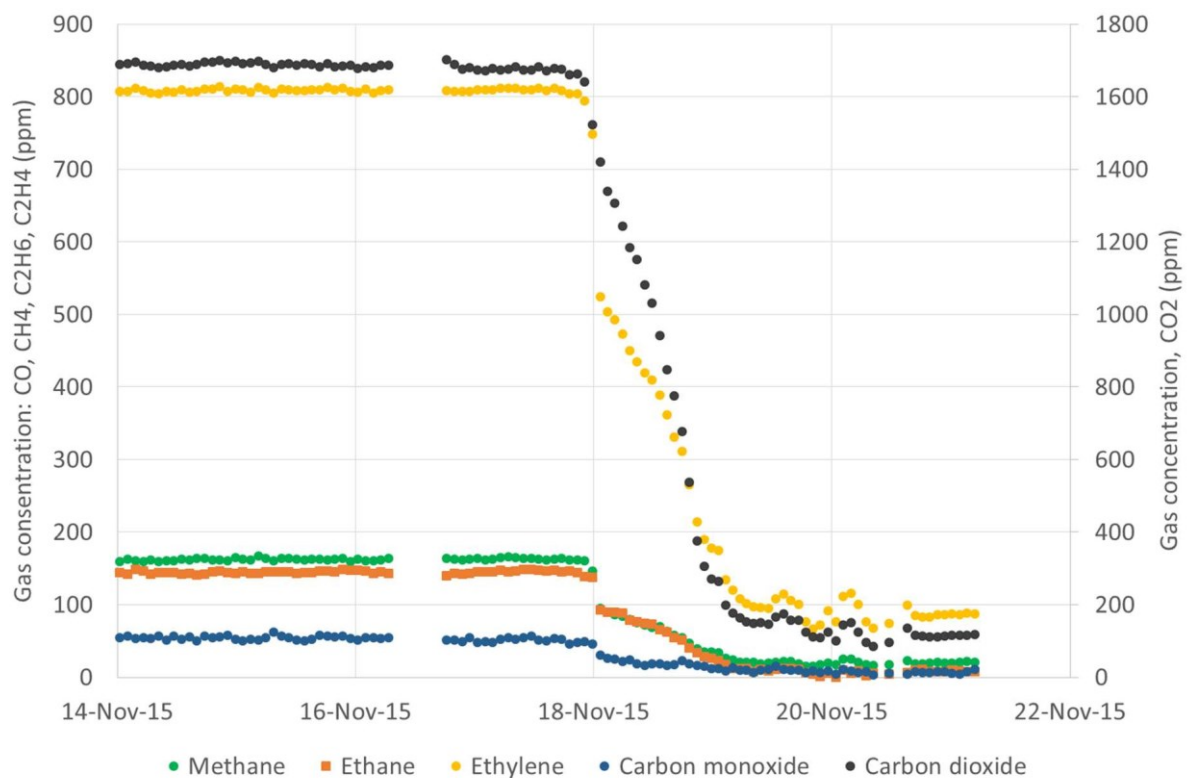


Figura 4 Datos del AGD antes, durante y poco después de la desgasificación. Acetileno no disponible y el hidrógeno ya estaba en 0 ppm antes de la desgasificación, por lo que se han eliminado del gráfico. Los puntos de medición individual se presentan sin promedio alguno.

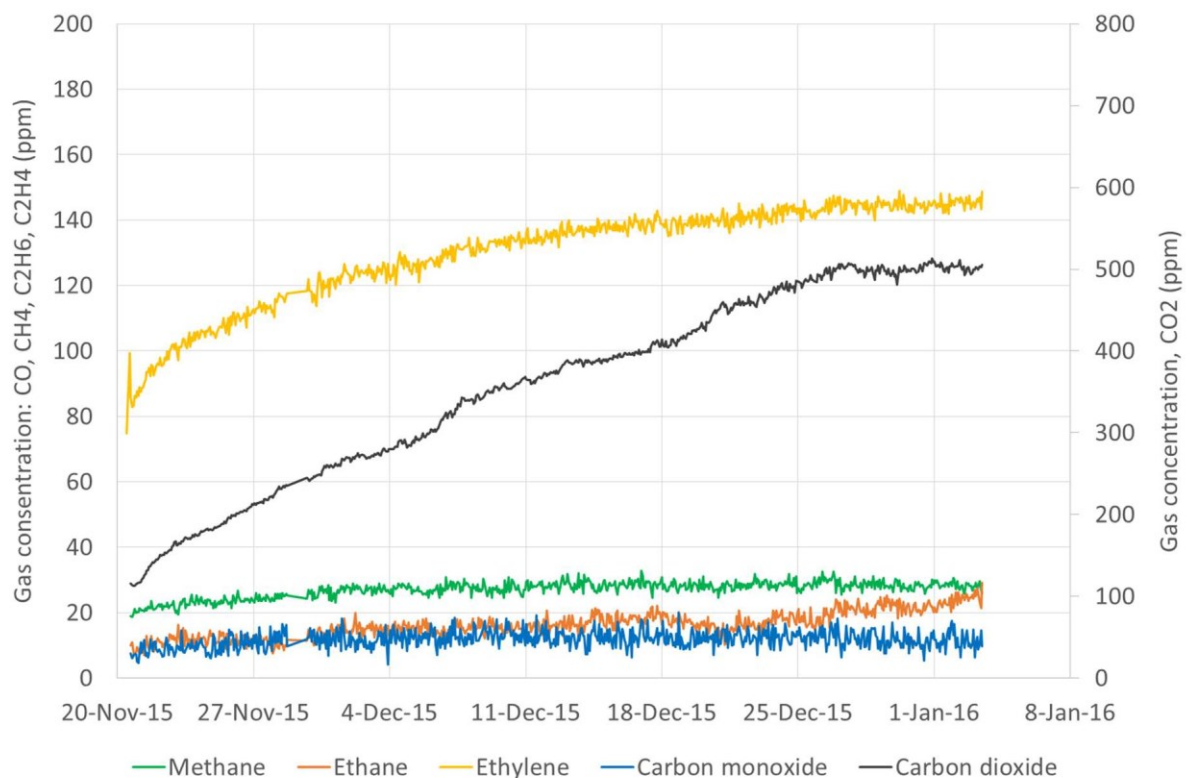


Figura 5 Datos del AGD después de la desgasificación. El acetileno no estaba disponible y el hidrógeno estaba en 0 ppm, por lo que se han eliminado del gráfico.

Según Michel Duval, se puede esperar observar que aproximadamente un 7-10% de concentración previa a la desgasificación se recupera en el aceite en los días/semanas siguientes al proceso de desgasificación. Esto se debe a los gases en el aceite impregnado en el papel que no pasó por el tratamiento. La cantidad puede variar un poco dependiendo de la proporción de aislamiento sólido respecto a la masa de aceite. En este caso, la proporción era conocida. Sin embargo, a partir del nivel medido de etileno podemos concluir que este aumentó de aproximadamente 70 ppm a 145 ppm en un plazo de 6 semanas tras la desgasificación y la estabilización (Figura 5). Este aumento de 75 ppm representa aproximadamente el 9% del nivel de etileno anterior al proceso de desgasificación.

Otros gases, salvo el dióxido de carbono, se mantuvieron estables en el invierno de 2015-2016. En marzo, el nivel de etileno empezó a aumentar de nuevo, con un aumento considerable en mayo de 2015. Esta tendencia de aparición de etileno puede estar relacionada con las operaciones internas del transformador, ya que se produce a la vez que aumenta también el nivel de la temperatura del aceite superior (Figura 6).

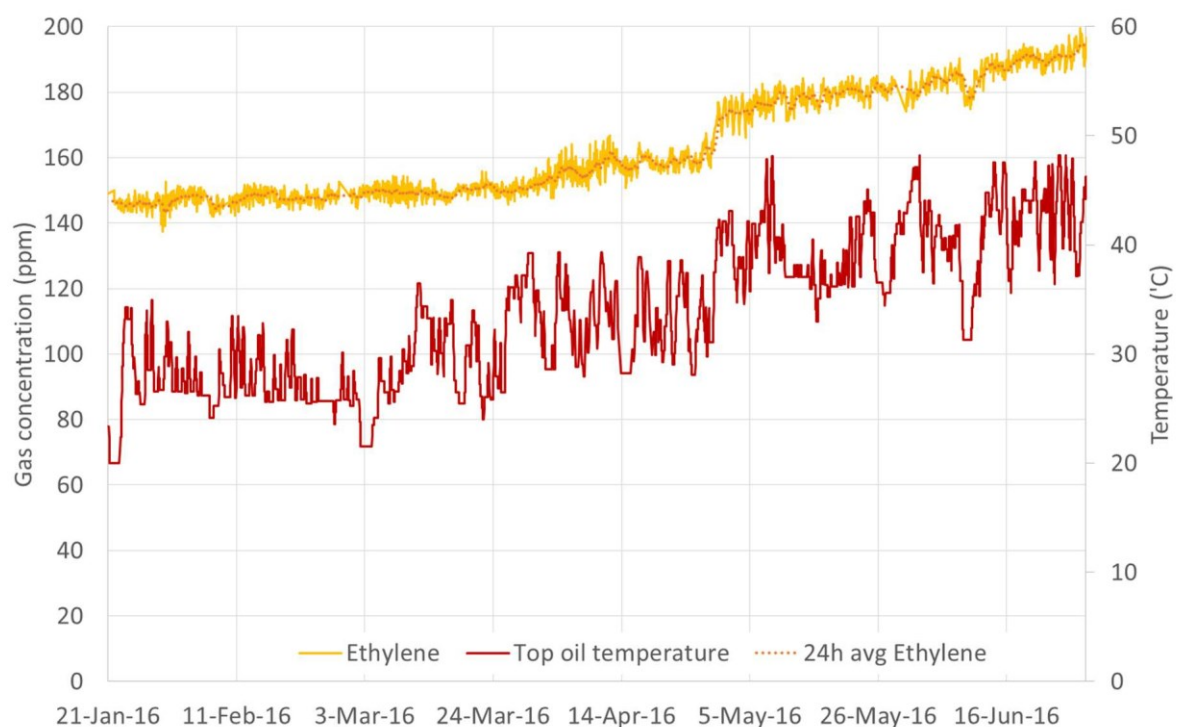


Figura 6 Concentración de etileno y temperatura del aceite superior

La Tabla 2 enumera las concentraciones de gas previas a la desgasificación, justo después de la misma y pasados 11 meses. En este caso, se utilizaron 4 métodos distintos de análisis, incluyendo un análisis tradicional en laboratorio, un método sin conexión, un dispositivo *online* comercial y el prototipo *online* de AGD de Vaisala. Aunque existían claras diferencias en los resultados, la magnitud de los niveles de gas era consistente. Todos los métodos también confirmaron que se producía un aumento significativo en los niveles de algunos gases pasado un año desde la desgasificación. Un dispositivo falló, por lo que no hubo resultados disponibles justo después de la desgasificación hasta que fue reparado. También había algunas diferencias en los parámetros relativos a los gases que estaban disponibles.

Tabla 2 Concentraciones de gas (ppm en aceite) antes y justo después de la desgasificación,

y un año después. Hidrógeno <5 ppm con todos los métodos. ND=no disponible. * Error de calibrado. Estimación 1-2 ppm

	Disp. de supervisión	CO	CO2	CH4	C2H6	C2H4	C2H2
Antes de desgasificación	Laboratorio Y	80	1610	70	145	695	2,7
	Prototipo Vaisala	56	1686	165	142	807	NA
	Marca X	61	ND	ND	ND	720	1,7
	Marca Y	69	2162	127	252	1011	2,5
Justo después de desgasificación	Laboratorio Y	2,7	35	2,2	13	43	0
	Prototipo Vaisala	4	86	15	2	68	0
	Marca X	Fallo	ND	ND	ND	Fallo	Fallo
	Marca Y	2	401	17	40	97	0
11 meses después de desgasificación	Laboratorio Y	50	980	7	29	140	1,5
	Prototipo Vaisala	58	1240	21	45	177	6*
	Marca X	96	ND	ND	ND	223	1
	Marca Y (6/2016)	30	1175	30	51	181	1,5

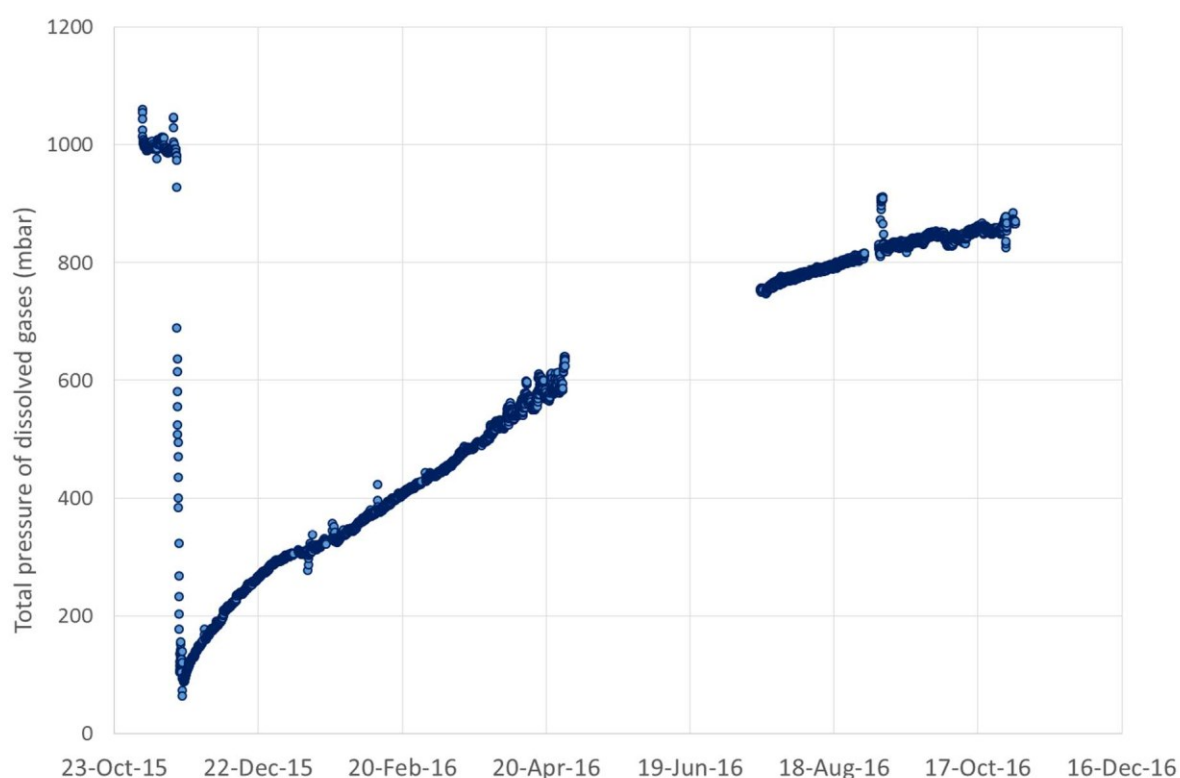


Figura 7 Presión total de todos los gases disueltos antes, durante y después del proceso de desgasificación.

Sorprendentemente, la presión total del gas en el aceite no ha alcanzado el equilibrio con la presión del aire ambiente incluso pasado casi un año desde la desgasificación (Figura 7). Aunque el transformador es de respiración libre, la difusión del gas a través del tubo largo entre el tanque y el conservador es un proceso muy lento a baja temperatura. Además, la carga ligera ha mantenido el nivel de aceite muy estable en el conservador, de forma que no se ha producido una respiración real.

En este momento, no está claro cuáles son los motivos de los niveles crecientes de gas, incluso con carga y temperatura bastante bajas. Al observar el triángulo de Duval, los datos *online* medidos sugerirían un fallo de la temperatura alta T3. Al mismo tiempo, ha habido un cierto aumento del CO y un aumento significativo del CO₂, lo cual también puede indicar que el papel está implicado.

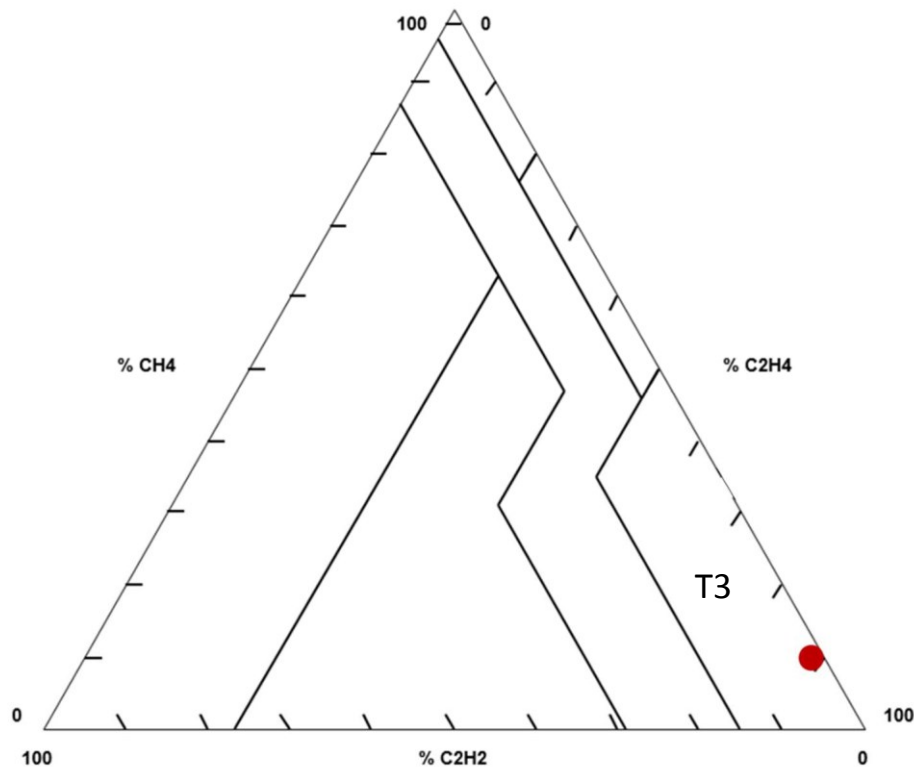


Figura 8 Triángulo de Duval con datos online. El punto equivale a 11 meses después de la desgasificación.

Conclusiones

La supervisión del AGD *online* durante el proceso de desgasificación demostró que el dispositivo podía supervisar la reducción de los niveles de gas en aceite en tiempo real. Incluso cuando la cantidad total de todos los gases disueltos disminuyó a una décima parte respecto del nivel inicial, podía extraer los gases del aceite en vacío con facilidad. Los datos de supervisión muestran claramente que la desgasificación no fue completa; un par de días más podrían haber mejorado la situación y se podría haber retirado una parte de los gases del aceite impregnado.

El proceso incompleto de desgasificación dejó una cantidad bastante significativa de gases en el aislamiento del transformador, que posteriormente se distribuyeron de nuevo por el volumen completo del aceite. Esta "recuperación" del nivel de gas hace que resulte complejo interpretar los datos medidos tras el proceso de desgasificación. ¿Sigue quedando una cantidad significativa de gases medidos procedentes de fallos anteriores o está sucediendo algo nuevo en el transformador? ¿Deberíamos preocuparnos o no? Sí, porque se produjeron ciertos problemas durante la fabricación y las obras de instalación (construcción) sobre el terreno. Ese es el motivo por el cual es esencial un dispositivo de supervisión multi gas para supervisar esta unidad de forma permanente, con la suficiente precisión y una buena repetibilidad que permita una elaboración constante de las tendencias del gas.