

COMPARACIÓN DE EFECTIVIDAD DE ENSAYOS OFF-LINE X MONITOREO ON-LINE DE BUJES PARA DETECCIÓN DE DEFECTOS – EXPERIENCIA DE CAMPO

Ézio D. Machado

Marcos E. G. Alves*

Daniel P. Santos

Tractebel Energia S.A.

Treetech Sistemas Digitais Ltda.

Treetech Sistemas Digitais Ltda.

RESUMEN

El monitoreo on-line del estado de los bujes fue aplicado por Tractebel para todos los transformadores elevadores de 550 kV de las centrales hidroeléctricas de Machadinho, Itá y Salto Santiago, con el objetivo de reducir la probabilidad de fallas, elevar la fiabilidad de la planta, reducir los costos de mantenimiento y eliminar intervenciones innecesarias, que producen un potencial riesgo de inserción de defectos que antes eran inexistentes, especialmente cuando se trata de ensayos de cromatografía de gases. Tres años después de iniciar la operación, el monitoreo on-line indicó elevaciones en la capacitancia y en la tangente delta de un buje en la UHE Itá. Con el transformador fuera de operación, se realizaron mediciones off-line de capacitancia y tangente delta, así como, el ensayo de cromatografía de gas en el aceite del buje. Aunque este último haya confirmado sin ninguna duda el deterioro del aislamiento y la veracidad de las alarmas on-line, las mediciones off-line de capacitancia y tangente delta presentaron resultados casi sin modificaciones, en una aparente contradicción. Este artículo presentará los resultados de las mediciones on-line y de los ensayos realizados y a partir de estos datos, los análisis efectuados para entender los motivos de la baja sensibilidad de las mediciones off-line de capacitancia y tangente delta al defecto constatado. De esta forma, será posible delinear conclusiones con respecto a la efectividad de las técnicas de ensayos off-line que desde hace décadas son reconocidas en el sector eléctrico mundial, comparándolas con los resultados obtenidos con el monitoreo on-line.

PALABRAS-CLAVES: Transformador de potencia, bujes condensadores, monitoreo on-line, ensayos off-line, capacitancia, tangente delta, gases disueltos, cromatografía.

1.0 - INTRODUCCIÓN

El monitoreo on-line efectuado en el estado de bujes de los transformadores elevadores fue aplicado por Tractebel desde el año 2008 a todos los transformadores elevadores de 550 kV de las centrales hidroeléctricas de Machadinho, Itá y Salto Santiago, con el objetivo de reducir la probabilidad de fallas de estas máquinas debido a problemas en los bujes condensadores, elevando así, la fiabilidad de la planta, además de reducir los costos de mantenimiento por eliminación de los ensayos off-line periódicos en los bujes, presentando a la vez, el beneficio de eliminar intervenciones innecesarias que producen un potencial riesgo de inserción de defectos que antes eran inexistentes en los bujes, especialmente en el caso de retirada de muestras de aceite para ensayos de cromatografía de gas.

Para esto, todos los bujes de 550 kV de los transformadores elevadores, en un total de 37 (treinta y siete) bujes para las tres plantas, fueron equipados con sensores inteligentes (IED – Intelligent Electronic Device) para el monitoreo on-line de la capacitancia y tangente delta (o factor de potencia) del aislamiento. Los sensores instalados tienen como principio de funcionamiento las mediciones de las corrientes de fuga capacitivas de los bujes y de la suma vectorial de las corrientes de fuga, calculando entonces las variaciones en la capacitancia y tangente delta de los bujes.

En Agosto de 2014, es decir, 3 (tres) años después de iniciar la operación ya que la central de Itá fue la última donde se instaló el monitoreo en 2011, el monitoreo en línea indicó elevaciones en la capacitancia y en la tangente delta del buje de la fase B del transformador TR1 de la UHE Itá, alcanzando niveles de alarma por una tangente delta alta y tendencia a la elevación de la capacitancia.

Con base en estas indicaciones el transformador fue retirado de operación, siendo sustituido por la fase reserva, y se tomaron nuevas medidas para la realización de ensayos off-line en el buje. Estos ensayos fueron realizados 3 días después de la desenergización del transformador e incluyeron mediciones off-line de capacitancia y tangente delta y cromatografía de gas en el aceite del buje.

A través del ensayo de cromatografía de gas se verificó sin ninguna duda, el deterioro del aislamiento del buje, confirmando por lo tanto, la veracidad de las alarmas del sistema de monitoreo en línea. Sin embargo, las mediciones off-line de capacitancia y tangente delta presentaron resultados casi normales para ambos parámetros, en una aparente contradicción.

Este artículo presentará los resultados detallados del ensayo de la cromatografía de gas y el análisis efectuado que permitió concluir la efectiva degradación del buje, así como, las mediciones off-line de capacitancia y tangente delta. A partir de estos datos se mostraran los análisis efectuados para aclarar los motivos de la no detección del defecto por las mediciones off-line de capacitancia y tangente delta.

Con base en los análisis efectuados será posible obtener conclusiones con respecto a la efectividad de las técnicas de ensayos off-line de capacitancia y tangente delta, a pesar de tratarse de una técnica reconocida desde hace décadas en el sector eléctrico mundial, comparándola con los resultados obtenidos del monitoreo en línea, que es efectuado en condiciones reales de operación del equipo (tensión de operación, temperaturas, corriente de carga, etc.)

2.0 - TÉCNICAS DE DIAGNÓSTICO OFF-LINE DE BUJES

La necesidad de diagnosticar el estado de los bujes condensadores estuvo presente desde el inicio del uso de estos accesorios, con el objetivo de prevenir fallas catastróficas que pueden producir riesgos personales, daños severos a los equipos principales (transformadores, reactores y otros) e interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

Como el monitoreo en línea recién estuvo disponible para el diagnóstico de estado de bujes, las principales técnicas tradicionalmente utilizadas en la industria para alcanzar estos objetivos con relación a bujes en operación han sido las mediciones off-line de capacitancia y tangente delta (factor de potencia) del aislamiento principal del buje y el análisis de gases combustibles disueltos en su aceite aislante, conforme se detalla a seguir.

2.1 Mediciones de capacitancia y tangente delta (factor de potencia)

De acuerdo con la norma IEC 60137-2008 [1], "*Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V*", las mediciones del factor de disipación (factor de potencia o tangente delta) y de la capacitancia del dieléctrico deben ser efectuadas en fábrica como ensayos de rutina, a temperatura ambiente entre 10°C y 40°C, con tensión entre 1 y 1,05 veces U_m (tensión máxima de operación del buje) para bujes con U_m mayor o igual a 52 kV. En estas condiciones, la tangente delta no debe sobrepasar el valor de 0,7% tanto para bujes del tipo OIP (papel impregnado con aceite) como, para bujes del tipo RIP (papel impregnado con resina). Ya para la medición de capacitancia no son definidos valores límites.

La norma IEC 60137-2008 no define valores límite y condiciones de ensayo en campo para bujes en operación, aunque establezca que las mismas mediciones de capacitancia y tangente delta deban ser realizadas también con tensión entre 2 kV y 20 kV para posterior comparación con mediciones efectuadas en campo.

La norma ABNT NBR 5034-2014 [2] presenta gran similitud con la IEC 60137-2008, excepción hecha al valor límite de tangente delta para bujes del tipo RIP, que es estipulado en 1,5% en vez del 0,7%. Esta norma establece también un valor límite de 1% para la variación de capacitancia antes y después de la serie de ensayos de rutina, no especificando entretanto, valores límite y condiciones de ensayo en campo para bujes en operación.

Ya la norma ANSI/IEEE C57.19.100-2012 [3], "*IEEE Guide for Application of Power Apparatus Bushings*", sugiere que estas mediciones sean efectuadas durante la instalación del buje y repetidas después un año de operación, siendo a partir de ahí realizadas regularmente con intervalos de 3 a 5 años. Las mediciones de tangente delta deben ser corregidas a la temperatura de referencia de 20°C con la finalidad de eliminar la variación normal debido a la temperatura del buje en el momento de la prueba. Se sugiere que el buje presente aumento de tangente delta entre 1,5 y 2 veces su valor inicial, que el aumento de la frecuencia de las pruebas o la sustitución del buje sean evaluados, así como, en caso de aumento de un 5% de la capacitancia con relación al valor inicial.

2.2 Análisis de gases disueltos en el aceite

Las normas IEC 60137-2008 [1] y ABNT NBR 5034-2014 [2] no mencionan los ensayos de cromatografía de gas para bujes. Ya la norma ANSI/IEEE C57.19.100-2012 [3] afirma que este ensayo no es recomendado como prueba de rutina debido al riesgo de inserción de defectos en el buje debido a la entrada de humedad durante la retirada de muestra de aceite o falla de sellado después este proceso, recomendando este ensayo solo como forma de confirmación de resultados en caso de aumento de tangente delta.

Por otro lado, la norma IEC 60599-2007 [4], "*Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*", indica valores típicos para concentraciones de gases en el aceite de bujes, conforme se muestra en la Tabla 1 para el 95% de bujes utilizados para levantamiento, así como, un método para diagnóstico con base en las relaciones entre gases.

Tabla 1 - Concentraciones típicas de gases disueltos en el aceite en bujes (ppm), conforme IEC 60599-2007 [4]

H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
140	1000	3400	40	70	30	2

El triángulo de Duval, mostrado en la figura 1, también puede ser utilizado para relacionar entre sí los gases combustibles CH₄, C₂H₄ y C₂H₂, de forma a obtener el diagnóstico del tipo de defecto en el buje.

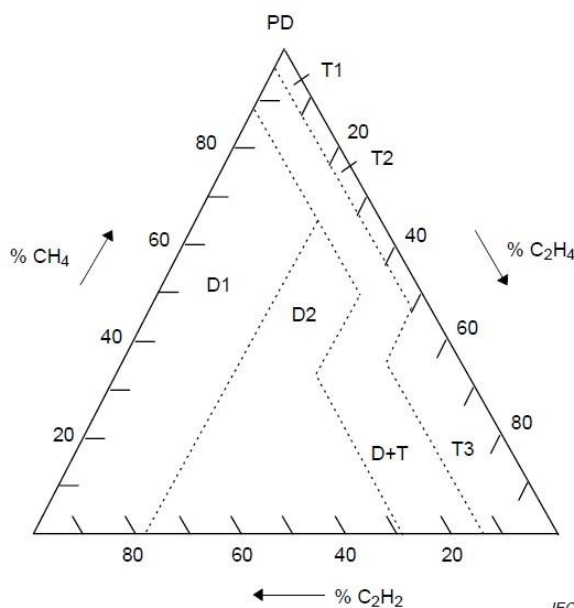


Figura 1 - Triángulo de Duval y sus zonas de diagnóstico. Fuente: [4]

3.0 - PRINCIPIO DE OPERACIÓN DEL MONITOREO EN LÍNEA

La capacitancia y la tangente delta son reconocidas como los principales parámetros para el diagnóstico no invasivo de la condición del aislamiento de bujes, porque estos parámetros son directamente afectados por el deterioro del aislamiento. Por ejemplo, las capas de aislamiento en cortocircuito provocan el aumento de la capacitancia, mientras que el ingreso de humedad por falla en la estanqueidad causa el aumento en la tangente delta.

Un estudio comparativo [5] correlacionando los valores obtenidos en las mediciones off-line de capacitancia y tangente delta con los análisis de gases disueltos en el aceite de bujes con sospecha de defectos en evolución comprueba la eficacia de las mediciones de capacitancia y tangente delta para el diagnóstico de defectos en bujes.

Por tratarse de un método no invasivo, al contrario del análisis de gases disueltos y por mensurar de forma continua las variaciones de capacitancia y tangente delta del aislamiento durante la operación normal del equipo, el monitoreo online es la respuesta a la necesidad de diagnóstico en línea del estado de los bujes, detectando defectos en etapa inicial. El principio de operación del sistema de monitoreo en línea empleado en Tractebel es descrito a seguir [6].

3.1 Medición de las corrientes de fuga de los bujes:

Para que la medición de las corrientes de fuga provenientes del tap de prueba o del tap de tensión sea realizada de forma segura y eficaz, son necesarios adaptadores que servirán de interfaz eléctrica y mecánica entre el tap y los circuitos eléctricos que conducirán la corriente hasta el local de medición. La figura 2 muestra un ejemplo de instalación de estos adaptadores en el tap de bujes de 550 kV y 230 kV.



Figura 2 - Ejemplo de instalación de adaptadores de tap. Fuente: [7].

Realizando un análisis simplificado se podría considerar que el adaptador de tap solo es un tomacorriente para permitir el contacto eléctrico entre el tap del buje y la entrada de medición del monitor de bujes. Esta simplificación se muestra errónea y peligrosa, ya que debemos tomar en consideración que el tap del buje nunca debe permanecer abierto. Entre las características eléctricas que el adaptador debe tener para atender los requisitos de seguridad y desempeño del monitoreo, se destaca su diseño mecánico diferenciado y la protección contra falla en la conexión eléctrica del circuito de medición o en el caso de ocurrir una desconexión accidental.

El adaptador de tap utilizado tiene en su interior un circuito de protección con doble función. La primera es la protección redundante contra apertura del tap en caso de desconexión accidental de los cables de conexión entre el adaptador y el módulo de medición del monitor de bujes. Esta protección tiene efecto instantáneo, entrando en acción y limitando la tensión en cualquier parte del circuito secundario del adaptador de tap en ≈ 15 Vac. Las protecciones utilizadas pueden conducir por tiempo indeterminado y son dimensionadas para ensayo de impulso (BIL) 2.050 kV - buje 765 kV. Además de esto, cada adaptador tiene doble protección, que actuando paralelamente, provee protección redundante.

Estas características son aseguradas por un diseño mecánico que torna estas protecciones inaccesibles durante el manejo e instalación del adaptador. La segunda función es la protección primaria contra sobrecorrientes (varios kA) y sobretensiones asociadas, que ocurren en el tap del buje en caso de sobretensiones causadas por maniobras de conmutación o impulsos atmosféricos.

3.2 Tratamiento matemático y estadístico de las mediciones

La medición de magnitudes eléctricas del tipo de mA y μ A en ambientes electromagnéticamente agresivos, como de una subestación de alta tensión, fue un desafío constante en la elaboración de sistemas precisos y fiables para el monitoreo de equipos eléctricos. En el caso específico del monitoreo de bujes, son empleadas algunas técnicas para abordar este desafío.

El monitor de bujes aplicado en los UHE de Tractebel utiliza la técnica de la suma vectorial de las corrientes de fuga de los bujes de un conjunto trifásico. Esta técnica presenta algunas ventajas, como el monitoreo en línea de modificaciones tanto de la capacitancia como de la tangente delta, además de no demandar la medición de las tensiones fase tierra aplicadas a los bujes. Algunas técnicas no son capaces de monitorear la tangente delta. Otras tienen como requisito la medición de las tensiones fase tierra aplicada a los bujes, siendo que muchas veces no existen transformadores de potencial disponibles en la instalación para proveer esta información.

En cada uno de los bujes la corriente de fuga fluye a través de la capacitancia C1 a tierra, pasando por el tap capacitivo, siendo esta corriente función de la tensión fase tierra y de la impedancia del aislamiento. Una alteración en esta corriente reflejaría una alteración en la impedancia del buje. En principio, esta corriente podría ser utilizada para mensurar esta alteración. No obstante, la característica predominantemente capacitiva de la corriente de fuga y la orden de magnitud de las modificaciones que se desea medir conducen al desafío de medir modificaciones de magnitud de 0,7% en el factor de disipación – que puede ser la diferencia entre un buje nuevo y un buje en riesgo – siendo que esta alteración prácticamente no altera la corriente de fuga total que fluye de un buje.

La técnica de la suma vectorial de las corrientes de fuga, utilizada para contornar esta dificultad, aprovecha que las tres corrientes de fuga se encuentran desfasadas entre sí en aproximadamente 120° y normalmente tienen la misma orden de magnitud. Con esto, la sumatoria vectorial tiende a un valor mucho menor que cada una de las corrientes de fuga tomadas individualmente, como se ilustra en la Figura 3(a) para una determinada condición inicial de capacitancias y tangentes deltas.

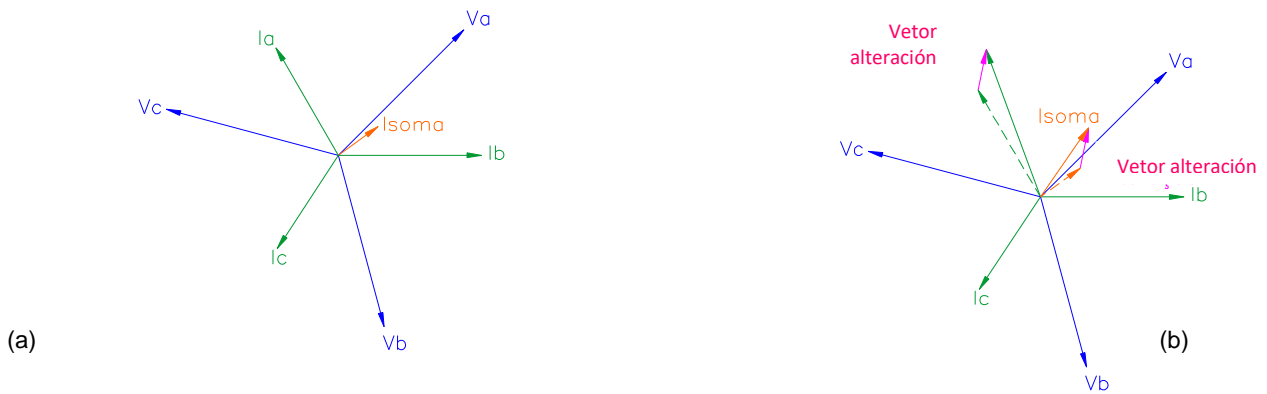


Figura 3 - Corrientes de fuga de tres bujes en un sistema trifásico y su sumatoria; (a) Para una determinada condición inicial; (b) con alteración en la capacitancia y factor de disipación del buje de la fase A.

Suponiendo ahora una alteración en la capacitancia y en el factor de disipación del buje de la fase A, como se muestra en la Figura 3(b), el vector alteración que expresa el desplazamiento de la corriente desde su valor inicial hasta su valor final se refleja también en la corriente sumatoria, que es alterada con relación a su valor inicial según el mismo vector alteración.

Este vector alteración tiene un peso prácticamente insignificante cuando es comparado a la magnitud de la corriente de fuga de la fase A. Sin embargo, lo mismo no sucede cuando este vector es comparado a la corriente sumatoria, lo que permite su detección y por consiguiente, la detección de la alteración ocurrida en la impedancia del buje en mención. De esta forma, la técnica de la suma vectorial de las corrientes de fuga proporciona un aumento de sensibilidad que viabiliza el monitoreo de las modificaciones ocurridas tanto, en la capacitancia como, en la tangente delta del aislamiento.

4.0 - DETECCIÓN DE DEFECTO POR EL MONITOREO EN LÍNEA

Aproximadamente tres años después de la instalación del monitoreo en línea de bujes en los transformadores elevadores de la UHE Itá, el monitor de bujes emitió alarmas para el buje de la fase B del transformador TR1. Inicialmente fue emitido un aviso por tendencia de elevación de la capacitancia, aunque el valor de la capacitancia no haya aun alcanzado los valores programados para las alarmas por capacitancia alta y muy alta. Algún tiempo después, el 08/08/2012, la capacitancia alcanzó el valor de alarma por capacitancia alta, confirmando la tendencia anteriormente indicada por el monitor de bujes.

El gráfico de la figura 4 muestra la evolución de la capacitancia en el período de un año, partiendo de su valor inicial de 290 pF hasta alcanzar el 08/08/2014 el valor de alarma por capacitancia alta, programado en 295,8 pF, es decir, elevación del 2% sobre el valor inicial. Paralelamente a la elevación de capacitancia mostrada, también hubo una elevación en el valor en línea calculado para la tangente delta, desde el valor inicial de 0,39% a un valor final próximo de 1,2%, es decir, tres veces su valor inicial.

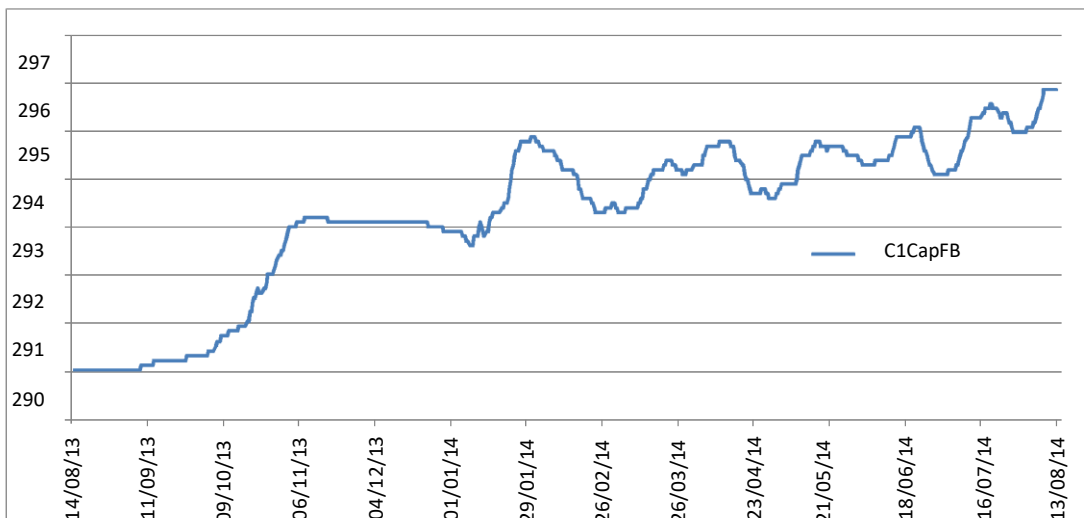


Figura 4 - Evolución de la capacitancia del buje de la fase B, transformador TR1

Es interesante observar que la estabilidad del sistema de monitoreo en línea permitió que el umbral de alarma fuese programado con un valor relativamente bajo, solo el 2% en comparación con la sugerencia del 5% de la norma ANSI/IEEE C57.19.100-2012 [3] con la finalidad de proveer gran sensibilidad de detección de defectos del sistema de monitoreo en línea sin generar con esto alarmas indebidas.

5.0 - COMPROBACIÓN OFF-LINE DEL DIAGNÓSTICO

En función de la alarma emitida por el monitoreo en línea, la ingeniería de mantenimiento de Tractebel programó una desconexión del equipo, que fue sustituido por la fase Reserva del banco, de forma a posibilitar la realización de ensayos off-line que puedan comprobar la situación del buje.

Estos ensayos off-line fueron efectivamente realizados 3 días después de la desconexión del transformador e incluyeron mediciones off-line de capacitancia y tangente delta y cromatografía de gas en el aceite del buje, obteniendo los siguientes resultados de muestras en las tablas 2 y 3.

Tabla 2 - Mediciones off-line de capacitancia y tangente delta en el buje con sospecha de defecto

Magnitud	Medición	Variación	Condición de ensayo	Diagnóstico parcial del ensayo
Capacitancia	279,8 pF	279,8 / 290 = -3,5 %	Temperatura 16°C Tensión de ensayo 10 kV	Variación dentro de los límites aceptados por las normas
Tan delta	0,52 %	0,52 / 0,39 = +33,3 %	Temperatura 16°C Tensión de ensayo 10 kV	Variación dentro de los límites aceptados por las normas

Como se puede ver en la tabla 2, si los valores de capacitancia y tangente delta obtenidos en el ensayo off-line fueran analizados aisladamente, indicarían que el buje se encuentra en buen estado, puesto que no presentan buena correlación con las indicaciones del monitoreo en línea. Sin embargo, el análisis de gases disueltos en el aceite del buje con sospecha de defecto, conforme los datos de las muestras en la tabla 3 y el análisis que sigue, indica una conclusión bien diferente. En esta misma tabla se introdujeron también los resultados del análisis realizado en el buje de la fase C del mismo transformador, solo como referencia.

Tabla 3 - Gases disueltos en el aceite del buje con sospecha de defecto y en el buje de referencia

Gas	H2	O2	N2	CH4	CO	CO2	C2H4	C2H6	C2H2	TGC
Buje con sospecha de defecto (ppm)	639	1548	11256	479	291	3457	248	76	8	1741
Buje referencia (ppm)	21	2148	86320	9	40	216	ND*	1	ND*	71

* Nota: ND = No detectado.

El análisis de estas mediciones de gases en el aceite de acuerdo con la norma IEC 60599-2007 [4] revela que los gases combustibles Hidrógeno (H2), Metano (CH4), Etileno (C2H4), Etano (C2H6) y Acetileno (C2H2) presentan valores bastante superiores a los valores considerados típicos (conforme tabla 1). De acuerdo con esta norma, el diagnóstico del tipo de defecto en bujes puede ser efectuado mediante el cálculo de las relaciones entre gases simplificadas mostradas en la figura 5, que debido a la relación C2H4 / C2H6 igual a 3,3, por lo tanto mayor que uno, direccionan al diagnóstico "T - Falta Térmica".

Fault	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{CO_2}{CO}$
PD		<0,07		
D	>1			
T			>1	
TP				<1, >20

NOTE – PD = partial discharges
D = discharges
T = thermal fault
TP = thermal fault in paper

Figura 5 - Diagnóstico por la IEC 60599-2007: T - Falta térmica. Fuente: [4]

Aplicando el método de Duval, las relaciones porcentuales de los gases CH_4 , C_2H_4 y C_2H_2 con relación a la suma de estos mismos tres gases direccionan al diagnóstico "T2 - Falta térmica entre 300°C y 700°C", conforme lo indica el punto rojo en el triángulo de la Figura 6, diagnóstico compatible con el de la norma IEC 60599-2007.

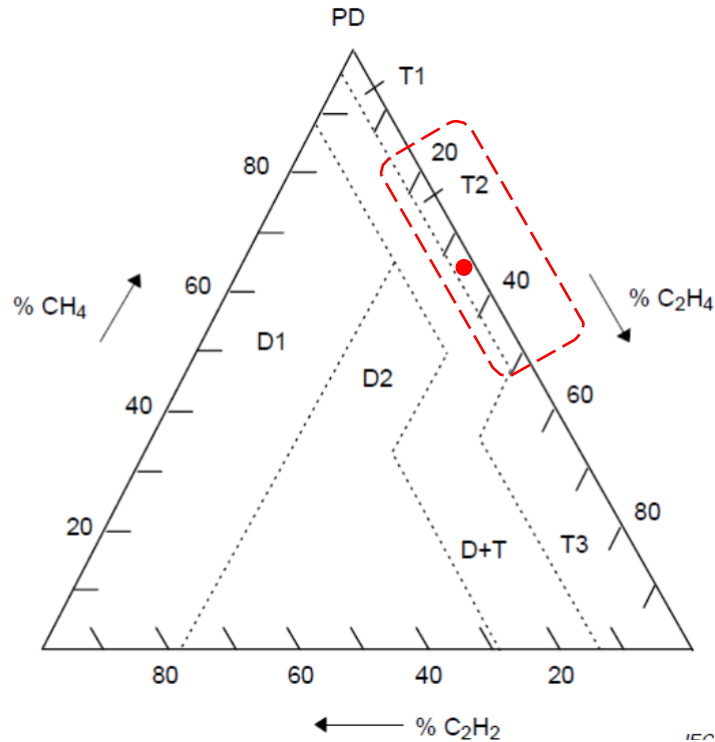


Figura 6 - Diagnóstico por el triángulo de Duval: T2 - Falta térmica entre 300°C y 700°C. Fuente: [4].

De esta forma, el diagnóstico a partir de los gases disueltos en el aceite corrobora el diagnóstico de defecto en el buje indicado por el monitoreo en línea, comprobando que la decisión de retirada del transformador de operación fue acertada y que el sistema de monitoreo funcionó correctamente, evitando una probable explosión de buje y serios daños al transformador.

6.0 – EFICACIA DE LOS MÉTODOS DE DIAGNÓSTICO OFF-LINE

Conforme se presentó anteriormente, aunque los diagnósticos proporcionados por el monitoreo en línea de capacitancia y tangente delta y por el análisis de gases disueltos en el aceite sean coherentes entre sí y se confirme la existencia de un defecto en el buje, el diagnóstico obtenido por las mediciones off-line de las mismas variables medidas por el monitoreo en línea (capacitancia y tangente delta) es divergente, puesto que no detectó variaciones significativas con relación a los valores de referencia iniciales.

Con esto, las mediciones off-line de capacitancia y tangente delta mostraron baja efectividad para el correcto diagnóstico del estado del buje. En el análisis efectuado con los datos disponibles hasta el momento, las razones que se indican a continuación fueron identificadas como las más probables a este hecho.

6.1 Temperatura del dieléctrico

Los ensayos para medición off-line de capacitancia y tangente delta de los bujes fueron realizados 3 días después de la desenergización del transformador, que fue sustituido por la fase Reserva del banco. De esta forma, la temperatura del dieléctrico tuvo tiempo suficiente para equalizarse con la temperatura ambiente, que en el momento del ensayo era de 16°C.

Como es ampliamente conocido, la tangente delta del aislamiento del tipo papel impregnado con aceite (OIP), como es el caso del buje en mención, presenta fuerte dependencia con la temperatura del dieléctrico, incluso en aislamientos en buen estado, característica que tiende a agravarse cuando el aislamiento presenta elevación de la tangente delta.

De esta forma, el hecho del ensayo off-line realizarse en condición de temperatura bastante inferior a la temperatura real de operación del buje puede perjudicar la detección de modificaciones en la tangente delta y por consiguiente reducir significativamente su eficacia para el diagnóstico de estado del equipo. De hecho, la referencia [7] presenta datos de mediciones en un buje retirado del servicio por alarma de tangente delta elevada,

realizados a medida que el buje se enfriaba después de la desenergización, que demuestran claramente el efecto de la reducción de la temperatura, que causa una reducción significativa de tangente delta, pudiendo llevar a un diagnóstico engañoso respecto al estado del buje.

Por otro lado, el monitoreo en línea de tangente delta es efectuado con el buje en su condición real de operación, mucho más elevada que el ambiente debido a la inmersión de su porción inferior en el tope del aceite del transformador - que en el caso en estudio, opera con carga constante y próxima a la nominal (carga "flat") por tratarse de un transformador elevador de central, resultando en temperaturas del tope del aceite constantemente altas -, además de las elevaciones de temperatura provocadas por el efecto Joule en el conductor central del buje y por las pérdidas dieléctricas presentes cuando el buje es energizado con su tensión nominal.

De esta forma, por realizarse en la condición real de operación del buje, la medición en línea de tangente delta se mostró en la práctica más efectiva que las mediciones off-line para el correcto diagnóstico del estado del equipo.

6.2 Tensión aplicada al dieléctrico

Otra gran diferencia entre las mediciones de capacitancia y tangente delta realizadas de forma off-line con relación al monitoreo en línea es la tensión aplicada al dieléctrico del buje. Mientras que en el monitoreo en línea durante la operación normal del buje, este es energizado con tensión nominal en el caso en estudio $550 \text{ kV} / \sqrt{3} \approx 318 \text{ kV}$, para los ensayos off-line es comúnmente aplicada una tensión de orden de 10 kV , es decir, solo el 3% de tensión nominal.

La forma constructiva de los bujes condensadores ilustrada en la figura 7, da origen a una gran cantidad de capacitores en serie, de manera a crear un divisor de tensión capacitivo. Un buje de tensión nominal de 550 kV estará compuesto de decenas de capas capacitivas, dependiendo del fabricante. Si consideramos un número promedio de 70 capas, este buje energizado con tensión nominal $550 \text{ kV} / \sqrt{3}$ tendrá cada capa aislante sometida a una tensión de aproximadamente $4,5 \text{ kV}$. Este mismo buje, cuando está energizado con 10 kV para el ensayo off-line, tendrá cada capa sometida a solo 140 V .

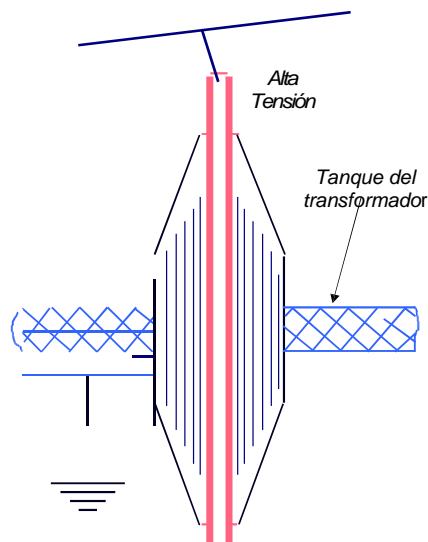


Figura 7 - Forma constructiva de un buje condensador

Debido a que esta forma constructiva dio origen a diversos capacitores conectados en serie, la elevación de la capacitancia en este tipo de buje es causada por una o más capas de aislamiento en cortocircuito. Por otro lado, la experiencia con la disección de bujes en esta condición [5] [8] muestra que el cortocircuito de una capa aislante no consiste en general de un "cortocircuito franco" y sí en un camino de impedancia relativamente bajo debido a la carbonización del papel aislante, presente en general en los bordes de una perforación en el papel. De esta forma es razonable suponer que en una condición de baja tensión aplicada a la capa aislante damnificada, esta tensión no sea suficiente para romper alguna fina barrera aislante que se interponga a este camino carbonizado, lo que hipotéticamente podría ser causado, por ejemplo, por cualquier pequeño desplazamiento del papel que abra espacio para la penetración de aceite aislante de regiones vecinas y que aun tenga razonable rigidez dieléctrica.

Por otro lado, el monitoreo en línea de capacitancia es efectuado con el buje en su condición real de operación, energizada con tensión nominal que resulta en elevada diferencia de potencial aplicada a cada capa aislante. Muy probablemente por este motivo, la medición en línea de capacitancia se mostró en la práctica más efectiva que las mediciones off-line para el correcto diagnóstico del estado del equipo en el caso de análisis.

7.0 - CONCLUSIÓN

La experiencia de campo aquí presentada sobre la detección de un defecto en un buje de 550 kV de un transformador elevador de la UHE Itá, permitió comprobar la efectividad del monitoreo en línea de bujes instalado en esta y en otras tres centrales cerca de 3 años antes, cumpliendo así los objetivos de reducción del riesgo de fallas catastróficas, eliminación del alto costo de estas fallas y aumento de la fiabilidad de la instalación, además del aumento de la eficiencia del mantenimiento y reducción de sus costos al evitarse intervenciones innecesarias para ensayos off-line.

Por otro lado, esta experiencia también permitió que se verifique la efectividad de las técnicas de ensayo que hace décadas son consideradas reconocidas en la industria para el diagnóstico del estado de los bujes en operación, observando la baja sensibilidad de las mediciones off-line de capacitancia y tangente delta para el defecto constatado en el buje en estudio.

Aunque este análisis haya confirmado la gran sensibilidad del análisis de gases disueltos en el aceite para la detección de defectos en bujes, los riesgos de inserción de defectos en el buje tornan el uso de este ensayo aplicable solamente a situaciones especiales, como confirmación final de un diagnóstico de defecto.

Las constataciones anteriormente presentadas, asociadas a la necesidad de diagnóstico continuo y en línea durante todo el tiempo de operación del equipo, sin "zonas ciegas" durante los intervalos entre ensayos, además de las dificultades para desconexión de los equipos, demuestran que el monitoreo en línea de capacitancia y tangente delta de los bujes atiende plenamente las necesidades de la concesionaria de energía eléctrica.

8.0 - REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] International Electrotechnical Commission, IEC 60137 Edition 6.0, "Insulated bushings for alternating voltages above 1 000 V", 07/2008.
- [2] Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT), ABNT NBR 5034-2014, " Buchas para tensões alternadas superiores a 1 kV", Octubre/2014.
- [3] The Institute of Electrical and Electronic Engineers, ANSI/IEEE Std C57.19.100-2012, "IEEE Guide for Application of Power Apparatus Bushings", Febrero/2013.
- [4] International Electrotechnical Commission, IEC 60599 Edition 2.1, "Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis", 05/2007.
- [5] Melo, Marcos A. C., "Investigação de Ocorrências em Buchas de Transformadores e Reatores Utilizando o Doble M-4000", IV Conferência da Doble Brasil – Cemig. Belo Horizonte, Brasil, 2003.
- [6] Melo, Marcos A. C., Alves, Marcos, "Experiência com Monitoração On-line de capacitância e tangente delta de Buchas Condensivas", XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
- [7] Araújo, D. C. P., Alves, M. E. G., Teixeira, R. M., Silva, J. C., Moreira, C. R. N., "Prevenção de Falha em Transformador Trifásico 525 kV pela Monitoração On-line de Tangente Delta de Buchas", XXII SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Brasília, Brasil, 2013.
- [8] Alves, Marcos, Pena, Miguel C Medina, Severino, Cláudio "DEFEITOS DE EVOLUÇÃO RÁPIDA E MUITO RÁPIDA EM BUCHAS DETECTADOS POR MONITORAMENTO ON-LINE", XXI SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Florianópolis, Brasil, 20011.