Despejando las dudas: obtenga una visión clara del estado de las bornas utilizando métodos avanzados de diagnóstico

Resumen:

El diagnóstico de las bornas puede incluir diversos métodos, desde una simple inspección visual o una medición convencional del factor de potencia/disipación, hasta las últimas mediciones más avanzadas de respuesta en frecuencia dieléctrica de banda ancha. En este artículo se explican los diferentes tipos de aislamiento de bornas y se indica qué problemas pueden producirse en las bornas y qué métodos de diagnóstico pueden utilizarse para detectarlos. Cada medición tiene sus ventajas y desventajas y algunas son más adecuadas para mediciones en campo, otras para el control de calidad de nuevas bornas. Los casos prácticos muestran la eficacia de los principios avanzados de medición dieléctrica en la detección de problemas de humedad y envejecimiento.

Autores:

Martin Anglhuber, OMICRON electronics GmbH, Austria
Juan L. Velásquez Contreras, Hubert Göbel GmbH, Alemania

1. Introducción

Las bornas son una parte vital de los transformadores de potencia y otros activos, ya que actúan como aisladores y transmiten energía eléctrica hacia dentro o fuera de un transformador de potencia. No requieren ninguna acción activa ni movimiento mecánico y tampoco necesitan medidas de mantenimiento como el cambio de piezas desgastadas. En comparación con el resto del transformador de potencia, tienen un costo bastante bajo. Todos estos hechos podrían llevar a la conclusión de que el diagnóstico del estado de las bornas no es rentable, ya que basta con reemplazarlas cuando se produzca cualquier falla.

Sin embargo, esa sería una conclusión muy miope. Alrededor del 41 % de todas las fallas de las bornas en los transformadores de potencia de alta tensión provocan un incendio o explosión del transformador (Figura 1), dando lugar a una pérdida completa del transformador [1]. Además, alrededor del 37 % de todos los incendios o explosiones de transformadores de potencia tienen como causa fallas en las bornas [1]. Esto demuestra lo importante que es prevenir las fallas en las bornas, no solo para evitar cortes no planificados, sino también para evitar la pérdida de activos en circunstancias dramáticas.

En este artículo se muestran los problemas que pueden conducir a la falla de las bornas y cómo pueden utilizarse los métodos de diagnóstico para detectar esos problemas en una etapa temprana.

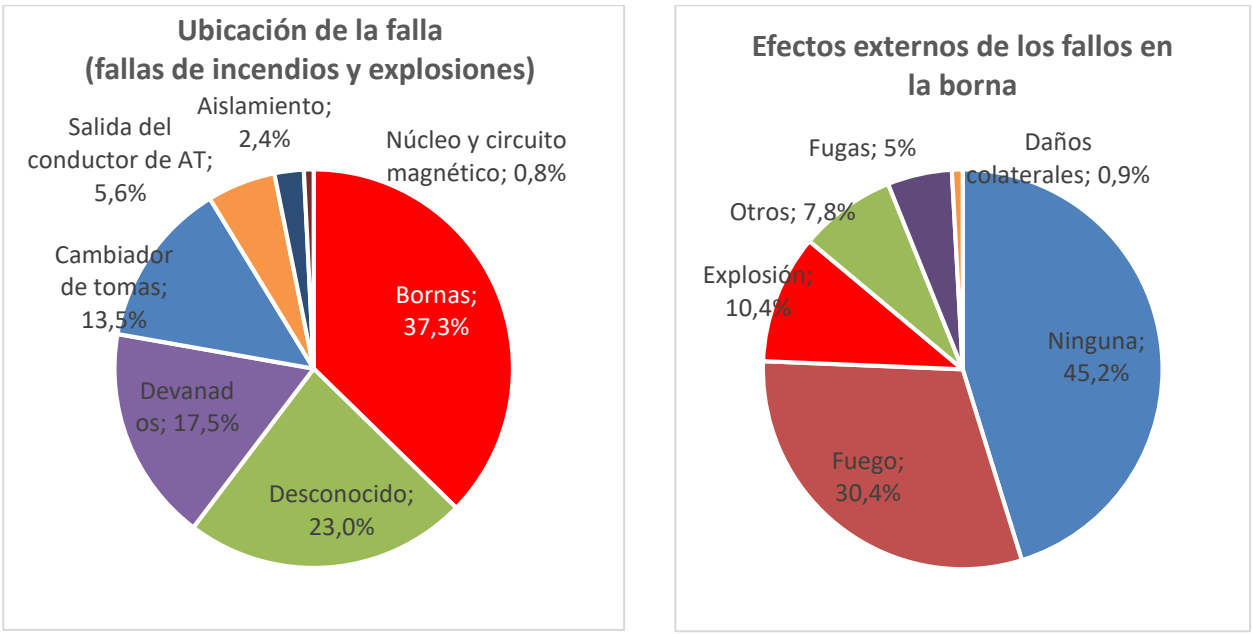

Figura 1. Ubicaciones de las fallas de incendios y explosiones de transformadores de potencia (izquierda) y efectos externos de las fallas de bornas (derecha) [1]

2. Tipos de bornas y problemas típicos

2.1 Tipos modernos de bornas

En las últimas décadas, las bornas se han fabricado utilizando diferentes tipos de tecnología a medida que mejoraban las técnicas de fabricación así como los materiales disponibles. En la actualidad, están disponibles los siguientes tipos de bornas:

- Papel impregnado de aceite (OIP)
- Papel con ligante de resina (RBP)
- Papel impregnado de resina (RIP)
- Fibra/sintético impregnado de resina (RIF/RIS)

Las bornas de papel impregnado de aceite (OIP) son el tipo más común con una historia muy larga y una experiencia considerable. Su aislamiento consiste en capas de papel enrolladas firmemente e impregnadas con aceite, lo que las hace sensibles a fugas de aceite. Este tipo de borna requiere posiciones especiales de transporte, almacenamiento y montaje y presenta un mayor riesgo de incendio en caso de falla [2].

Las bornas de papel con ligante de resina (RBP) están fabricadas con papel enrollado que está pegado entre sí mediante una resina. El aire atrapado y los huecos en el aislamiento aumentan los niveles de descargas parciales (DP) durante el servicio y limitan el nivel de tensión máxima para este tipo de borna. Además, las bornas RBP son muy sensibles a la penetración de humedad. A pesar de los bajos costos de esta borna, la mayoría de las compañías eléctricas y los fabricantes han abandonado este tipo [2].

Las bornas de papel impregnado de resina (RIP) son una mejora de la tecnología RBP ya que el papel está completamente impregnado con resina. Esto elimina el problema de descargas parciales, que típicamente ocurre durante el servicio, y por lo tanto permite mayores niveles de tensión. Otra ventaja de las bornas RIP son sus bajas pérdidas dieléctricas. A pesar de la impregnación, la humedad puede penetrar durante el transporte y el almacenamiento y, por lo tanto, también hay que tenerlo en cuenta [2].

Las bornas de fibra/sintético impregnado de resina (RIF/RIS) son una mejora adicional de la tecnología RIP. En este caso, se utiliza fibra sintética (RIF) o tejido sintético (RIS) en lugar de papel y se impregna con resina epoxi. Esto hace que su aislamiento sea muy resistente contra la penetración de humedad. Al igual que las bornas RIP, las bornas RIF y RIS tienen un nivel de DP muy bajo y pérdidas dieléctricas bajas y se pueden utilizar y transportar en cualquier posición [3]. Como la tecnología RIF/RIS es relativamente nueva y no es una práctica común, todavía no se ha tenido en cuenta en muchas normas y guías de pruebas.

2.2 Problemas típicos de las bornas

Como ya se ha mencionado, las diferentes tecnologías de bornas presentan ventajas y desventajas. También hay que tener en cuenta que algunos problemas son típicos para un tipo de borna específico. Por ejemplo, algunos problemas solo se producen en las bornas OIP, pero no son aplicables a las bornas RIP. Otros problemas se producen en todos los tipos de bornas. Hay que tener esto en cuenta durante el establecimiento de una estrategia inteligente de pruebas y mantenimiento para bornas y transformadores.

La tabla 1 ofrece una visión general de los problemas más comunes de las bornas y muestra qué problema es aplicable a qué tipo de borna.

Tabla 1. Problemas potenciales para diferentes tipos de bornas

Problema	Tipo de borna				
	Papel impregnado de aceite (OIP)	Papel con ligante de resina (RBP)	Papel impregnado de resina (RIP)	Sintético impregnado de resina (RIS)	Fibra impregnada de resina (RIP)
Fugas de aceite, bajo nivel de aceite	■	–	–	–	–
Aumento de la resistencia decontactos	■	■	■	■	■
Sobrecalentamiento	■	■	■	■	■
Descargas parciales	■	■	■	■	■
Rupturas parciales entre capas	■	■	■	■	■
Agrietamiento	–	■	–	–	–
Defectos en la toma de medición	■	■	■	■	■
Penetración de humedad	■	■	■	–	–

Las fugas de aceite y los bajos niveles de aceite solo se producen en bornas OIP. Son críticos por dos razones: En primer lugar, si la pérdida de aceite es suficientemente grande, el medio aislante está al menos parcialmente ausente,

lo que puede dar lugar a descargas parciales y finalmente a una ruptura de todo el aislamiento. En segundo lugar, cuando el aceite sale de la borna a través de una fuga, puede penetrar humedad, lo que amenaza el aislamiento de la borna.

Pueden producirse altas resistencias de contacto debido a los malos contactos en ambos lados del conductor de la borna y esto normalmente provoca un sobrecalentamiento. El sobrecalentamiento también puede tener lugar cuando la corriente de la borna es mucho mayor que el valor especificado. En particular, el sobrecalentamiento tiene otras consecuencias: Puede deteriorar los contactos o dañar el aislamiento que, a su vez, puede provocar una ruptura térmica del aislamiento.

El diseño de la borna, con sus capas capacitivas, crea un campo eléctrico homogéneo dentro del aislamiento e impide altos campos locales. Los defectos, vacíos y fisuras dentro del aislamiento, por ejemplo en bornas de RBP, pueden causar campos altos locales que provocan, a su vez, descargas parciales. Esas descargas tienen impactos adicionales, tales como daños locales y carbonizaciones, que pueden provocar una ruptura entre capas capacitivas adyacentes. Un efecto de esa ruptura es el aumento del campo entre las otras capas. Otro efecto es el daño progresivo que no se detiene en una capa sino que avanza hacia las capas siguientes. Ambos efectos conducen a una mayor tensión eléctrica en el aislamiento restante que, especialmente en casos de sobretensiones transitorias, puede conducir a una ruptura del aislamiento.

La toma de medición de un borna está conectada a la capa externa de compensación de la borna. En servicio tiene que conectarse al potencial de tierra. Esto se realiza a menudo mediante un contacto de muelle que conecta el pin de la toma a tierra si no hay ningún equipo de medición conectado al mismo. La toma normalmente está cerrada y sellada mediante una tapa frente a influencias externas. Los defectos típicos en la toma de medición son:

- Junta con fugas en la tapa (o pérdida de la tapa) que puede provocar la penetración de humedad y la corrosión del muelle de puesta a tierra.
- Contacto incorrecto o abierto del muelle de puesta a tierra que puede producir descargas y arcos.
- Contacto incorrecto o insuficiente de la toma hasta la última capa de compensación. Como las tensiones transitorias causan corrientes capacitivas muy altas en este trayecto, esto puede producir defectos y descargas parciales. Este es un problema específico en las cercanías de las subestaciones aisladas por gas (GIS) donde se producen transitorios frecuentemente.

La penetración de humedad es un problema para todos los tipos convencionales de bornas (OIP, RBP y RIP) ya que están basados en celulosa que absorbe agua. La penetración de humedad es un problema típico para las bornas "de repuesto" que se hayan almacenado inadecuadamente durante mucho tiempo. La humedad es, en general, crítica, ya que aumenta las pérdidas dieléctricas. Esto puede producir una fuga térmica y reducir la resistencia dieléctrica, que a su vez puede dar lugar a descargas parciales y la ruptura.

3. Métodos para las pruebas de diagnóstico

Se puede llevar a cabo un conjunto de diferentes métodos para evaluar el estado de las bornas. Además de las mediciones periódicas de diagnóstico, se pueden realizar inspecciones visuales de forma regular y, en algunos casos, se pueden instalar sistemas en línea para el monitoreo continuo. En las últimas décadas, se han desarrollado nuevos enfoques para las mediciones periódicas de diagnóstico, por lo que se separan aquí en métodos de diagnóstico convencionales y avanzados.

3.1 Métodos de diagnóstico convencionales

Para la evaluación del estado de las bornas, existen varios métodos de diagnóstico convencionales que utilizan métodos visuales, térmicos, químicos y dieléctricos. La Tabla 2 muestra su aplicabilidad y efectividad en relación con los problemas típicos de bornas enumerados en la tabla 1.

Tabla 2. Eficacia de diferentes métodos para detectar problemas específicos en las bornas

Problema	Métodos convencionales				Métodos avanzados			
	Inspección visual	Inspección térmica	Análisis del aceite (solo bornas OIP)	C y tan (δ) a la frecuencia de línea	C y tan (δ) a diferentes tensiones	C y tan (δ) de 15 Hz ... 400 Hz	Respuesta en frecuencia dieléctrica	Medición de descargas parciales
Fugas de aceite, bajo nivel de aceite	++	+++						
Aumento de la resistencia de contactos		+++	+					
Sobrecalentamiento		+++	+					
Descargas parciales			+++					+++
Rupturas parciales entre capas				+		++	+++	+++
Agrietamiento				+		++	+++	+++
Defectos en la toma de medición	++				+++			
Penetración de humedad				+		++	+++	

+ Baja eficacia ++ Eficacia media +++ Alta eficacia

Las mediciones de la capacitancia dieléctrica y del factor de potencia/disipación en una sola frecuencia se realizan generalmente a la frecuencia de línea del sistema. Esta medición ha sido el procedimiento habitual durante muchas décadas. Si bien un cambio en la capacitancia indica una ruptura entre las capas capacitivas, un aumento del factor de disipación/potencia también puede indicar problemas tales como agua, envejecimiento, partes carbonizadas o contactos deficientes. Las normas IEEE e IEC sobre bornas requieren la medición del factor de potencia/disipación a temperatura ambiente como prueba de rutina en las nuevas bornas y para establecer los límites por pérdidas (Tabla 3).

Tabla 3. Valores límites y típicos del factor de disipación (DF o tan (δ)) y factor de potencia (PF) a la frecuencia de la línea de acuerdo con las normas IEC 60137 y IEEE C57.19.01 a 1,05 Um$\sqrt{3}$ y 20 C / 70 F [3], [4]

	Papel impregnado de aceite (OIP)	Papel con ligante de resina (RBP)	Papel impregnado de resina (RIP)
Tan δ (fuente IEC 60137)	< 0,7 %	< 1,5 %	< 0,7 %
PF (fuente IEEE C57.10.01)	< 0,5 %	< 2 %	< 0,85 %
Valores típicos para bornas nuevas	0,2 % - 0,4 %	0,5 % - 0,6 %	0,3 % - 0,4 %

Otra práctica común es la realización de inspecciones termográficas de las bornas [5]. Este procedimiento ayuda a identificar las áreas de las bornas que transportan la corriente y tienen una resistencia de contacto deficiente, por ejemplo, la conexión del terminal de la borna a las barras de la subestación. Un beneficio adicional de la termografía para bornas OIP es que también se pueden detectar bajos niveles de aceite.

El análisis de gases disueltos (DGA) es un método alternativo de diagnóstico convencional especialmente para las bornas OIP. Puede detectar varios problemas tales como descargas y sobrecalentamiento. El pequeño volumen de aceite de la borna exige técnicas especiales de muestreo y también la adaptación de la interpretación de resultados. Puede encontrar más información sobre el análisis DGA, especialmente para bornas, en [6].

3.2 Métodos avanzados de diagnóstico

Basándose en los métodos de diagnóstico convencionales, se han desarrollado diferentes métodos avanzados de medición. La Tabla 2 muestra su aplicabilidad y efectividad en relación con los diferentes problemas de las bornas.

Una versión mejorada de la medición a la frecuencia de la línea es la medición en un rango de frecuencias que incluya la frecuencia de la línea. Un rango de frecuencias típico es de 15 Hz a 400 Hz. Al aumentar el rango de frecuencias, puede analizarse la dependencia de la frecuencia de las propiedades dieléctricas. La penetración de humedad tiene influencia especialmente a frecuencias más bajas:

Por ejemplo, una medición a 15 Hz es más sensible a la penetración de humedad que una medición a la frecuencia de línea.

La Tabla 4 muestra los límites indicativos a diferentes frecuencias de la guía de mantenimiento de transformadores de potencia de Cigré [7].

Tabla 4. Valores indicativos de límites de la tan (δ) para las bornas a 20 °C [7]

	Papel impregnado de aceite (OIP)		Papel con ligante de resina (RBP)		Papel impregnado de resina (RIP)	
Frecuencia	Nuevo	envejecido	Nuevo	envejecido	Nuevo	envejecido
15 Hz	< 0,5 %	< 0,7 %	< 0,7 %	< 1,5 %	< 0,6 %	< 0,7 %
50 Hz / 60 Hz	< 0,4 %	< 0,5 %	< 0,6 %	< 1,0 %	< 0,5 %	< 0,5 %
400 Hz	< 0,5 %	< 0,7 %	< 0,7 %	< 1,5 %	< 0,6 %	< 0,7 %

La comúnmente denominada "prueba de Tip-Up" es una medición a una sola frecuencia, donde se aumenta la tensión y se miden los parámetros dieléctricos en un rango de tensiones. Las mediciones de las bornas a diferentes tensiones pueden revelar problemas como contactos deficientes de las tomas de medición, DP o una ruptura emergente entre las capas capacitivas. Si existen problemas de contacto, el factor de potencia/disipación suele disminuir hacia tensiones más altas, ya que a un mayor nivel de tensión la formación de arcos puentea los trayectos. La alta actividad de DP que se produce solo por encima de la tensión de inicio puede aumentar el factor de potencia/disipación debido a pérdidas de ionización. Por lo tanto, cualquier cambio del factor de potencia/disipación es un signo de un posible problema.

Las mediciones dieléctricas de banda ancha se utilizan para medir las propiedades dieléctricas de un activo en un rango de frecuencias muy amplio, por lo general desde la región inferior de los kHz a unos cuantos mHz o incluso µHz. La gran ventaja de la utilización de una gama de frecuencias muy amplia es la alta sensibilidad para diferentes factores de influencia especialmente la humedad [6]. Este método también es capaz de determinar una cantidad absoluta del contenido de agua en los aislamientos de papel-aceite, por ejemplo en transformadores de potencia y bornas OIP [8]. Esta medición detecta pequeñas diferencias en el contenido de agua y, por lo tanto, también se puede utilizar para el control de calidad de nuevas bornas. Dado que la base de datos solo es válida para los aislamientos de aceite-celulosa pura, la determinación del contenido de agua no es posible para otros tipos de bornas tales como RBP y RIP [9]. Sin embargo, como el contenido de agua también influye en las propiedades dieléctricas de esos sistemas de aislamiento, también pueden detectarse los cambios pequeños comparando las diferentes mediciones.

Las mediciones de descargas parciales son otro método de diagnóstico avanzado en las bornas. Se requiere una fuente de alta tensión que proporcione la tensión de prueba, que está en torno a la tensión nominal. Debido al alto esfuerzo que implica la prueba, las mediciones de descargas parciales en las bornas son realizadas principalmente por el fabricante o en casos especiales. Como alternativa, se puede instalar un sistema de monitoreo para mediciones en línea de descargas parciales.

4. Casos prácticos de diagnóstico del estado de las bornas

Los siguientes casos prácticos son ejemplos de cómo se pueden detectar diferentes fallas utilizando los métodos avanzados de diagnóstico dieléctrico descritos en esta publicación. Los datos tuvieron que anonimizarse, por lo que no se pueden indicar aquí datos sobre el modelo o fabricante específico; por la misma razón, no se pueden mostrar fotos.

4.1 Borna RIP húmeda

El primer caso práctico muestra un conjunto de mediciones en bornas RIP de 123 kV. Las mediciones se realizaron utilizando el equipo CPC 100 de OMICRON combinado con el amplificador CP TD1 que puede aplicarse hasta 12 kV a la frecuencia de la línea y hasta 2 kV de 15 Hz a 400 Hz. Las mediciones se realizaron a 2 kV con la salida de alta tensión en el conductor, la medición en la toma y con guarda en la brida y el tanque (UST). Las cinco bornas medidas son de antigüedad y tipo similares. Las mediciones de la capacitancia dieléctrica y del factor de potencia/disipación se realizaron de 15 Hz a 400 Hz en todas las bornas (Figura 2). Especialmente a bajas frecuencias, que son más sensibles a la influencia de la humedad, es bastante significativa la desviación de las pérdidas de la borna 1N a las demás bornas. Se especuló con que la borna se había mojado durante el almacenamiento, que es uno de los problemas típicos de las bornas RIP. Por lo tanto, se recomendó reemplazar esta borna antes de poner el transformador en servicio. Este ejemplo muestra la ventaja de una medición a varias frecuencias en comparación con una sola medición a la frecuencia de la línea, donde la desviación es también visible pero significativamente menor.

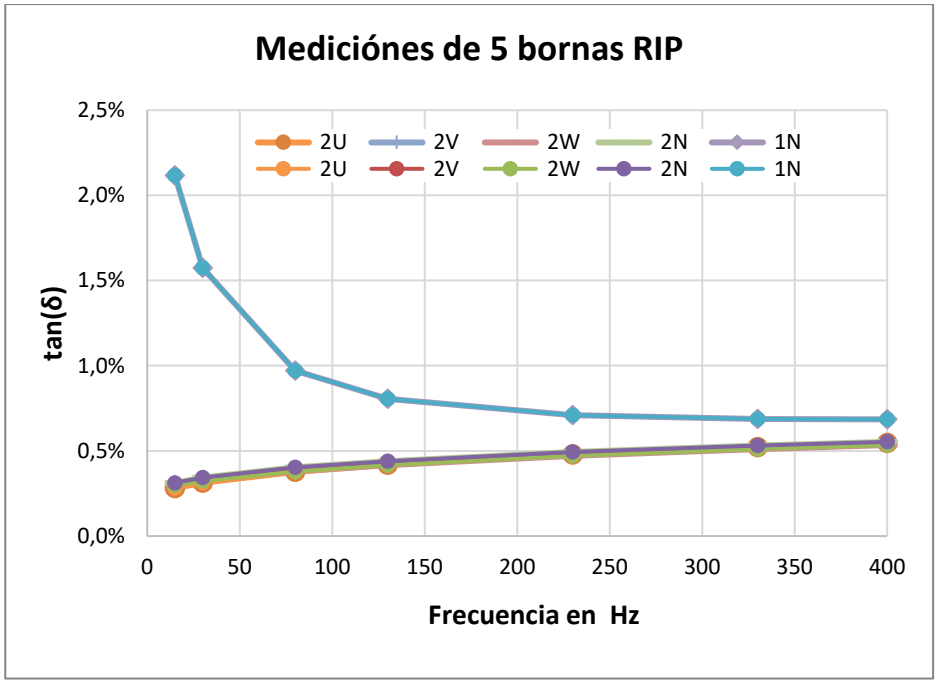

Figura 2. Medición de pérdida dieléctrica realizada en bornas RIP de 123 kV

4.2 Bornas RBP envejecidas

El segundo caso práctico muestra mediciones de la tan (δ) usando también el equipo CPC 100 de OMICRON combinado con el amplificador CP TD1 en un rango de frecuencias de 15 Hz a 400 Hz de tres bornas de 245 kV RBP. Las mediciones se realizaron a 2 kV con la salida de alta tensión en el conductor, la medición en la toma y con guarda entre la brida y el tanque (UST). Las mediciones de referencia se tomaron ocho años antes usando el mismo sistema de prueba. Permiten observar los cambios de las pérdidas durante este tiempo (Figura 3). Aunque ninguno de los valores medidos supera el límite de acuerdo con las normas (Tabla 3), el envejecimiento viene indicado por un aumento de la tan (δ), especialmente a bajas frecuencias, lo que es claramente visible para todas las bornas. En particular, la borna de la fase V muestra un envejecimiento significativo, mientras que la peor borna en el momento de la medición de referencia en la fase W muestra los cambios más pequeños.

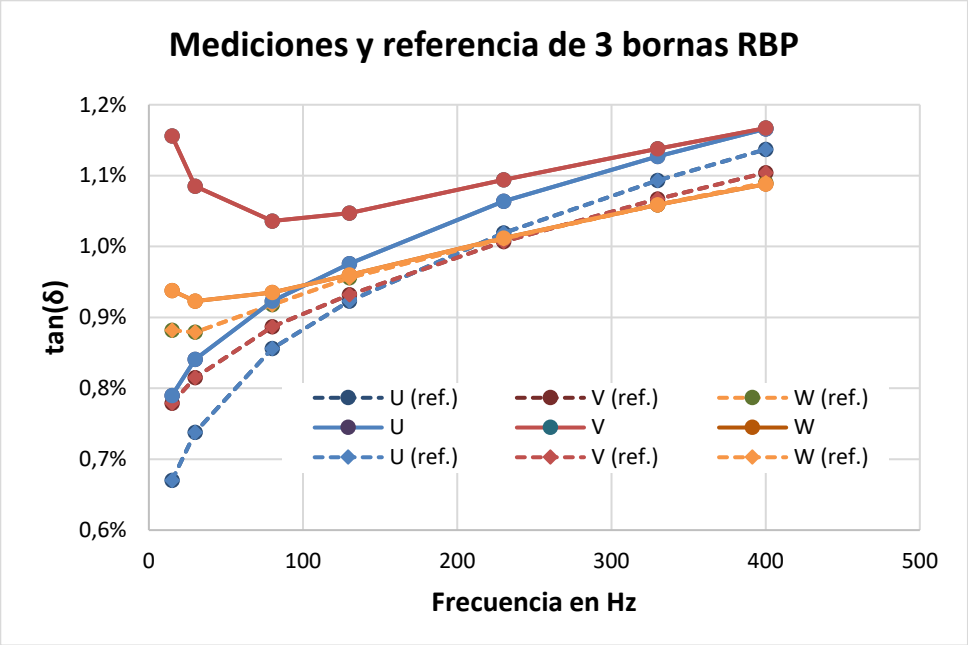

Figura 3. Mediciones dieléctricas y mediciones de referencia de tres bornas RBP

4.3 Problema de contacto en la toma de medición

Las mediciones de la tan (δ) de dos bornas RBP de 123 kV del mismo tipo se realizaron con el equipo CPC 100 de OMICRON combinado con el CP TD1 utilizando diferentes tensiones a 50 Hz. Las mediciones se realizaron con la salida de alta tensión en el conductor, la medición en la toma y con guarda entre la brida y el tanque (UST). El resultado muestra una tan (δ) decreciente a tensiones más altas para la borna C (datos de [8]). Esto podría estar asociado con problemas de contacto en la toma de medición [8] que podrían tener como causa un sellado defectuoso o una tapa ausente, defectuosa o incorrectamente colocada. Una medición a un solo nivel de tensión, por ejemplo a 10 kV, habría indicado solamente una ligera desviación de los valores.

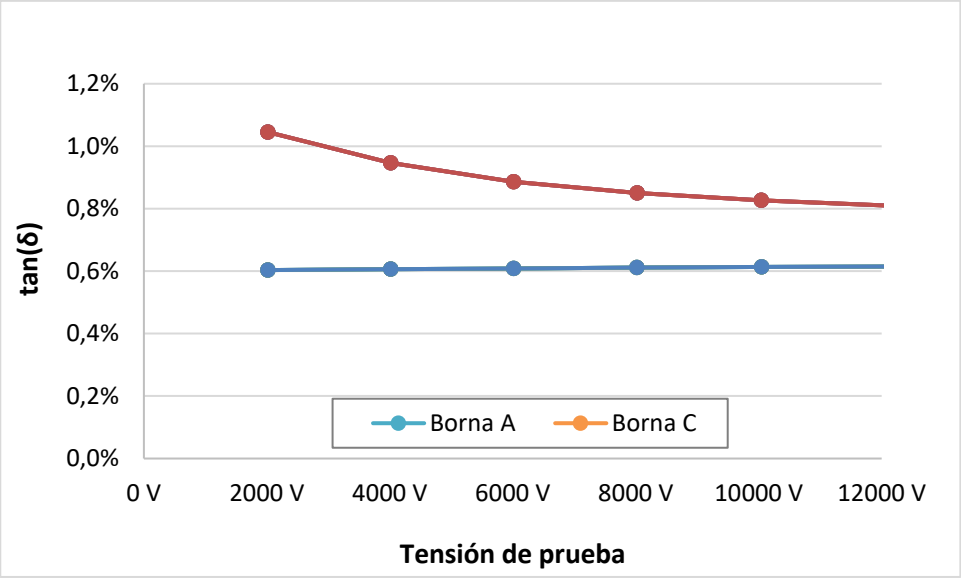

Figura 4. Mediciones de la tan (δ) de dos bornas RBP de 123 kV a diferentes niveles de tensión (datos de [8])

Conclusión

La evaluación del estado de las bornas es una tarea importante que deben realizar los operadores de los activos de alta tensión con el objetivo de reducir los riesgos de fallas en las bornas. El resultado de una evaluación completa del estado es que puedan identificarse las bornas más críticas. Esto es útil para priorizar las medidas de mantenimiento y renovación, como la sustitución de bornas por otras nuevas, de forma sistemática y económicamente atractiva.

Para una evaluación completa del estado, deberán tenerse en cuenta todos los posibles problemas. Por lo tanto, se puede aplicar un conjunto de métodos de diagnóstico. En el pasado se han aplicado con éxito los métodos convencionales y siguen siendo el método estándar para la mayoría de los operadores de red. Los métodos avanzados son en su mayoría una mejora de los métodos convencionales y pueden detectar problemas específicos de manera más eficaz. No se excluyen entre sí y los métodos más avanzados utilizan incluso los valores medidos tradicionalmente. De esta forma, los usuarios con experiencia en métodos convencionales pueden beneficiarse fácilmente de las ventajas que posibilitan las tecnologías actuales de medición y procesamiento de señales.

Los casos prácticos presentados en este documento ilustran la sensibilidad mejorada de estos métodos avanzados con respecto a la medición convencional de la capacitancia del factor de potencia/disipación a frecuencias únicas.

Referencias

[1] CIGRE, "TB 642 - Transformer Reliability Survey," 2015.

[2] D. Egger, U. Krüsi, A. Dais, Z. Zic, W. Odermatt, J. Czyzewski and J. Rocks, "New paper-free insulation technology for dry high-voltage condenser bushings," in *CIGRE*, Paris, 2012.

[3] IEC, *60137 - Insulated bushings for alternating voltages above 1000 V,* IEC, 2003.

[4] *IEEE Std C57.19.01: Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings,* 2000.

[5] M. B. Goff, "Substation Equipment (Bushings)," in *InfraMation*, 2001.

[6] IEC, *TS 61464:1998 - Insulated bushings - Guide for the interpretation of dissolved gas analysis (DGA) in bushings where oil is the impregating medium of the main insulation (generally paper),* IEC, 1998.

[7] CIGRE, "TB 445: Guide for Transformer Maintenance," 2011.

[8] M. Krueger, A. Kraetge, M. Puetter and L. Hulka, "New diagnostic tools for high voltage bushings," in *CIGRE VI Workspot – international workshop on power transformers*, Foz do Iguacu, Brazil, 2010.

[9] M. Krueger and M. Koch, "A fast and reliable dielectric diagnostic method to determine moisture in power transformers," in *IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, 2008.

Autores

Martin Anglhuber recibió su título en ingeniería eléctrica por la TU de München en 2007. De 2007 a 2011 trabajó como asistente en el Instituto de Tecnología de Alta Tensión y Transmisión de Potencia en la TU München (Alemania), dónde realizó investigaciones sobre nanocompuestos de polímeros utilizados en materiales de aislamiento en aparatos de alto voltaje.
En 2012 recibió su doctorado como ingeniero (Ph.D.E.E.). Desde entonces ha estado trabajando en OMICRON electronics en Klaus (Austria), como manager de un producto especializado en el área de diagnóstico de transformadores dieléctricos.

Juan L. Velásquez Contreras nació en Venezuela. Obtuvo su título en Ingeniería Eléctrica en la UNEXPO (Universidad Nacional Experimental Politécnica) en Venezuela en 2002. Luego se unió a CVG Venalum en Venezuela donde trabajó como ingeniero de mantenimiento y proyectos para activos de Alta Tensión. En 2006, Juan se incorporó al CITCEA (Centro de Innovación Tecnológica) en España. Como ingeniero de proyectos, trabajó en la implementación de sistemas de monitoreo del estado de transformadores de potencia. Desde 2008 hasta 2011 trabajó como Gerente de producto para instrumentos de diagnóstico en OMICRON electronics. En 2011 completó su doctorado en el área de Gestión de Activos de Transformadores de Potencia en la Universidad Politécnica de Cataluña, en Barcelona, España. De 2011 hasta 2016, Juan trabajó como ingeniero de tecnología HVDC en Amprion GmbH. En agosto de 2016 comenzó a trabajar como ingeniero de desarrollo y servicio en Hubert Göbel GmbH.

OMICRON es una compañía internacional que presta servicio a la industria de la energía eléctrica con innovadoras soluciones de prueba y diagnóstico. La aplicación de los productos de OMICRON brinda a los usuarios el más alto nivel de confianza en la evaluación de las condiciones de los equipos primarios y secundarios de sus sistemas. Los servicios ofrecidos en el área de asesoramiento, puesta en servicio, prueba, diagnóstico y formación hacen que la nuestra sea una gama de productos completa.

Nuestros clientes de más de 140 países confían en la capacidad de la compañía para brindar tecnología de punta de excelente calidad. Los Service Centers en todos los continentes proporcionan una amplia base de conocimientos y un extraordinario servicio al cliente. Todo esto, unido a nuestra sólida red de distribuidores y representantes, es lo que ha hecho de nuestra empresa un líder del mercado en la industria eléctrica.

Para obtener más información, documentación adicional e información de contacto detallada de nuestras oficinas en todo el mundo visite nuestro sitio web.

www.omicronenergy.com

© OMICRON