# ¿Por qué el agua mata el aislamiento de los transformadores de potencia?

## El agua es un veneno lento pero mortal para los transformadores de potencia

Martin Anglhuber, OMICRON electronics GmbH, Klaus/Austria

## Índice

El análisis de la respuesta en frecuencia dieléctrica es una potente herramienta utilizada para determinar el contenido de agua en los transformadores de potencia y para evaluar su estado y vida útil restante. Mediante el uso de algoritmos mejorados como PDC+, se reduce drásticamente el tiempo de medición. Una mayor automatización de todo el proceso de medición y evaluación hace que la técnica sea fácil y confiable para todos los usuarios.

## Palabras clave

Humedad, aislamiento del transformador de potencia, espectroscopia de dominio de frecuencia (FDS), corriente de despolarización y polarización (PDC+), respuesta en frecuencia dieléctrica (DFR), contenido de agua

## Resumen

El agua es una amenaza para el aislamiento de los transformadores de potencia aislados con aceite (o éster). Provoca una reducción de la resistencia a la ruptura del aceite y una aceleración del envejecimiento del aislamiento de celulosa. El análisis de respuesta en frecuencia dieléctrica es una manera adecuada y precisa de evaluar el contenido de agua del aislamiento y sirve para determinar el estado y el tiempo de vida restante del transformador. Usando un software moderno pueden eliminarse los antiguos inconvenientes de esta tecnología, tales como tiempos de medición largos y evaluación compleja. La técnica PDC+, una versión mejorada de la medición de la corriente de despolarización y polarización (PDC), reduce el tiempo de medición hasta un factor de 20. Una mayor automatización de todo el proceso de medición y evaluación hace que la técnica PDC+ sea fácil y confiable para todos los usuarios.

## 1 Agua en transformadores de potencia

El agua es la base de la vida en nuestro planeta. Es esencial para toda planta o criatura viva. Pero hay un lugar donde el agua reduce en gran medida la vida: el aislamiento de papel-aceite de los transformadores de potencia.
Este aislamiento consiste en elementos de papel y de cartón prensado que proporcionan la estabilidad mecánica del aislamiento. El componente principal del papel y cartón prensado es la celulosa, que se compone de moléculas de glucosa que se unen y forman una cadena (Figura 1). El número medio de moléculas de glucosa de una cadena de celulosa (que también se denomina "grado de polimerización" o "GP") es de aproximadamente 1200 en papel nuevo. Estas grandes cadenas otorgan al papel la resistencia mecánica que requiere para fijar los devanados, incluso en condiciones difíciles como cuando se produce un cortocircuito.

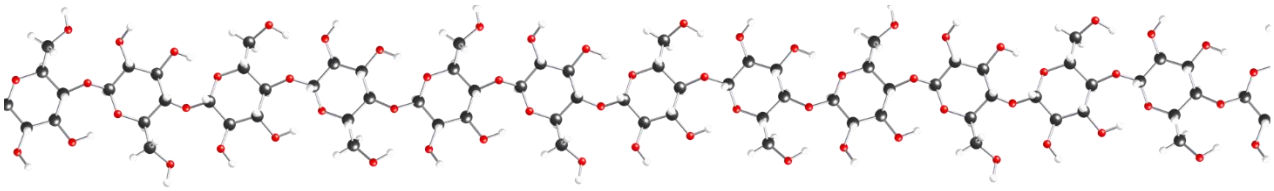


Figura 1: Parte de una molécula de celulosa que muestra 12 moléculas de glucosa (esquema)

Desafortunadamente, las moléculas de agua pueden dividir estas cadenas, lo que reduce la fuerza mecánica que pueden soportar. Siempre hay presente una pequeña cantidad de humedad en el papel de un transformador de potencia, aunque se haya secado perfectamente. A temperaturas elevadas, las moléculas de agua dividen las cadenas de celulosa, causando longitudes de cadena más cortas y –como subproducto– aún más agua. De este modo se lleva a cabo un proceso de autoaceleración que reduce cada vez más la estabilidad mecánica del aislamiento del transformador. La velocidad de este proceso depende en gran medida de la temperatura, pero también del contenido de humedad (Figura 2). Aunque es probable que la temperatura media del transformador no alcance las temperaturas más altas que se muestran en el gráfico, hay que tener en cuenta la existencia de puntos calientes locales.

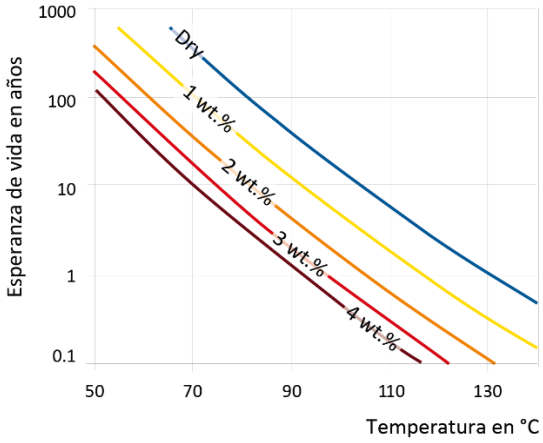



Figura 2 Dependencia de la expectativa de vida sobre el contenido de humedad y la temperatura [1]

Cuando la longitud media de una cadena de celulosa del papel es de 200 o menos, se considera generalmente que es el final de su vida porque la resistencia mecánica se ve tan fuertemente reducida que no puede soportar altos esfuerzos Como el envejecimiento produce más moléculas de agua, el contenido de agua de un transformador de potencia es un indicador muy bueno de la edad del aislamiento del transformador. Permite no solo una evaluación de la vida útil restante, sino también un mantenimiento correcto basado en el estado: un transformador de potencia moderadamente húmedo se puede secar, lo que reduce el contenido de agua y, por tanto, ralentiza el envejecimiento. Si el transformador de potencia está muy húmedo, el papel normalmente se encuentra muy envejecido y su secado no ayudaría, ya que no puede revertir el envejecimiento del papel. Si estuviera seco, el secado sería una pérdida de tiempo y dinero.

En un transformador de potencia lleno de aceite mineral, la cantidad de aceite es aproximadamente 10 veces mayor que la cantidad de aislamiento de celulosa [2]. Sin embargo, como el agua es escasamente soluble en aceite, la gran mayoría (> 99 %) de agua se encuentra en el aislamiento de celulosa y no en el aceite. Las muestras de aceite de los transformadores de potencia solo contienen agua en el rango más bajo de ppm (partes por millón), mientras que el rango de

agua en la celulosa suele estar entre el 0,3 % y el 6 %. El contenido de agua del aceite depende en gran medida de la temperatura, el estado del aceite y las impurezas [2]. Pequeños errores en la obtención de muestras y en la manipulación producen altas desviaciones del resultado final [2]. El contenido de agua en la celulosa proporciona un valor mucho más confiable para la evaluación del estado, ya que apenas se ve influido por esos parámetros. Desafortunadamente, el muestreo de celulosa para el análisis de humedad es una tarea muy difícil ya que no puede accederse fácilmente el aislamiento sólido de un transformador de potencia.

# 2 Determinación de la humedad mediante el análisis de la respuesta en frecuencia dieléctrica

Una manera simple y confiable de determinar la cantidad de humedad en un transformador de potencia es el análisis de respuesta en frecuencia dieléctrica (DFR) [3]. Cuando un material absorbe agua, cambia sus propiedades dieléctricas, tales como conductividad, capacitancia y pérdidas dieléctricas. Este principio se utiliza, por ejemplo, en los sensores de humedad. La celulosa también muestra esa dependencia de los valores dieléctricos a diferentes contenidos de agua.

## 2.1 Principio de medición

En el análisis dieléctrico de la humedad de los transformadores de potencia, todo el aislamiento principal del transformador se utiliza como sensor de humedad. El dispositivo de medición se conecta a las bornas y determina las propiedades dieléctricas del aislamiento. La conexión es muy sencilla, como en una medición normal del factor de potencia/tan (δ). Solo hay que medir un aislamiento. Normalmente, se utiliza el aislamiento principal desde el lado de alta tensión al de baja tensión (CHL) ya que contiene la mayor parte de la celulosa. De forma análoga a las mediciones del factor de potencia/tan (δ), se utiliza una guarda para desviar las influencias no deseadas (Figura 3).

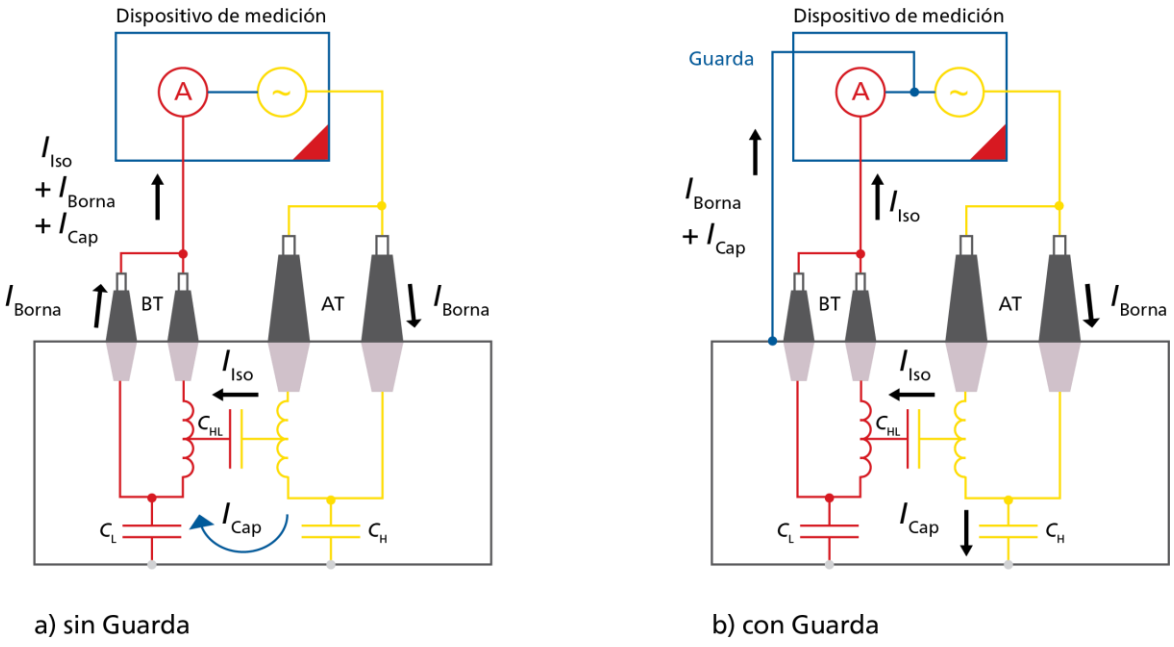



Figura 3: Medición de CHL en un transformador de 2 devanados sin y con guarda

Como la humedad influye en las propiedades dieléctricas de la celulosa, especialmente a frecuencias muy bajas, la medición se lleva a cabo hasta la región de µHz. En la Figura 4 se muestran las pérdidas dieléctricas de cuatro transformadores de potencia en un rango de frecuencias desde la región de los µHz hasta algunos cientos de Hz. Cada curva tiene una forma característica que incluye una "joroba" más o menos pronunciada a frecuencias más bajas. La región por debajo de la "joroba", alrededor de 1 - 2 décadas desde la cima de la "joroba", se ve muy influida por el agua en el aislamiento de papel. La determinación de esta región de frecuencias es esencial.

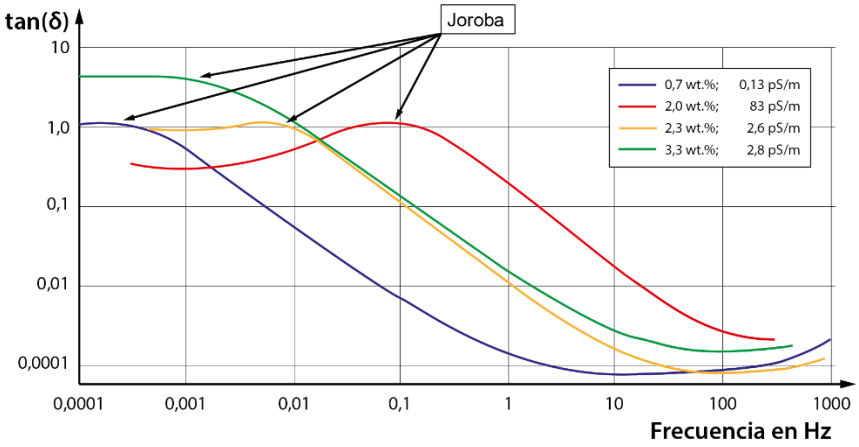



Figura 4: Respuesta dieléctrica de banda ancha de cuatro transformadores de potencia diferentes a 20 °C.

## 2.2 Evaluación de resultados

La evaluación de las curvas es un proceso complejo ya que muchos parámetros influyen en las propiedades dieléctricas [2]. Sin embargo, el software de medición moderno, que incluye una base de datos de las propiedades dieléctricas del cartón prensado con diversos contenidos de agua y temperaturas, ayuda a los usuarios a automatizar este proceso.

El principio de la evaluación es simular un aislamiento de transformador utilizando la base de datos y modelar barreras y espaciadores con el denominado modelo XY [4]. De esta forma, no se requiere "huella digital" o medición previa y se puede simular todo tipo de transformadores (y también otros activos con aislamiento de papel-aceite) (Figura 5). Los parámetros de la curva simulada se adaptan hasta que la curva simulada se ajusta a la curva medida. Cuando este es el caso, todos los parámetros (humedad, conductividad del aceite, etc.) de la curva simulada de "ajuste" son idénticos a los parámetros del transformador medido. Todo el procedimiento implica un gran número de cálculos, pero el software de medición lo realiza en segundos.

El método DFR ha sido descrito por CIGRÉ [5] [6], y actualmente está en desarrollo una guía IEEE [7]. No hay otras formas no invasivas de evaluar la humedad en un transformador que ofrezcan una exactitud comparable.

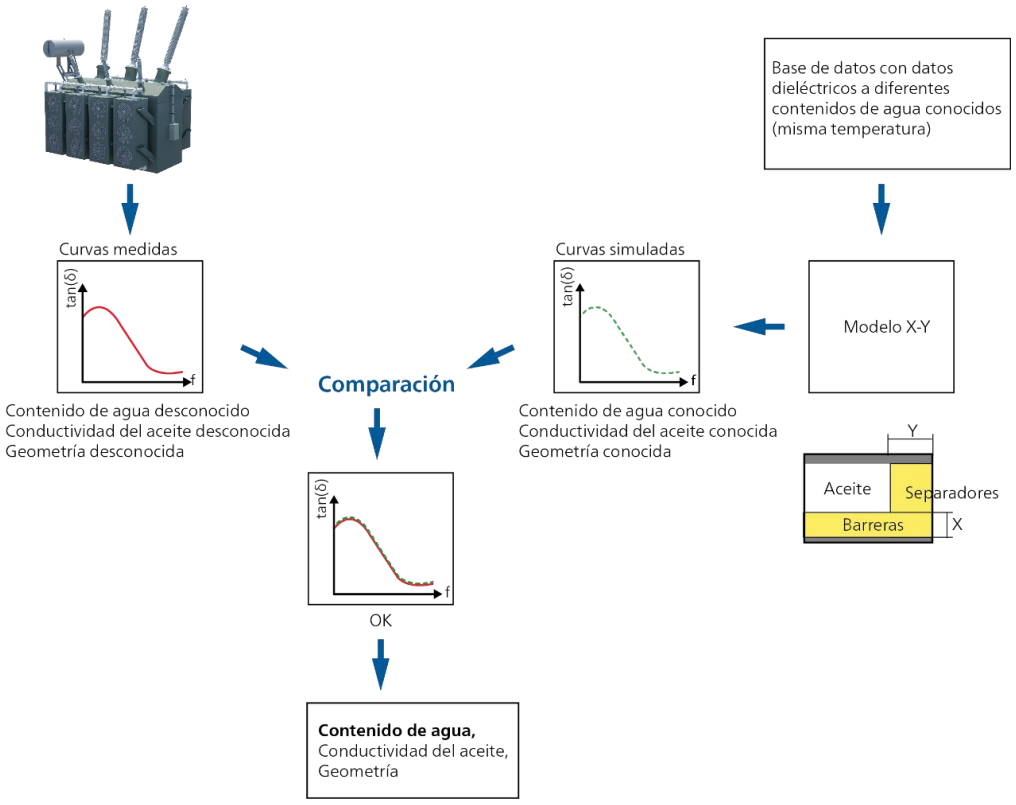



Figura 5: Principio de la evaluación del contenido de agua de los transformadores de potencia

# 3 Reducir el tiempo de las mediciones DFR

## 3.1 Método tradicional de medición FDS

Tradicionalmente, los parámetros dieléctricos se miden en el dominio de la frecuencia aplicando diferentes frecuencias y midiendo la respuesta. Esta técnica se llama espectroscopia de dominio de frecuencia (FDS) y es aplicable a todas las frecuencias, desde el rango de µHz al de GHz y superior. Su realización es bastante sencilla, pero lleva mucho tiempo medir las frecuencias bajas ya que la duración de las ondas sinusoidales a, por ejemplo, 10 µHz, es alrededor de 27 horas, sin tener en cuenta todas las otras frecuencias que también tienen que medirse.Conventional PDC measurement method

## 3.2 Método convencional de medición PDC

Otro método para medir las propiedades dieléctricas es aplicar un paso de tensión al activo en prueba y medir la corriente de polarización resultante durante algún tiempo. Esta información dependiente del tiempo puede transferirse a las propiedades dieléctricas dependientes de la frecuencia [8]. Se llama medición de corriente de despolarización y polarización (PDC) ya que tradicionalmente se midió y comparó no solo la corriente de polarización, sino también la corriente de despolarización. Los algoritmos modernos solo necesitan la corriente de polarización, lo que reduce a la mitad el tiempo de medición. Mediante el uso de PDC en lugar de FDS, puede reducirse significativamente el tiempo de medición ya que una sola medición PDC proporciona la información para todas las frecuencias que deben medirse.

Este principio ofrece una forma de ahorrar tiempo de medición: La conversión convencional de dominio del tiempo al dominio de la frecuencia utiliza una correlación estática entre el tiempo de medición y el intervalo de frecuencias calculado. Si, por ejemplo, la medición del dominio del tiempo se realizó durante 1000 segundos, la respuesta en frecuencia siempre se calculó hasta la frecuencia inversa de 0,001 Hz.

### 3.3 Método de medición PDC+ mejorado en tiempo

Un nuevo algoritmo llamado PDC+ utiliza un enfoque dinámico y calcula hasta 20 veces más datos en el dominio de la frecuencia partiendo de la misma información del dominio del tiempo (Figura 6).

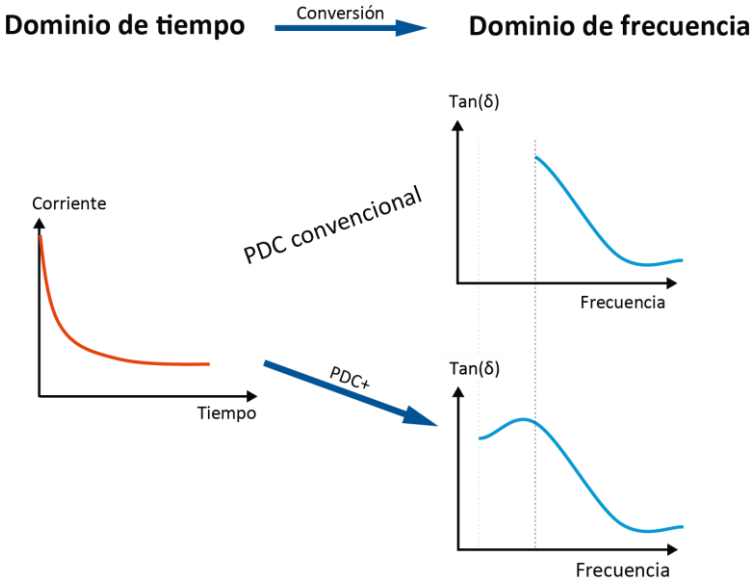



Figura 6: Conversión de dominio de tiempo a frecuencia para PDC convencional y PDC+

Por lo tanto, la técnica PDC+ permite mediciones mucho más breves para el mismo rango de frecuencia que las técnicas FDS o PDC convencional (Figura 7). Los modernos aparatos de medición combinan FDS para frecuencias altas y PDC+ para frecuencias bajas. Mientras las mediciones FDS convencionales tardan más de un día en medir de 1 kHz a 10 µHz, los dispositivos FDS&PDC+ pueden hacerlo desde 30 minutos a 1 hora y 45 minutos.

Figura 7: Tiempo de prueba para barrido de frecuencias desde 1 kHz a 10 µHz

También hay otra manera de reducir el tiempo de prueba. En muchos casos, no es necesario medir todo el rango de frecuencias hasta 10 µHz. Si la prueba se puede detener antes, se puede ahorrar más tiempo. Sin embargo, acortar demasiado el tiempo de medición puede ser crítico ya que hay que medir el rango de frecuencias importante por debajo de la joroba. Si la prueba se detiene demasiado pronto, los resultados no tendrán ningún valor y habría que repetir toda la medición.

La frecuencia mínima requerida que debe medirse para obtener resultados válidos, no muestra una buena correlación con la temperatura del transformador, por lo que no puede utilizarse para determinar el rango de frecuencias requerido (Figura 8). El rango de frecuencias requerido tampoco está directamente relacionado con el contenido de agua de la muestra (Figura 8).

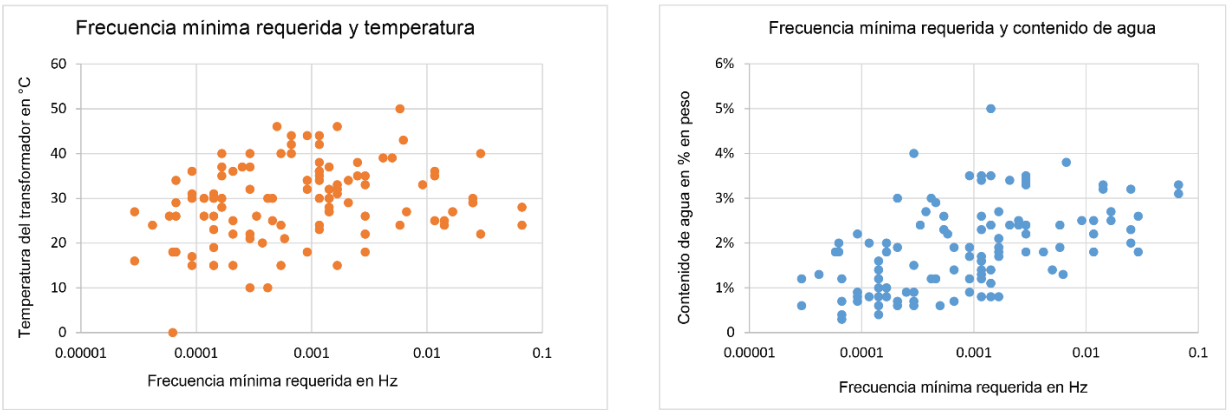



Figura 8: Correlación de la temperatura del transformador y del contenido de agua a la frecuencia más baja requerida que debe medirse. La evaluación se basa en 115 mediciones dieléctricas en transformadores de potencia.

Hay un parámetro que está directamente relacionado con la joroba y que se mide directamente: la parte real de la capacitancia compleja, conocida como C' o a la que generalmente se hace referencia como "capacitancia". A altas frecuencias es estable, pero al principio de la joroba comienza a aumentar (Figura 9). Como la tan (δ) es el cociente entre la parte imaginaria C'' (es decir, las pérdidas) y la parte real de la capacitancia C', es obvio que un mayor aumento de C' que de C'' conduce a una menor tan (δ). El aumento de C' se puede utilizar para detectar la posición de la joroba. Como la parte de 1-2 décadas a la izquierda de la joroba está dominada por la influencia de la humedad, hay que medir este rango de frecuencias. No se requieren frecuencias más bajas, por lo que la medición puede detenerse una vez determinado este rango de frecuencias.

La ventaja de usar C' es que su valor rara vez se ve influido por perturbaciones. También, para determinados activos, por ejemplo, transformadores de potencia con aceite en buen estado pero con aumento del contenido de humedad, la curva de tan (δ) no muestra una joroba pronunciada pero la evaluación del aumento de C' proporciona información correcta.

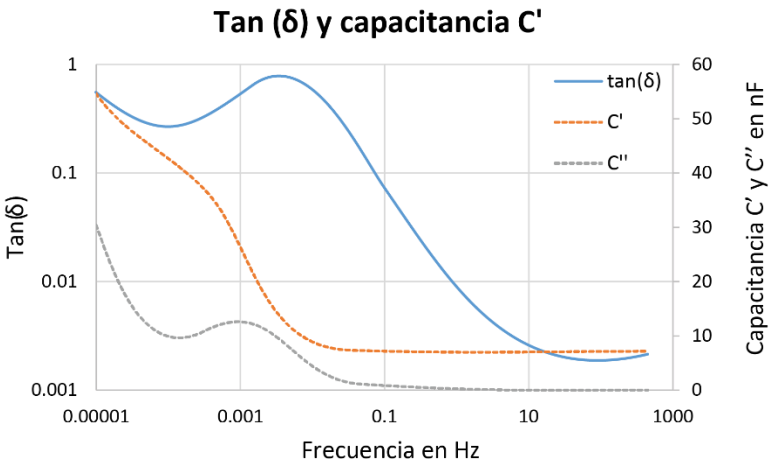



Figura 9: Correlación de la “joroba” en tan (δ), la parte real C’ y la parte imaginaria C’’ de la capacitancia para un transformador de potencia

El efecto no solo se prueba empíricamente, sino que también puede derivarse a partir del comportamiento dieléctrico: un aumento de C’ en esta área de baja frecuencia corresponde a la polarización de la carga espacial que se produce en el aislamiento de celulosa. Por lo tanto, el área de frecuencia donde C’ aumenta (en comparación con las altas frecuencias) está influida por la celulosa.

Con la información del rango de frecuencias requerido, que está disponible durante la medición, puede limitarse el rango de frecuencias al rango mínimo requerido. Esto ayuda a reducir drásticamente el tiempo de prueba en la mayoría de los casos y evita mediciones inexactas con rangos de frecuencia demasiado estrechos.

# 4 Dispositivos de medición DFR

Uno de los grandes problemas de la determinación dieléctrica de la humedad en el pasado era –aparte del tiempo de medición– la gran complejidad de la medición. Aunque la configuración de la prueba en sí es muy fácil, la determinación del rango de frecuencias correcto y la evaluación de la curva requerían conocimientos previos.

El software de medición moderno DFR puede ajustar automática e individualmente el rango de frecuencias para cada transformador de potencia. En primer lugar, se establece el rango máximo de frecuencias y cuando el software ha determinado el incremento de C’, puede calcular y ajustar el rango de frecuencias restante requerido y el tiempo de medición correspondiente.

El aumento de C’ no solo ayuda a reducir el tiempo, sino que permite también una evaluación de la humedad más precisa ya que se identifica de forma más confiable la parte de la curva dominada por la humedad. El software moderno de medición puede realizar el ajuste de la curva y la evaluación del contenido de agua y de la conductividad del aceite de forma totalmente automática una vez medidos los datos necesarios. Normalmente también incluye una función de evaluación automatizada que compensa influencias como la geometría del aislamiento, la conductividad del aceite y los subproductos del envejecimiento. El dispositivo de prueba debería poder llevar a cabo la evaluación automática de acuerdo con las normas nacionales, internacionales o definidas por el usuario.

# 5 Conclusión

El agua es un peligro para el aislamiento del transformador de potencia de papel-aceite a medida que envejece y disminuye la resistencia mecánica del aislamiento. Si aumenta el contenido de agua, hay que aplicar contramedidas, tales como el secado, antes de que el aislamiento envejezca gravemente. Las mediciones dieléctricas permiten una evaluación confiable del contenido de agua sin los inconvenientes de otros métodos.
El nuevo método PDC+ combinado con un software moderno permite un tiempo de medición mucho más corto y una aplicación más fácil.
Con la automatización de toda la prueba, que es posible con un software moderno, el técnico de pruebas solo tiene que configurar el equipo de prueba y presionar el botón de inicio. El único parámetro que hay que ingresar manualmente es la temperatura del activo. Por tanto, incluso los usuarios sin experiencia pueden evaluar de forma confiable el contenido de agua de los transformadores de potencia. Esta información permite al usuario determinar si hay que emprender acciones de alargamiento de la vida o si el activo todavía está en buen estado.

# 6 Referencias


[1] L. E. Lundgaard, "Aging of oil-impregnated paper in power transformers," *IEEE Transactions on Power Delivery,* vol. 19, no. 1, pp. 230-239, 2004.

[2] M. Koch, Reliable Moisture Determination in Power Transformers, Sierke Verlag, 2008.

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

[4] U. Graevert, „Dielectric Response Analysis of Real Insulation Systems," in *Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Solid Dielectrics (ICSD)*, 2004.

[5] CIGRE, "Technical Brochure 254: Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers," CIGRE, 2002.

[6] CIGRE, „Technical Brochure 414: Dielectric Response Diagnoses For Transformer Windings," 2010.

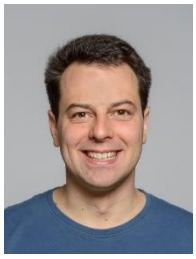
[7] Dielectric-WGC57.161, *PC57.161 - IEEE Draft Guide for Dielectric Frequency Response Test.*

[8] M. Koch and F. Kaufmann, "Transforming Dielectric Response Measurements from Time to Frequency Domain," in *Nordis*, Göteborg, 2009.


**Destacados**

- El agua reduce la vida útil del aislamiento de papel-aceite de los transformadores de potencia.
- El análisis DFR es una manera sencilla y confiable de determinar la cantidad de humedad en el aislamiento del transformador de potencia.
- Los dispositivos DFR modernos ofrecen una evaluación totalmente automatizada del contenido de agua y de conductividad del aceite una vez medidos los datos necesarios.
- Combinado con el software moderno, el nuevo método PDC+ permite tiempos de medición mucho más cortos.

## Autor



**Martin Anglhuber** obtuvo su grado en ingeniería eléctrica en la Universidad Técnica de Múnich en 2007. De 2007 a 2011 trabajó como ayudante científico en el Instituto de Tecnología de Alta Tensión y Transmisión Eléctrica de la Universidad Técnica de Múnich, Alemania donde realizó una investigación sobre sobre los nanocompuestos poliméricos que se utilizan como material aislante en aparamentas de alta tensión. Se doctoró (Ph.D.E.E.) en 2012.

Trabaja en OMICRON electronics en Klaus, Austria desde 2012 como Product Manager especializado en el área de diagnóstico dieléctrico de transformadores.

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 150 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**