

Medición, localización y monitoreo de descargas parciales en un transformador de potencia

Los transformadores de potencia, un elemento clave de la red eléctrica, están sometidos a diferentes niveles de esfuerzo eléctrico, térmico, mecánico y químico durante el servicio. Para garantizar un funcionamiento fiable y seguro, es fundamental evaluar el envejecimiento continuo del aislamiento del sistema durante el ciclo de vida de un transformador. Las mediciones de descargas parciales (DP) constituyen una herramienta no destructiva que permite medir, evaluar y localizar puntos débiles en los sistemas de aislamiento complejos. Las mediciones de DP en transformadores de potencia suelen realizarse durante el proceso de fabricación como parte de la garantía de calidad, así como después de la instalación en campo, y también se utilizan como herramienta para el mantenimiento en función del estado en el caso de los activos maduros.

Las descargas parciales son una ruptura eléctrica local de una región débil dentro del sistema de aislamiento eléctrico, que da lugar a rápidos pulsos de corriente. Estas señales eléctricas suelen ir acompañadas de otros efectos físicos, tales como ondas de presión, señales electromagnéticas, efectos químicos o efectos ópticos. [1] Las mediciones de DP de los diferentes efectos utilizando herramientas convencionales y no convencionales, y la combinación de los resultados, permitirán realizar una evaluación más significativa.

Caso práctico: medición de DP en un transformador de 300 MVA relleno de aceite

Para el transporte de un transformador de 300 MVA fue necesario desmontar las bornas de alta tensión (AT) de los devanados de 220 kV y 110 kV. Tras el montaje de las bornas en la nueva subestación, las cúpulas de las bornas tuvieron que rellenarse con aceite. Debido a la orientación

horizontal de las bornas, esto tuvo que hacerse con mucho cuidado para evitar burbujas de gas. Para garantizar un relleno adecuado, se realizaron mediciones de descargas parciales (DP).

La figura 1 muestra el transformador de 300 MVA con las bornas horizontales de 220 kV y 110 kV, así como un pequeño transformador elevador de 24/0,4 kV para excitar el transformador de 300 MVA con un generador diésel.



Figura 1
Vista del transformador de 300 MVA

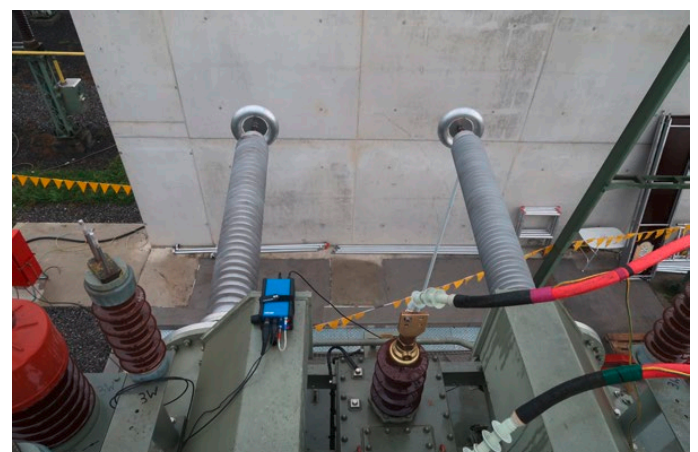


Figura 2
Configuración para las mediciones de DP en las fases 1U y 1V

Medición de DP eléctrica

La configuración de la prueba se realizó de acuerdo con la norma IEC 60270 [2], desacoplando simultáneamente las señales de DP y CA en las tomas de medición de todas las bornas de 220 kV y 110 kV. La figura 2 muestra la configuración del instrumento MPD 800 de detección de DP en las bornas de 220 kV 1U y 1V. Las señales de ambas tomas de borna pueden conectarse directamente a un detector MPD 800 sin necesidad de utilizar un dispositivo de acoplamiento adicional. La figura 3 muestra la configuración general de la prueba de DP.

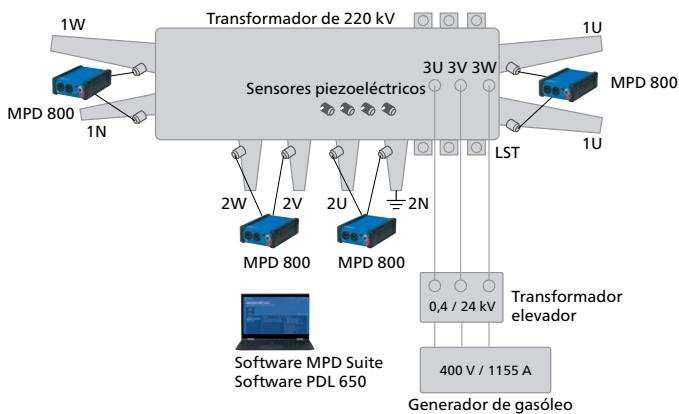


Figura 3
Configuración para las mediciones de DP

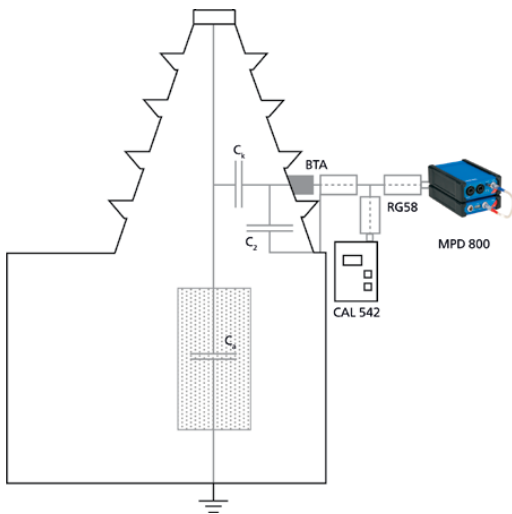


Figura 4
Pulso artificial inyectado directamente en la toma de borna

Se inyectó una señal de calibración en todas las bornas, lo que permitió determinar una matriz de acoplamiento cruzado. Además de la calibración convencional de DP de AT a tierra, también se realizó un registro mientras se inyectaba la señal de calibración en la toma de medición de la borna para simular una falla directamente en la toma de borna. [1].

El nivel de ruido ambiental fue inferior a 10 pC a $0,5 \times U_n$ utilizando una frecuencia central de 400 kHz y un ancho de banda de medición de 600 kHz. Incluso por debajo de la tensión nominal, se pudieron detectar descargas parciales de hasta 2 nC en el punto de medición 1U.

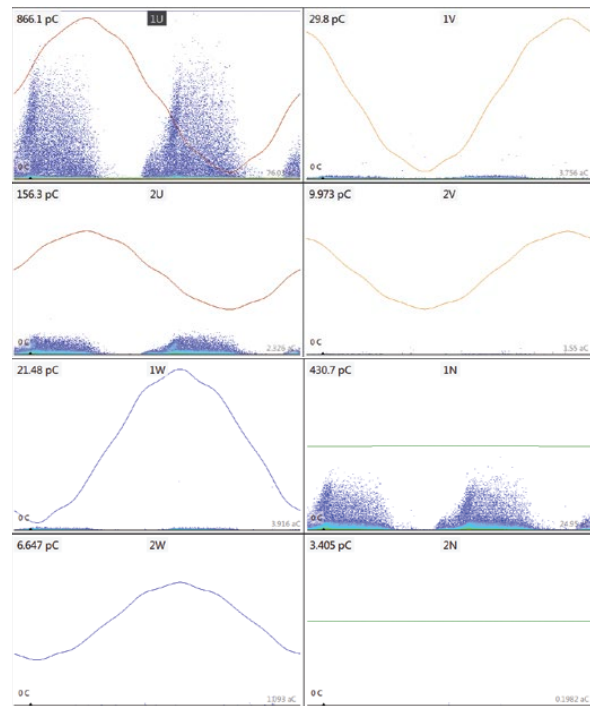


Figura 5
Patrón de DP resueltas en fase (PRPD) obtenido en todos los puntos de medición a $0,8 \times U_n$, vista lineal

La comparación de los valores de carga de la matriz de acoplamiento cruzado de calibración con el acoplamiento cruzado de la actividad de DP real, indicó que el origen del evento de DP estaba físicamente cerca del punto de medición 1U.

El software MPD Suite permitió a los ingenieros de pruebas dibujar una ventana de trigger en el patrón PRPD. Sólo los pulsos de DP que se produzcan en la zona de fase y amplitud seleccionada activarán la vista de osciloscopio y FFT. Esta herramienta permite comparar fácilmente las señales de alta frecuencia sin filtrar. La comparación de la oscilografía y el espectro de frecuencias de la señal inyectada directamente en la toma de borna con la señal de DP real indicó grandes similitudes de su tiempo de elevación y oscilación, así como resonancias en el espectro de frecuencias. El espectro de frecuencias de la calibración convencional, en la que había que utilizar cables largos, no coincidía.

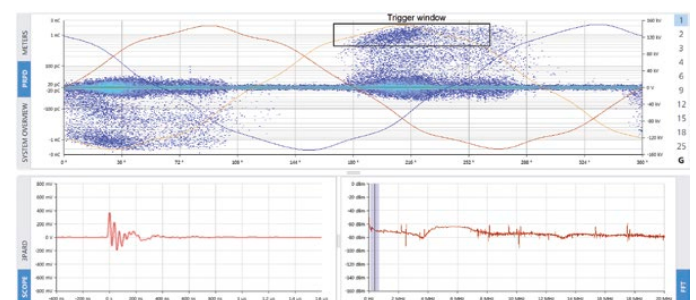


Figura 6
Software MPD Suite; vista logarítmica-bipolar del patrón PRPD en 1U, la ventana de trigger y la correspondiente señal de tiempo y frecuencia

Medición y localización de DP acústicas

La localización de las fuentes de DP se realiza por medio de las diferencias en el tiempo de propagación de la señal acústica entre la ubicación de la falla y los múltiples sensores de emisión acústica (EA). Las posibles ubicaciones de las fallas se calculan a partir de los tiempos de propagación de la señal, utilizando la velocidad del sonido y las posiciones geométricas conocidas de los sensores en la pared del tanque.

El trigger de ventana PRPD del MPD 800 también proporciona una señal de salida eléctrica u óptica que puede activar un sistema de localización acústica. Con este método se puede medir el tiempo de retardo hasta los diferentes sensores piezoeléctricos absolutamente referido al pulso de DP eléctrico disparado. Esto permite el uso de funciones de cálculo de promedio, que pueden dar lugar a una relación señal-ruido significativamente

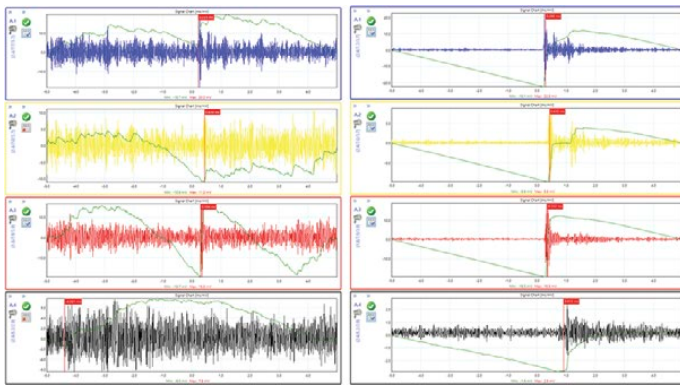


Figura 7

Señales acústicas sin promediar (izquierda) y el promedio de 100 eventos (derecha) utilizando la señal eléctrica como trigger

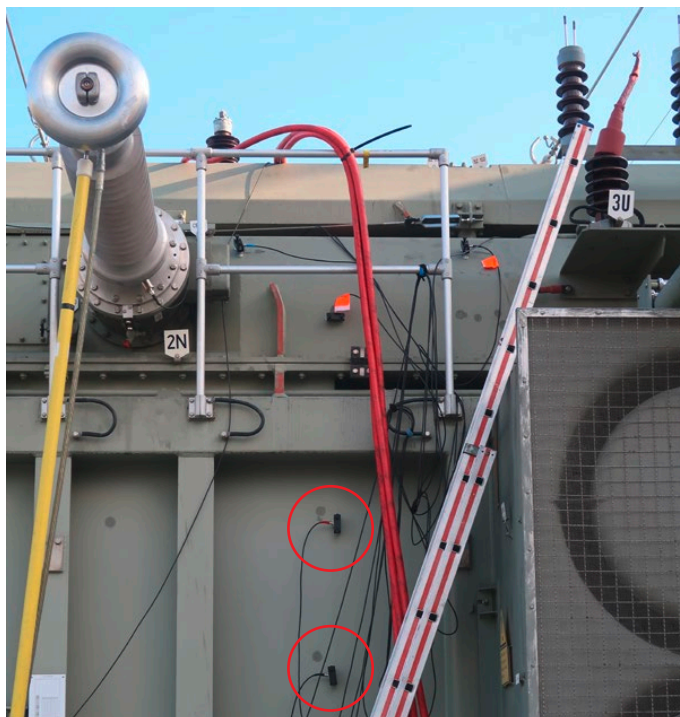


Figura 8

Instalación de los sensores piezoeléctricos

mejorada. La figura 7 muestra las señales acústicas medidas de los sensores piezoeléctricos y el efecto del promediado. La localización acústica se realizó con 8 sensores piezoeléctricos instalados en la zona de la fase 1U.

La posición triangulada de la falla, así como la señal acústica de las descargas parciales internas, se muestran en la figura 9 y la figura 10. La ubicación está cerca del cable de salida de alta tensión del devanado de 220 kV de la fase 1U.

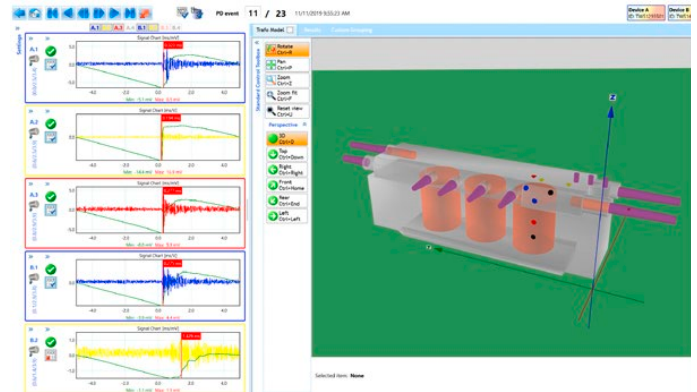


Figura 9

Señales acústicas de los sensores piezoeléctricos

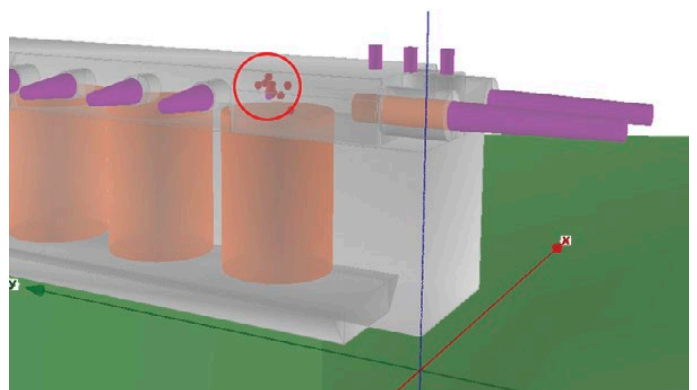


Figura 10

Ubicación de DP en la salida de alta tensión de la fase 1U

Tendencia y monitoreo de las DP eléctricas

Los resultados de la medición y localización de DP fuera de línea se trataron con el fabricante del transformador. La localización de la falla, el comportamiento de las DP y el hecho de que no se pudiera reparar en campo, llevaron a la decisión de que la unidad se pudiera volver a energizar mientras se realizaba un seguimiento cuidadoso de la actividad de DP y se controlaban los gases disueltos en el aceite aislante del transformador.

Por ello, el transformador se equipó con adaptadores de borna en todas las tomas de borna de 220 kV. El dispositivo MONTESTO 200 de monitoreo y tendencia de DP que se utilizó, puede controlarse a distancia y se comunica con el centro de control en caso de que se superen los niveles de alerta de DP.

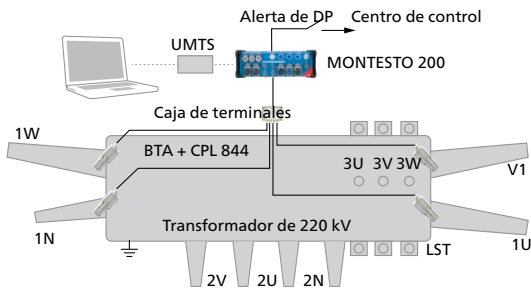


Figura 11
Configuración completa del sistema de monitoreo y tendencias de DP

La subestación presentaba descargas de efecto corona audibles, por lo que la frecuencia de medición se ajustó a 2,2 MHz, un rango de frecuencia en el que dominaban las descargas internas y se minimizaban las perturbaciones externas. El nivel de descarga de la actividad de DP interna en la fase 1U se mantuvo estable durante las primeras semanas de funcionamiento, pero luego comenzó a aumentar continuamente durante un período de un mes. La figura 12 muestra la tendencia creciente de la carga aparente medida en la fase 1U.

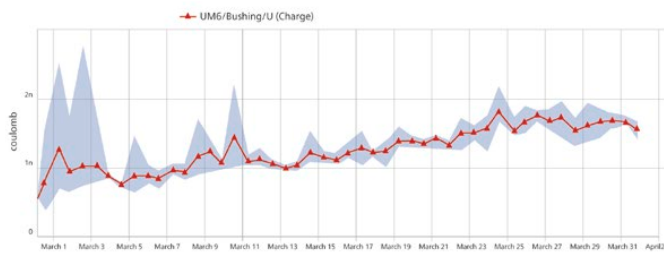


Figura 12
Tendencia creciente de DP en la fase 1U

Además de la actividad de DP conocida en la Fase 1U, se desarrolló un segundo patrón a lo largo de 3 meses, que comenzó con aproximadamente 100 pC y se estabilizó en 2 nC. El patrón de descarga puede asignarse a la Fase 1V y muestra grandes similitudes con los fenómenos obtenidos en 1U. En la figura 13 se muestra el desarrollo del patrón PRPD, así como el diagrama 3PARD. La figura 14 muestra el desarrollo del patrón PRPD filtrado por 3PARD obtenido en la Fase 1V.

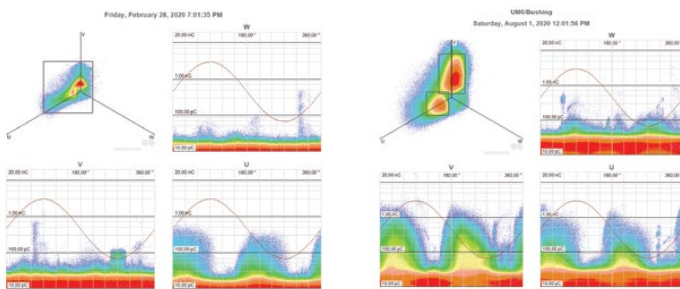


Figura 13
Evolución de la actividad de DP durante un periodo de 5 meses, vista logarítmica

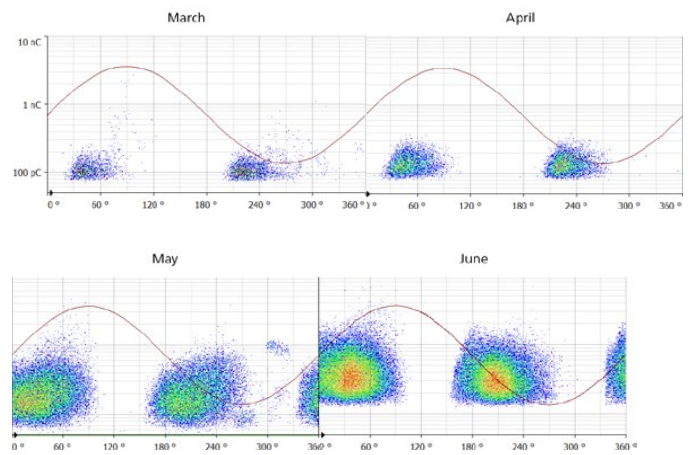


Figura 14
Patrón PRPD filtrado por 3PARD y desarrollo del patrón obtenido de una Fase 1V

Análisis de gases disueltos (DGA)

Los resultados del DGA antes y después del transporte no indicaron ninguna falla ni actividad de DP. El hidrógeno aumentó ligeramente durante el funcionamiento, pero la cantidad global de gases disueltos está por debajo de los valores típicos, por lo que no se puede realizar una evaluación confiable de los mismos [4]. Un defecto local en el interior de una pieza de aislamiento sólido no conduce necesariamente a un aumento de los gases disueltos.

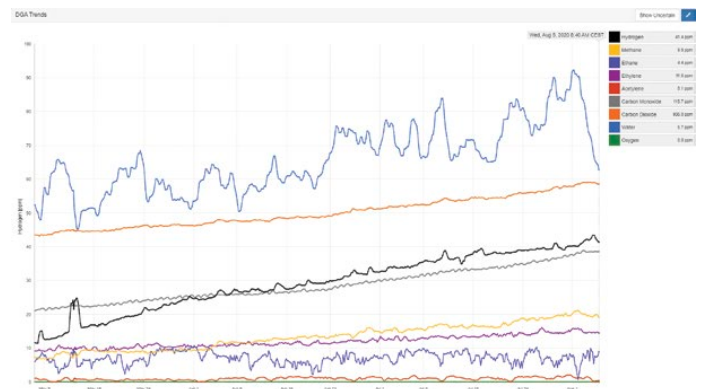


Figura 15
Tendencia de los DGA a lo largo de 3 meses

Conclusión

En este artículo se analiza la importancia de la medición, localización, monitoreo y tendencia de las DP eléctricas. Las mediciones de DP en campo en transformadores rellenos de líquido a menudo sólo se activan en función de los resultados de los DGA. El caso práctico del transformador de 300 MVA pone de manifiesto que una medición y una tendencia de las DP eléctricas pueden ser más sensibles e instantáneas que el análisis de los gases disueltos en el aceite. El análisis de las señales no filtradas en el dominio del tiempo y la frecuencia, así como la realización de una localización acústica de DP con tres o más sensores piezoeléctricos, pueden proporcionar información valiosa a la hora de la localización, la interpretación y la evaluación de riesgos. El transformador, con descargas activas pero estables en dos fases, sigue en línea y se seguirá monitoreando.

Referencias

1. CIGRÉ WG D1.29, Folleto técnico 676: Descargas parciales en transformadores
2. IEC 60270: Edición 3.1, 2015, Técnicas de prueba de alta tensión – Medición de descargas parciales, Comisión Electrotécnica Internacional, Ginebra, Suiza
3. C57.127 (2007) "IEEE Guide for the Detection and Location of Acoustic Emissions from Partial Discharges in Oil-Immersed Power Transformers and Reactors" (Guía de IEEE para la detección y localización de emisiones acústicas de descargas parciales en transformadores de potencia y reactores rellenos de aceite), The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. Nueva York, EE.UU., 2007
4. IEC 60599: Edición 3.0, 2015, Equipos eléctricos rellenos de aceite mineral en servicio – Guía para la interpretación de los análisis de gases disueltos y libres

Los autores

Udo Ranninger comenzó a trabajar en OMICRON electronics en 2007. En la actualidad trabaja como ingeniero de aplicaciones centrado en las mediciones de descargas parciales, después de haber ocupado varios puestos en la empresa. Se graduó en el Instituto de Educación Técnica Superior de Rankweil (Austria) en 2006, donde se especializó en telecomunicaciones y tecnología de alta frecuencia.

udo.ranninger@omicronenergy.com



Michael Krüger trabaja en OMICRON Energy en Klaus (Austria) desde 1999. Después de trabajar como jefe de producto y jefe de servicios de ingeniería, ahora es ingeniero consultor de "Pruebas y diagnóstico de equipos de energía eléctrica".

Estudió ingeniería eléctrica en la Universidad Técnica de Aquisgrán (RWTH) y en la Universidad Técnica de Kaiserslautern (Alemania) y se graduó en 1976 (Dipl.-Ing.). En 1990 se doctoró en ingeniería eléctrica por la Universidad Técnica de Viena.

Michael Krüger cuenta con más de 40 años de experiencia en ingeniería de alta tensión y en pruebas y diagnósticos de transformadores de potencia y de medida, máquinas eléctricas rotativas, subestaciones aisladas por gas (GIS) y cables eléctricos.

Ha publicado más de 50 artículos técnicos sobre mediciones eléctricas en transformadores de potencia y de medida, máquinas eléctricas rotativas, GIS y cables, y es el titular de 15 patentes. Es miembro de VDE desde hace 40 años, de Cigre y es miembro superior de IEEE. También trabaja en varios grupos de trabajo de OEVE, IEC y Cigre.

michael.krueger@omicronenergy.com



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 160 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.