

Artículo

Nuevos y eficientes métodos de prueba para el análisis del estado de las subestaciones aisladas por gas SF6

Autor

Andreas Nenning, Omicron electronics GmbH, Klaus

Resumen

El sector del suministro de energía es otro ámbito en el que se ha observado una tendencia continua a pasar de un mantenimiento puramente basado en el tiempo a un mantenimiento basado en el estado. Para poder realizar un análisis rápido en las subestaciones aisladas por gas SF6 (GIS) que ahorran espacio, un operador de planta requiere dispositivos y métodos de prueba que realicen los análisis de forma eficiente y no invasiva. En este documento se describen nuevos métodos de medición que permiten realizar mediciones de tiempo en instalaciones GIS sin tener que poner las instalaciones fuera de servicio. Esto minimiza los tiempos de interrupción del servicio asociados con las pruebas de interruptores de potencia y permite ahorros potenciales de tiempo y costos.

Nuevos y eficientes métodos de prueba para el análisis del estado de las subestaciones aisladas por gas SF6

El sector del suministro de energía es otro ámbito en el que se ha observado una tendencia continua a pasar de un mantenimiento puramente basado en el tiempo a un mantenimiento basado en el estado. El estado de todos los componentes críticos de la planta se analiza a intervalos regulares, un proceso que requiere muy poco tiempo. Los resultados del análisis se utilizan para identificar aquellos componentes que necesitan de hecho algún tipo de mantenimiento. Para poder realizar un análisis rápido como éste de la forma más universal posible en las subestaciones aisladas por gas (GIS) que tanto espacio ahorran, un operador de planta necesita dispositivos que realicen los análisis de forma eficiente, es decir, en términos generales, de forma no invasiva.

Opciones de prueba en servicio

Por razones de seguridad, muchas mediciones de sincronismo convencionales en los interruptores de potencia de las GIS han necesitado en el pasado el aislamiento de la instalación antes de conectar los cables de medición a los contactos primarios. Otros procedimientos de medición eran invasivos por su naturaleza, lo que significaba que el gas aislante SF₆ tenía que liberarse antes de la medición y luego volver a introducirse. Tenían como resultado largas sesiones de prueba y los prolongados tiempos de interrupción del servicio de las instalaciones que hacían que los procedimientos fueran extremadamente costosos para los operadores de la planta.

El estricto cumplimiento de las cinco reglas de seguridad bien documentadas exige que todo tipo de interruptor de potencia se aisle y se conecte a tierra antes de comenzar la prueba. Sólo entonces pueden conectarse los cables de medición a los contactos primarios. La adopción de este método garantiza que no se produzcan tensiones peligrosamente altas al realizar trabajos de mantenimiento en el equipo bajo prueba. Estas altas tensiones pueden generarse como resultado de una conmutación involuntaria, así como mediante la interferencia inductiva o capacitiva de los componentes circundantes provistos de tensión.

OMICRON ha desarrollado nuevos métodos de medición que permiten realizar mediciones de sincronismo en instalaciones GIS sin tener que poner las instalaciones fuera de servicio. Esto minimiza los tiempos de inactividad asociados con las pruebas de interruptores de potencia.

Un prerrequisito básico para la implementación segura de las pruebas en servicio es el acceso no peligroso a las variables secundarias, corriente y tensión. En el caso de la nueva medición de sincronismo en servicio de los interruptores de potencia, esto significa que ya no es necesario conectar el equipo de prueba a los contactos primarios. En su lugar, se realiza una conexión comparativamente segura a los contactos secundarios de un transformador de corriente inductiva o tensión (Figura 1).

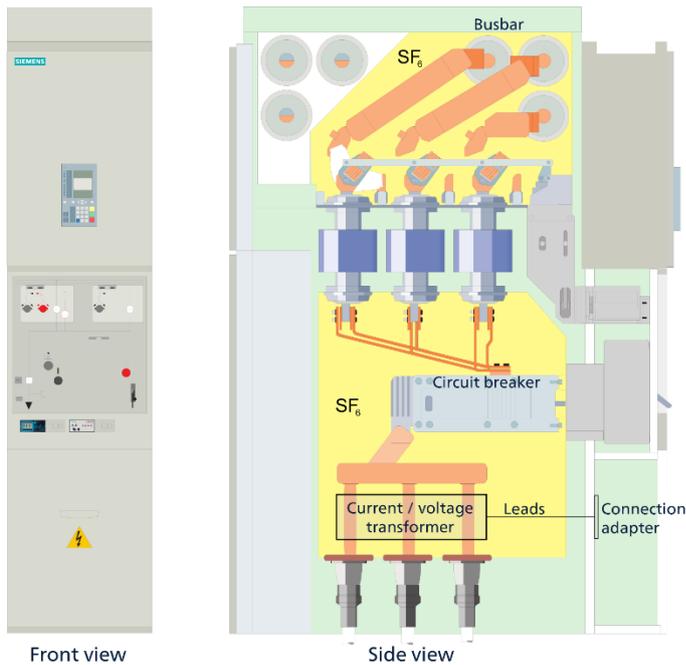


Figura 1: Subestación de media tensión de SF₆ con transformadores de corriente y tensión
(fuente: Manual del usuario de SIEMENS NXPlus)

Esto hace que sea muy sencillo determinar el estado de los contactos. El tiempo de conmutación puede ahora concretarse directamente alimentando la corriente de las bobinas de disparo al equipo de prueba (Figura 2).

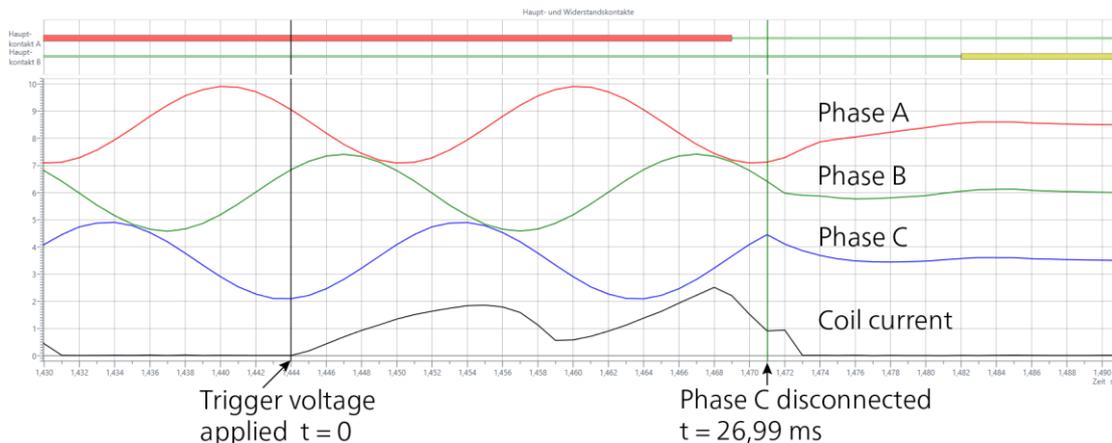


Figura 2: Medición de sincronismo: Evaluación de los valores medidos

El sistema de prueba de interruptores de potencia CIBANO 500 incluye pinzas de corriente para que pueda conectarse a transformadores de corriente estándar de 1 A o 5 A. Para los transformadores de tensión (Figura 3) se dispone de canales de entrada de tensión con un rango de medición de 0 a 300 V AC y una precisión de medición de 0,03 % rd + 0,01 % fs.

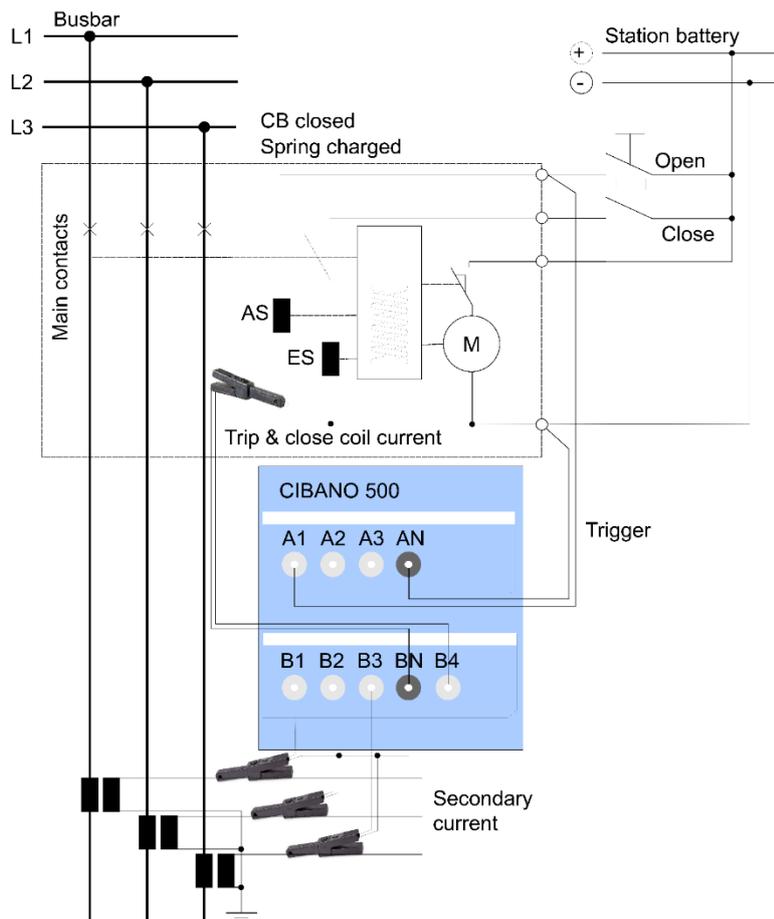


Figura 3: Ejemplo de conexión de prueba de interruptor de potencia usando pinzas de corriente

La prueba en servicio utilizando un transformador de corriente o de tensión, tal y como se describe aquí, debe verse como una forma de realizar pruebas preliminares simples utilizando ciertos parámetros y de verificar la respuesta de un interruptor de potencia. Los resultados de las pruebas, que pueden llevarse a cabo rápidamente, están destinados a permitir al ingeniero evaluar si existen parámetros o respuestas anómalas que indiquen que se requiere un examen más profundo del interruptor. Alternativamente, el interruptor de potencia puede estar en perfectas condiciones técnicas y no precisar ninguna prueba adicional.

Debe señalarse que estos métodos de prueba en servicio determinan el tiempo de conmutación incluyendo el tiempo de arco, no el retardo mecánico (definiciones de tiempo de conmutación) de acuerdo con IEC 62271-100 (figura 4). La prueba se realiza normalmente de forma que se minimiza la corriente en carga o, en el caso de los transformadores de tensión, se elimina por completo el flujo de corriente interrumpiendo el sistema en el circuito de salida. Esto minimiza el tiempo de arco y mejora la comparabilidad de las mediciones del tiempo de conmutación.

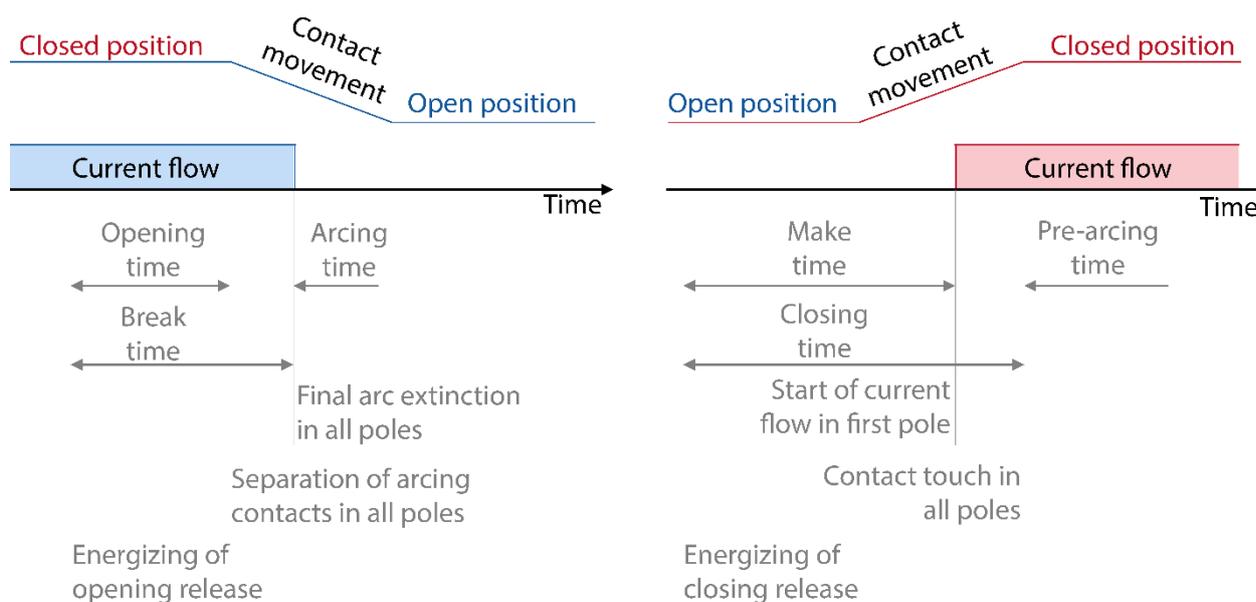


Figura 4: Definición del tiempo de conmutación según IEC 62271-100

Aplicación práctica de la prueba del primer disparo

Una prueba del primer disparo realmente significativa sólo puede llevarse a cabo en un interruptor de potencia que esté en servicio hasta el momento de la prueba. La prueba de primer disparo tiene por objeto simular el caso más frecuente en el que un interruptor de potencia que no ha sido accionado durante algún tiempo tiene de repente que realizar un disparo de protección. Se debe asumir que el interruptor puede no operar en absoluto o sólo parcialmente o con retardo, como resultado de lubricante adherido, contaminación de la superficie, corrosión de los elementos mecánicos, etc., lo que en el peor de los casos puede resultar en daños a los componentes subsiguientes que el interruptor está diseñado para proteger.

La configuración para la prueba de primer disparo es más o menos idéntica a la medición de sincronismo en servicio usando pinzas de corriente, tal como se ha descrito anteriormente. La única diferencia, por definición, es que el interruptor no debe haber sido activado antes. Aquí se vuelve a hacer referencia al hecho de que no se están midiendo los retardos mecánicos clásicos, sino el *tiempo de conmutación* según se define en IEC 62271-100. La diferencia es que el tiempo de arco está incluido en el tiempo de conmutación.

Las desviaciones significativas de los valores de referencia requieren un análisis más profundo que, dependiendo del tipo de interruptor, puede incluir un análisis más detallado de la corriente de la bobina. Un aumento de la corriente de la bobina indica que la bobina de disparo puede estar atascada o contaminada. El interruptor debe estar completamente aislado y conectado a tierra si se deben realizar análisis adicionales, tales como una inspección visual o mediciones de movimiento.

Eficiente medición del sincronismo en instalaciones GIS de alta tensión

¿Por qué es tan importante tener ambos lados conectados a tierra durante la medición?

Las precauciones de puesta a tierra son un requisito indispensable cuando se prueban subestaciones de alta tensión, ya que el efecto inductivo y capacitivo acumulado de las secciones circundantes de la bahía de conmutación puede suponer muy rápidamente niveles potencialmente peligrosos para la vida. Dicho esto, se están haciendo esfuerzos para evitar cualquiera de los gastos adicionales asociados con la manipulación del SF₆ en instalaciones GIS. Los ingenieros se esfuerzan por utilizar métodos de prueba sencillos, rápidos y eficientes que den una idea del estado de las GIS y permitan juzgar si se requieren pruebas más amplias.

Para la conexión entre los cables de medición y los componentes primarios se utilizan ampliamente electrodos de tierra aislados. En este caso no es necesario desconectar el interruptor de potencia.

El sistema de puesta a tierra de un interruptor de potencia puede variar. Las figuras 5 y 6 muestran los dos diseños más comunes disponibles de sistemas de puesta a tierra.

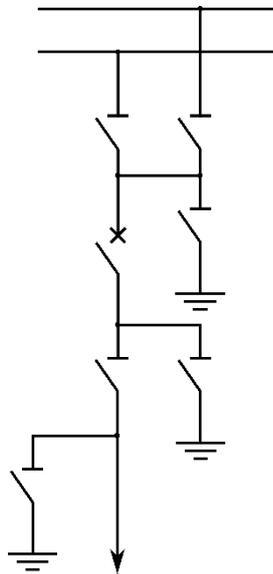


Figura 5 - Número máximo de interruptores de aislamiento y puesta a tierra.

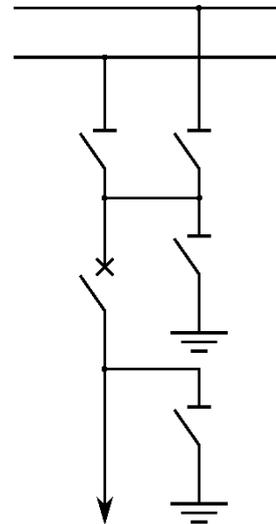


Figura 6 - Número optimizado de interruptores de aislamiento y puesta a tierra.

Ambos diseños de sistemas de puesta a tierra permiten realizar una prueba de sincronismo en las GIS puestas a tierra en ambos lados, si al menos un lado tiene un interruptor de puesta a tierra aislado, es decir, incluye un derivador a tierra; consulte en la figura 7 el enlace de puesta a tierra. Pero sólo en el sistema de puesta a tierra de la figura 5, sería posible realizar una prueba segura de puesta a tierra de un solo lado (SSG) en una GIS con barra energizada.

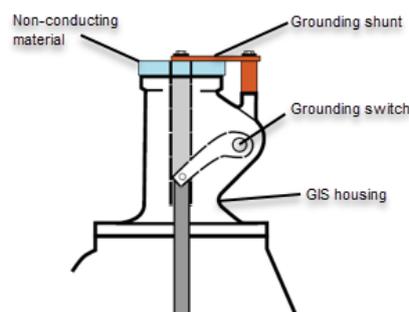


Figura 7 - Ejemplo de un interruptor de puesta a tierra aislado con derivación a tierra.

Opciones de prueba de sincronismo

Método DRM

Un posible método de prueba de sincronismo para mantener ambos lados conectados a tierra sería el método DRM (*Dynamic Resistance Measurement*, medición dinámica de resistencia), en el cual la resistencia sobre la ruta del interruptor de potencia se mide durante su funcionamiento. La temporización del interruptor de potencia se detecta entonces con la ayuda de un valor umbral.

La realización de pruebas de sincronismo mediante DRM en las subestaciones aisladas por aire (AIS) conectadas a tierra por ambos lados no suele ser un problema. La razón de esto es que la resistencia sobre la ruta del interruptor es normalmente mucho menor que la resistencia sobre la ruta a tierra.

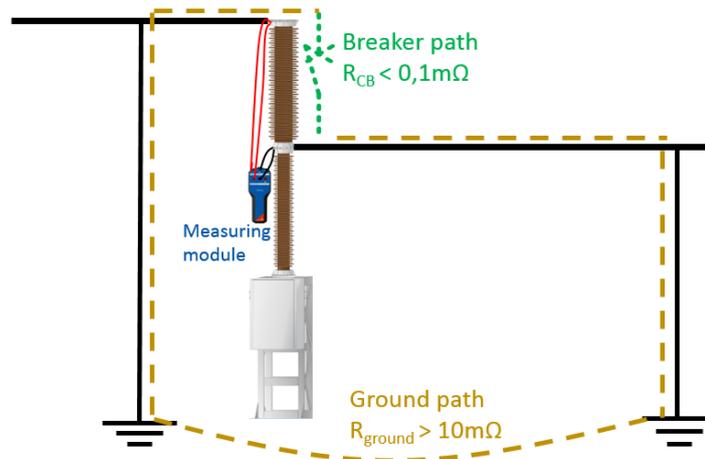


Figura 8 - Prueba de sincronismo utilizando el método DRM en una AIS.

Debido a la gran diferencia de resistencia, se puede observar una clara diferencia en la curva de resistencia medida y se puede utilizar un valor umbral adecuado para determinar cuándo se abrió o se cerró el interruptor.

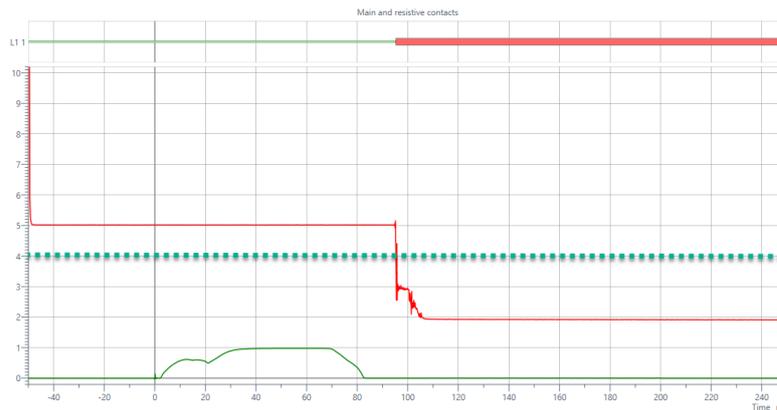


Figura 9 - El valor umbral (línea verde punteada) puede usarse para determinar cuándo se abrió (o se cerró) el interruptor de potencia.

La medición de una GIS conectada a tierra por ambos lados es más difícil, ya que la resistencia sobre la ruta a tierra desde la carcasa es muy similar a la resistencia sobre la ruta del interruptor de potencia. A veces puede ser aún más baja debido a los muchos contactos desde el punto de medición hasta la ruta propiamente dicha del interruptor. (Figura 10).

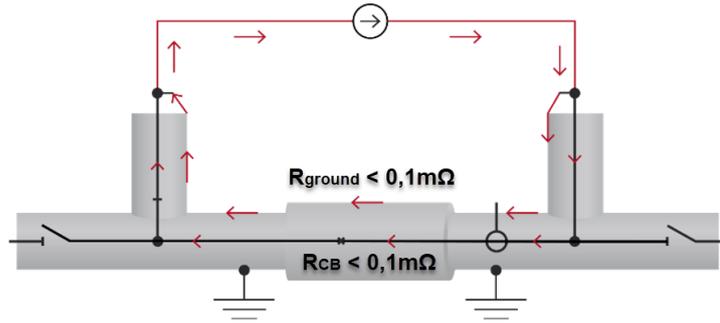


Figura 10 - Prueba de sincronismo utilizando el método DRM en las GIS.

En este caso, no es posible encontrar un valor umbral adecuado para determinar cuándo se abrió o se cerró el interruptor de potencia.

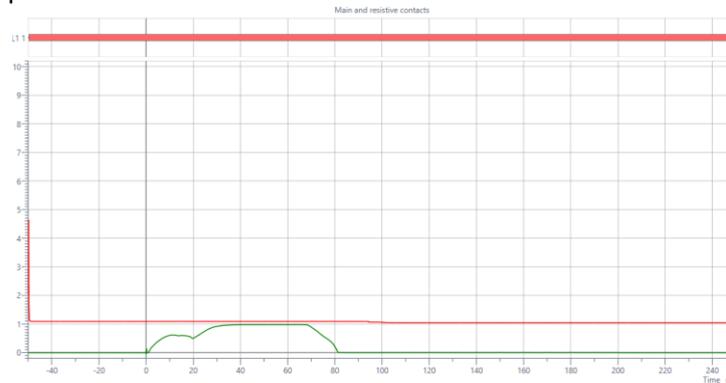


Figura 11 - No se puede utilizar ningún valor umbral para determinar cuándo se abrió (o se cerró) el interruptor de potencia.

Por lo tanto, debe utilizarse otra solución. Se debe utilizar un nuevo método o modificar el sistema de puesta a tierra del interruptor de potencia.

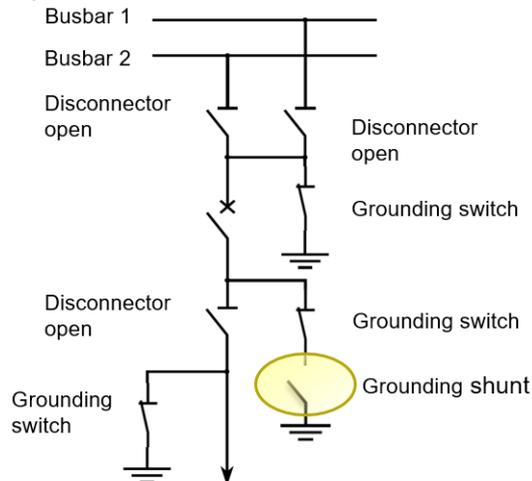


Figura 12 - Retire el derivador a tierra en un lado de la GIS para hacer la prueba de sincronismo de un lado de la puesta a tierra.

En la **Error! Reference source not found.** se muestra el número máximo de seccionadores e interruptores de puesta a tierra. Si el derivador a tierra resaltado es extraíble como se muestra en la figura 13, es posible realizar una medición segura en la configuración de puesta a tierra de un solo lado.

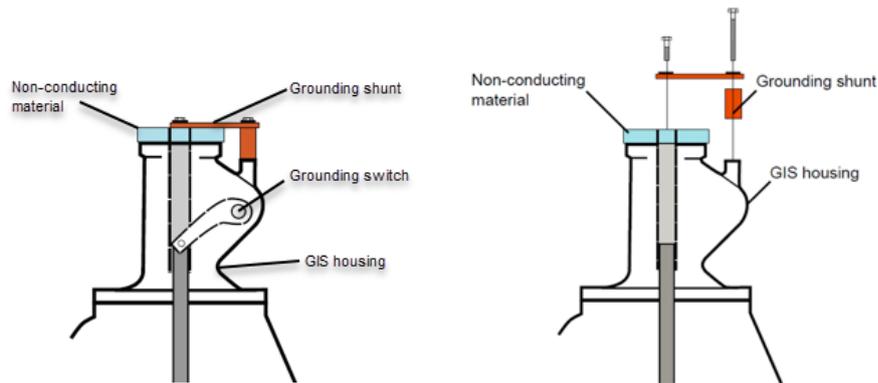


Figura 13 - Ejemplo de un interruptor de puesta a tierra aislado con derivador a tierra extraíble.

Esto por supuesto disminuiría la seguridad, especialmente cuando la barra está energizada y la GIS está abierta. El probador también debe saber con precisión en qué lado de la GIS se puede retirar sin peligro el derivador de conexión a tierra, y debe volver a conectarlo en su posición original después de la prueba.

Nota: La extracción de un derivador a tierra en un lado sólo se recomienda cuando la GIS esté cerrada.

Método CSM

En el caso de los sistemas de puesta a tierra como los mostrados en la Figura 6, o en entornos donde no está permitido eliminar ningún derivador a tierra, no es posible realizar la prueba de sincronismo con el método DRM.

En este caso, se puede utilizar un método llamado CSM (*Current Sensor Measurement*, medición del sensor de corriente). Este método utiliza un sensor de corriente (bobina Rogowski) que se conecta en el interruptor de potencia o en la ruta a tierra.

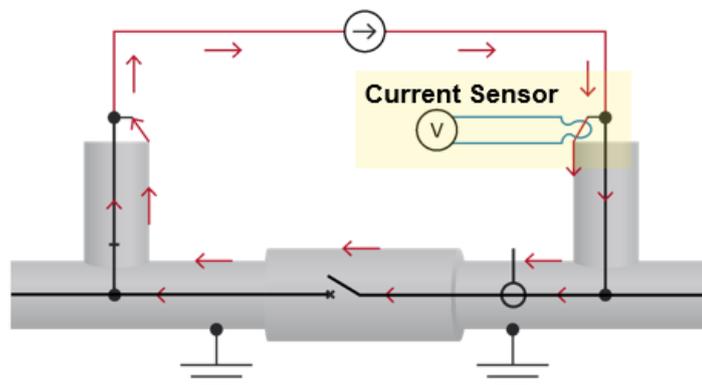


Figura 14 - Prueba de sincronismo usando el método CSM en una GIS.

Se inyecta una corriente y se acciona el interruptor de potencia. La temporización del interruptor se detecta entonces a partir de la curva de tensión inducida que la bobina Rogowski está generando debido al cambio del flujo de corriente durante la operación. Debido a la fricción durante el movimiento y a la diferencia de resistencia entre los contactos principal y de arco, puede observarse una "nube" de tensión. Dependiendo de si la operación fue de cierre o de apertura, el tiempo se interpreta de forma diferente a partir de la "nube" de tensión.

Para una operación de cierre, el primer contacto se produce al principio de la "nube" de tensión.

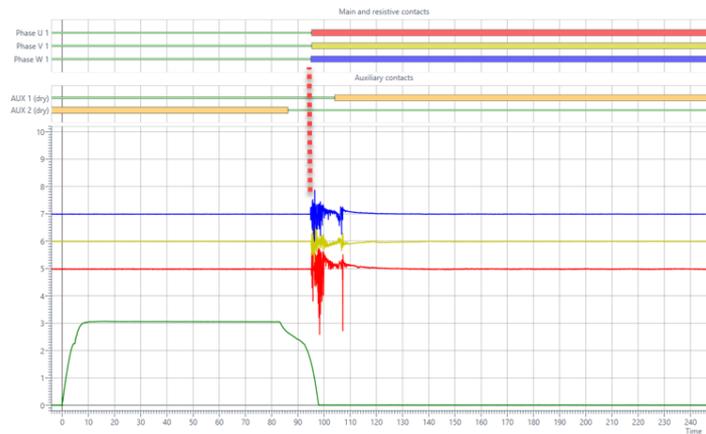


Figura 15 - Medida de sincronismo con CSM durante la operación de cierre (línea de puntos roja).

Para una operación de apertura, la separación de los contactos está al final de la "nube" de tensión.

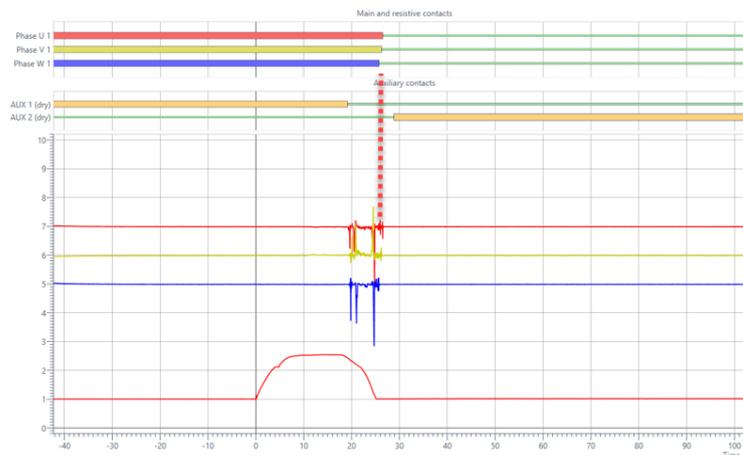


Figura 16 - Medición de sincronismo con CSM durante la operación de apertura (línea roja punteada).

La cuestión es, por supuesto, si los resultados son comparables entre el nuevo método CSM y el conocido método DRM. Por esta razón, se han realizado mediciones comparativas para verificar esto.

Comparación entre CSM y DRM

Esta comparación se realizó en una GIS de 245 kV con cada fase en una envolvente independiente. Esta subestación estaba energizada pero disponía de un sistema de puesta a tierra como el mostrado en la Figura 4 de forma que era posible abrir el derivador a tierra por un lado para realizar el DRM con puesta a tierra por un solo lado.



Figura 17 - GIS 245 kV con tres envolventes, una para cada fase.

Se registraron los siguientes resultados para las secuencias de cierre y apertura.

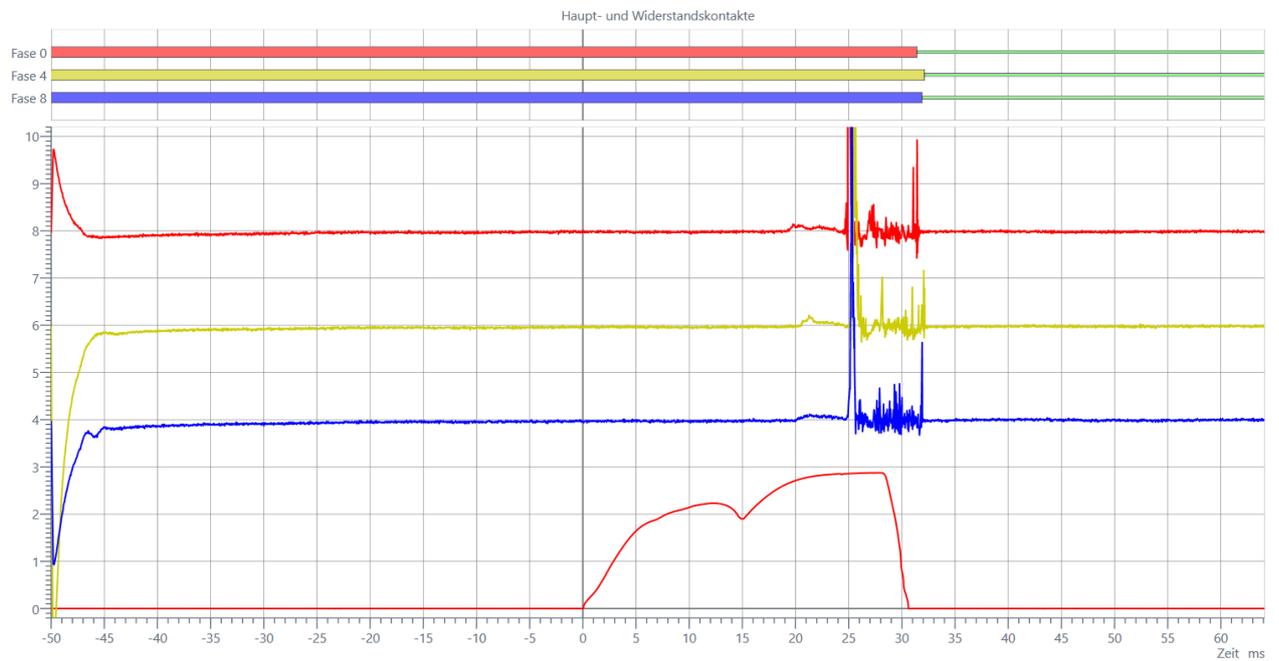


Figura 18 - Representación gráfica del método CSM durante el cierre

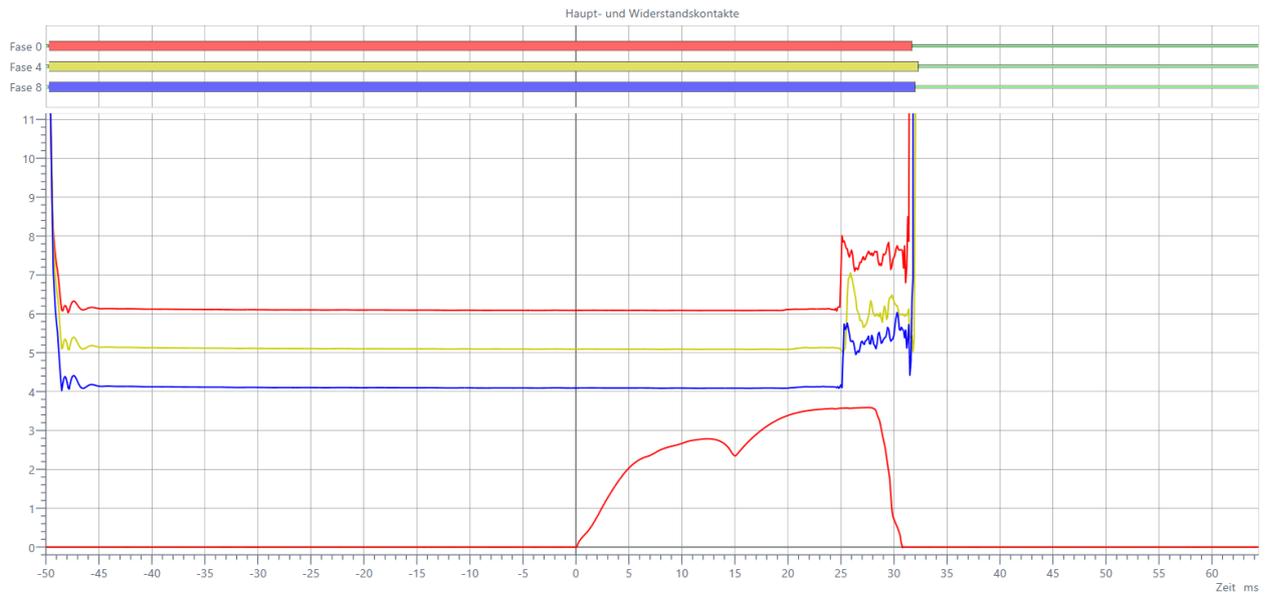


Figura 19 - Representación gráfica del método DRM durante el cierre

CSM (Izquierda)			DRM (Derecha)		
Schalter	Ausschalteigenzeit	Ausschaltysynch.	Schalter	Ausschalteigenzeit	Ausschaltysynch.
+ A	31,42 ms	0,70 ms	+ A	31,70 ms	0,60 ms
+ B	32,12 ms	ms	+ B	32,30 ms	ms
+ C	31,90 ms	ms	+ C	32,00 ms	ms

Figura 20 - Comparación entre CSM (izquierda) y DRM (derecha) durante el cierre.

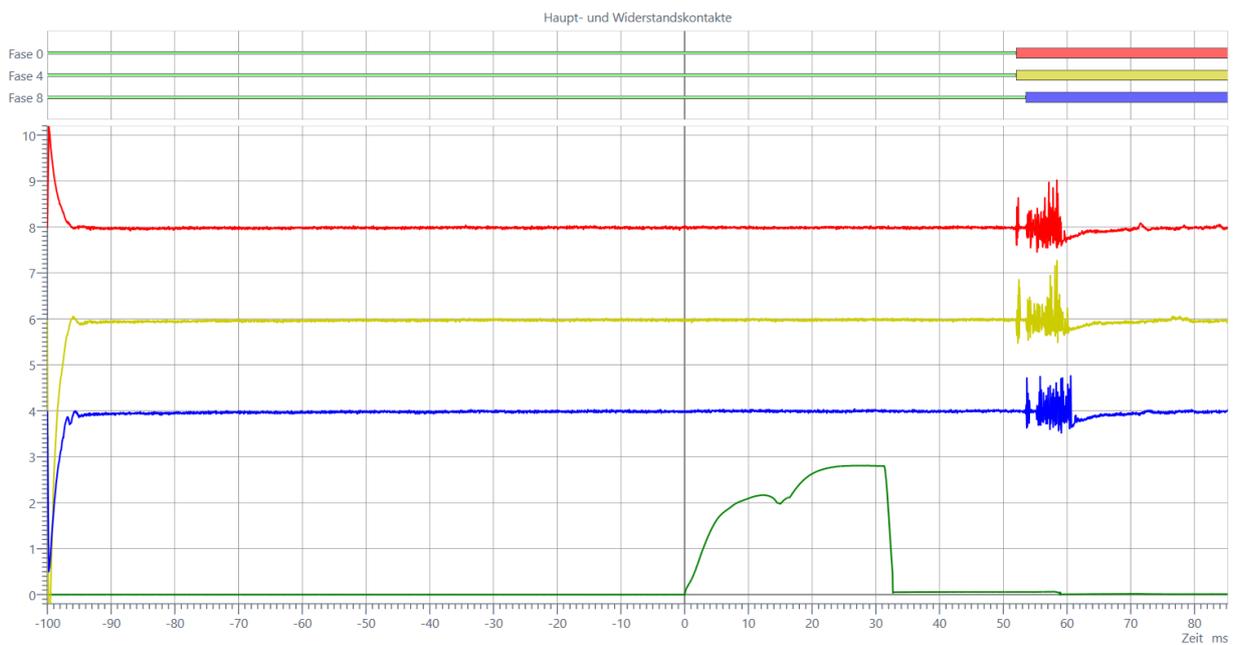


Figura 21 - Representación gráfica del método CSM durante la apertura

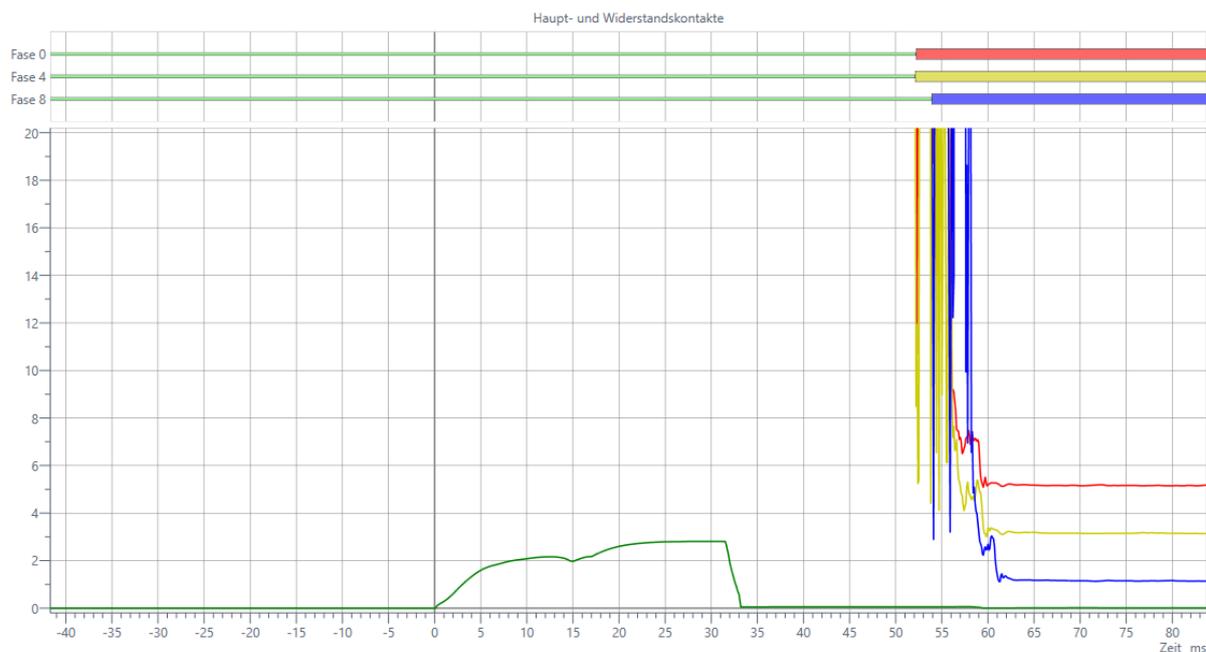


Figura 22 - Representación gráfica del método DRM durante la apertura

		Einschalteigenzeit	Einschaltysynch.			Einschalteigenzeit	Einschaltysynch.
	Schalter	53,52 ms	1,50 ms		Schalter	53,90 ms	1,80 ms
+	A	52,02 ms	ms	+	A	52,20 ms	ms
+	B	52,02 ms	ms	+	B	52,10 ms	ms
+	C	53,52 ms	ms	+	C	53,90 ms	ms

Figura 23 - Comparación entre CSM (izquierda) y DRM (derecha) durante la apertura.

Una vez más, tanto para las operaciones de cierre como para las de apertura, se registraron resultados similares.

Conclusión

Una prueba de sincronismo realizada con el método CSM puede lograr los mismos resultados de prueba confiables que con el método DRM, pero con la enorme ventaja de seguridad de que la prueba se puede realizar con una GIS conectada a tierra en ambos extremos durante la prueba. Esto no sólo ofrece mucha más seguridad al que ejecuta las pruebas, sino que también minimiza las pruebas y el tiempo de desconexión del interruptor de potencia, ya que no es necesario desmontar los derivadores de conexión a tierra.

Referencias:

- [1] T. Renaudin: "Nicht-invasive Vor-Ort-Prüfung von Leistungsschaltern" [Pruebas no invasivas en sitio de interruptores de potencia], artículo de OMICRON, Toronto, Canadá 2016
- [2] M. Weuffel, T. Krampert, C. Rausch and A. Schnettler: "Messverfahren zur minimal-invasiven Schaltzeitmessung an beidseitig geerdeten gasisolierten Schaltanlagen" [Procedimiento de medición para la medición de sincronismo mínimamente invasiva en subestaciones aisladas por gas (GIS) con ambos lados conectados a tierra], artículo presentado en el Simposio de subestaciones de alta tensión, Foro de Usuarios de GIS, Darmstadt, Alemania 11 de octubre de 2016.
- [3] A. Tironniemi: "Safe timing tests on GIS with both sides grounded" [Pruebas de sincronismo seguras en GIS con ambos lados conectados a tierra], documento de OMICRON presentado en la SNAGS ANALYTICS ANNUAL POWER CONFERENCE, Ajman, el 27 de abril de 2018.



Andreas Nenning, OMICRON electronics GmbH, Klaus, Austria, obtuvo un grado en Ingeniería de Automatización y Mecatrónica otorgado por la Universidad de Ciencias Aplicadas en Dornbirn (Austria). Desde septiembre de 2013 es gerente del producto CIBANO 500, el nuevo sistema de pruebas de interruptores de potencia de OMICRON.

Comenzó su carrera en el Stadtwerken Feldkirch en Austria antes de obtener una maestría en la Universidad de Ciencias Aplicadas de Vorarlberg en Dornbirn. Luego trabajó en el extranjero durante varios años como ingeniero de aplicaciones y jefe de proyecto, y finalmente regresó a Austria para ocupar un puesto como gerente de producto en la división de energías renovables descentralizadas. Andreas es miembro del "Cigré Working Group A2.32" (procesos no intrusivos para evaluar el estado de los interruptores de potencia).

andreas.nenning@omicronenergy.com, www.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 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.