



Evaluación dieléctrica de una subestación aislada en gas

On site commissioning test of gas insulated substation

Arturo - García Tevillo
Gabriel - García Gaona
Valentín - Martínez Torres

Recibido: Noviembre del 2011
Aprobado: Abril del 2012

Resumen/ Abstract

En este artículo, se muestra que durante la evaluación dieléctrica de la fase completa de una Subestación Aislada en Gas SF₆ (GIS), se llegan a presentar fallas en la misma, que pueden dañar los equipos del circuito de prueba. Se considera que la GIS debe ser dividida en secciones con la menor capacitancia posible, para minimizar el nivel de energía durante las pruebas y reducir el riesgo de daño a los equipos de prueba. Se debe considerar que algunas secciones pueden ser sometidas en más de una ocasión a la tensión de prueba. Por otro lado, se muestra la experiencia ganada al incluir la medición de Descargas Parciales (DP), durante las pruebas de aceptación en sitio. Las mediciones se realizaron desde las tensiones de pre-esfuerzo, para poder detectar y corregir posibles defectos, antes de aplicar la tensión máxima de prueba.

Palabras clave: descargas parciales, evaluación dieléctrica, GIS, pruebas de aceptación, resonante.

In this paper, it is show that when the full phase of a GIS is evaluated, may occur failures in the GIS, which can damage the equipment of the test circuit. The GIS must be divided into sections that have the lowest capacitance possible to minimize the energy level during testing and reduce the risk of damages to the equipment of the test circuit. It should be considered that some sections may be submitted in more than one occasion to the maximum level of voltage. On another hand, the experience gained from the application of PD measurements during on-site commissioning test is shown. Measurements were carried out from the pre-stress voltages in order to detect and correct possible defects before applying the maximum voltage test.

Key words: partial discharges, dielectric test, GIS, commissioning test, resonant.

INTRODUCCIÓN

La confiabilidad de una GIS, depende en gran medida de una correcta evaluación dieléctrica, después de su instalación en sitio. La evaluación tiene como objetivo detectar los posibles defectos generados durante el ensamble, tales como: fracturas en los aisladores estanco, contaminación superficial de aisladores, partículas metálicas suspendidas en el gas SF₆, entre otros.

DESARROLLO

La norma IEC 62271-203 indica que una GIS, después de su instalación, debe ser evaluada con los siguientes procedimientos [1]:

- GIS menores de 230 kV, se deben evaluar con la prueba de potencial aplicado con Corriente Alterna.
- GIS de 230 kV y mayores se deben evaluar con una prueba de potencial aplicado con Corriente Alterna, complementada con una prueba de impulso o con la medición de descargas parciales.

La tensión de prueba puede ser generada por un sistema resonante de frecuencia fija a 60 Hz e inductancia variable, el cual utiliza un transformador y un regulador para controlar la tensión suministrada al transformador excitador. También se puede utilizar un sistema resonante de inductancia fija y una fuente de frecuencia variable (de 10 a 300 Hz), para controlar la tensión suministrada al transformador excitador. Generalmente la fuente opera con transistores de compuerta aislada (IGBT's) controlados por Modulación de Ancho de Pulso (PWM). En la figura 1(a y b), se muestran los sistemas resonantes recomendados por la norma IEC 62271-203.

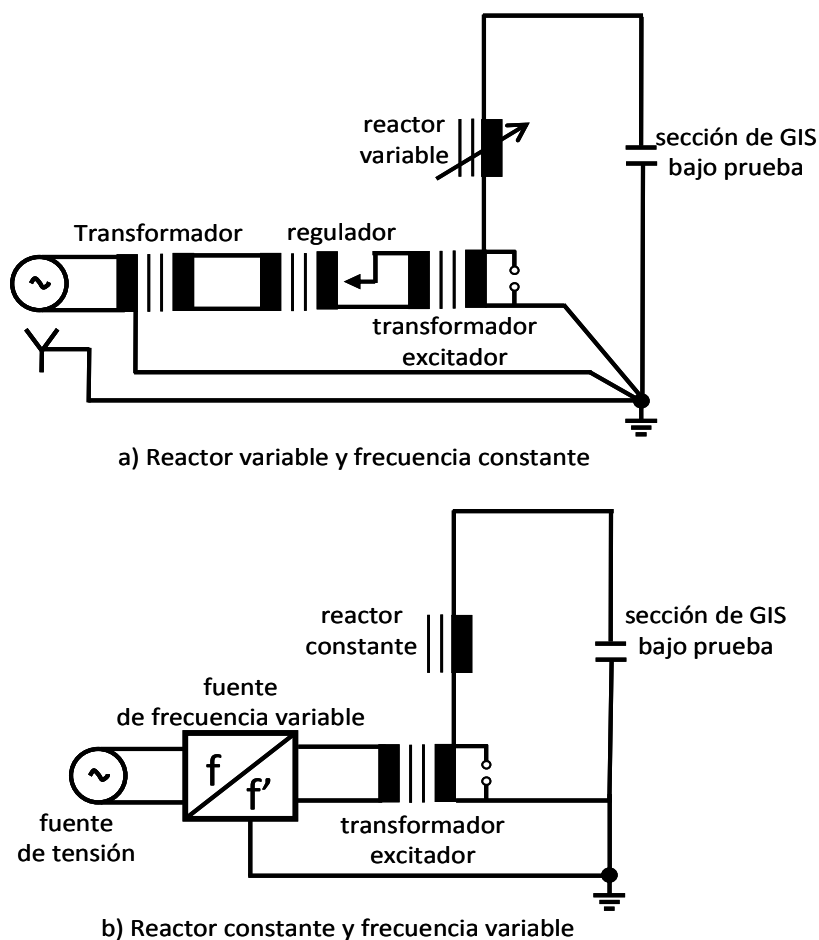


Fig. 1. Sistemas resonantes, según IEC 62271-203.

El sistema resonante tiene como objetivo igualar la reactancia inductiva del reactor con la reactancia capacitiva de la muestra (condición de resonancia). En estas condiciones, la alta capacitancia de la muestra queda cancelada y la tensión de salida del transformador excitador se amplifica por el factor de calidad Q .

Primero, se aplican dos tensiones de pre-esfuerzo, como se observa en la figura 2, cuya magnitud y tiempo de aplicación son determinadas por el fabricante. Posteriormente, se aplica la tensión máxima de prueba durante 1 minuto; 200 kV para una GIS de 115 kV, 380 kV para una GIS de 230 kV y 515 kV para una GIS de 400 kV. Finalmente, la tensión se reduce a un valor de $1.2 V_n$, para efectuar la medición de descargas parciales, donde V_n es la tensión de fase a tierra.

En la metodología de prueba, el fabricante y el usuario, de acuerdo con su experiencia, tienen que determinar lo siguiente:

- Evaluar cada fase en forma completa o dividir la GIS en secciones.
- Determinar la frecuencia mínima y el nivel de la tensión de prueba para los transformadores de potencial (TP's), sin que se supere su corriente nominal de excitación.
- Seleccionar el método para la medición de descargas parciales y los criterios de evaluación.

En este artículo, se presentan algunas experiencias obtenidas durante la evaluación dieléctrica de algunas GIS, las cuales pueden ser una referencia importante para la toma de decisiones con respecto a la metodología de prueba.

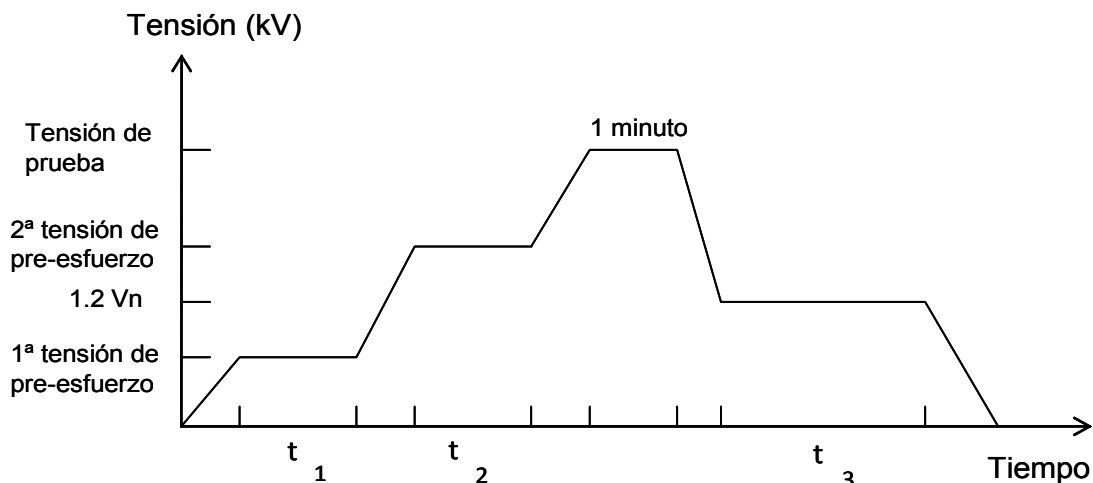


Fig. 2. Tensiones y tiempos de prueba.

DIVISIÓN DE LA GIS BAJO PRUEBA

Durante la evaluación dieléctrica de una GIS, se maneja un alto nivel de energía. Cuando se evalúa a 515 kV, 60 Hz, una GIS con una capacitancia de 24 nF/fase, la energía utilizada es mayor de 2 MVA. En el momento de una falla, esta energía tiene que ser disipada. La norma IEC 62271-203 recomienda minimizar el nivel de energía durante la evaluación de una GIS. No obstante, en la práctica es común tratar de realizar la menor cantidad de pruebas posible; tres pruebas, una por cada fase.

En el momento en que ocurre una falla en la GIS, inmediatamente la tensión de prueba se abate a 0 kV, debido a que se pierde la condición de resonancia. Por otro lado, la corriente de falla es limitada por la reactancia del reactor a un valor menor del 10 % de la corriente demandada por la carga a la tensión máxima de prueba [2]. Esto evita daños al equipo de alta tensión del circuito de prueba y evita

un daño mayor en la muestra. El apartarrayos, colocado en las terminales del devanado secundario del transformador excitador mostrado en la figura 1, drena a tierra la sobretensión que se puede presentar en esta zona, en el momento de la falla en la GIS. Por otro lado, en caso de que se presente un arco eléctrico en SF6 [3], el software de control registra los cambios diferenciales en la forma de onda de la tensión de prueba y envía una señal para abrir el interruptor principal del equipo. Esto impide la generación de un segundo arco, en caso de que se recupere el aislamiento en el SF6 y la condición de resonancia. Una experiencia al respecto, se registró al evaluar la fase completa de una GIS de 400 kV de 24 nF/fase. Se presentó una falla a los 20 segundos de aplicar 515 kV, 60 Hz. Esta falla dañó el transformador elevador de 480/660 V, que alimentaba al regulador del sistema resonante, tal como se muestra en la figura 3.

Después de reparar los daños en el transformador, la GIS se dividió en cuatro secciones del orden de 6 nF, con la finalidad de localizar el sitio de la falla. Al energizar la primera sección, se volvió a presentar la falla a 515 kV. Sin embargo, como la energía se redujo de 2.4 a 0.6 MVA, la falla en la GIS ya no provocó daños en el lado de baja tensión del circuito de prueba. Las fallas dieléctricas en la GIS fueron provocadas por flameos sobre la superficie de un aislador estanco, generado por partículas metálicas atrapadas en un O-ring, ver la figura 4.

Otra experiencia al respecto, se presentó al evaluar una GIS de 230 kV de 5.03 nF/fase. Se presentó una falla a los 5 segundos de aplicar 380 kV, 204.73 Hz. Esta falla dañó un IGBT en la fuente de frecuencia variable del sistema resonante, tal como se muestra en la figura 5. Esta falla fue ocasionada por una partícula conductora suspendida en el gas SF6.



Fig. 3. Daño en el transformador elevador de 480/660 V.

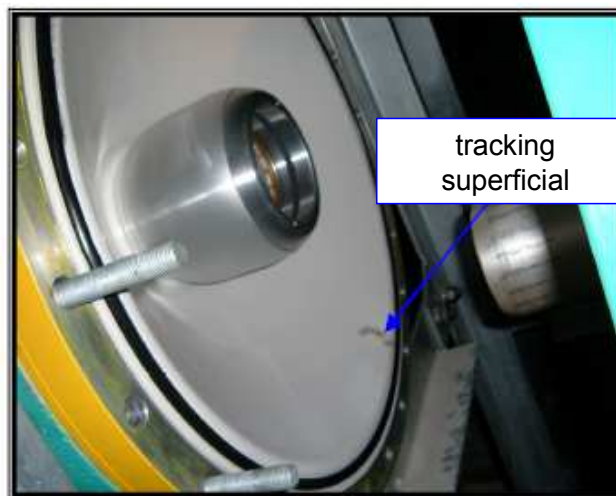


Fig. 4. Flameo superficial en un aislador estanco con partículas metálicas en el O-ring.



Fig. 5. Daño en un IGBT generado por la falla de una GIS de 230 kV.

Otra experiencia al respecto, se registró al evaluar la Fase A, de una GIS de 115 kV, con 7 bahías, un bus principal, un bus auxiliar y una bahía de amarre:

- La fase completa presentó una falla a los 40 s de aplicar 200 kV, 230 Hz.
- Se tuvo que seccionar la GIS, para localizar el sitio de falla.
- Como se estaban realizando obras civiles alrededor del edificio de la GIS, solo se tenía acceso a las terminales SF6/aire de la Bahía 4. Por lo tanto, se evaluaron los siguientes arreglos:
 - Arreglo 1: Bahía 4 + bus principal + Bahía 5 + Bahía 6.
 - Arreglo 2: Bahía 4 + bus auxiliar + Bahía 3 + Bahía de amarre.
 - Arreglo 3: Bahía 4 + bus principal + Bahía 6 + Bahía 3.

Los arreglos 1, 2 y 3 soportaron 200 kV durante 1 minuto y no registraron actividad de descargas parciales. Finalmente, se evaluó el arreglo 4; Bahía 4 + bus auxiliar + Bahía 1. Este arreglo falló al alcanzar los 155 kV. Después de ubicar y reparar la falla, el último arreglo fue evaluado nuevamente, soportando los 200 kV durante 1 minuto sin presentar fallas dieléctricas. Al concluir los trabajos, todas las bahías de la fase 1, soportaron 200 kV de CA durante 1 minuto. Sin embargo, la Bahía 4 fue sometida a la prueba de potencial aplicado, en cuatro ocasiones. Si se considera el argumento de que una sección no puede ser sometida en más de una ocasión a la tensión de prueba, porque sus aislamientos se envejecen aceleradamente, todos los equipos de la Bahía 1 y de la Bahía 4 de los dos ejemplos anteriores, hubiesen sido rechazados. En cambio, las dos bahías fueron aceptadas porque cumplieron satisfactoriamente con la prueba de potencial aplicado. De acuerdo con lo anterior, para minimizar la energía durante la evaluación de una GIS y evitar posibles daños a los equipos de prueba, el fabricante, el usuario y el evaluador, deben acordar la división de la GIS bajo prueba, en secciones que tengan la menor capacitancia posible. Asimismo, deben considerar que algunas secciones pueden ser sometidas en más de una ocasión a la tensión de prueba.

EVALUACIÓN DE TP'S

La tensión de prueba de una GIS puede variar en el intervalo de 10 a 300 Hz. Sin embargo, cuando los TP's se encuentran instalados en la GIS, la frecuencia de la tensión de prueba queda limitada por la corriente de excitación de los TP's, ver la ecuación (1):

$$I_{exc} = \frac{V}{2\pi fL} \quad (1)$$

Donde:

I_{exc}: Corriente de excitación nominal del TP.

V: Tensión aplicada en las terminales del TP.

f: Frecuencia de la tensión aplicada.

L: Inductancia del TP.

De la ecuación (1), se observa que al disminuir la frecuencia de la tensión de prueba, se puede incrementar la corriente de excitación de los TP's, hasta el punto de poder dañarlos. De acuerdo con esto, los TP's pueden complicar la realización de las pruebas de una GIS.

Una experiencia al respecto se registró al evaluar una GIS de 400 kV, con los TP's instalados. El fabricante de los TP's indicó que para no exceder el valor nominal de su corriente de excitación, la tensión de prueba de 515 kV debía tener una frecuencia mínima de 120 Hz, o bien se podía aplicar una tensión máxima de 440 kV a 60 Hz. Como solo se disponía de un sistema resonante de inductancia variable y frecuencia de 60 Hz, la evaluación de la GIS se tuvo que realizar de la siguiente manera:

- Primero, se desconectaron los TP's, lo cual representó 3 días de trabajo adicionales.
- La GIS, sin TP's, se evaluó con 515 kV a 60 Hz, aplicados durante 1 minuto.
- Posteriormente, se conectaron los TP's, invirtiendo otros 3 días de trabajo adicionales.
- Finalmente, los TP's fueron evaluados con 440 kV a 60 Hz, aplicados durante 1 minuto.

De acuerdo con lo anterior, es importante considerar, desde la etapa de ensamble, si la GIS será evaluada con o sin los TP's instalados. Esto se debe determinar en función de los valores de capacitancia/bahía, en función del valor mínimo de la frecuencia requerida para no superar la corriente de excitación de los TP's y en función del intervalo de operación del sistema resonante disponible (intervalo de frecuencia e intervalo de inductancia).

MEDICIÓN DE DESCARGAS PARCIALES

La medición de descargas parciales (DP), utilizando el método convencional, es difícil de llevar a cabo a una GIS, en sitio. Las interferencias radiadas y conducidas no pueden eliminarse adecuadamente como se hace en el laboratorio, por lo que no se pueden obtener sensibilidades menores de 5 pC. De acuerdo con esto, en el panorama mundial se ha optado por utilizar métodos de medición no convencionales. La técnica en Ultra Alta Frecuencia (UHF) es utilizada [4-5]. Se utilizan sensores capacitivos pre-instalados internamente en la GIS, ver figura 6.

Actualmente, se cuenta con diferentes sistemas de monitoreo comerciales que incluyen sensores y equipo de medición. También los sensores se pueden acoplar a un detector de DP de cualquier marca comercial, o a un analizador de espectros.



Fig. 6. Sensor pre-instalado para la medición de DP.

La técnica UHF ha sido ampliamente utilizada para el diagnóstico en línea de GIS. Se han establecido correlaciones entre los patrones de DP medidos y los defectos que las generan. En la figura 7(a,b,c), se muestran algunos patrones de DP, que han sido reportados [6]. Para que la técnica UHF sea utilizada como prueba de aceptación o rechazo, para evaluar una GIS después de su instalación en sitio, se tiene que realizar un acuerdo previo entre el fabricante y el usuario. La técnica UHF no puede ser calibrada con el método normalizado, inyectando un pulso conocido entre las terminales de un capacitor de bloqueo [7].

Solo se puede verificar la sensibilidad de los sensores inyectando un pulso conocido a través de uno de ellos y registrándolo en los sensores cercanos [1]. Por esta razón, la norma IEC 62271-203 no establece ningún criterio de aceptación o rechazo basado en métodos no convencionales, solo indica que los resultados tienen que ser interpretados por personal experimentado.

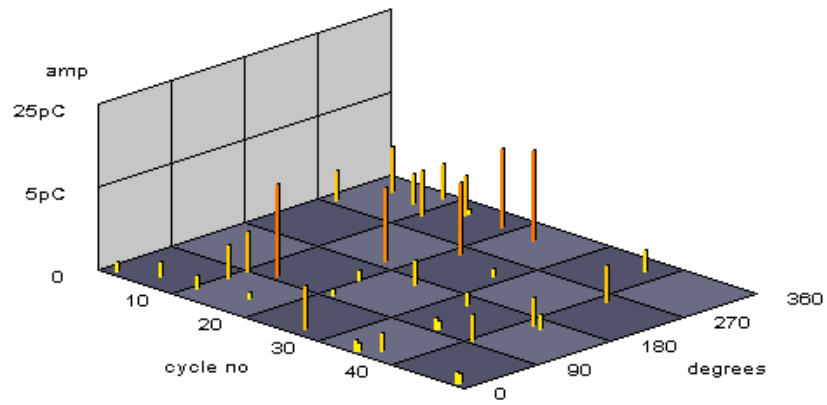


Fig. 7(a). Por partículas metálicas en el gas SF6

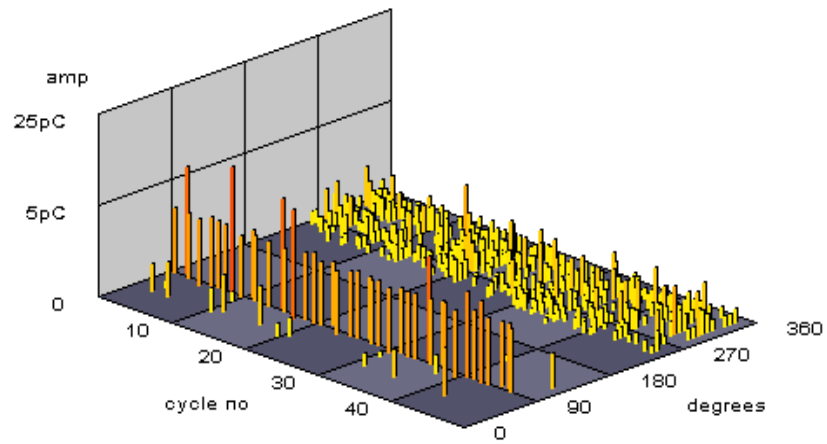


Fig. 7(b). Por una saliente o electrodo terminado en punta.

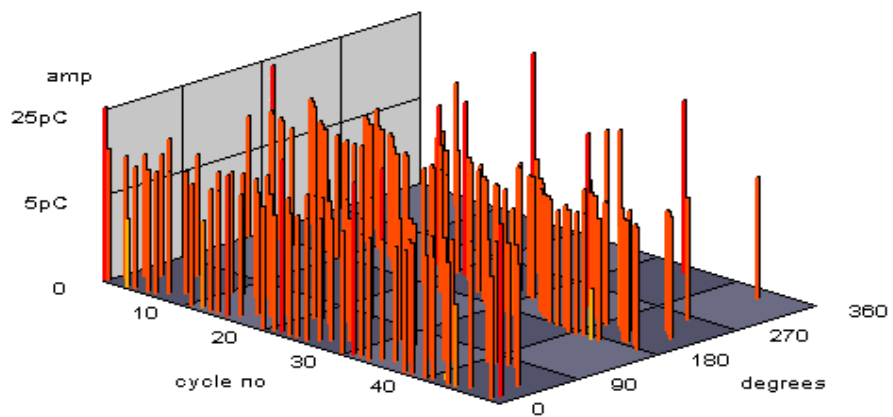


Fig. 7(c). Patrones de DP con técnica UHF. Por partículas "flotadas".

Una experiencia al respecto, se registró al evaluar una GIS de 400 kV, con TP's instalados, la cual estaba instrumentada con sensores capacitivos pre-instalados. Cada bahía tenía dos sensores por fase, tal como se muestra en la figura 8. La GIS también contaba con el sistema *PD Monitoring System–RCC1*, de la marca *DMS System*, para la medición de DP.

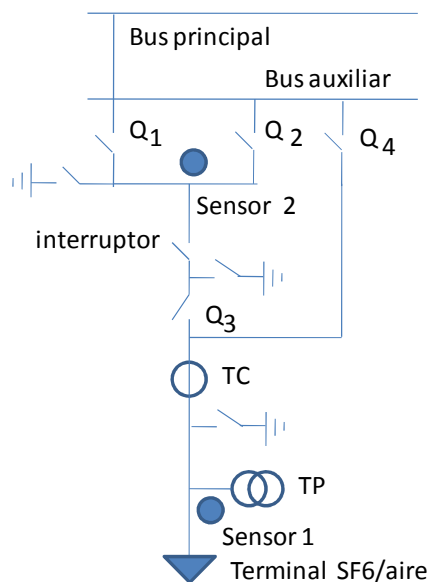


Fig. 8. Ubicación de sensores en una bahía de 400 kV.

La GIS bajo prueba, se dividió en 5 secciones para su evaluación. Cada sección incluía dos bahías y un bus, con una capacitancia del orden de 4.8 nF. Al evaluar la sección 1, se presentó una falla a 515 kV, 90 Hz. Esta falla ocasionó daños en la etapa de potencia de la fuente de frecuencia variable. Al abrir el módulo dañado, se encontró que la falla había sido causada por partículas de material desecante que se escaparon de su recipiente de contención, durante el ensamble de la GIS y se depositaron sobre un aislador estanco, ver la figura 9. El aislador tuvo que ser sustituido, mientras que la fuente de frecuencia variable tuvo que ser reparada. Esto implicó tres días de trabajos adicionales.



Fig. 9. Filtro con material desecante.

Para evitar que otro aislador resultara dañado y pudiera ocurrir una segunda falla en la fuente de frecuencia variable, se acordó el siguiente procedimiento de prueba:

1. Verificar la sensibilidad del sistema de medición, inyectando un pulso de 50 pC en uno de los sensores de la sección bajo prueba y verificar que este pulso se pudiera medir en los demás sensores, de la misma sección bajo prueba.
2. Medir el nivel de DP a la primera tensión de pre-esfuerzo.
3. Medir el nivel de DP a la segunda tensión de pre-esfuerzo.
 - 3.1 Si se detectan DP abrir el módulo con posibles defectos y realizar los trabajos necesarios para eliminarlos.
 - 3.2 Si no se detectan DP realizar el paso 5.
4. Después de los trabajos correctivos repetir los pasos 2 y 3.
 - 4.1 Si se vuelven a registrar DP se repiten los pasos 3.1 y 4 hasta cumplir con el paso 4.2.
 - 4.2 Si ya no se detectan DP, se realiza el paso 5.
5. Aplicar la tensión máxima de prueba.
 - 5.1 Si la sección soporta la tensión de prueba, se realiza el paso 6.
 - 5.2 Si la sección falla durante la prueba, corregir la falla y repetir todo el proceso de evaluación.
6. Descender la tensión a 1.2 Vn y efectuar la medición de DP.
 - 6.1 Si la sección evaluada soporta la prueba de potencial aplicado y no registra DP a 1.2 Vn, se considera que sus condiciones dieléctricas son aceptables.
 - 6.2 En caso de que se registren DP a 1.2 Vn se repiten los pasos 3.1, 4 y 6 hasta que la sección evaluada quede libre de descargas parciales.

La sección 1, después de la reparación de la falla, cumplió satisfactoriamente con la prueba de potencial aplicado sin registrar actividad de descargas parciales durante las dos tensiones de pre-esfuerzo y a 1.2 Vn. Al evaluar la sección 2, el sensor 2 registró DP en los pasos 2 y 3, presentó el patrón de DP correspondiente a partículas eléctricamente "flotadas", ver figura. 7c. Al abrir la sección entre el interruptor, Q1 y Q2 se encontraron partículas del material desecante del filtro de humedad, depositadas sobre un aislador estanco. Estas partículas generaban DP al verse sometidas a una concentración mayor de campo eléctrico por la diferencia de permitividades con respecto al resto de los materiales involucrados (SF6, resina, alúmina). Este defecto fue eliminado con un proceso de limpieza. Posteriormente, la sección 2 soportó la prueba de potencial aplicado, sin registrar DP a 1.2 Vn. La sección 3 cumplió con el proceso de evaluación sin mayores problemas. Sin embargo, la sección 4 presentó el mismo comportamiento que la sección 2. Después de corregir el defecto, la sección 4 soportó la prueba de potencial aplicado, sin registrar DP a 1.2 Vn. La sección 5 no registró actividad de DP en las dos tensiones de pre-esfuerzo. La actividad de DP se presentó hasta la tensión de prueba.

Se registró el patrón que se muestra en la figura 7c. La sección 5 soportó 515 kV durante 1 minuto. Sin embargo, al descender la tensión de prueba a 1.2 Vn, la actividad de DP se mantuvo. Se tuvo que ubicar el módulo con el defecto, abrirlo y realizar trabajos de limpieza y apriete de conexiones. Al concluir los trabajos correctivos, la sección 5 fue evaluada con los pasos 3.1, 4 y 6, sin que se registrara actividad de DP a 1.2 Vn. De acuerdo con lo anterior, la medición de DP fue fundamental en la evaluación de la GIS. La aplicación de la técnica permitió detectar defectos que se habían generado durante el proceso de ensamble. La detección de estos defectos, antes de aplicar la tensión máxima de prueba, evitó posibles daños superficiales a los aisladores estanco. También evitó que la fuente de frecuencia variable, del sistema resonante, sufriera daños ocasionados por las posibles fallas en las secciones bajo prueba.

CONCLUSIONES

De acuerdo con las experiencias obtenidas en la evaluación de GIS, se considera que es importante minimizar la energía que se requiera durante la prueba de potencial aplicado. Esto con la finalidad de evitar posibles daños a los equipos de prueba, en caso de que se presente una falla en el objeto bajo prueba. La GIS bajo prueba debe ser dividida en secciones que tengan la menor capacitancia posible. Se debe considerar que algunas secciones pueden ser sometidas en más de una ocasión a la tensión de prueba. También es importante conocer las características de los TP's: su corriente nominal de excitación, la tensión máxima a la que pueden ser energizados a 60 Hz o la frecuencia mínima a la

que pueden ser energizados a la tensión de prueba, sin exceder su corriente de excitación, así como la inductancia de su devanado de alta tensión. Esta información determinará la forma en que deben ser evaluados los TP's, en función del intervalo de operación del sistema resonante que se tenga disponible (intervalo de frecuencia e inductancia). Finalmente, es importante incluir la medición de descargas parciales con métodos eléctricos no convencionales, como parte de las pruebas de aceptación o rechazo. Aunque no se cuente con un método de calibración normalizado, se puede acordar previamente que una sección bajo prueba puede ser rechazada si presenta actividad de descargas a la sensibilidad que se pueda obtener en sitio, con los sensores y el equipo de detección utilizado.

REFERENCIAS

- [1] IEC., "Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kV: High-voltage switchgear and controlgear". 62271-203. First Edition. Switzerland: IEC, 2003.
- [2] AC Resonant Test Systems. Catálogo de sistemas resonantes: [consulta: 7 de julio 2011], Disponible en: http://www.phenixtech.com/Resonant_Test_Systems.asp
- [3] Fujimoto, N., *et al.*, "Transient ground potential rise in gas insulated substations - experimental studies" *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*. 1982, vol.PAS-101, n.10, p. 36
- [4] Buesch W., *et al.*, "Application of partial discharge diagnostics in GIS at on-site commissioning tests". CIGRE Session, 1998, p. 15-104.
- [5] Bell Raymond, *et al.*, "High-voltage onsite commissioning test for gas-insulated substations using UHF partial discharge detection". *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2003, vol.18, n.4, p.1187-1191, ISSN 08858977.
- [6] Yoon, K.T., "Further results of the partial discharge monitoring system at Labrador and Ayer Rajah 400 kV GIS substations." [en línea]. Behrmann G.J, Pietsch R, Pearson J. [consulta: 7 de julio 2011], Disponible en: http://www.marubun.co.jp/product/measurement/electric/qgc18e00000isvoatt/dms_6.pdf.
- [7] IEC. High-voltage test techniques- Partial discharges measurements. 60270. 3ra Edition. Switzerland: IEC, 2000.

AUTORES

Arturo García Tevillo

Ingeniero eléctrico, Máster en Ciencias, Instituto de Investigaciones Eléctricas. Palmira. Cuernavaca, Morelos, México.

e-mail: tevilla@iie.org.mx

Ing. Gabriel García Gaona

Ingeniero eléctrico, Instituto de Investigaciones Eléctricas. Palmira. Cuernavaca, Morelos, México.

e-mail: ggarcia@iie.org.mx

Valentín Martínez Torres

Ingeniero eléctrico. Instituto de Investigaciones Eléctricas. Palmira. Cuernavaca, Morelos, México.

e-mail: vmt@iie.org.mx