

Monitoreo en línea de transformadores de potencia utilizando sensores de campo cercano

V.R. García-Colón
IEEE Member
gcolon@iie.org.mx

J.T. Ramirez-Niño

Ing. L. Gómez H.

Voltran S.A. de C.V.
Tizayuca, Hgo.

Gerencia de Equipos Eléctricos
Instituto de Investigaciones Eléctricas,
Temixco, Morelos

Resumen

Se presenta el desarrollo y utilización de un sistema de detección de descargas parciales que utiliza técnicas de medición de banda ultra ancha (UWB), y *sensores de campo cercano*, instalados en el yugo del núcleo de un transformador de potencia. Este sistema permite la detección, medición y diagnóstico de la actividad de descargas parciales en el rango de frecuencia de 100MHz, que corresponde al mismo rango en que ocurre el fenómeno de descargas parciales.

La aplicación del sistema UWB se demuestra en un transformador de potencia de 20MVA, 115/13.8kV, durante las pruebas de recepción en fábrica. Los resultados obtenidos permiten una sensibilidad de 5pC, con resolución espacial de 90cm y es posible diferenciar entre señales generadas en electrodos metálicos o dieléctricos, aún en condiciones de interferencia típicas de una fábrica de transformadores.

Introducción

El fenómeno de degradación por la acción de descargas parciales, se reconoce como uno de los principales factores en la falla prematura de equipos de potencia[i]. Para reducir su impacto, los equipos nuevos como los transformadores de potencia, se

evalúan antes de salir de fábrica, mediante pruebas de voltaje inducido con medición de descargas parciales[ii]. Sin embargo, al trasladarlos a su lugar de instalación, los transformadores viajan sin aceite ni boquillas, por lo que al ponerse en servicio, se ven expuestos a factores de riesgo como humedad, contaminación, aflojamiento de devanados durante el transporte, ingreso de personal para instalación de boquillas y conexiones, etc. Todos estos factores pueden alterar el diseño original y propiciar un punto donde se presenten descargas parciales, que evolucionen en una falla prematura del transformador.

Debido a los altos requerimientos de potencia de energización y la dificultad de controlar el voltaje aplicado, la prueba de voltaje inducido con medición de descargas parciales en transformadores de potencia rara vez se realiza en campo[iii]. Para mantener la confiabilidad de los transformadores de potencia, tradicionalmente se utilizan métodos acústicos[iv] o químicos[v], debido a la dificultad que representa utilizar los métodos eléctricos en un ambiente de alta interferencia electromagnética, como el encontrado en los sitios de instalación de transformadores. Sin embargo, siendo las descargas parciales un fenómeno eléctrico, resulta ventajoso efectuar su detección sensando el campo electromagnético que éstas generan, ya que, de esta manera, puede obtenerse información valiosa relacionada con la ubicación de la descarga, así como el tipo de material en donde ésta tiene lugar.

Artículo recomendado y aprobado por el Comité Nacional de CIGRÉ – México para presentarse en el Segundo congreso Bienal, del 13 al 15 de junio del 2001, en Irapuato, Gto.

Física de la descarga

En transformadores, las descargas parciales generalmente tienen lugar en las cavidades gaseosas que se forman al elevar localmente la temperatura del aceite aislante, debido al incremento de pérdidas dieléctricas causadas por concentraciones de campo eléctrico [v].

Considerando que los tiempos de viaje electrónicos para desencadenar una descarga parcial tiene una duración de unos cuantos nanosegundos, entonces el campo electromagnético que genera el reacomodo de carga que forma dicha descarga parcial se encuentra en el rango de 20 a 1000MHz [vii,viii,ix].

Este campo electromagnético inducido por el movimiento de las cargas, se puede entender como una onda electromagnética transversal a la propagación (TEM) que se radia en todas direcciones y que induce un potencial en las superficies conductoras que se ven afectadas por el campo transitorio de la descarga, como se muestra en la Fig. 1.

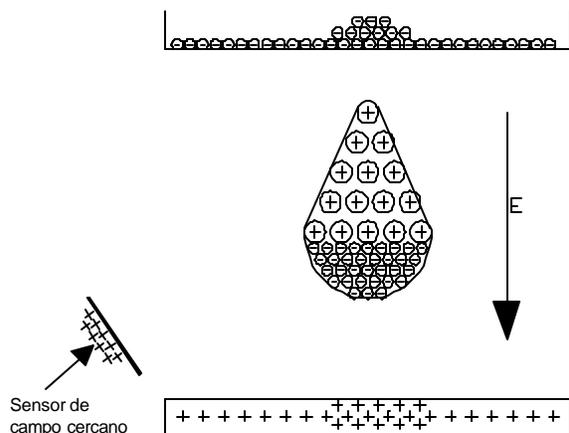


Fig. 1 Inducción de campo electromagnético en sensores de campo cercano

La técnica de detección de descargas parciales por el método de banda ultra ancha (UWB), considera que la inducción de cargas en el sensor de campo cercano se realiza en tiempos del orden de la ocurrencia de la descarga parcial, considerando que la capacitancia del circuito asociado al sensor de campo cercano es muy pequeña. De esta manera, la técnica requiere electrónica asociada de alta velocidad, resolviendo las señales en un rango de 20 a 1000MHz, de ahí el nombre de UWB.

El rango de 20 a 1000MHz es considerado como de banda ultra ancha, siguiendo la recomendación de la normatividad internacional [x], donde la **banda ancha** de medición de descarga parciales está definida en el rango de 30 a 600kHz.

Experimentación

Para realizar la comparación de las técnicas de detección de descargas parciales normalizadas de banda ancha con la de UWB, se instrumentó un transformador de potencia de 20MVA, 115/13.8kV, durante las pruebas de recepción en fábrica.

Se instrumentó también el método convencional en las boquillas de alta y baja tensión, conectando impedancias de detección en los taps capacitivos de cada una de ellas. La señal de estas impedancias se conectó a un detector de descargas parciales con registro digital mediante un multiplexor que permite la medición secuencial de cada impedancia. Este sistema se calibró siguiendo los procedimientos establecidos en la norma [x], obteniéndose sensibilidades de 20 a 40pC.

El sistema UWB utilizó 6 sensores activos, colocados en la estructura del yugo del núcleo, como se muestra en la Fig. 2.

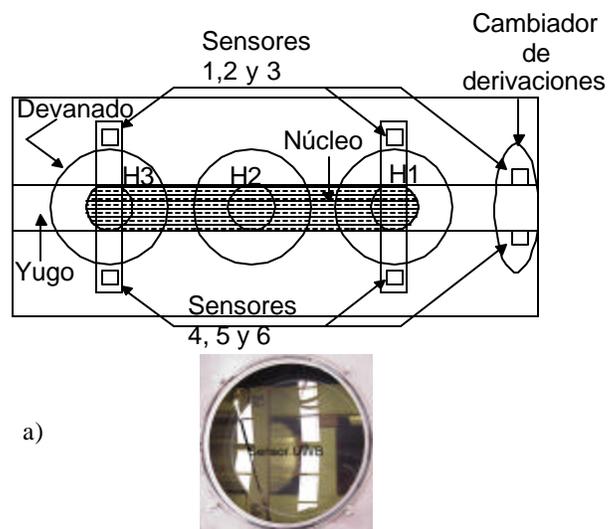


Fig. 2 Ubicación de los sensores en el yugo del transformador. a) Planta del transformador. b) Ubicación del sensor 2 a través del registro hombre.

Los sensores de campo cercano utilizados, fueron desarrollados y construidos en el IIE, probando su respuesta en frecuencia y resolución espacial de señales simuladas de descargas parciales bajo condiciones de laboratorio [xi]. Posteriormente se adecuaron para su operación en ambientes típicos del interior de un transformador, con electrónica militar para soportar temperaturas de hasta 125C y presiones de 15 m de mercurio, así como su inmersión en aceite. Uno de los prototipos instalados en este transformador, se aprecia en la Fig. 3

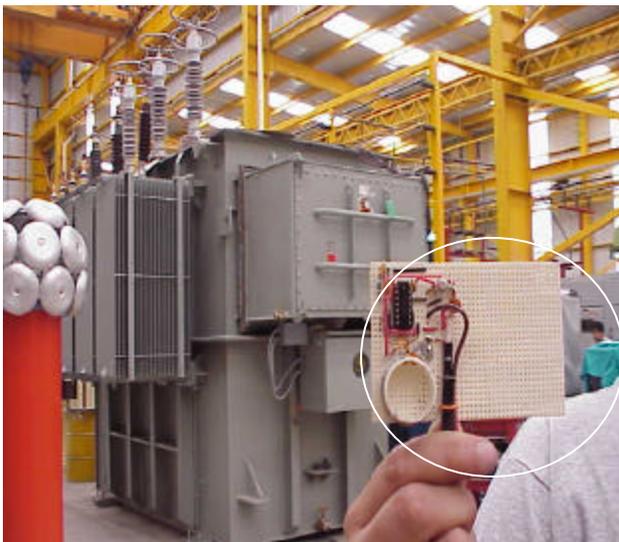


Fig. 3 Prototipo del sensor de campo cercano para mediciones de UWB, al fondo, el transformador evaluado

Las señales provenientes de los sensores, son acondicionadas y digitalizadas por un osciloscopio digital de 1GS/s, para posteriormente procesar la señal, desplegarla y almacenarla en una computadora personal convencional. Las pantallas mostradas en la siguiente sección, se obtienen de este sistema de digitalización y registro.

Resultados

Inicialmente se realizó la calibración del sistema, aplicando un pulso en la terminal de alta tensión H1. El pulso aplicado fue de 100pC, siendo el de menor magnitud disponible en ese calibrador con trazabilidad a patrones internacionales. Esta señal fue registrada por los sensores 1, 2 y 3, como se aprecia en la Fig. 4.

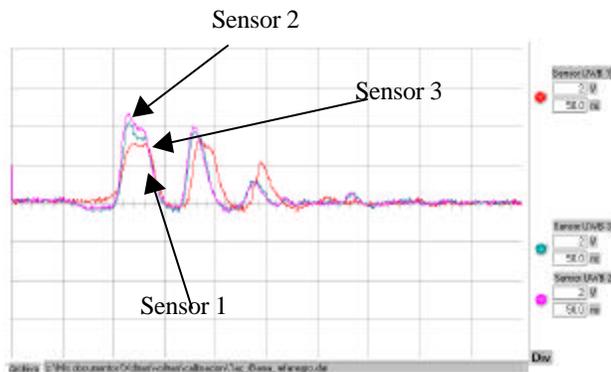


Fig. 4 Respuesta de los sensores de campo cercano 1,2 y 3 a un pulso de calibración de 100pC aplicado en H1

La señal obtenida para 100pC tiene una magnitud pico de 4V y considerando que el sistema tiene sensibilidad de 2mV, teóricamente es posible captar señales de hasta 0.05pC. En la misma Fig. 4, se aprecia el retraso de tiempo entre los diferentes

sensores, debidos a tiempos de arribo de señal, considerando que todos los sensores tenían exactamente la misma línea de transmisión entre su salida y el sistema de digitalización y registro. Este retraso permite conocer la ubicación de la fuente de descarga, considerando que se encuentra cercana al sensor 2, que corresponde a la fase H1 y la fase H3 donde se ubica el sensor 1 es la más alejada a la zona de descarga.

Ubicación de la descarga

Utilizando la señal de calibración, es posible calcular las zonas de descargas si se conocen los tiempos de arribo de las señales a los diferentes sensores. El retraso entre la señal de los sensores 2 y 1 corresponde a 10ns, por lo que considerando una velocidad de propagación de campo electromagnético del 60% de la velocidad de la luz, esta distancia corresponde a 1.8m. La separación entre las boquillas de alta tensión H1 y H3, donde se ubican los sensores, corresponde a esta distancia. El cambiador de derivaciones se encuentra a una distancia menor de H1, por lo que las señales de los sensores 1 y 2 esta desfasada menos de 5ns, correspondiendo a una distancia inferior a 90cm.

Mediciones durante la prueba de inducido

La prueba de voltaje inducido al transformador evaluado, se realizó según las normas nacionales[xii]. En la etapa inicial se ubicaron señales de muy alto nivel (arriba de 2000pC), que correspondieron a señales de corona, o descargas provocadas por una descarga originada en un electrodo metálico, como se aprecia en la Fig. 5. Estas señales saturaron los amplificadores, por su magnitud. Sin embargo, se puede apreciar por el tiempo de arribo que la señal proviene de las cercanías del sensor 2.

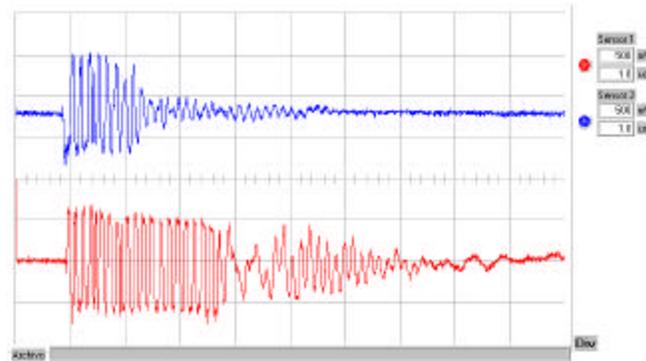


Fig. 5 Detección de corona en las boquillas de H1

Una vez ubicada la señal de corona y corregida la causa, se realizó la prueba obteniendo niveles de descargas parciales del orden de 90pC, como se presenta en las Fig. 6 y Fig. 7 correspondiente al registro de los detectores convencionales y de UWB respectivamente.

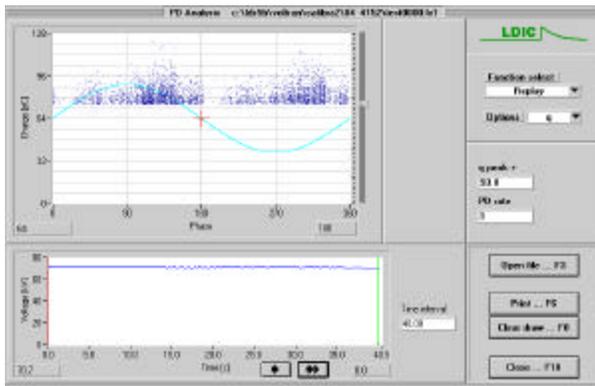


Fig. 6 Registro de 93pC del detector convencional de descargas parciales durante el realce del voltaje. Medición realizada en H1, a 71kV.

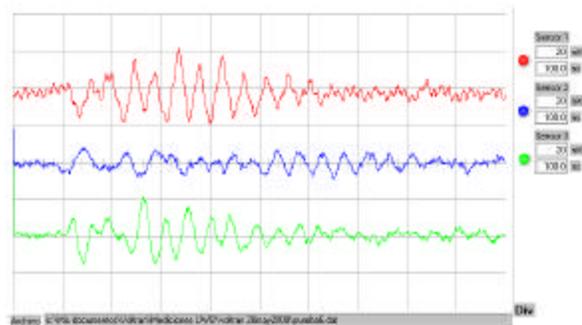


Fig. 7 Registro de 93pC del detector UWB de descargas parciales durante el realce del voltaje. Medición realizada en sensores 1, 2 y 3 a 71kV.

En esta ocasión, se puede apreciar que las señales tienen una corta duración y que se encuentran cerca al sensor 1. El tipo de forma de onda y magnitud permite ubicarlas como una señal con las constantes de tiempo típicas de una descarga parcial.

Conclusiones

Los sensores de campo cercano permitieron una sensibilidad de 5pC durante pruebas de alta tensión, con resolución espacial de 90cm. Fue posible diferenciar entre señales generadas en electrodos metálicos o dieléctricos, aún en condiciones de interferencia típicas de una fábrica de transformadores. Estos resultados comprueban que es factible la utilización de sensores de campo cercano instalados dentro de transformadores de potencia, para efectuar la medición en línea. Por otro lado, debido a las características de diseño de estos sensores, éstos permanecen inmunes a la interferencia electromagnética comúnmente encontrada en las subestaciones.

El obtener la forma de onda en tiempo real, permite analizar frentes y duración de los pulsos de la descarga, que se relaciona con la movilidad iónica y el tipo de material donde se origina la descarga parcial. La nueva información obtenida referente a posición y tipo de material asociado al origen de la descarga en un método eléctrico, es un avance en

las técnicas de monitoreo continuo requeridas en transformadores que se encuentran en servicio. Herramientas como estas podrán desarrollarse para determinar la urgencia de atención a problemas en transformadores. Esto considerando que es posible ubicar la descarga en los componentes del transformador y determinar su susceptibilidad a la acción de las descargas.

La electrónica utilizada en la fabricación de los sensores demostró su confiabilidad en condiciones de operación encontradas dentro del tanque del transformador.

Referencias

- i R. Bartnikas and E.J. McMahon, editors, "Corona Measurements and Interpretation", in Engineering Dielectrics, Vol. I, STP 669, ASTM Press, Philadelphia, 1979.
- ii Norma IEEE C57.12.90, "IEEE Standard Test Code for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers and IEEE Guide for Short-Circuit Testing of Distribution and Power Transformers", New York, USA, 1993
- iii V.R. García-Colón, A. Nava G, et al, "Detección y evaluación de las deformaciones del devanado de un transformador de potencia mediante LVI y pruebas en sitio de descargas parciales", Artículo a presentarse en la XIV Reunión de Verano del capítulo de Potencia y Aplicaciones Industriales del IEEE Sección México, RPV-AI 2001, Acapulco, Gro., julio del 2001.
- iv IEEE PC57.127/D2, "Trial Use guide for the detection of acoustic emission from partial discharges in oil immersed transformers", 1989.
- v M. Duval, P. Gervais, G. Bélanger, "Update on Hydro-Quebec's Experience in the Interpretation of Dissolved-Gas Analysis in HV Transformers", CIGRE, Simposium Berlin 1993.
- vi A. Beroual, M. Zahn, et al., "Propagation and Structure of Streamers in Liquid Dielectrics", IEEE Electrical Insulation Magazine, March/April 1998, Vol. 14, No2., pp. 6-17.
- vii G.C. Crichton, P.W. Karlsson, A. Pedersen, "Partial Discharge in Ellipsoidal and Spheroidal Voids", IEEE Transaction on Electrical Insulation, Vol.24 No.2, April 1989, pp 335-539.
- viii P.H.F. Morshuis, Partial Discharge Mechanisms, PhD Thesis, Delf University Press, 1993.
- ix V.R. García-Colón, "Evolution of Partial Discharges Wave shapes in Spherical Voids Using Ultra Wide Band Techniques", PhD Thesis, University of Manchester Institute of Science and Technology, UMIST, August 1994.

-
- x International Electrotechnical Commission, Standard IEC60270 High Voltage Testing - Partial Discharge Measurements, Third Edition, Switzerland, 1996-06.
 - xi V. R. Garcia-Colon, .A. Nava-Guzman, L.A. Salgado-Salgado, R. Canales-Ruiz, "Location and assessment of partial discharge on substation equipment using ultra wide band techniques", EPRI Substation Equipment Diagnostics Conference VIII, New Orleans, February 2000
 - xii Norma CFE K-00006, Transformadores de potencia de 10MVA y mayores", Comisión Federal de Electricidad, México, D.F., Agosto de 1995.
-

proyecto de diagnóstico de transformadores de potencia y equipo de subestación. Actualmente participa en proyectos relacionados al diagnóstico en línea de equipos de subestación y la aplicación de celdas de combustible para generación distribuida. Es representante por parte del IIE ante el Comité de Transformadores de Potencia de Distribución CFE-Lapem-IIE y del Comité Consultivo Nacional de Normalización de Instalaciones Eléctricas de la Secretaría de Energía. Es presidente del Capítulo de Potencia y vicepresidente del IEEE Sección Morelos.

Dr. Vicente Rodolfo García Colón Hernández
(gcolon@iie.org.mx)

Estudió la Licenciatura en Ingeniería Mecánica Eléctrica en la **Universidad Veracruzana** de 1982 a 1986, ingresó a realizar tesis de licenciatura al IIE en 1986 y después, como investigador en 1987 en el Área de Aislamientos Internos. Cursó la Maestría en Sistemas de Potencia en el Instituto de Ciencia y Tecnología de la Universidad de Manchester, **UMIST**, de 1989 a 1990. Realizó estudios de Doctorado de 1990 a 1994 en UMIST, sobre el diagnóstico de aislamientos eléctricos basado en descargas parciales, donde desarrolló un sistema de adquisición de datos y control de pruebas para evaluación de aislamientos a altas frecuencias UWB. Reingresó al IIE en 1994, como jefe del