



MONITOREO EN LÍNEA DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA 30MVA 115KV CON COMUNICACIÓN INALÁMBRICA POR MEDIO DE LA INTERNET

B. SIERRA
Comisión Federal de
Electricidad
México

J. DELRAZO
Comisión Federal de
Electricidad
México

A. CANCINO
Industrias IEM S.A de C.V.
México

R. OCON
Industrias IEM S.A de C.V.
México

M.E.G. ALVES*
Treetech Sistemas Digitais
Ltda.
Brasil

L.R. LOPES
Treetech Sistemas Digitais
Ltda.
Brasil

G.A. MOURA
Treetech Sistemas Digitais
Ltda.
Brasil

***Resumen** – Este trabajo presenta las características y la experiencia en fabrica y en sitio con un sistema de monitoreo en línea de transformadores de potencia empleando transmisión inalámbrica de datos, por medio de la red de telefonía celular, así como la internet. Son presentados los detalles de la arquitectura del sistema, que permite que su aplicación sea económicamente viable no solamente en transformadores de grande potencia, pero también a maquinas de pequeño y medio porte.*

***Palabras clave:** Transformadores, Monitoreo En Línea, Diagnóstico, Pronóstico, Mantenimiento Predictivo, Comunicación Inalámbrica, Web2.0*

1 INTRODUCCIÓN

La confiabilidad de equipos utilizados en los sistemas eléctricos de potencia, tales como los transformadores, es altamente importante ya que desde el punto de vista de las compañías de generación y suministro de energía eléctrica, una falla en servicio de un transformador de potencia representa un costo que puede exceder el costo de un equipo nuevo. Con el objetivo de reducir la probabilidad de fallas en estos equipos, la ingeniería de mantenimiento se está encaminando fuertemente a los sistemas de mantenimiento predictivo, siendo la principal herramienta para eso la utilización de sistemas de monitoreo en línea. Sin embargo, hasta ahora la aplicación de esos sistemas de monitoreo estaba fuertemente limitada a transformadores de grande porte, debido a los costos asociados al monitoreo. En ese trabajo se presentará la solución adoptada para tornar viable el monitoreo en línea de un transformador trifásico de 30MVA 115/13,8kV instalado en la subestación Macultepec de CFE.

Entre los muchos objetivos para este sistema de monitoreo, podemos citar los siguientes, considerados los más importantes para este proyecto:

- El rápido diagnóstico del estado actual del equipo, de tal forma que ofrece la fácil toma de decisiones para mantener al transformador en operación.
- El pronóstico de condiciones de falla en sus estados iniciales de evolución, de modo que aumenta la disponibilidad del sistema y hace posible que el equipo este fuera de servicio solo cuando sean necesarias acciones correctivas.
- El monitoreo de las condiciones de operación del equipo a lo largo de su vida, con el fin de mantener su vida útil y mantener controlado el proceso de envejecimiento, el cual es acelerado cuando se utiliza el equipo en los límites de operación.
- La posibilidad del uso del transformador en condiciones de sobrecarga de emergencia.
- Acceso rápido a la información del estado del equipo a través de la red de Internet.
- Posibilidad de integración con los demás sistemas de monitoreo y de gerenciamiento de mantenimiento de la empresa.
- Una integración de gerenciamiento de mantenimiento y la reducción de sus costos.
- Preservación de una imagen corporativa.

2 ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE MONITOREO EN LÍNEA

Para lograr obtener los objetivos indicados arriba para el sistema de monitoreo en línea, él tiene tres partes principales, que se detallan a continuación:

- Sensores para mediciones en el transformador
- Software de tratamiento de datos de los sensores para obtención de diagnóstico y pronóstico del estado del equipo
- Medio de transmisión de datos de los sensores hasta el software de tratamiento y de transmisión de los diagnósticos y pronósticos hasta el usuario.

2.1 Arquitectura de Sensores para el Monitoreo En Línea

Una de las características clave para que el sistema de monitoreo pueda aplicarse a transformadores de pequeño y medio porte, sin que su costo torne inviable el proyecto, es que el tenga una arquitectura de sensores modular y descentralizada. Con eso, se pueden escoger e instalar, de acuerdo a las necesidades y posibilidades, solamente los sensores que se consideran esenciales. Sin embargo, no se elimina la posibilidad de que acrecentaren nuevos sensores en el futuro.

Esa arquitectura se muestra en la figura 1, donde se observa también que, debido al hecho de ser empleado sensores tipo IED (*Intelligent Electronic Device*), los sensores se conectan directamente a una red de comunicación del tipo RS485, eliminándose por consiguiente la necesidad de instalación de un elemento centralizador – generalmente un Controlador Lógico Programable – en el transformador mismo, eliminándose así ese costo adicional.

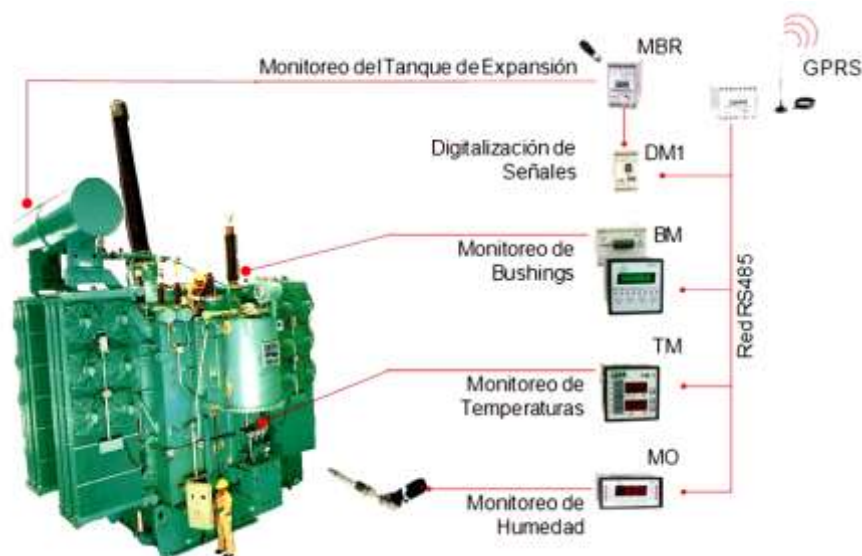


Fig. 1 – Arquitectura de Sensores del Sistema de Monitoreo

En la Tabla I adelante se listan los sensores seleccionados para instalación en ese transformador, así como sus respectivas mediciones y autonomía para ejecución local de funciones de alarma, desconexión ó mandos para el transformador.

TABLA I. SENSORES INSTALADOS Y SUS RESPECTIVAS MEDICIONES Y FUNCIONES LOCALES AUTÓNOMAS

Sensor	Mediciones Efectuadas	Funciones Locales Autónomas
Monitor de Bushings BM	- Capacitancia de los bushings - Tangente delta de los bushings	- Tendencia de evolución de la Capacitancia - Tendencia de evolución de la Tangente Delta - Tiempo estimado para alarmas por Capacitancias Altas o Muy Altas - Tiempo estimado para alarmas por Tangentes Delta Altas o Muy Altas
Monitor de Temperaturas TM1	- Temperatura del Aceite - Temperatura del punto más caliente del Devanado - Corriente de carga	- Alarma y desconexión por temperatura del Aceite - Alarma y desconexión por temperatura del Devanado - Control automático y manual del Enfriamiento Forzado - Pre-enfriamiento del Transformador por aumento de la carga - Ejercicio diario de los ventiladores - Diferencial de temperatura del Cambiador Bajo Carga (función no utilizada en esa aplicación)
Monitor de Humedad en el Aceite	- Saturación relativa (%) de agua en el aceite del transformador - Contenido de agua en el aceite del transformador (ppm) - Temperatura ambiente - Temperatura del aceite en el punto de medición de humedad	- Tendencia de evolución del Contenido de Agua en el aceite - Alarmas por saturación relativa (%) de agua en el aceite Alta o Muy Alta - Alarmas por contenido de agua en el aceite Alto o Muy Alto - Alarmas por tendencia de evolución del contenido de agua Alta
Relé de Rotura de la Bolsa de Goma	- Rotura da bolsa de goma del tanque de expansión	- Alarma por rotura de la bolsa
Módulos de Digitalización de señales DM1	- Medición de estado de contactos secos – contacto de alarma del relé de rotura de bolsa	

2.2 Arquitectura de Transmisión de Datos

Para que el sistema de monitoreo sea efectivo para el diagnóstico de la condición del transformador es esencial que el mismo efectúe el tratamiento de los datos brutos de los sensores, de tal manera a obtenerse información útil, lo que se hace normalmente por medio de un software con modelos matemáticos y/o sistemas especialistas.

No obstante, la estructura de comunicación para transmisión de los datos de mediciones de los sensores hasta el software de tratamiento de datos podría presentar costos muy altos para la aplicación del monitoreo a transformadores de pequeño y medio porte.

Para evitar ese inconveniente, se empleó en ese transformador una arquitectura en que los datos de los sensores se transfieren al software de tratamiento de datos y diagnóstico de manera inalámbrica, por medio de la red de telefonía celular GSM como ilustra la figura 2, de manera a asegurar un costo muy bajo, una vez que se aprovecha toda la infraestructura de comunicación de datos ya existente en esa red.

La transmisión inalámbrica de los datos hasta la base de radio de la operadora de telefonía utiliza el protocolo GPRS (*General Packet Radio Service*). Después de ese punto, la información sigue por red Internet para alcanzar el servidor en el IDC (Internet Data Center) remoto. Para hacer un paralelo familiar a la mayoría, tratase de proceso similar al empleado en los lectores de tarjeta de crédito inalámbricos.

Conforme muestra la figura 2, el acceso de los usuarios a las mediciones en línea de los sensores y a los diagnósticos del sistema de monitoreo se hace por medio de la internet con un navegador patrón – por ejemplo, Internet Explorer o Mozilla Firefox. Eventuales condiciones anormales en el transformador que sean detectadas por el sistema de monitoreo son señaladas a los usuarios por medio de mensajes de texto a teléfono celular o por mensajes de email.



Fig. 2 – Arquitectura de Comunicación del Sistema de Monitoreo

2.3 Arquitectura de Tratamiento de Datos para Diagnóstico

Para que el sistema de monitoreo sea efectivo para el diagnóstico de la condición del transformador es esencial que el mismo efectúe el tratamiento de los datos brutos de los sensores, de tal manera a obtenerse información útil, lo que se hace por medio de un software con modelos matemáticos y/o sistemas especialistas.

No obstante, esa etapa de tratamiento de datos podría presentar costos muy altos para la aplicación del monitoreo a transformadores de pequeño y medio porte. Para evitar ese inconveniente se empleó una solución de software totalmente basada en la Internet, de acuerdo a los más modernos conceptos de computación por la web, lo que se denomina generalmente como Web 2.0.

De acuerdo a esa filosofía, el sistema de tratamiento de datos para diagnóstico se ejecuta de manera permanente en un servidor ubicado en un IDC (*Internet Data Center*), lo cual está especializado en proveer toda la infraestructura especializada para garantizar la ejecución permanente del sistema y la seguridad de los datos. Algunas características de ese IDC son:

- Servidores con alta disponibilidad (24h x 7 días/semana);
- Contingencia para falta de energía, con no-breaks y grupos generadores de emergencia;
- Banda de acceso a la Internet redundante, de manera a garantizar la disponibilidad de acceso al sistema;
- Copias de seguridad de los datos;
- Firewalls;
- Protocolo https (sitio seguro), por medio del padrón SSL (*Secure Sockets Layer*);
- Seguridad física, con rígido control de acceso.

Los siguientes módulos de ingeniería para se están ejecutando en el software de monitoreo para tratamiento de los datos, con el objetivo de proveer al usuario los diagnósticos y pronostico del estado del transformador:

- Envejecimiento del Aislamiento:
 - Pérdida de vida útil del aislamiento
 - Tasa diaria de pérdida de vida
 - Tiempo restante para el fin de vida teórico, en años, con selección del criterio de fin de vida de acuerdo a las opciones de la norma IEEE/ANSI C57.91-1995.
- Humedad en el aislamiento:
 - Contenido de agua en el aceite
 - Contenido de agua en el papel aislante
 - Aceleración de pérdida de vida del aislamiento por la humedad (hidrólisis)
 - Temperatura con riesgo de formación de burbujas por exceso de humedad en el papel
 - Temperatura con riesgo de formación de agua libre por exceso de humedad en el aceite
- Eficiencia del sistema de enfriamiento natural y forzado:

- Cálculo de temperatura esperada para el aceite en función de la carga, temperatura ambiente y grupo de enfriamiento en operación
- Comparación con la temperatura real medida y alarma en caso de baja eficiencia del enfriamiento - temperatura medida muy arriba de la esperada
- Mantenimiento del enfriamiento forzado
 - Tiempo de operación de los ventiladores desde su inicio de operación
 - Tiempo de operación de los ventiladores desde su ultimo mantenimiento
 - Promedio diario de horas de operación de los ventiladores
 - Tiempo restante para alcanzar el mantenimiento recomendado para los ventiladores y avisos con anticipación programable
- Previsión de temperatura futura
 - Temperatura del devanado después de la estabilización térmica
 - Tiempos restantes para alcanzar temperaturas de alarma/ desconexión del transformador
- Cromatografía
 - Banco de datos con histórico de pruebas de cromatografía gaseosa
 - Cálculo de tasas de aumento de gases
 - Diagnósticos conforme la norma IEC60599, Duval o otros métodos especificados
- Físico-químico
 - Banco de datos con histórico de pruebas físico-químicas en el aceite
 - Diagnósticos conforme las normas especificadas
- Simulación de cargamentos
 - Cálculo y presentación de curvas de variación de temperatura de aceite y devanados basado en curvas de carga y temperatura ambiente simuladas por el usuario
 - Cálculo y presentación de curvas de variación de temperatura de aceite y devanados basado en las condiciones de carga y temperatura actuales y en simulación de cambio de carga por el usuario
 - Cálculo de las pérdidas de vida útil y tiempos de vida restante correspondientes.

3 EXPERIENCIA EN FÁBRICA Y EN SITIO

3.1 Experiencia en Fábrica

El sistema de monitoreo fue instalado y empezó su operación ya en la fábrica, registrando los datos durante las pruebas de calentamiento del transformador en el Marzo/Abril de 2008, como muestra el gráfico de la figura 3. El sistema permite que se monitoreen tanto las pruebas del transformador como su operación normal en sitio de forma remota y con total seguridad por la Internet.

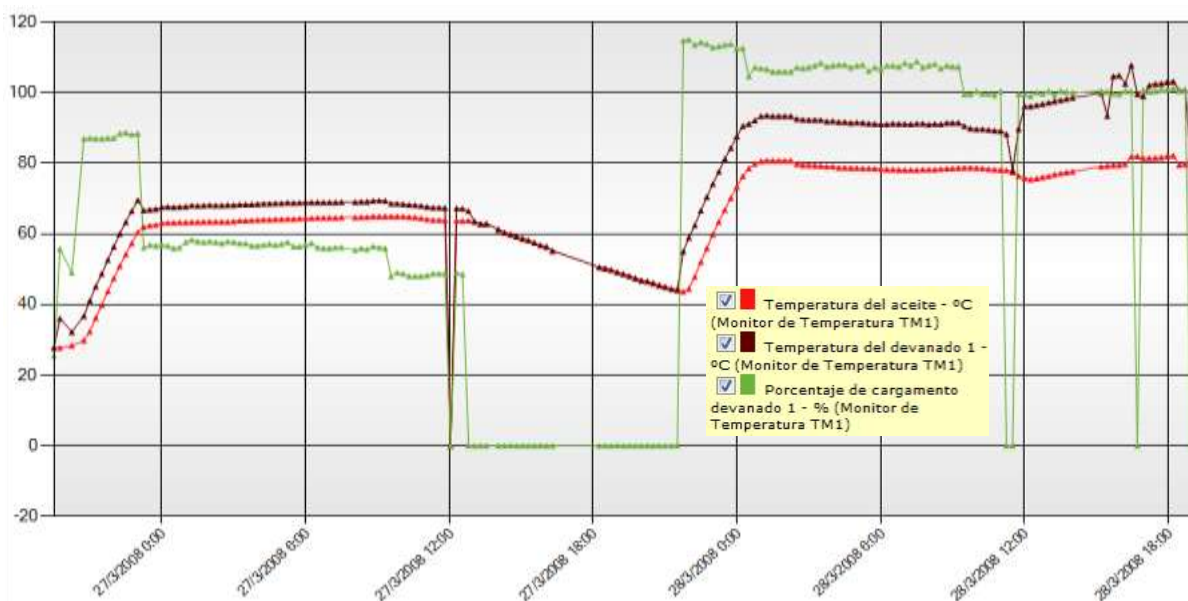


Fig. 3 – Mediciones del sistema de monitoreo durante las pruebas de calentamiento del transformador

La figura 4 muestra detalles de la instalación de algunos sensores en fábrica.

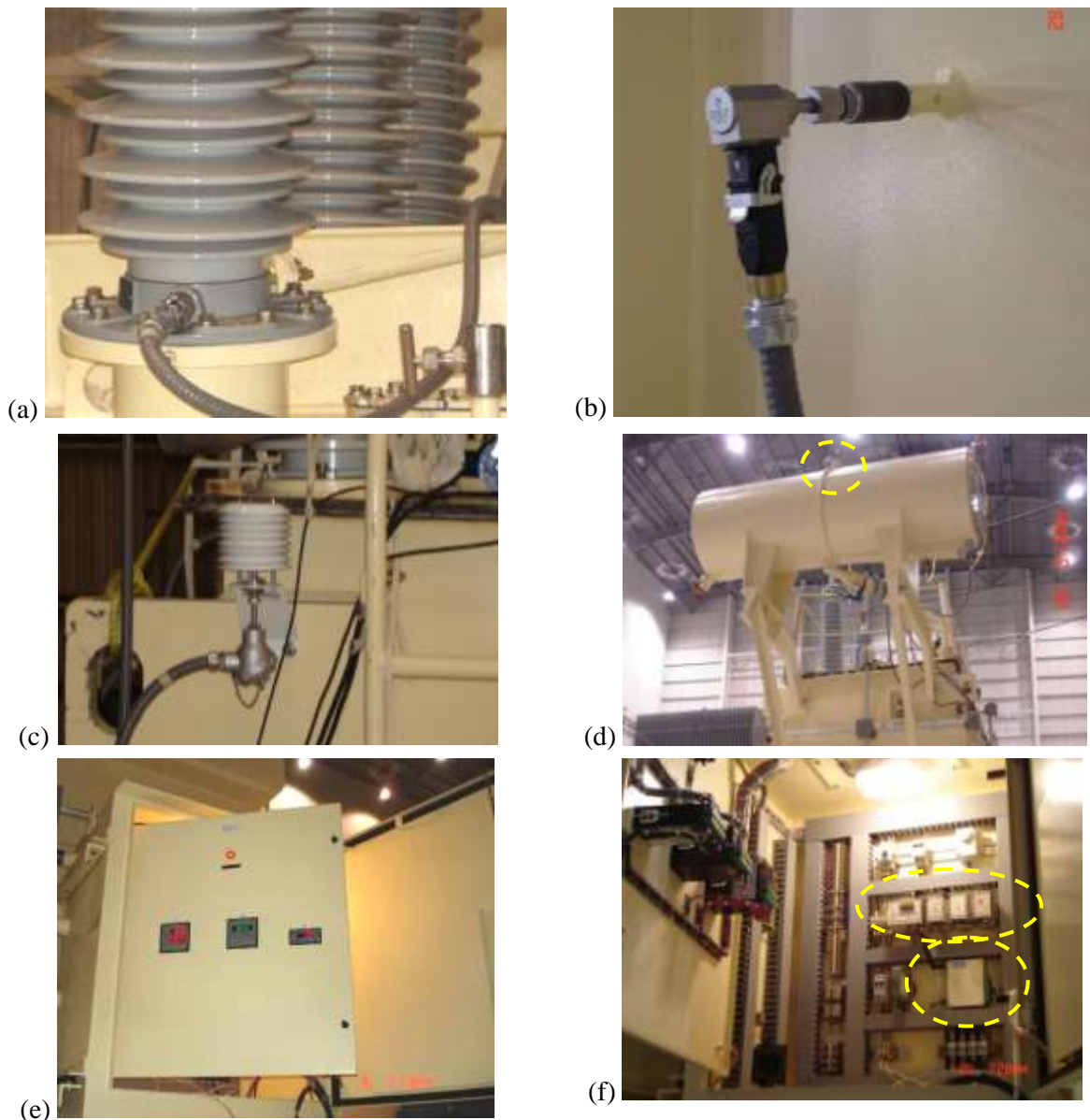


Fig. 4 – Instalación de los sensores del Sistema de Monitoreo durante la fabricación del transformador. (a) Conexiones para monitoreo de bushings; (b) Sensor de humedad en el aceite; (c) Sensor de temperatura ambiente; (d) Sensor de rotura de bolsa; (e) Frente del gabinete con IED's de monitoreo; (f) Interior del gabinete con IED's de monitoreo y modem GPRS.

3.2 Experiencia en Sitio

En Septiembre de 2008 el transformador y su sistema de monitoreo empezó su operación en sitio, en la subestación Macultepec. Además de los beneficios relativos al diagnóstico en línea del estado del transformador, algunas ventajas observadas en el uso de esa solución de monitoreo inalámbrico y por la Internet son:

- Garantiza de actualización permanente del software de monitoreo, ya que su ejecución en el IDC es administrada directamente por su fabricante;
- Garantiza de actualización de los hardwares (servidores, etc.) en la medida del crecimiento del software de monitoreo, por ejemplo, con la inclusión de nuevos sensores o transformadores;
- Garantiza de integridad de los datos, debido a los respaldos (backups) realizados;
- Ejecución continua del software, sin paradas por falta de alimentación;
- Acceso a las informaciones del monitoreo desde cualquier parte del mundo;

- Evitase la sobrecarga de la equipe de TI interna de la empresa con el mantenimiento regular del sistema, lo que incluiría la ejecución de backups, supervisión de operación, no-breaks, actualizaciones de softwares (sistema operacional, antivirus, software de monitoreo, etc.), etc.
- Se evitan elevadas inversiones para adquisición, mantenimiento e actualización periódica de hardwares y licencias de software.

Las figuras 6 y 7 adelante presentan algunas pantallas típicas con mediciones y diagnósticos on-line suministrados por el sistema de monitoreo.

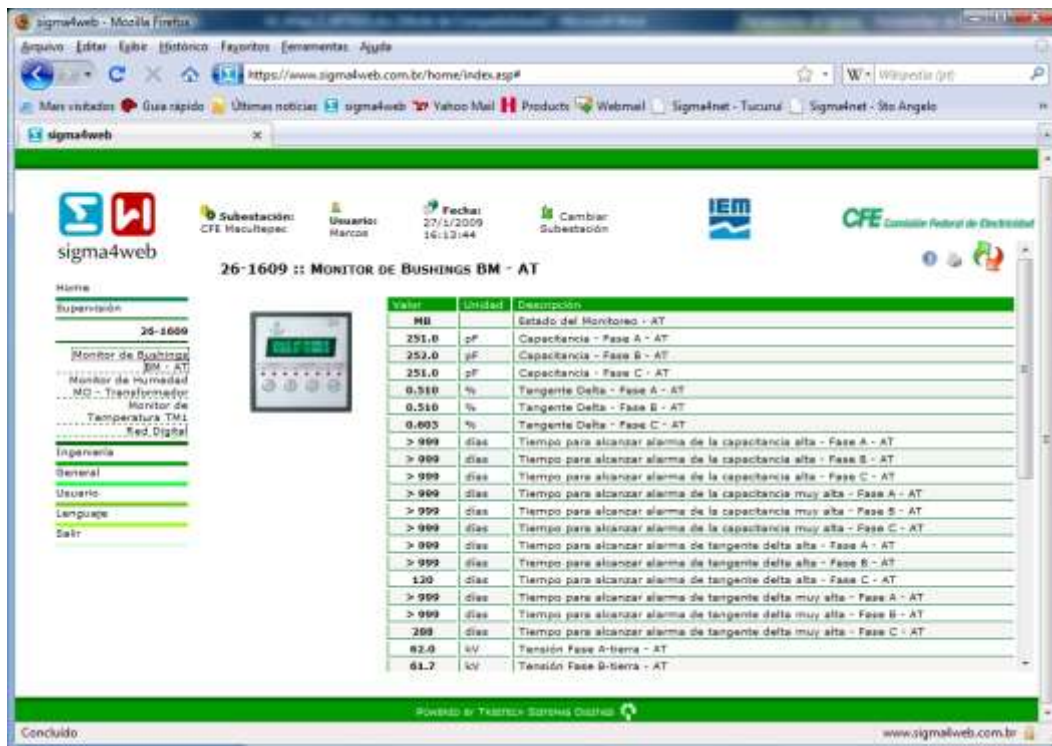


Fig. 6 – Pantalla típica de un sensor conectado al sistema de monitoreo



Fig. 7 – Pantalla típica de diagnóstico del sistema de monitoreo

4 CONCLUSIONES

La utilización de sistemas de monitoreo en línea para transformadores de potencia trae diversos beneficios, tales como la reducción del riesgo de fallas catastróficas, el control y extensión de la vida útil del equipo, el aumento de disponibilidad del sistema eléctrico debido a la reducción de paradas del equipo para mantenimiento predictivo, la reducción de los costos de mantenimiento y de contratación de seguros, etc.

La experiencia aquí presentada, de un sistema de monitoreo para un transformador de 30MVA 115kV, demostró que esos beneficios pueden estar disponibles no solamente para transformadores de grande potencia, sino también para transformadores de pequeño y medio porte.

Uno de los principales factores que contribuyeron para eso fue el empleo de tecnologías de punta, tales como la arquitectura de sensores modular y descentralizada y la transmisión inalámbrica de datos por la infraestructura de telefonía celular y por la Internet. Contribuyo también para eso la innovadora contratación del software de monitoreo y su infraestructura en forma de servicios, y no en la modalidad de adquisición de bienes como se hace tradicionalmente.

Las tecnologías modernas de comunicación en combinación con el creciente desarrollo de equipos inteligentes para el monitoreo de equipos eléctricos son herramientas que proporcionan confiabilidad a los sistemas de potencia modernos.

5 REFERENCIAS

- [1] Ocón, Rodrigo, García, Juan C., Cancino, Alvaro, Chirino, José G. R., Robles, Trinidad S., “Monitoreo En Línea de un Transformador de Potencia de 30 MVA Utilizando Arquitectura Descentralizada y Comunicación Inalámbrica”. Reunión de Verano de Potencia IEEE - RVP AI-2008. Julio, 2008.
- [2] Amom, Jorge, Alves, Marcos, Vita, André, Kastrup Filho, Oscar, Ribeiro, Adolfo, et. al., “Sistema de Diagnósticos para a monitoração de Subestações de Alta Tensão e o Gerenciamento das Atividades de Manutenção: Integração e Aplicações”, X ERLAC - Encontro Regional Latinoamericano do CIGRÉ, Puerto Iguazú, Argentina, 2003.
- [3] Alves, Marcos, “Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência”, Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.
- [4] Alves, Marcos, Silva, Gilson, “Experiência de Campo com Monitoração On-Line de um Transformador 343MVA 230kV com 2 Comutadores sob Carga”, IV Workspot – Workshop on Power Transformers, Recife, Brasil, 2005.
- [5] Alves, Marcos, Araújo, Daniel C. P., Martins, Alvaro J. A. L., Costa, Marcelo A., “Monitoração e Diagnóstico On-Line de Transformador de Potência com Óleo Vegetal”, V Workspot – Workshop on Power Transformers, Belém, Brasil, 2008.