



Décimo Tercer Encuentro Regional
Iberoamericano de CIGRÉ
Puerto Iguazú, Argentina - 24 al 28 de Mayo de 2009



MONITOREO ONLINE DE TRANSFORMADOR REGULADOR EN ITAIPÚ EN LA SE MARGEN DERECHA

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

* Praça Claudino Alves, 141 – Atibaia – SP – Brasil – CEP12940-800 –
marcos.alves@treetech.com.br

Resumen – La importancia de los transformadores de SE Margen Derecha de Itaipú para el suministro de energía eléctrica a Paraguay motivó la instalación de un proyecto piloto de monitoreo online en noviembre de 2006, que incluyó el monitoreo de los transformadores reguladores R1 y R4 y de tres TCs de pedestal de 500kV. Este trabajo presenta las funciones de monitoreo aplicadas a cada equipo, así como la arquitectura utilizada, las soluciones empleadas en la instalación y los resultados obtenidos.

Palabras clave: transformadores, monitoreo online, diagnóstico, pronóstico, mantenimiento predictivo.

1. INTRODUCCIÓN

La Usina Hidroeléctrica de Itaipú es un emprendimiento binacional entre Paraguay y Brasil, siendo responsable por abastecimiento de aproximadamente 90% de la energía consumida por Paraguay, lo que es hecho a través de la Subestación Margen Derecha – SEMD, situada en las instalaciones de Itaipú, donde existen cuatro conjuntos de transformadores, cada uno compuesto de un Autotransformador trifásico 550/245kV y un Transformador Regulador trifásico 245/245kV 375MVA. Dada la grande importancia de esos transformadores para el sistema eléctrico de Paraguay y las condiciones de trabajo a que están sometidos, como las elevadas temperaturas ambientes, solicitaciones dieléctricas normales de la operación y elevadas cargas, especialmente en las horas de pico, fue considerado de gran importancia el monitoreo online de esos equipos, de forma a reducir el riesgo de fallas, una vez que el monitoreo tiene por objetivo la detección de las fallas en fase incipiente, lo que ni siempre es posible apenas con el mantenimiento preventivo.

2. MONITOREO ONLINE DE LOS TRANSFORMADORES REGULADORES R1 Y R4

La implantación del monitoreo online de los transformadores de la subestación Margen Derecha tuvo inicio con la instalación de un sistema piloto en el Transformador Regulador R1, mostrado en la Figura 1, seguida de una expansión del mismo sistema para el monitoreo de gas disuelto en el aceite del Regulador R4.



Fig. 1 – Transformador Regulador R1.

Para eso, se llevó en consideración la experiencia anterior de Itaipú con el mantenimiento de esos equipos, así como los subsistemas del transformador que presentan los mayores impactos para la operación en caso de fallas, como detallado a seguir.

2.1. Subsistema Bushings – Monitoreo de Capacitancia y Tangente Delta

Durante la operación normal de un transformador, diversos fenómenos externos pueden dar origen a sobretensiones transitorias, tales como surtos de maniobra e impulsos atmosféricos. Debido a la función de interfaz que desempeñan en ese equipo, los bushings son, naturalmente, los primeros a recibir esos esfuerzos en su dieléctrico.

Ese facto, asociado a las tensiones de operación normales a que son permanentemente sometidos, hace con que los bushings sean apuntados en las estadísticas como uno de los principales puntos de falla en transformadores de potencia – una pesquisa internacional realizada por Cigré reveló que aquellas iniciadas por los bushings representaron 12,3% del total de desconexiones forzadas y programadas en transformadores equipados con conmutador bajo carga en subestaciones [1].

Por otro lado, la falla del dieléctrico de un bushing es una situación de extremo riesgo para personas eventualmente próximas al equipo, además de causar daños graves al transformador donde está instalado, llegando a su pérdida total en casos extremos.

Por esos motivos, el monitoreo online de estado de los bushings fue uno de los subsistemas seleccionados para los transformadores reguladores de la subestación del margen derecha. Una vez que los bushings de alta tensión tienen construcción del tipo capacitivo, con diversas capas aislantes intercaladas por capas conductoras, como muestra la Figura 2, la medición online de alteraciones en la capacitancia y en la tangente delta del aislamiento fase tierra permite la detección de la grande mayoría de los defectos aún en fase incipiente [2].

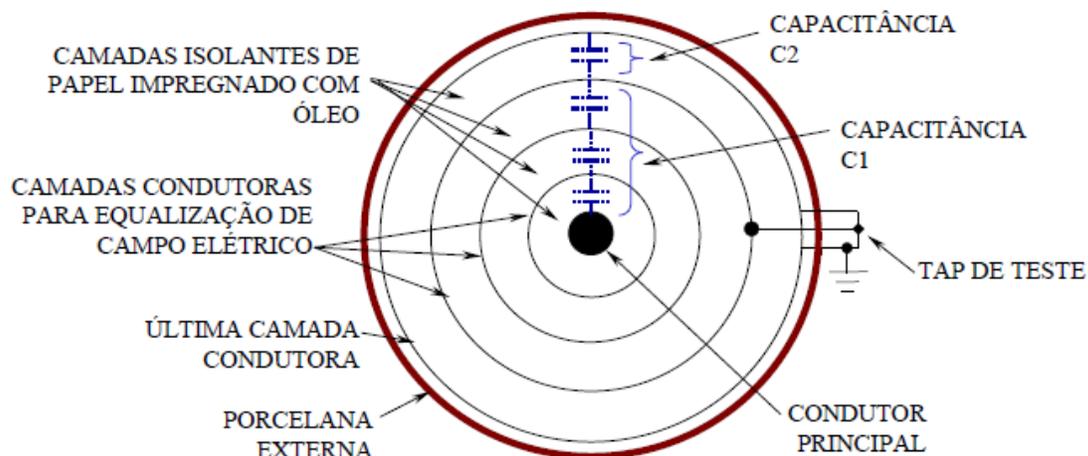


Fig. 2 – Representación en corte radial de un bushing capacitivo.

En el caso de los transformadores reguladores, una característica especial – la existencia de Dispositivos de Potencial de Bushing (DPB) conectados a los taps de los bushings del lado Carga – demandó la aplicación de un sistema de monitoreo de bushings especialmente adaptado.

En aplicaciones normales, donde no existe DPB, el sistema de monitoreo es conectado directamente al tap del bushing, de forma a medir directamente la corriente de fuga del dieléctrico y así monitorear sus variaciones de capacitancia y tangente delta. Esa aplicación es mostrada en la Figura 3, donde se ve uno de los bushings del lado Fuente.



Fig. 3 – Conexión derecha del sistema de monitoreo al tap de bushing del lado Fuente.

Ya en los bushings del lado Carga, donde están conectados los DPBs, el tap no puede ser utilizado para el monitoreo. Para esas aplicaciones, el fabricante del sistema de monitoreo desarrolló una solución especial, en que son utilizadas para medición las

salidas de los DPBs, que tienen tensión nominal de 115V. En ese caso es efectuado el monitoreo de las capacitancias apenas, una vez que la tangente delta es bastante sensible a las imprecisiones introducidas por los circuitos internos de los DPBs.

En caso de evolución de defectos en los bushings, el sistema de monitoreo dispone de diversos niveles de alarma, proporcionando al sector de ingeniería de mantenimiento elementos para la toma de decisión cuanto a las acciones correctivas a adoptar:

- Alarma por tendencia de evolución de tangente delta, con indicación de tiempo previsto, en días, para ocurrencia de las dos próximas alarmas.
- Alarma por tangente delta alta.
- Alarma por tangente delta muy alta.
- Alarma por tendencia de evolución de capacitancia alta, con indicación de tiempo previsto, en días, para ocurrencia de las dos próximas alarmas.
- Alarma por capacitancia alta.
- Alarma por capacitancia muy alta.
- Alarmas de autodiagnóstico del sistema de monitoreo, incluyendo pérdida de señal del tap del bushing.

2.2. Subsistema Parte Activa – Monitoreo de Hidrógeno

La medición y el análisis de gases disueltos en el aceite de transformadores de potencia vienen siendo utilizados hace décadas para el diagnóstico de defectos internos en el equipo, pudiendo detectar fallas relacionadas a sobrecalentamientos, descargas parciales, arcos internos, de entre otros. Tradicionalmente, ese análisis es efectuado a través de la retirada de muestras de aceite, que son llevadas a laboratorio para determinación de los gases disueltos en el aceite por ensayo de gascromatografía, que mide separadamente la concentración de cada gas combustible. De entre los varios gases generados por esas fallas, el hidrógeno se destaca como un gas clave, por ser generado en casi todos los tipos de defectos internos en un transformador.

Beneficiándose de esa característica, y debido al alto costo de implantar el monitoreo online con la medición de cada gas separadamente, los sistemas de monitoreo utilizan frecuentemente un sensor online de hidrógeno disuelto en el aceite. Una vez detectada una elevación en la cantidad de hidrógeno, el sistema de monitoreo emite una alarma que indica al sector de ingeniería de mantenimiento la necesidad de retirada de muestra de aceite y realización de la cromatografía en laboratorio. Los resultados de esos ensayos son entonces inseridos en el Módulo de Ingeniería Cromatografía del sistema, que efectúa el análisis de los gases de forma offline y emite un laudo basado en los criterios de análisis más aceptados en el mercado, tales como la norma IEC60599 y el método de Duval, de entre otros seleccionados por el usuario.

En el caso del proyecto piloto de los transformadores reguladores, el monitoreo online de hidrógeno en el aceite fue demostrado aprovechando un sensor ya existente en el Regulador R4, mostrado en la Figura 4, que fue integrado al sistema aprovechando la infraestructura ya existente para el Regulador R1. Con eso, pudieron ser demostradas también las características de modularidad y expansibilidad de la arquitectura descentralizada del sistema de monitoreo abierto utilizado, que permite también la integración de sensores de terceros.



Fig. 4 – Integración del monitor de gas existente en el Regulador R4 al sistema de monitoreo. (a) Sensor de hidrógeno; (b) Módulo de adquisición de datos para integración.

2.3. Subsistema Parte Activa – Monitoreo de Envejecimiento Térmico

El principal material utilizado para aislamiento en los devanados de transformadores de potencia es el papel, cuyas fibras de celulosa son compuestas por largas cadenas de anillos de glucosa, como muestra la Figura 5.

La cantidad de anillos en esa cadena es el Grado de Polimerización (GP), que en aislamientos nuevos es del orden de 1.000 a 1.400. La degradación del material causa la reducción gradual del GP, generalmente considerando que fue alcanzado el fin de vida cuando éste es inferior a 200. Aunque las características dieléctricas del aislamiento no se alteren substancialmente cuando eso ocurre, sus propiedades mecánicas se fragilizan de forma acentuada, dejando el transformador susceptible a falla cuando de la ocurrencia de esfuerzos mecánicos, por ejemplo, en la eventualidad de un cortocircuito en una línea de transmisión.

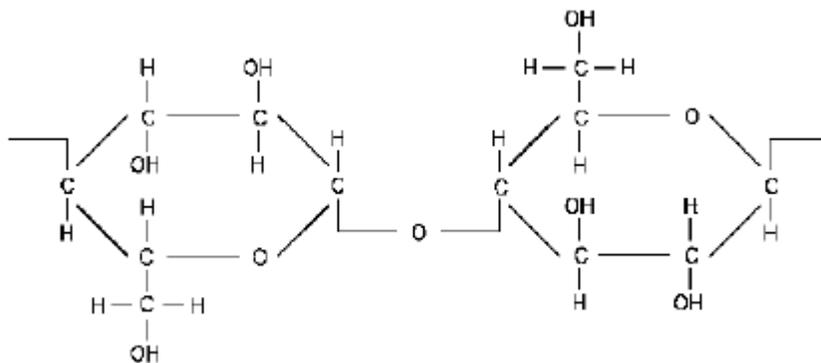


Fig. 5 – Anillos de glucosa constituyentes de la molécula de celulosa.

Tres mecanismos principales pueden contribuir para la degradación de la celulosa: la pirólisis, la hidrólisis y la oxidación [3], las cuales son potenciadas, respectivamente, con la elevación de la temperatura, del contenido de agua y del contenido de oxígeno. Con el oxígeno y la humedad en condiciones controladas, la pirólisis se vuelve, entonces, el factor predominante para la pérdida de vida útil del aislamiento.

Como en un transformador la temperatura no se distribuye de forma uniforme, el sistema de monitoreo utiliza para el cálculo online de la pérdida de vida la temperatura del punto más caliente del devanado (hot-spot), pues ese es el local en que ocurrirá la mayor

degradación. Para eso, fue instalado en el Regulador R1 un Monitor de Temperatura, que efectúa el cálculo de la temperatura del devanado a partir de las mediciones de temperatura del tope del aceite y de corriente de carga, como muestra la Figura 6.

Además del porcentual de vida útil restante, el sistema determina también el tiempo restante para que sea alcanzado el fin de vida teórico, basado en la tasa promedio de pérdida de vida en un período de tiempo seleccionable por el usuario. Cuando el tiempo de vida restante es inferior a un límite ajustado, el sistema de monitoreo emite una alarma informando al sector de ingeniería de mantenimiento la necesidad de acciones correctivas.



Fig. 6 – Medición de temperaturas. (a) Sensor de temperatura del tope del aceite; (b) Monitor de temperatura del aceite y del punto más caliente del devanado; (c) Sensor de temperatura ambiente.

2.4. Subsistema Parte Activa – Monitoreo del Envejecimiento por Agua en el Papel

Como expuesto en el ítem 2.3, uno de los fenómenos causadores del deterioro del papel aislante de los devanados es la humedad, en el fenómeno denominado hidrólisis. Fabre y Pichon [4] demostraron que la hidrólisis actúa como un factor acelerador de la pérdida de vida térmica del aislamiento (pirólisis).

Por lo tanto, el contenido de agua en el papel aislante es un parámetro importante para el monitoreo de la pérdida de vida del aislamiento, y su determinación es hecha a partir de un Módulo de Ingeniería del software del sistema de monitoreo, un modelo matemático que usa como variables de entrada las mediciones de humedad en el aceite y las temperaturas del aceite y devanado del transformador. La humedad es medida a través de un sensor inmerso en el aceite, instalado en una válvula como muestra la Figura 7, y las temperaturas son obtenidas del Monitor de Temperaturas ya mostrado en la Figura 6.

En caso de detección de contenido de agua elevado en el papel, de forma a causar aceleración de la pérdida de vida del aislamiento, el sistema de monitoreo emite una alarma informando al sector de ingeniería de mantenimiento la necesidad de acciones correctivas.



Fig. 7 – Sensor de humedad en la válvula de drenaje del Regulador R1.

2.5. Subsistema Parte Activa – Monitoreo de Formación de Ampollas

Además de la aceleración del envejecimiento del aislamiento, el exceso de agua en el papel trae el riesgo de formación de ampollas en la presencia de altas temperaturas, por ejemplo, debido a sobrecargas de emergencia. Como crean regiones de baja rigidez dieléctrica, la evolución de ampollas a partir del agua presente en el papel representa un riesgo de falla dieléctrica del equipo, dados los elevados campos eléctricos entre espiras.

A partir del contenido de agua en el papel, calculado en el Módulo de Ingeniería expuesto en el ítem 2.4, el sistema efectúa el cálculo de la temperatura a partir de la cual existe el riesgo de formación de ampollas [5]. Para mayor seguridad, considerando los errores naturales del modelo matemático utilizado, es utilizado un margen de seguridad, de forma a generar una alarma si la temperatura del punto más caliente apenas se aproxima de la temperatura de formación de ampollas.

Además de monitorear las temperaturas actuales, verificando si alcanzaron el margen de seguridad para formación de ampollas, el sistema de monitoreo verifica también si, en las condiciones actuales de carga y temperatura ambiente, la temperatura del devanado evolucionará para alcanzar esos valores de riesgo.

2.6. Subsistema Tanque Conservador – Monitoreo de Ruptura de Membrana

Como expuesto en el ítem 2.3, el tercer factor para el deterioro de la celulosa empleada para el aislamiento de los devanados es la oxidación. Para mantener la concentración de oxígeno en el aceite en niveles seguros, sin que ocurra el envejecimiento acelerado del aislamiento, los transformadores son equipados con un sistema de sellado que mantiene el aceite aislado de la atmósfera, al mismo tiempo en que permite su expansión y contracción debido a las variaciones de temperatura. Eso es obtenido a través de una bolsa de goma en el interior del tanque de expansión, que evita el contacto del aceite, en su fase externa, con el aire en su lado externo.

Por lo tanto, para que ese sistema sea efectivo, es necesario garantizar la integridad de la bolsa, una vez que su rompimiento permitirá el contacto del aceite con el aire, contaminándolo con oxígeno y humedad. Para eso fue instalado en el Regulador R1 un sensor en el interior de la bolsa, como muestra la Figura 8, el cual detecta la presencia de líquido, indicando así su ruptura. En ese caso el sistema de monitoreo emite una alarma a la ingeniería de mantenimiento.



Fig. 8 – Instalación del sensor de ruptura de membrana del tanque de expansión. (a) Sensor sobre la membrana, en el interior del tanque; (b) Caja de conexión en el tope del tanque; (c) Conexión del cable del sensor.

2.7. Subsistema Aceite Aislante – Monitoreo de Humedad

La presencia de agua en exceso en el aislamiento, además de actuar como acelerador del envejecimiento y traer el riesgo de formación de ampollas en altas temperaturas, presenta el riesgo adicional de formación de agua libre en el aceite en caso de bajas temperaturas.

Eso está asociado al hecho de que, al disminuir la temperatura del aceite, disminuye también su capacidad de absorber agua (solubilidad de agua en el aceite). De esa forma, al disminuir la temperatura aumenta el porcentaje de saturación de agua en el aceite, aunque la cantidad de agua presente no varíe. Si la temperatura disminuye a punto de la saturación alcanzar o ultrapasar 50%, el agua puede no más lograr permanecer disuelta en el aceite, ocurriendo entonces su separación, o sea, la formación de agua libre.

El sistema de monitoreo verifica continuamente, para la saturación de agua actual informada por el sensor de humedad online (Figura 7), cuál sería la temperatura en que ocurriría la formación de agua libre, emitiendo una alarma si la temperatura del aceite medida se aproxima del valor calculado. Para tal es establecido un margen de seguridad de forma similar al monitoreo de formación de ampollas.

2.8. Subsistema Enfriamiento – Monitoreo de Eficiencia

El enfriamiento adecuado de un transformador es fundamental para su operación segura y sin pérdida acelerada de vida útil del aislamiento en la presencia de cargas elevadas. Es esencial, por lo tanto, que el enfriamiento opere debidamente, retirando de forma eficiente el calor generado.

Por esa razón, el sistema de monitoreo posee el Módulo de Ingeniería para verificación de la Eficiencia de los sistemas de enfriamiento natural y forzado. Ese módulo opera comparando la temperatura del tope del aceite medida, obtenida del Monitor de Temperatura, con su valor esperado calculado en función de la temperatura ambiente, de la corriente de carga y de la etapa del enfriamiento en operación (Figura 6). Si la temperatura medida está arriba de la esperada, es emitido un aviso de baja eficiencia del sistema.

2.9. Subsistema Enfriamiento – Mantenimiento de Ventiladores

Los ventiladores desempeñan función esencial para la operación de los transformadores reguladores, pues su falla limitaría la carga máxima a que puede ser sometido el transformador. Por ese motivo, el sistema de monitoreo posee el Módulo de Ingeniería para Mantenimiento de la Ventilación Forzada, que a través de la medición de los tiempos de operación de los ventiladores suministra informaciones y alertas útiles para auxilio del mantenimiento, tales como: tiempos de servicio de cada grupo de ventilación, tiempos

promedios diarios de funcionamiento y tiempos previstos para alcanzar el número de horas para inspección o mantenimiento.

2.10. Módulo de Simulación de Carga

Teniendo en vista la importancia de los transformadores reguladores para el sistema eléctrico paraguayo, y la posibilidad de su operación en sobrecarga en caso de contingencias, el sistema de monitoreo posee un Módulo de Ingeniería para simulaciones de cargas donde el usuario puede verificar las consecuencias de situaciones hipotéticas en términos de temperaturas alcanzadas, pérdida de vida útil y riesgo de formación de ampollas. En todas las simulaciones, el usuario puede modificar el modo de comando del enfriamiento (automático o manual) y las temperaturas para accionamiento e histéresis del enfriamiento.

3. MONITOREO ONLINE DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE

Aprovechando la infraestructura ya existente para el transformador regulador, y gracias a las características de modularidad y expansibilidad de la arquitectura descentralizada del sistema de monitoreo instalado, éste fue expandido con la integración del monitoreo online de capacitancia y tangente delta del aislamiento de tres transformadores de corriente de 500kV de la misma subestación, mostrado en la Figura 9a.

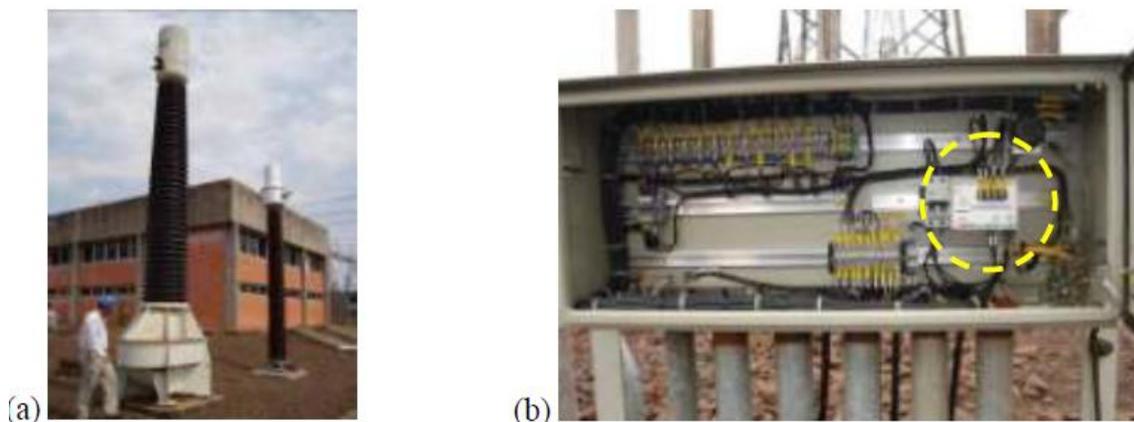


Fig. 9 – Monitoreo de TCs. (a) TC de pedestal 500kV; (b) Módulo de medición en la caja de pasaje para monitoreo de capacitancia y tangente delta del aislamiento.

El arreglo del aislamiento de esos TCs da origen a una capacitancia de orden de grandeza similar a la de los bushings capacitivos de transformadores. Como en los TCs de la SE Margen Derecha, el terminal de aterramiento del blindaje del aislamiento está accesible, y se comporta de forma similar al tap capacitivo de los bushings, el monitoreo de capacitancia y tangente delta del aislamiento de los TCs puede ser efectuado utilizando el mismo tipo de sensor usado en los bushings, como muestra la Figura 9b, obteniéndose así las mismas funciones de monitoreo descritas en el ítem 2.1.

4. ARQUITECTURA DEL SISTEMA Y RESULTADOS OBTENIDOS

El sistema de monitoreo instalado en la SE Margen Derecha posee una arquitectura modular y descentralizada, características que permitieron la expansión del proyecto piloto al Regulador R4 y a los TCs de pedestal de 500kV, conforme muestra el diagrama de la Figura 10.

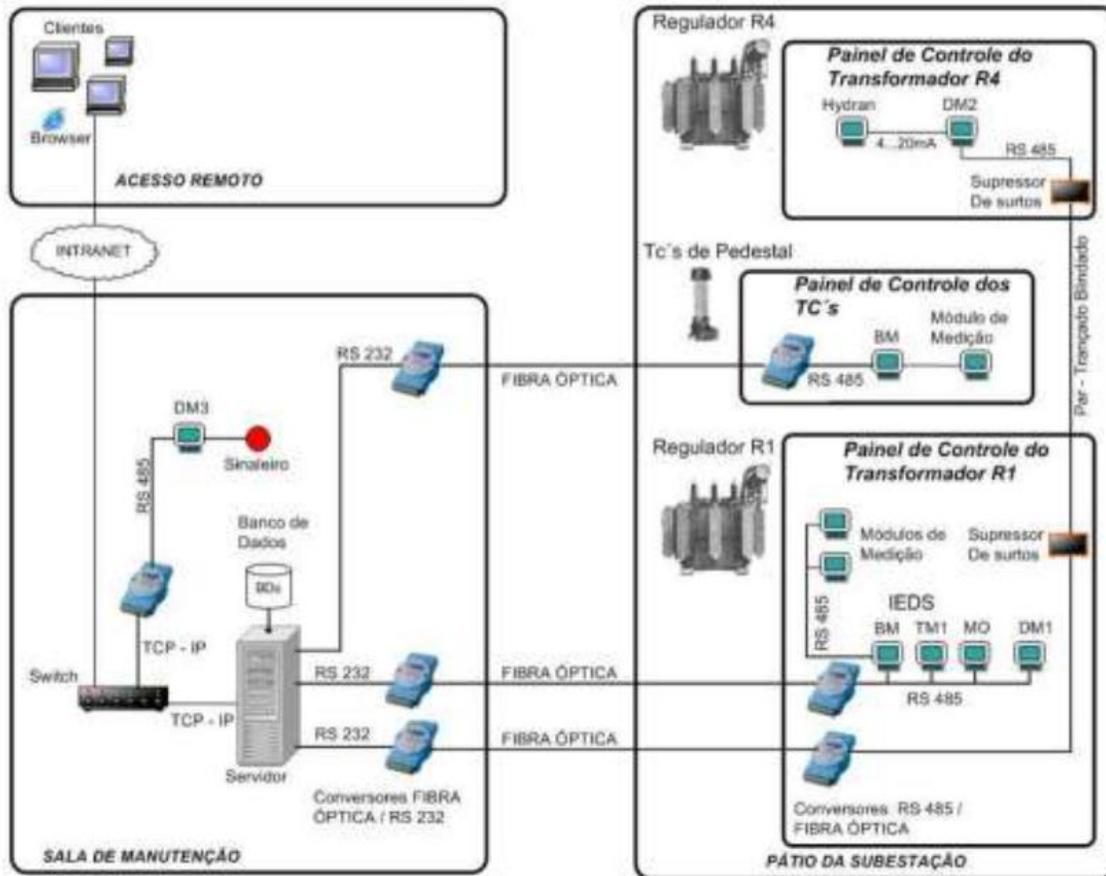


Fig. 10 – Arquitectura del sistema de monitoreo implantado en la SE Margen Derecha.

El servidor de monitoreo localizado en la sala de mantenimiento es conectado a la red intranet de Itaipú, de forma que el acceso a los datos, informaciones, diagnósticos y pronósticos puede ser realizado desde cualquier computador en la red de la empresa.

Para evitar la necesidad de un acompañamiento continuo del sistema, lo que acarrearía una grande pérdida de tiempo del equipo de mantenimiento, el sistema de monitoreo fue equipado con un mecanismo de envío automático de emails en caso de cualquier anomalía, una vez que los transformadores permanecerán en condiciones normales de operación la mayor parte del tiempo.

Una vez comisionado, en noviembre de 2006, el sistema de monitoreo inició la grabación de las mediciones en banco de datos, como ejemplifica la Figura 11, donde se observan en forma de gráfico las evoluciones de temperaturas ambiente, del aceite y del devanado y la pérdida de vida útil para un período de 20 días, en los primeros meses de operación del sistema.

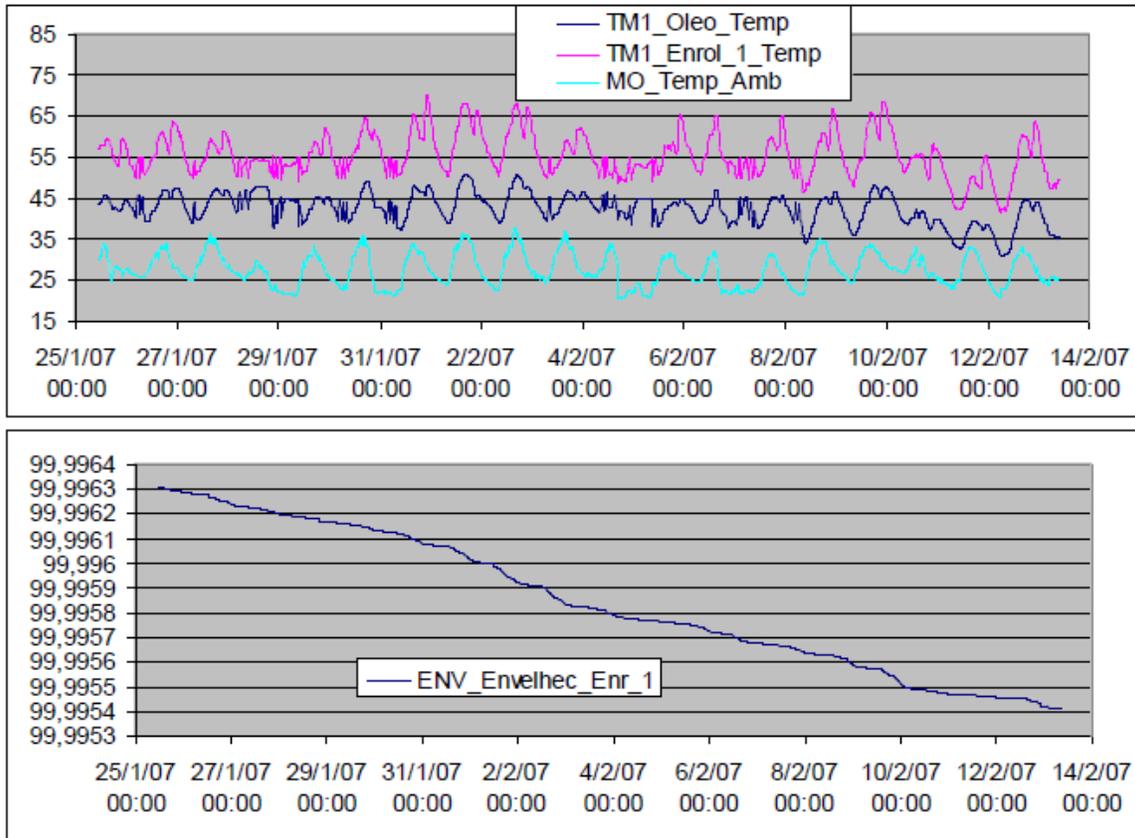


Fig. 11 – Ejemplos de mediciones gravadas en banco de datos histórico.

5. CONCLUSIONES

La evaluación de funcionamiento del sistema de monitoreo, efectuada por Itaipú desde su instalación en noviembre de 2006 hasta fines de 2008, permitió que fuera verificada la aplicabilidad de ese sistema a los transformadores de la SE Margen Derecha, con resultados positivos al observarse los beneficios obtenidos, que incluyen la reducción del riesgo de fallas catastróficas y la reducción de las paradas para mantenimiento preventivo, por ejemplo, para ensayos en bushings, con consecuente aumento de disponibilidad del equipo para el sistema eléctrico, de entre otros.

Como es normal en ese tipo de aplicación, adaptaciones fueron necesarias durante la instalación y a lo largo del proyecto, como fue el caso del monitoreo de los bushings equipados con DPB, para los cuales se desarrolló una técnica especial de monitoreo. Una prueba de sensibilidad y funcionamiento de esa solución fue obtenida cuando de la ocurrencia de un mal contacto en los cables internos de un DPB, la cual fue correctamente indicada por el sistema de monitoreo.

6. REFERENCIAS

- [1] Revista ELECTRA, Ref. no. 88, “An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service”. Paris: CIGRE, 1983.
- [2] Melo, Marcos A. C., Alves, Marcos, “Experiência com Monitoração On-Line de Capacitância e Tangente Delta de Buchas Condensivas”, XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, 2007.

- [3] McNutt, W. J., "Insulation Thermal Life Considerations for Transformer Loading Guides", IEEE Transaction on Power Delivery, vol. 7, No. 1, pp. 392-401, January 1992.
- [4] Fabre, J., Pichon, A., "Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers", CIGRE Paper 137, 1960.
- [5] Oommen, T. V., Petrie, E. M., Lindgren, S. R., "Bubble Generation in Transformer Windings Under Overload Conditions", Doble Client Conference, Boston, 1995.
- [6] Albuquerque, Roberto, Alves, Marcos, "Monitoração On-Line de um Banco de Autotransformadores 345-138/13,8kV 150MVA com Comutação Sob Carga", XIX SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, Brasil, 2007.
- [7] 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.