



Experiencia de Campo con el Monitoreo Online de Dos Transformadores 150MVA 230kV con Conmutadores Bajo Carga

Nombres de los Autores: Afiliación:

Marcos E. G. Alves (*) TREETECH Sistemas Digitais Ltda.

(*) TREETECH Sistemas Digitais Ltda. - Praça Claudino Alves, 141 - Centro, 12940-800 - Atibaia, SP, Brasil

Resumen – En 2001 entró en operación la subestación Itajaí de Eletrosul, con dos transformadores 150MVA 230-138kV con conmutadores bajo carga. Este artículo presentará la filosofía y la experiencia de campo con el Monitoreo Online de esos transformadores utilizando un sistema con arquitectura modular, descentralizada, basada en Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) instalados en el transformador para transmitir las mediciones a un computador en la sala de control a través de un único cable par trenzado. Las mediciones son tratadas a través de algoritmos y modelos matemáticos, de forma a obtener informaciones útiles para el mantenimiento, tales como diagnósticos y pronósticos del estado del transformador. La descripción del sistema y los seis años de experiencia de campo con el uso de esa herramienta posibilitarán evaluar los beneficios y la experiencia obtenida con el sistema presentado, permitiendo concluir sobre la aplicabilidad de los sistemas de monitoreo tanto en transformadores de grande cuanto de pequeño porte.

Palabras clave: transformador, monitoreo online, diagnóstico, pronóstico, mantenimiento predictivo, mantenimiento basado en el estado.

1. INTRODUCCIÓN

La SE Itajaí fue construida por Eletrosul Centrais Elétricas en el año 2001 para posibilitar un aumento en la capacidad de suministro de carga de 300MVA y atender la demanda de la región Este de Santa Catarina, alcanzando un contingente de 1,1 millón de habitantes y brindando mayor calidad y confiabilidad al Sistema Interconectado de toda la región Sur.

Inicialmente fueron instalados en la subestación dos transformadores trifásicos de 150MVA 230-138-13,8kV con Conmutadores de Derivaciones en Carga. Dentro de su estrategia de migración del mantenimiento preventivo para el predictivo, Eletrosul especificó esos transformadores para suministro ya equipados con un sistema de monitoreo online, de forma a garantizar la confiabilidad en el abastecimiento de energía eléctrica y reducir las paradas de los equipos para testes y mantenimiento.

En la ocasión ya se encontraba en operación en la planta de producción de aluminio Alumar (grupo Alcoa), en Sao Luís do Maranhao, el primer sistema de monitoreo online al iniciar la operación regular en Brasil [1]. Ese sistema de monitoreo (Sigma de Treetech)

fue entonces seleccionado para equipar los dos nuevos transformadores, entrando en operación en la SE Itajaí en diciembre de 2001.

Con eso, ese sistema de monitoreo fue uno de los primeros a ser instalados y entrar en operación normal en Brasil. Este artículo presentará la experiencia con la instalación y operación de ese sistema, que llevó a Eletrosul a especificar el monitoreo online en los nuevos transformadores de potencia adquiridos desde entonces.

2. ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE MONITOREO ONLINE

El sistema de monitoreo online instalado utiliza una arquitectura modular y descentralizada [1, 2, 3], basada en Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) instalados en el panel de control en el cuerpo del transformador, de donde envían datos vía comunicación serial a un servidor de monitoreo en la sala de control de la subestación.

En ese servidor es ejecutado el software encargado de almacenar, tornar disponible y tratar las informaciones, como ilustra de forma genérica la Figura 1. Esas tres partes principales que definen la arquitectura del sistema de monitoreo son descritas a seguir.

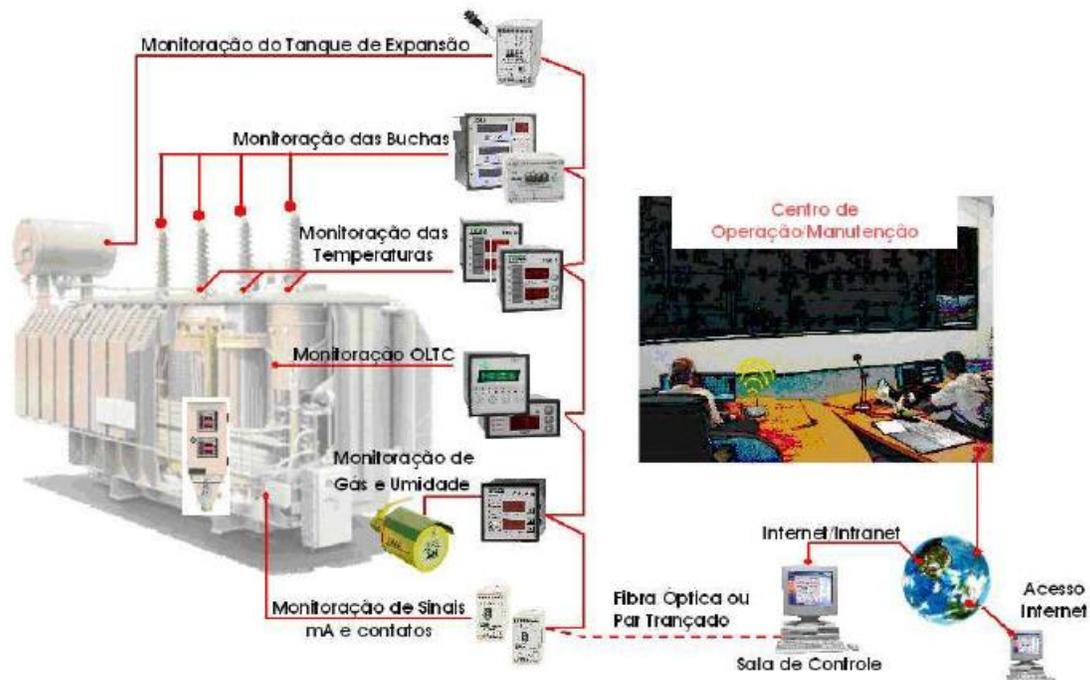


Figura 1 – Arquitectura del sistema de monitoreo.

2.1. Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs)

Algunos de esos IEDs efectúan funciones primarias de protección y control del transformador y, por lo tanto, son utilizados en el transformador independientemente de existir o no un sistema de monitoreo. Esos equipos ya existentes en el transformador son integrados al sistema de monitoreo a través de uno de sus puertos de comunicación serial, de forma a trabajar simultáneamente como sensores suministrando datos al sistema, pero sin agregar costo adicional a éste.

Otros sensores fueron instalados específicamente para uso en el sistema de monitoreo, pero utilizando también la filosofía de IEDs descentralizados e integrados al sistema a

través de sus puertos seriales. En algunos pocos casos en que los sensores no pudieron ser integrados al sistema por comunicación serial, por el hecho de no ser dispositivos inteligentes, fueron utilizados módulos de adquisición de datos universales, capaces de recibir múltiples señales digitales y/o analógicas, digitalizarlas y hacerlas disponibles en puertos seriales con protocolo abierto.

De esa forma todos los sensores, tanto los inteligentes cuanto los convencionales, pudieron ser integrados al sistema de monitoreo a través de comunicación serial. Con eso fue evitado el uso de cualquier equipo centralizador en el cuerpo del transformador, lo que simplificó el proyecto y la instalación, redujo el costo inicial y, más importante, redujo también el TCO (*Total Cost of Ownership*) del sistema en la misma proporción en que aumentó su confiabilidad y disponibilidad.

Otra característica obtenida con la arquitectura descentralizada, con el uso de IEDs, es la modularidad del sistema, permitiendo que se elijan libremente cuáles serán las variables a monitorear, además de facilitar futuras expansiones simplemente agregando nuevos IEDs. Esa característica de la arquitectura descentralizada fue demostrada en la práctica a través de diversas expansiones en los años siguientes.

Una de esas expansiones ocurrió en 2003, cuando fueron agregados al sistema de monitoreo los sensores inteligentes (IEDs) para monitoreo online de capacitancia y tangente delta de los bushings de 230kV y 138kV. Una segunda expansión del sistema ocurrió en 2005, cuando fueron agregados al sistema de monitoreo, vía intranet, diversos sensores de gas en aceite ya existentes en transformadores de otras subestaciones de Eletrosul.

IEDs	Datos Aquisitados
Monitor de Temperatura	<ul style="list-style-type: none">- Temperatura del aceite- Temperaturas del punto más caliente de los devanados- Corrientes de carga- Alarmas y desconexiones por temperaturas altas
Monitor de Gas en el aceite	<ul style="list-style-type: none">- Hidrógeno disuelto en el aceite del transformador- Alarmas por gas alto/muy alto
Monitor de Humedad del Transformador	<ul style="list-style-type: none">- Saturación relativa (%) de agua en el aceite del transformador- Contenido de agua en el aceite del transformador (ppm)
Monitor de Humedad del Conmutador	<ul style="list-style-type: none">- Saturación relativa (%) de agua en el aceite del conmutador bajo carga- Contenido de agua en el aceite del conmutador bajo carga (ppm)
Relé de Membrana	<ul style="list-style-type: none">- Ruptura de membrana/bolsa de tanque conservador
Transductor de Tensión y Corriente	<ul style="list-style-type: none">- Tensiones del motor del conmutador- Corrientes del motor del conmutador- Potencias activa/reactiva/aparente del motor del conmutador

Transductor de temperatura	<ul style="list-style-type: none"> - Temperatura del aceite del conmutador bajo carga - Temperatura ambiente
Módulos de adquisición de datos	<ul style="list-style-type: none"> - Contactos de alarma (relé Buchholz, válvula de alivio, niveles de aceite, etc.) - Estado de los grupos de ventilación forzada - Conmutador bajo carga en operación - Tiempo de operación del conmutador bajo carga
Monitor de Bushing	<ul style="list-style-type: none"> - Capacitancia de los bushings - Tangente delta de los bushings
Relé Regulador de Tensión	<ul style="list-style-type: none"> - Tensiones de fase - Corrientes de fase - Potencias activa/reactiva/aparente
Supervisor de Paralelismo	<ul style="list-style-type: none"> - Posición de tap del conmutador - Selecciones local/remoto, maestro/comandado/individual y manual/automático

Tabla 1 – IEDs asociados al sistema de monitoreo.

2.2. Medio físico de comunicación

En esa instalación, el medio físico utilizado para la comunicación de los IEDs en el transformador con el servidor de monitoreo en la sala de control fue un cable de cobre del tipo par trenzado blindado. Aunque soluciones utilizando fibras ópticas también fuesen posibles, a costo más elevado, las características del modelo de comunicación RS-485 y la experiencia anterior con esa misma solución en subestación de 230kV en Alumar [1] habían demostrado que el modelo RS-485 con par trenzado podría ser utilizado con resultados satisfactorios. Entre las características del RS-485 está el hecho de operar en modo diferencial, lo que asociado a la cancelación mutua de interferencias en trechos adyacentes del par trenzado torna ese modelo menos susceptible a las interferencias ya esperadas en subestaciones de ese nivel de tensión. La operación del sistema ha demostrado ser satisfactoria la solución con par trenzado en el modelo RS-485.

Cabe resaltar que, como alertan Lavieri et. al. [4], es esencial para el éxito de esa estrategia el hecho de que los IEDs utilizados sean equipos desarrollados específicamente para el ambiente de subestación donde están siendo aplicados. Equipos originalmente desarrollados para uso industrial, cuando utilizados en ese tipo de aplicación, generalmente presentan problemas relacionados con fragilidad y falta de confiabilidad y disponibilidad de los puertos de comunicación serial cuando sometidos a surtos electromagnéticos e impulsos de tensión, además de temperaturas ambientes extremas.

2.3. Almacenamiento, Disponibilidad y Tratamiento de las Informaciones

Los datos suministrados por los IEDs localizados en el transformador, tanto mediciones brutas cuanto informaciones resultantes de pretratamiento de datos, son recibidos por un computador donde es ejecutado el software de monitoreo, localizado en la sala de control de la subestación.

Las principales funciones de ese software pueden ser agrupadas en dos categorías, Funciones de Digitalización de Datos, asociadas a la simple disponibilidad y almacenamiento de los datos, y Funciones de Monitoreo, con el objetivo de transformar simples datos en informaciones útiles para el mantenimiento:

Funciones de Digitalización de Datos:

- Presentación online de mediciones, alarmas y estados.
- Almacenamiento de mediciones alarmas y estados en bancos de datos históricos.
- Consulta de mediciones, alarmas y estados almacenados en bancos históricos en forma de gráficos o tablas.
- Acceso al sistema de forma local y remota.
- Envío automático de avisos por email caso ocurra cualquier anomalía.

Funciones de Monitoreo:

- Tratamiento de datos a través de algoritmos.
- Tratamiento de datos a través de modelos matemáticos.
- Obtención de diagnóstico del estado actual del transformador.
- Obtención de pronóstico del estado futuro del transformador.
- Detección de defectos aún en fase incipiente.

3. FUNCIONES DE MONITOREO

Más que un sistema para simple digitalización de datos obtenidos de sensores, un sistema de monitoreo debe ser capaz de transformar esos datos en informaciones útiles para el mantenimiento, que son el diagnóstico y pronóstico del estado del equipo.

Para cumplir esa función, el sistema de monitoreo implantado posee el denominado "Módulo de Ingeniería", en el cual están los algoritmos y modelos matemáticos para diagnósticos y pronósticos.

Así como ocurre con los IEDs utilizados para la adquisición de las mediciones, también las funciones de monitoreo del sistema están organizadas de forma modular, permitiendo elegir libremente las funciones de monitoreo que se desea instalar, además de facilitar futuras expansiones simplemente agregando nuevos módulos de software y sus correspondientes IEDs.

Los módulos de diagnóstico utilizados son descritos a continuación.

3.1. Vida Útil del Aislamiento

Efectúa el cálculo de la pérdida estimada de vida útil del aislamiento debido al envejecimiento térmico de la celulosa, de acuerdo con las condiciones de carga, temperatura a que fue sometido el transformador. El cálculo de pérdida de vida es corregido también en función del contenido de agua en el aislamiento, obtenido del modelo de ingeniería descrito en el ítem 3.4.

Calcula también la tasa promedio de pérdida de vida en un período de tiempo pasado que sea representativo de las condiciones operativas medias del equipo efectuando la extrapolación del tiempo restante hasta el fin de vida teórico del aislamiento.

3.2. Previsión de Gradiente Final de Temperatura

Realiza el cálculo del valor futuro del gradiente de temperatura aceite/devanado, emitiendo una alarma caso se detecte que existe una tendencia que llevará la

temperatura del devanado a alcanzar los niveles de alarma y desconexión por temperatura, además de indicar el tiempo restante antes que ocurra la alarma y/o desconexión.

Con eso es posible prever, en un escenario futuro de corto plazo, si la elevación de temperatura del devanado sobre el aceite alcanzará niveles que llevarán la protección de temperatura del transformador a emitir señales de alarma o de desconexión.

Si la previsión de la temperatura del devanado indica que ésta ultrapasará el valor de alarma ajustado, el sistema de monitoreo emite el aviso de esa condición, informando también el tiempo restante para que se alcance el valor de alarma calculado con base en la constante de tiempo térmica del devanado.

De forma similar, el mismo proceso para extrapolación de la futura elevación de temperatura del devanado sobre el aceite puede ser aplicado también a la elevación de temperatura del aceite sobre el ambiente, permitiendo el monitoreo de la tendencia de elevación futura de temperatura con antelación del orden de horas.

3.3. Gases en el Aceite

Monitorea de forma online la concentración de hidrógeno disuelto en el aceite. Como el hidrógeno es un gas generado en casi todos los tipos de defectos internos posibles de ocurrencia en un transformador, es considerado un gas clave para la detección de defectos.

De esa forma, basado en el seguimiento continuo del contenido de hidrógeno en el aceite, el sistema de monitoreo puede emitir alarmas tanto en el caso de ser alcanzadas concentraciones de hidrógeno elevadas como en caso de detección de una tendencia de crecimiento de la concentración del gas que futuramente culminarán en esos niveles elevados.

3.4. Humedad en el Aceite y en el Papel

La presencia de humedad en el papel aislante potencializa los efectos de degradación térmica del aislamiento de forma proporcional a la cantidad de agua presente.

Con eso, se torna esencial mantener en niveles reducidos el contenido de agua en el aislamiento. Durante el proceso de fabricación, la parte activa del transformador es sometida a rigurosos procesos de secado, lo mismo ocurre con el aceite empleado para el primer llenado del equipo. De esa forma, cuando nuevo, el equipo tiene asegurado un bajo contenido de agua en el papel aislante.

A partir de ese punto, diversos procesos pueden llevar al aumento del contenido de agua en el aislamiento. Se incluye ahí la propia degradación de la celulosa, que genera agua, pero el principal factor para esa elevación puede ser el ingreso de agua del ambiente a través de fallas en el sellado. En ese caso el agua presente en el ambiente es absorbida primeramente por el aceite, de donde migra al papel aislante.

Siendo así, el sistema de monitoreo verifica primeramente la integridad del sellado en el tanque de expansión del aceite, a través de la supervisión de ruptura de la membrana de goma que impide el contacto del aceite con el ambiente, monitoreando también el contenido de agua disuelto en el aceite.

Además, efectúa el cálculo del porcentaje de agua en el aislamiento sólido (papel), considerando el balance de humedad entre el aceite y el papel. Con eso, efectúa la supervisión online de los niveles de agua disuelta en el aceite y el agua en el papel, emitiendo avisos por contenido elevado de agua en el aceite y/o en el papel.

3.5. Temperaturas de Formación de Ampollas

Además de potencializar los efectos de degradación térmica, el agua presente en el papel aislante puede pasar al estado de vapor en la presencia de altas temperaturas, con riesgo de falla en el aislamiento. La temperatura necesaria para causar ese fenómeno es tanto más baja cuanto mayor sea el porcentaje de agua en el papel.

Por ese motivo, el sistema de monitoreo utiliza el resultado del cálculo de agua en el papel (ítem 3.4) para calcular también cuál es la temperatura necesaria para que haya formación de ampollas. Caso la temperatura del devanado (punto más caliente) se aproxime de ese valor, el sistema emite un aviso.

3.6. Eficiencia del Sistema de Enfriamiento

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.

El monitoreo de la eficiencia del enfriamiento es efectuada comparando la temperatura del aceite medida con su valor esperado, en función de la temperatura ambiente, de la corriente de carga y de la etapa del enfriamiento en operación.

Caso la temperatura medida esté muy arriba de la esperada, es emitido un aviso de baja eficiencia del sistema.

3.7. Diferencial de Temperatura del Conmutador

Todas las estadísticas de fallas en transformadores de potencia indican el conmutador bajo carga como una de las principales fuentes de defecto, debido principalmente a la existencia de partes móviles que conducen e interrumpen altas corrientes mientras son sometidas a elevadas tensiones.

En condiciones normales de operación, el conmutador no es una fuente de calor apreciable cuando comparado a la parte activa del transformador, de modo que la temperatura del aceite del conmutador generalmente acompaña la del aceite del transformador.

Algunos tipos de fallas, entretanto, pueden causar generación de calor en el conmutador, haciendo que su temperatura permanezca superior a la del transformador. En esos casos, el monitoreo del diferencial de temperatura entre conmutador y transformador emitirá un aviso, permitiendo la toma de acciones correctivas antes que la falla se agrave.

3.8. Torque del Motor del Conmutador

El conmutador bajo carga representa una de las principales fuentes de fallas en transformadores de potencia. El motivo, como ya fue descrito anteriormente, es el hecho de que el conmutador es un equipo mecánico, basado en partes móviles. Con eso, las fallas de origen mecánica ocurridas en el conmutador bajo carga pueden causar

problemas de varias proporciones, comenzando con la indisponibilidad del equipo y pudiendo llegar a fallas dieléctricas graves.

En esos casos, el torque desarrollado por el motor del conmutador sufrirá alteraciones en relación con su comportamiento normal, de forma que su monitoreo permite que eventuales problemas mecánicos sean identificados e indicados.

3.9. Tiempos de Operación del Conmutador

Las fallas de origen mecánica ocurridas en el conmutador bajo carga pueden causar problemas de varias proporciones, comenzado con la indisponibilidad del equipo y pudiendo llegar a fallas dieléctricas graves.

En ese contexto, la función de monitoreo de los tiempos de operación del conmutador supervisa el tiempo necesario para efectuar la mudanza de tap en cada operación del conmutador, emitiendo alarma caso ese tiempo presente desvío en relación con los tiempos observados durante el comportamiento normal del equipo.

3.10. Asistente de Mantenimiento del Conmutador bajo Carga

El asistente de mantenimiento del conmutador bajo carga auxilia en la supervisión del desgaste normal del conmutador, lo que tradicionalmente es hecho de forma offline a través de inspecciones y mantenimientos preventivos recomendados por los fabricantes. Esas intervenciones están basadas en el número de conmutaciones y en el tiempo de servicio del equipo, e incluyen inspecciones visuales y mediciones de espesura de contactos.

Esa función de monitoreo suministra varias informaciones útiles para auxiliar el mantenimiento del conmutador bajo carga:

- Sumatoria de la corriente conmutada desde el inicio de servicio, proporcionando un índice de desgaste de contactos.
- Número total de operaciones desde el inicio de la operación después del último mantenimiento.
- Cálculo de la espesura actual de los contactos de interrupción de arco, a través de extrapolación basada en las mediciones de espesura anteriores y en el número de operaciones del conmutador.
- Tiempo total de servicio del conmutador y tiempo de servicio desde el último mantenimiento.
- Promedio diario de desgaste de los contactos y promedio diario de conmutaciones.
- Previsiones de tiempo para alcanzar la espesura mínima de los contactos y tiempo para alcanzar el número de operaciones o el intervalo máximo para inspección o mantenimiento.
- Avisos, con antelación programable, para inspección o mantenimiento en el conmutador.

3.11. Asistente de Manutención de la Ventilación Forzada

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 los ventiladores estén en perfecto funcionamiento. La falla de uno o de varios ventiladores puede causar la actuación de las protecciones de temperatura o limitar la carga del transformador, tornándolo parcialmente indisponible.

Por ese motivo, el desgaste normal de los ventiladores debe ser monitoreado, lo que tradicionalmente es hecho de forma offline a través de mantenimientos preventivos recomendados por los fabricantes. Esas intervenciones están generalmente basadas en el tiempo de servicio de los equipos, e incluyen cambios de componentes (por ejemplo, cojinetes).

El Asistente de Mantenimiento de la Ventilación Forzada permite conocer con exactitud el tiempo de operación de los ventiladores, evitando que esas intervenciones de mantenimiento se realicen mucho antes o mucho después de lo recomendado por el fabricante. Esa función de monitoreo suministra todavía varias otras informaciones útiles para auxiliar el mantenimiento de los ventiladores:

- Tiempo total de servicio de los ventiladores y bombas, desde el inicio de la operación, y tiempo desde el último mantenimiento, con registro de partidas y paradas de los motores;
- Tiempo promedio diario de funcionamiento de los ventiladores y bombas;
- Previsiones de tiempo para alcanzar los intervalos recomendados para inspección o mantenimiento, basado en el tiempo promedio diario de operación de los ventiladores y bombas;
- Avisos con antelación programable para inspección o mantenimiento en los equipos debido al tiempo de operación.

4. EXPERIENCIA CON LA INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DEL SISTEMA

4.1. Características de la Arquitectura Descentralizada

La experiencia con la operación del sistema de monitoreo en la subestación Itajaí permitió observar algunas de las características de la arquitectura descentralizada utilizada:

- Sistema Modular – Expansión de las Grandezas Monitoreadas.

Dos años después del inicio de operación del sistema, en 2003, fue acrecentada al sistema la función de monitoreo online de capacitancia y tangente delta de los bushings de 230kV y 138kV. Esa adición fue efectuada simplemente agregando nuevos sensores inteligentes (IEDs) para esa función específica y conectándolos en paralelo con la red de comunicación serial RS-485 ya existente. No hubo necesidad de alteración de la infraestructura existente para comunicación y adquisición de datos. Fue agregado también un nuevo módulo de software para grabación de las nuevas variables en los bancos de datos y su exhibición en pantalla.

- Sistema Abierto – Integración de Sensores de Terceros

Eletrosul poseía en sus subestaciones diversos transformadores ya equipados con sensores de gas disueltos en aceite. Aprovechándose de la característica de que el sistema de monitoreo es un sistema abierto, en 2005 esos sensores fueron integrados a él utilizando la red intranet como canal de comunicación. A pesar de poseer puerto de comunicación serial, esos sensores a gas no eran abiertos, operando solamente con protocolo propietario. Fue desarrollado entonces un driver de comunicación específico que permitió su integración al sistema de monitoreo.

- Software Abierto – Incremento de Funciones del Usuario

El análisis de resultados de ensayos de gascromatografía es realizado en Eletrosul utilizándose una metodología propietaria, desarrollada en función de la experiencia de la empresa con esa técnica. Debido a la característica de que el software de monitoreo sea abierto, éste permite el incremento de nuevas funciones de monitoreo del usuario, lo que fue entonces efectuado con esa técnica de análisis de gascromatografía propietaria de Eletrosul.

4.2. Comunicação Serial em Par Metálico

Por ser uno de los primeros sistemas comerciales para monitoreo online de transformadores a entrar en operación en Brasil, en 2001, uno de los puntos de verificación cuando se inició su operación era comprobar la eficiencia del patrón de comunicación serial RS-485 con cables de cobre tipo par trenzado blindado en subestaciones de ese nivel de tensión. Ese objetivo fue cumplido al constatarse, en los seis años de operación del sistema, la operación satisfactoria de la comunicación en las condiciones adversas de interferencia electromagnética presentes en ese tipo de instalación.

5. CONCLUSIONES

El sistema de monitoreo de los transformadores de potencia de SE Itajaí de Eletrosul fue, juntamente con el sistema en la Subestación de Reducción de Alumar [1], uno de los primeros a entrar en operación comercial en Brasil. La operación de ese sistema durante seis años, desde diciembre de 2001, ha permitido constatar la confiabilidad de la arquitectura descentralizada seleccionada, obtenida principalmente por la utilización de sensores inteligentes (IEDs) específicamente proyectados para el ambiente agresivo de subestaciones de energía eléctrica.

Con base en esa experiencia inicial, Eletrosul pasó a especificar el suministro de sistemas de monitoreo online en los nuevos transformadores adquiridos. La especificación de esos nuevos sistemas incluye, de entre otros requisitos, su total integración con la base del sistema de Itajaí.

La utilización y evolución del sistema de monitoreo en Itajaí hicieron uso también de algunas de las principales características de la arquitectura descentralizada, una vez que a lo largo del tiempo fue agregado el monitoreo de nuevas grandezas, además de sensores de otros fabricantes localizados en subestaciones distantes. También fue utilizada la característica del sistema abierto para insertar en él un algoritmo de análisis de gascromatografía offline propietario de Eletrosul.

6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] 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.
- [2] Alves, Marcos, "Sistema de Monitoração On-Line de Transformadores de Potência", Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.
- [3] Amom, Jorge, Alves, Marcos, Vita, André, Kastrup Filho, Oscar, Ribeiro, Adolfo, et. al., "Sistema de Diagnósticos para o Monitoramento de Subestações de Alta Tensão e o Gerenciamento das Atividades de Manutenção: Integração e Aplicações", X ERLAC - Encuentro Regional Latinoamericano de CIGRÉ, Puerto Iguazu, Argentina, 2003.
- [4] Lavieri Jr., Arthur, Hering, Ricardo, "Novos Conceitos em Sistemas de Energia de Alta Confiabilidade", Encarte Especial Siemens Energia, <http://mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf>, Janeiro/2001.
- [5] 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.
- [6] Shroff, D. H., Stannet, A. W., "A Review of Paper Aging in Power Transformers", IEE Proceedings, vol. 132, Pt. C, No. 6, pp. 312-319, November 1985.

(FALTA PÔR NO TXT ESSAS REFERÊNCIAS)