

# EXPERIENCIA DE CAMPO CON MONITOREO ON-LINE DE UN TRANSFORMADOR 343MVA 230kV CON 2 CONMUTADORES BAJO CARGA

Autores: Marcos E. G. Alves - TREETECH – marcos.alves@treetech.com.br  
Gilson S. Silva – ALUMAR – gilson.s.silva@alcoa.com.br

## Resumen

En el año 2001 fue implantado en la Alumar, uno de los mayores complejos de producción de aluminio del mundo, el primer sistema comercial para monitoreo on-line de transformadores de potencia a ser puesto en marcha en Brasil, instalado en un transformador trifásico de 343MVA 230-34,5kV con dos conmutadores bajo carga, uno en la alta y otro en la media tensión. El artículo describe la arquitectura de este sistema, basado en una filosofía de adquisición de datos descentralizada y utilizando dispositivos electrónicos inteligentes, además de las funciones de monitoreo y diagnóstico a él asociadas. Están relatadas también las experiencias prácticas obtenidas durante la implantación y operación de este sistema en los últimos 5 años, incluyendo la detección en estado aún inicial de un problema mecánico en uno de los conmutadores bajo carga.

## 1. Introducción

ALUMAR es considerada uno de los mayores complejos industriales de alúmina y aluminio del mundo, siendo un consorcio formado por las empresas Alcoa, Bhpbilliton, Alcan y Abalco. Actualmente, tiene una producción anual aproximada de 1,5 millones de toneladas de alúmina y 380 mil toneladas de aluminio. La fábrica está subdividida básicamente en dos áreas, la Reducción y la Refinería.

La Reducción recibió ese nombre debido al proceso de reducción electrolítica de la alúmina para la producción de aluminio que ocurre en el local. Para que esa reducción ocurra es necesaria una considerable cantidad de energía eléctrica. Solamente esa área de la Alumar tiene una demanda media de 765MW y consumo medio mensual de 570GWh. La ALUMAR está conectada a la red básica recibiendo energía de la Eletronorte en tensión de 230kV.

El proceso de reducción de aluminio exige que el suministro de energía eléctrica sea bastante confiable y sin interrupciones por más de 2 horas. En caso eso ocurra, habrá el congelamiento de toda una línea de producción acarreado en perjuicios de millones de dólares.

Con eso, el sistema eléctrico de la empresa, así como los transformadores de potencia son un activo esencial en ese ramo de negocio, hecho que llevó Alumar a adquirir un nuevo bay reserva de 343MVA que en el 2001 se juntó a los otros cuatro ya existentes. Cada bay existente posee un transformador de 230-34,5kV con potencias en torno de 300MVA con un conmutador bajo carga en el lado de alta tensión y un transformador regulador de tensión de 34,5kV, también equipado con un conmutador bajo carga. Entretanto, para el nuevo bay se optó por construir ambos los transformadores en un mismo tanque, resultando en un equipo con dos conmutadores bajo carga, un convencional, con extinción de arco en aceite, en el lado de 230kV y un conmutador con extinción en ampolla de vacuo en el lado de 34,5kV.

Ya en el proceso de adquisición, este nuevo transformador fue especificado para que fuese preparado para instalación futura de un sistema de monitoreo on-line. Ese sistema de monitoreo fue adquirido, instalado en campo y puesto en marcha por Treetech aún en el 2001, inmediatamente después de la entrega y comisionamiento del transformador. Con eso, ese sistema de monitoreo fue el primero a ser instalado y a ser puesto en marcha normal en Brasil, siendo el pionero para la larga aceptación y rápido crecimiento del monitoreo on-line de transformadores en los últimos años.

## 2. Arquitectura del sistema de monitoreo on-line

El sistema de monitoreo on-line instalado (Sigma, de Treetech) utiliza una arquitectura modular y descentralizada [1],[2], basada en Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs) instalados en el panel de control en el cuerpo del transformador, de donde envían datos vía comunicación serial para un ordenador en la sala de control de la planta, donde es ejecutado el software encargado de almacenar, disponer y analizar 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 continuación.

## 2.1. Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs)

Algunos de estos 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. Estos equipos ya existentes en el transformador son integrados al sistema de monitoreo a través de una de sus puertas de comunicación serial, de forma que trabaje simultáneamente como sensores supliendo datos para el 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 puertas seriales. En algunos pocos casos en que los sensores no pudieron ser integrados al sistema por comunicación serial, sea por el hecho de no ser dispositivos inteligentes, sea porque su fabricante no dispone un protocolo abierto en las puertas seriales (utilizando solamente protocolo propietario), fueron utilizados módulos de adquisición de datos universales, capaces de recibir múltiples señales digitales y/o analógicas, digitalizarlas y disponerlas en puertas seriales con protocolo abierto.

De esa forma, todos los sensores, tanto los inteligentes como los convencionales pudieron ser integrados al sistema de monitoreo a través de comunicación serial. Con eso, se evitó el uso de cualquier equipo centralizador en el cuerpo del transformador, lo que simplificó el proyecto e instalación, redujo el costo inicial y, lo 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 modulación del sistema, permitiendo que se elijan libremente cuales las variables a monitorear, además de facilitar futuras expansiones simplemente agregando nuevos IEDs. Diversos factores pueden ser llevados en cuenta en esta elección, incluyendo el valor del transformador, su importancia en la cadena productiva (o en un sistema de generación, transmisión o distribución de energía), entre otros.

## 2.2. Medio físico de comunicación

El medio físico utilizado para la comunicación fue, en este caso, un cable de cobre del tipo par-trenzado blindado. Aunque haya también soluciones que utilizan fibras ópticas, a costo más elevado, había la convicción, basada en las características del patrón de comunicación RS-485, de que éste podría ser utilizado con resultados satisfactorios. Entre esas características se encuentra el hecho de la RS-485 operar en modo diferencial, lo que asociado a la canceladura mutua de interferencias en trechos adyacentes del par-trenzado, torna ese patrón menos susceptible a las interferencias ya esperadas en subestaciones de este nivel de tensión.

Conforme esperado, la solución con par-trenzado se ha mostrado plenamente satisfactoria a pesar de un agravante existente en esta instalación, que son los elevados campos magnéticos generados por las altas corrientes empleadas en la producción de aluminio.

Cabe resaltar que, como alertan Lavieri et. all. [3], es esencial para el éxito de esa estrategia el hecho de los IEDs utilizados ser equipos desarrollados específicamente para el ambiente de subestación donde están siendo aplicados. Equipos originalmente desarrollados para uso industrial, cuando utilizados en este tipo de aplicación, generalmente presentan problemas relacionados a la fragilidad y falta de confiabilidad y disponibilidad de las puertas de comunicación serial cuando

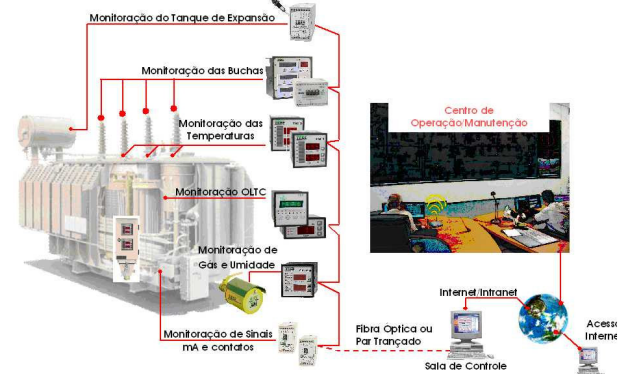


Figura 1 – Arquitectura del sistema de monitoreo

sometidas a sobretensiones electromagnéticas e impulsos de tensión, además de las temperaturas ambientes extremas.

### **2.3. Almacenamiento, Disponibilidad y Análisis de las informaciones**

Los datos indicados por los IEDs localizados en el transformador, tanto las mediciones brutas como las informaciones resultantes de previo análisis de los datos, son recibidos por un ordenador donde se ejecuta el software de monitoreo, en esta aplicación localizado en la sala de control de la planta.

Las principales funciones de este 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 al mantenimiento. En el sistema de monitoreo de Alumar fueron aplicadas tales funciones:

- Funciones de Digitalización de Datos:
  - Presentación on-line de mediciones, alarmas y estados
  - Almacenamiento de las mediciones, alarmas y estados en bancos de datos históricos
  - Consulta de las mediciones, alarmas y estados almacenados en bancos históricos en forma de gráficos o tablas
  - Acceso al sistema de forma local y remota.
- Funciones de Monitoreo:
  - Análisis de los datos a través de algoritmos
  - Análisis de los 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**

En un sistema donde el objetivo final es obtener informaciones útiles al mantenimiento del transformador, tales como diagnósticos y pronósticos de estado, el bloque de funciones de Monitoreo adquiere especial importancia, lo que se confirmó en la práctica en esta instalación al ser detectado un defecto aún en fase incipiente en un conmutador bajo carga (ver ítem 4.1).

Tal 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 que se elijan libremente cuales funciones de monitoreo se desea instalar, además de facilitar futuras expansiones simplemente agregando nuevos módulos de software y sus correspondientes IEDs. Como ya explanado anteriormente, diversos factores pueden ser llevados en cuenta en esta elección, tales como el valor del transformador o su importancia en el sistema eléctrico, entre otros.

Siguiendo esta filosofía modular, el sistema de monitoreo en operación en la Alumar fue equipado con los ítemes de monitoreo descritos a continuación, considerados en la época los más importantes para la aplicación, aunque cualesquiera ítemes entre los varios otros actualmente disponibles puedan ser añadidos al sistema a cualquier momento.

#### **3.1. Vida Útil del Aislamiento**

Esta función de monitoreo 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 y temperatura a que fue sometido el transformador. Calcula también la tasa media de pérdida de vida y la extrapolación del tiempo restante hasta el fin de vida teórico del aislamiento, conforme descrito a continuación.

##### **3.1.1. Mecanismos de degradación de la celulosa**

El principal constituyente de los diversos materiales aislantes sólidos utilizados en equipos de alta tensión inmersos en líquido, entre los cuales se destacan los transformadores y reactores de potencia, bushings, TPs, TCs, etc., es la celulosa. Entre los materiales aislantes sólidos, el más utilizado actualmente es el papel.

La celulosa es un compuesto orgánico, cuya molécula está compuesta por una larga cadena de anillos de glucosa, o monómeros. Cada molécula de celulosa, cuando nueva, posee de 1000 a 1400 anillos de glucosa, enlazados conforme muestra la figura 2. Cada fibra de celulosa posee muchas cadenas de monómeros como ésta.

La cantidad media de anillos de glucosa enlazados en esta cadena es denominada de Grado de Polimerización Molecular. Como la largura de estas moléculas es lo que garantiza la resistencia mecánica de un material a base de celulosa, el grado de polimerización del material da una medida indirecta de sus características mecánicas, como por ejemplo la resistencia a la tracción, lo que puede ser asociado a la funcionalidad o a la vida útil del material.

La degradación de la celulosa es, por lo tanto, causada por la disminución de la largura de las cadenas de monómeros, así como por el estado de cada cadena. Tres mecanismos pueden contribuir para la degradación de estas cadenas en la celulosa empleada en sistemas aislantes de transformadores de potencia y equipos similares: la Hidrólisis, la Oxidación y la Pirolysis [4]. Aunque el último de ellos es el que está relacionado directamente a la degradación térmica, todos ellos interfieren en este proceso de envejecimiento, de forma que los tres mecanismos están interrelacionados.

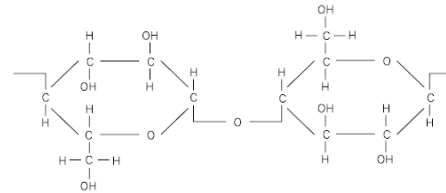


Figura 2 - Molécula de celulosa

### 3.1.1.1. Hidrólisis

El agua causa la ruptura de la cadena de monómeros al afectar el átomo de oxígeno que hace el enlace entre los anillos. Son formados dos grupos -OH, cada cual anexado a un monómero. Como resultado ocurre la reducción del grado de polimerización y el enflaquecimiento de la fibra de celulosa.

Fabre y Pichon [5] formularon una regla simple para la degradación de la celulosa en función de la cantidad de agua presente. Propusieron que la tasa de envejecimiento térmico de la celulosa es directamente proporcional a la cantidad de agua. Así, si los resultados de ensayos de envejecimiento térmico indican una dada tasa de degradación con un cierto contenido de agua, un equipo en operación con el doble de agua tendrá tasa de degradación térmica del aislamiento igual al doble de la tasa medida en el referido ensayo. Datos obtenidos por Shroff y Stannet [6] confirman esta relación, ilustrada por la ecuación a continuación:

$$P_v \propto Q_p \quad , \text{ donde:}$$

$P_v$  es la tasa de pérdida de vida del aislamiento y

$Q_p$  es el tenor de agua en el papel del aislamiento.

### 3.1.1.2. Oxidación

Los átomos de carbono en la molécula de celulosa son atacados por el oxígeno, formando aldehídos y ácidos. Consecuentemente, la unión entre los anillos queda debilitada, llevando a bajos niveles de grado de polimerización. Son liberados agua, monóxido de carbono y dióxido de carbono. El agua liberada por este proceso contribuirá también para el proceso de hidrólisis mencionado arriba.

No apenas la celulosa es atacada directamente por el oxígeno, sino también el aceite sufre oxidación, produciendo ácidos, ésteres y otras sustancias que vuelven a atacar el propio aceite, generando más productos de oxidación. Estas sustancias también atacan la celulosa, degradándola.

El efecto del oxígeno en la tasa de degradación de la celulosa fue investigado por varios investigadores, y el procedimiento más común es comparar los resultados de tasas de envejecimiento en muestras de aislamiento selladas, sin la presencia de oxígeno, con las tasas de muestras expuestas a la atmósfera, como en un transformador sin sistema de preservación de aceite. Algunos de los investigadores de este fenómeno fueron Fabre [5] y Lampe [7], que encontraron factores de aceleración de la degradación de las muestras expuestas al oxígeno en relación a las selladas de 2,5 y 10 veces, respectivamente.

Queda claro que la presencia de oxígeno tiene una influencia extremadamente negativa en el envejecimiento de la celulosa, y debe ser definitivamente evitada. Si el sistema de preservación de aceite falla, permitiendo su contacto con la atmósfera, una aceleración considerable en el proceso de envejecimiento de la celulosa puede ser esperada.

Para evitar ese riesgo, el sistema de monitoreo incluye un sensor para monitoreo de la membrana de goma que impide el contacto del aceite con la atmósfera. En caso de ruptura en esta membrana una alarma es emitida por el sistema de monitoreo.

### 3.1.1.3. Pirolisis

El calor al extremo lleva a la carbonización de las fibras de celulosa. Ya el calor en niveles moderados, como normalmente ocurre en transformadores, causa el rompimiento de los monómeros individuales en la cadena de celulosa, formando un residuo sólido y liberando monóxido de carbono, dióxido de carbono y agua. Como no podría ser diferente, el grado de polimerización es reducido, disminuyendo las características de resistencia mecánica de la celulosa. Como en un transformador la temperatura no se distribuye de forma uniforme, generalmente el análisis de los efectos del calor en la deterioración de la celulosa es hecho considerándose la temperatura del punto más caliente (hottest spot), pues ese es el local en que ocurrirá la mayor degradación.

### 3.1.2. Monitoreo On-line del Envejecimiento del Aislamiento

Según la norma brasileña de cargamento de transformadores de potencia, la expectativa de vida del aislamiento de un transformador cuyo aceite aislante tenga características de aceite nuevo (índice de neutralización, tenor de oxígeno disuelto en el aceite y tenor de agua en el aislamiento bajo control) es dada exclusivamente por la ley de Arrhenius, en la cual el logaritmo de la expectativa de vida es una función del inverso de la temperatura absoluta:

$\log(\text{vida}) = A + B / T$ , donde:

A y B son constantes y

T es la temperatura del punto más caliente.

El gráfico de la figura 3 permite la visualización de la ley de Arrhenius bajo la forma del consumo anual de vida del aislamiento para diversos valores de temperatura del punto más caliente, suponiéndose que la temperatura permanezca constante durante todo el período.

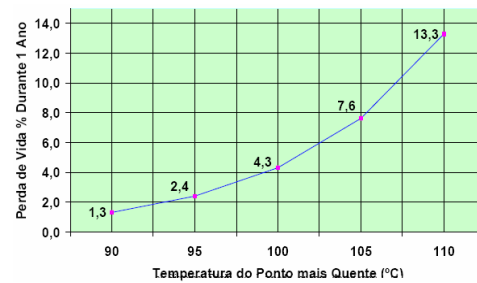


Figura 3 – Pérdida de vida anual de aislamiento sometido a temperatura constante

Como, en la práctica, la temperatura del punto más caliente varía de acuerdo con los cambios en la carga y en la temperatura ambiente, la pérdida de vida del aislamiento es calculada en pequeños intervalos de tiempo durante los cuales la temperatura permanece prácticamente constante. Las pequeñas pérdidas de vida ocurridas en estos intervalos de tiempo son acumuladas a lo largo de todo el tiempo de operación del sistema, resultando en la pérdida de vida total del aislamiento.

$P_{\text{total}} = \sum P_i$ , donde:

$P_{\text{total}}$  es la pérdida de vida total acumulada del aislamiento,

$P_i$  son las pérdidas de vida calculadas a cada pequeño intervalo de tiempo y

Conforme descrito arriba en el ítem 3.1.1.1, también el tenor de agua en el aislamiento ejerce influencia en su tasa de pérdida de vida, acelerando la degradación del aislamiento de forma proporcional al tenor de agua presente. De esta forma, la pérdida de vida térmica calculada por el sistema de monitoreo es corregida de acuerdo con el tenor de agua en el aislamiento, que puede ser calculado por el sistema o adoptado un valor fijo estimado.

Con base en los datos acumulados de pérdida de vida porcentual del aislamiento es posible extrapolar el tiempo de vida restante esperado, observándose la tasa de evolución de la pérdida de

vida en un período de tiempo pasado que sea representativo de las condiciones operativas medias del equipo.

### 3.2. Previsión de Gradiente Final de Temperatura

Esta función de monitoreo efectúa el cálculo del valor futuro del gradiente de temperatura aceite/devanado, emitiendo alarma en caso se detecte que existe una tendencia que llevará a 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.

#### 3.2.1. Elevación de Temperatura Devanado-Aceite

La aplicación de carga en un transformador de potencia causa una elevación de temperatura del punto más caliente del devanado en relación a la temperatura del tope del aceite que es función de la propia carga aplicada y de las características propias de pérdidas y de cambio de calor del transformador. Este principio es utilizado también para la determinación de la temperatura del devanado por el proceso denominado “imagen térmica”:

$$\Delta\theta_{EO} = f(l, c) \quad , \text{ donde:}$$

$\Delta\theta_{EO}$  es la elevación de temperatura del devanado sobre el tope del aceite,

$l$  es la carga y

$c$  son las características propias del transformador.

A cada valor de cargamento aplicado corresponde un valor de elevación de temperatura del devanado sobre el tope del aceite, como mostrado en el ejemplo de la figura 4.

En este ejemplo se puede observar que para el cargamento nominal (100%) corresponde una elevación de temperatura nominal de 30°C, valor que es obtenido en los ensayos de calentamiento del transformador. Entretanto, debido a la inercia térmica de la masa de cobre/material aislante, la aplicación de una dada carga al transformador no resulta instantáneamente en la elevación de temperatura correspondiente mostrada arriba. Esta inercia hará con que la elevación de temperatura del devanado evolucione gradualmente de su valor actual para el nuevo valor (correspondiente a la nueva carga) según una curva exponencial con una dada constante de tiempo.

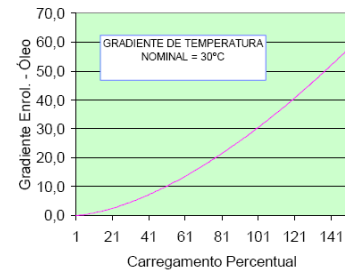


Figura 4 – Elevación de temperatura devanado-aceite en función de la carga

#### 3.2.2. Monitoreo del Gradiente Final de Temperatura Devanado-Aceite

Cuando se aplica una determinada carga al transformador ya es posible saber, como demostrado en el gráfico de la figura 4, cual será la elevación final de temperatura del devanado sobre el aceite después de la estabilización térmica.

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 a la protección de temperatura del transformador a emitir señales de alarma o incluso de desconexión.

Si la previsión de la temperatura del devanado indicar que ésta ultrapasará el valor de alarma ajustado, el sistema de monitoreo emite el aviso de esta 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.

La figura 5 muestra un ejemplo de evolución esperada para la temperatura del devanado, el tiempo para alcanzar el valor de alarma y el valor final de la temperatura del devanado después de la estabilización. En este ejemplo, al ser aplicada una sobrecarga al transformador, el sistema de monitoreo calcularía inicialmente el tiempo restante de 13 minutos para alcanzar la temperatura de alarma (o desconexión), siendo este cálculo reajustado continuamente.

De forma similar, el mismo proceso para extrapolación de la futura elevación de temperatura del devanado sobre

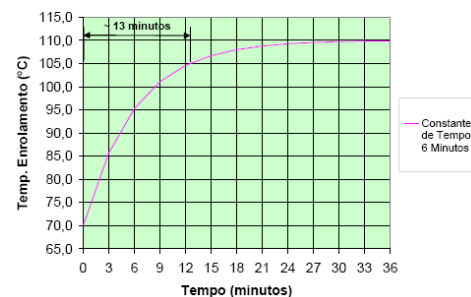


Figura 5 – Evolución de la temperatura del devanado en el tiempo

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 de horas.

### **3.3. Gases en el Aceite**

Esta función de monitoreo efectúa la supervisión on-line de la concentración de hidrógeno disuelto en el aceite. Como el hidrógeno es un gas generado en casi todos los tipos de defectos internos pasibles de ocurrencia en un transformador, él es considerado un gas clave para detección de defectos.

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

### **3.4. Humedad en el Aceite**

Conforme ya explanado en el ítem 3.1.1.1, la presencia de humedad en el papel aislante potencia 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 tenor de agua en el aislamiento. Durante el proceso de fabricación, la parte activa del transformador es sometida a rigurosos procesos de secamiento, lo mismo pasando con el aceite empleado para el primer relleno del equipo. Así que, cuando el equipo es nuevo tiene asegurado un bajo tenor de agua en el papel aislante.

A partir de ese punto, diversos procesos pueden llevar al aumento del tenor 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 en el ambiente a través de fallas en el vedamiento. En ese caso el agua presente en el ambiente es absorbida primeramente por el aceite, de donde migra para el papel aislante.

Así, el sistema de monitoreo verifica primeramente la integridad de la selladura en el tanque de expansión de aceite, a través de la supervisión de ruptura de la membrana de goma que impide el contacto del aceite con el ambiente y además de eso monitorea también el tenor de agua disuelto en el aceite.

Esta función de monitoreo efectúa la supervisión on-line de los niveles de agua disuelta en el aceite, emitiendo alarma tanto si son alcanzados niveles elevados como en caso de detección de tendencia de crecimiento que en un futuro culminarán en niveles altos de agua en el aceite.

### **3.5. Asistente de Mantenimiento 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. En el caso de este transformador eso es obtenido con el uso de diversos ventiladores para forzar la circulación de aire a través de los radiadores (enfriamiento tipo ONAF). 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 el cargamento del transformador, tornándolo parcialmente indisponible.

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

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 del recomendado por el fabricante. Esta función de monitoreo supe aún 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 puestas en marcha y paradas de los motores;
- Tiempo medio diario de funcionamiento de los ventiladores y bombas;
- Previsiones de tiempo para alcanzar los intervalos recomendados para inspección o mantenimiento, basado en el tiempo medio diario de operación de los ventiladores y bombas;
- Avisos con antelación programable para inspección o mantenimiento en los equipos debido al tiempo de operación.

### **3.6. Asistente de Mantenimiento del Conmutador bajo Carga**

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 sometidas a elevadas tensiones.

Por ese motivo, esta función de monitoreo auxilia en la supervisión del desgaste normal del conmutador, lo que tradicionalmente es hecho de forma off-line a través de inspecciones y mantenimientos preventivos recomendados por los fabricantes. Estas intervenciones están basadas en el número de conmutaciones y en el tiempo de servicio del equipo e incluyen verificaciones visuales y mediciones de espesor de contactos.

Esta función de monitoreo supe varias informaciones útiles para auxiliar el mantenimiento del conmutador bajo carga:

- Suma general 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 del espesor actual de los contactos de interrupción de arco, a través de extrapolación basada en las mediciones de espesor anteriores y en el número de operaciones del conmutador
- Tiempo total de servicio del conmutador y tiempo de servicio desde el último mantenimiento
- Media diaria de desgaste de los contactos y media diaria de conmutaciones
- Previsiones de tiempo para alcanzar el espesor mínimo 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.

### **3.7. Tiempos de Operación del Conmutador**

El conmutador bajo carga representa una de las principales fuentes de fallas en transformadores de potencia. El motivo de eso, como ya descrito anteriormente, es el hecho del conmutador ser 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 este contexto, la función de monitoreo de los tiempos de operación del conmutador supervisa el tiempo necesario para efectuar el cambio de tap en cada operación del conmutador, emitiendo alarma en caso ese tiempo presente desvío en relación a los tiempos observados durante el comportamiento normal del equipo. En el ítem 4.1 se describe como esa función de monitoreo detectó una falla real en uno de los conmutadores bajo carga.

## **4. Experiencias en la instalación y operación del sistema**

### **4.1. Diagnóstico de defecto en un conmutador bajo carga**

Siendo la detección de defectos aún en fase incipiente una de las principales finalidades de un sistema de monitoreo on-line, la más interesante ocurrencia durante la operación del sistema en la Alumar fue observada aún en su fase de comisionamiento, cuando éste diagnosticó un problema en el conmutador bajo carga del lado de 230kV.



Este diagnóstico comenzó con la función de diagnóstico “Asistente de Mantenimiento del Conmutador”, que entre otros parámetros monitorea el tiempo gasto para efectuar cada conmutación. A través de esta medición se detectó un desvío en relación al histórico almacenado en el sistema.

Analizándose el panel de accionamiento del conmutador bajo carga se constató una oxidación en el mecanismo de accionamiento de los contactos de came, lo que llevaba el motor de accionamiento a permanecer en operación por más tiempo que el necesario para efectuar la conmutación.

Una vez que fue detectado aún en fase inicial, el defecto fue rápidamente corregido y no llegó a causar trastornos en la operación normal del transformador. Si, entretanto, el transformador y el conmutador bajo carga no estuvieran equipados con un sistema de monitoreo on-line, la tendencia sería que el problema se agravase gradualmente sin ser percibido. A partir de un cierto punto el conmutador bajo carga “dispararía” en la dirección de subir o bajar tensión, solo parando cuando alcanzase la posición de tap máximo o mínimo. Con eso, dependiendo del nivel de tensión presente en la entrada de 230kV, la regulación de tensión para el proceso de fabricación de aluminio podría ser gravemente perjudicada, incluso con riesgo de pérdida de producción.

#### **4.2. Comunicación serial en par metálico**

Por ser el primer sistema comercial para monitoreo on-line de transformadores a ser puesto en marcha en Brasil, en el 2001, uno de los puntos de verificación en el inicio de su operación era comprobar la viabilidad de utilización del patrón de comunicación serial RS-485 con cables de cobre en subestaciones. Este objetivo fue cumplido al constatarse la operación satisfactoria de la comunicación incluso en las condiciones adversas de interferencia electromagnética presentes en la instalación, lo que está siendo comprobado a lo largo de los casi seis años de operación del sistema.

#### **4.3. Compatibilidad con otros sistemas existentes**

Aún durante la instalación del sistema, por cuestiones de limitación de espacio, era deseo de la Alumar evitar que se añadiese un ordenador más en la sala de control, lo que ocurriría si fuese hecha la opción de utilizar un ordenador dedicado al sistema de monitoreo. Se creía que sería posible la instalación del sistema de monitoreo en el mismo ordenador donde ya era ejecutado un sistema supervisor, lo que se confirmó en la instalación y en la operación de largo plazo del sistema, sin que se presentasen problemas de compatibilidad entre los dos sistemas.

### **5. Conclusiones**

Por haber sido, a la época de su instalación, el pionero a ser puesto en marcha entre los sistemas comerciales para monitoreo on-line de transformadores, muchas expectativas se tenían del sistema objeto de este artículo. De hecho, luego de su puesta en marcha, los hechos demostraron las ganancias obtenidas con la instalación del sistema, cuando éste detectó un defecto en un conmutador bajo carga que, de otra forma, pasaría desapercibido y podría causar graves perjuicios futuros.

Este hecho demuestra la economía que puede ser obtenida por el uso de un sistema de monitoreo on-line al evitar fallas más graves, mostrando que la barrera del costo, muchas veces indicada como el impedimento para la instalación de sistemas de monitoreo, puede ser ilusoria.

A lo expuesto arriba se debe añadir el hecho de que los sistemas de monitoreo basados en arquitectura descentralizada pueden ser compuestos de forma modular de acuerdo con las necesidades y el presupuesto de cada aplicación, permitiendo aún su futura y gradual expansión.

### **6. Bibliografía**

[1] Alves, Marcos, “Sistema de Monitoramento On-Line de Transformadores de Potência”, Revista Eletricidade Moderna, Maio/2004.

[2] 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 y Aplicações”, X ERLAC - Encontro Regional Latino-americano do CIGRÉ, Puerto Iguazú, Argentina, 2003.

- [3] 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.
- [4] 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.
- [5] Fabre, J., Pichon, A., "Deteriorating Processes and Products of Paper in Oil. Application to Transformers", CIGRE Paper 137, 1960.
- [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.
- [7] Lampe, W., Spicar, E., Carrander, K., "Continuous Purification and Supervision of Transformer Insulation System in Service", IEEE Winter Point Meeting, IEEE Paper la 78 111-7, January/February 1978.