

MONITOREO *ON-LINE* DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En el actual contexto del sistema eléctrico brasileño, la confiabilidad de los equipos se hace imprescindible una vez que la falla de un trecho de la malla en un sistema interconectado, puede, eventualmente, causar la desconexión en cascada de gran parte del sistema.

En éstas circunstancias, el Transformador de Potencia se destaca como uno de los equipos de mayor importancia (sino el más importante) en una subestación, debido a varios factores, tales como:

- Es un equipo indispensable, sin el cual no es posible la transmisión y distribución de energía eléctrica.
- Es un equipo de difícil manejo, debido a las grandes dimensiones y masa elevada, que puede llegar a decenas o centenas de toneladas en el caso de equipos de transmisión. Esto hace que el cambio de un transformador defectuoso por una unidad de reserva pueda llevar varios días.
- El tiempo medio de fabricación de un transformador de potencia, después de realizado el proyecto, es de por lo menos 3 meses, teniendo en cuenta que no es un equipo de stock.

Además de los factores descritos arriba, donde se expuso la necesidad de confiabilidad del transformador de potencia por los aspectos puramente técnicos y logísticos, hay también el factor económico, que se destaca por los siguientes motivos:

- Debido a los niveles de tensión y potencia existentes (de 13,8 a 750kV y de 10 a 800MVA), algunos tipos de fallas en este equipo son potencialmente destructivas, lo que puede redundar en un perjuicio de cerca de centenas de millares a varios millones de reales.
- Con la nueva reglamentación del sector eléctrico, iniciada en 1996, acompañando el proceso de privatización de parte del sector, cualquier interrupción en el suministro de energía o incluso la simple indisponibilidad de un equipo (planeada o no) puede resultar en grandes multas a las concesionarias de energía eléctrica.

Teniendo pues el escenario expuesto arriba, se hace plenamente justificable la aplicación de Sistemas de Monitoreo On-line a los transformadores de potencia, dada su importancia, juntamente con los demás equipos de una subestación, para la perfecta operación de un sistema eléctrico.

Objetivos

Podemos citar como objetivos para este Sistema de Monitoreo:

- El diagnóstico del estado actual del equipo, de modo que provea subsidios a la toma de decisión en cuanto a mantener o no el transformador en operación, o aún en cuanto a la reducción de la carga, a fin de disminuir el riesgo de falla grave en un equipo defectuoso.
- El pronóstico precoz de condiciones de falla en sus estados iniciales de evolución y de este modo posibilitar la parada programada del equipo para acciones correctivas.
- El monitoreo de las condiciones de operación del equipo a lo largo de toda su vida, a fin de mantener bajo control el proceso de envejecimiento normal, acelerado por las duras condiciones de operación a las cuales puedan estar sometidos, debido a la utilización del sistema eléctrico en sus límites.
- La utilización del transformador en condiciones de sobrecarga de emergencia, pero con total conocimiento y control de las diversas variables involucradas, sin incurrir en riesgos excesivos.

Metodología

Las siguientes etapas pueden ser citadas como necesarias para que sean alcanzados los objetivos expuestos:

1. Mediciones de Variables

Es lógico que para obtenerse diagnósticos y pronósticos del estado de un equipo es necesaria la realización de mediciones en él, siendo que la elección apropiada de las variables a medir, así como la calidad de las mediciones efectuadas, serán determinantes para alcanzar en mayor o menor grado los objetivos propuestos.

2. Almacenamiento de las Mediciones

Por medio del registro histórico de las variables, se hace posible no sólo la ejecución de pronósticos, a través del análisis de las tendencias de evolución, sino también la futura aplicación de nuevas metodologías de análisis que ciertamente surgirán, dado los esfuerzos que se han aplicado en la pesquisa y desarrollo de los Sistemas de Monitoreo.

3. Análisis de las Informaciones

Para que de las variables medidas y almacenadas por el sistema se puedan obtener informaciones relevantes para el usuario y no solo un enorme volumen de datos, algunas veces sin significado aparente, es necesario el análisis de estos datos. En general, este análisis consiste en módulos matemáticos que buscan reflejar el comportamiento físico del equipo, de tal forma que genere el diagnóstico y pronóstico de su estado.

4. Disponibilidad de las Informaciones

Como resultado de este análisis, las informaciones analizadas e incluso los datos no analizados, deben estar dispuestos a los usuarios del sistema. Diversos parámetros deben ser convenientemente estudiados y respondidos, para que no se tenga un sistema de poca utilidad, simplemente por ser inaccesibles y las informaciones, consecuentemente, indisponibles.

A continuación, están detalladas todas las etapas mencionadas.

Medición de Variables

Básicamente, hay dos tipos de arquitectura utilizados en la medición de las variables para el Sistema de Monitoreo, la arquitectura "centralizada" y la "descentralizada".

1. Arquitectura Centralizada

Consiste en la utilización de un elemento concentrador de informaciones, generalmente uno o más CLPs industriales, dotados de diversas entradas para señales analógicas y digitales. Están conectados a estas entradas los diversos sensores y/o equipos de medición, a través de sus salidas analógicas y/o a contactos secos. Estas señales son entonces transmitidas a uno o más ordenadores, normalmente ubicados en la sala de control, que harán el almacenamiento y análisis de las variables.

Esta arquitectura, a pesar de que a primera vista parezca la más sencilla y directa, por utilizar un equipo patrón de mercado conectado directamente a las salidas de los sensores del transformador, presenta algunas desventajas, que son:

- En general, las salidas de los sensores del transformador (temperaturas, niveles, gases, etc.) ya están siendo utilizadas por los sistemas supervisor y/o de protección de la subestación, lo que nos obliga a instalar sensores repetidos para una misma función o la multiplicación de las señales por medio de transductores y relés auxiliares. Esto nos lleva a las consecuencias obvias de:
 - aumento del número de los puntos de falla potencial;

- aumento en el número de equipos para mantenimiento (¡cuando uno de los objetivos del Sistema de Monitoreo es reducir el mantenimiento!);
- aumento en el número de piezas sobresalientes y
- riesgo de lecturas diferentes para una misma variable;
- Por ser equipos de uso predominantemente industrial, en general los CLPs poseen serias limitaciones en lo que se refiere a los aislamientos eléctricos y a las temperaturas de trabajo. Por lo tanto, el local ideal para su instalación sería la sala de control, climatizada, lo que llevaría consigo, en un gran volumen de cables llevados del transformador a la sala, tornando el sistema aún más caro y de instalación y mantenimiento trabajosos.

2. Arquitectura Descentralizada

Está en marcha un continuo y rápido desarrollo tecnológico de los equipos digitales de supervisión y control de transformadores, liderado en muchos casos por empresas brasileñas. Este escenario nos trae posibilidades extremadamente interesantes para la adquisición de las mediciones del transformador.

Equipos electromecánicos y/o analógicos, como por ejemplo termómetros de aceite y devanados, han sido substituidos por equipos digitales microprocesados. Estos dispositivos, a pesar de poseer aún las salidas analógicas y a contactos secos necesarios para la utilización por los sistemas de supervisión y de protección, poseen conectividad creciente a sistemas de información por medio, principalmente, de puertos de comunicación serial.

De esta forma, se utiliza en gran parte la característica de conectividad de los propios sensores y equipos que ya serían normalmente utilizados en el transformador, independientemente de la existencia de un Sistema de Monitoreo, para la obtención de las mediciones necesarias a este sistema.

Las ventajas de esta arquitectura son, entonces:

- Las salidas analógicas y a contactos secos de los sensores y equipos de supervisión del transformador quedan libres para utilización por los sistemas supervisor y/o de protección de la subestación.
- No hay necesidad de repetición de sensores o de multiplicación de señales, reduciendo la cantidad de equipos, con consecuente reducción de los costos de instalación, mantenimiento y de equipos sobresalientes, así como de los puntos de falla potencial;
- No existe el riesgo de lecturas discrepantes para una misma variable;
- Aumenta la precisión de la medición de las variables por el Sistema de Monitoreo, ya que con el uso de tecnologías digitales de transmisión de datos, se elimina una etapa de transmisión analógica de información, con los errores que le son intrínsecos.
- Los mejores equipos de supervisión y control de transformadores fueron desarrollados específicamente para utilización en transformadores de potencia, teniéndose en cuenta las condiciones extremas de temperatura e interferencias electromagnéticas del ambiente donde estén instalados.

En esta arquitectura, el medio físico de transmisión de las informaciones puede ser, por ejemplo, un par-trenzado trabajando en el patrón RS485 (simplicidad y bajo costo de instalación, cuidados especiales prácticamente innecesarios, buena inmunidad a interferencias) o fibra óptica (la instalación requiere mano de obra especializada, cuidados especiales para instalación y manejo, costo relativamente alto, total inmunidad a interferencias). Para ambos medios físicos, hay ejemplos de diversos Sistemas de Monitoreo en operación, con resultados plenamente satisfactorios.

La calidad de las informaciones recolectadas es, como ya se mencionó, factor determinante para la calidad de los diagnósticos y pronósticos obtenidos, siendo esta la razón del énfasis aquí dado a las posibles arquitecturas utilizadas para las mediciones.

Almacenaje de las Mediciones

Las mediciones registradas por los equipos de supervisión del transformador son llevadas a un ordenador en la sala de control de la subestación o en alguna localidad remota (por ejemplo, el Centro de Mantenimiento de la empresa), donde las informaciones son almacenadas en bancos de datos históricos y convenientemente analizadas.

El actual estado de la tecnología de la información ofrece amplias posibilidades para esta parte del sistema, tanto en términos de hardware como de software.

En general, pueden ser utilizados intervalos de grabación relativamente grandes, de aproximadamente algunos minutos, ya que las principales variables normalmente medidas en transformadores poseen constantes de tiempo relativamente largas (ver ítem "Tratamiento de las Informaciones").

El almacenamiento de las informaciones es realizado en bancos de datos en discos rígidos, utilizándose los medios considerados necesarios para garantizar la disponibilidad de las informaciones (copias de backup, espejeo de discos, etc.). Es posible el almacenamiento de datos de varios años, debido al intervalo de grabación utilizado y al lanzamiento en el mercado de dispositivos cada vez con más espacio disponible.

Análisis de las Informaciones

Es deseable que se obtengan del Sistema de Monitoreo, informaciones que van más allá de los datos en bruto registrados por los equipos de medición. A veces, sólo estos datos no analizados pueden ser suficientes y precisos para el ingeniero de mantenimiento y así obtener un diagnóstico del equipo.

Sin embargo, en otras ocasiones, la interpretación *humana* de los datos puede ser extremadamente difícil o hasta imposible. En este caso, se hace necesario el aprovechamiento de la capacidad de procesamiento del ordenador digital, por medio de módulos matemáticos y lógicos para el análisis de dichos datos.

Otro aspecto importante que merece ser resaltado, es que los referidos modelos matemáticos y lógicos constituyen, por su naturaleza, Sistemas Especializados, es decir, la traducción del conocimiento que la ingeniería posee respecto a la máquina en un software capaz de simular ciertos aspectos del comportamiento de ésta. Así, el Sistema de Monitoreo contribuye para el mantenimiento del conocimiento, que pasa a no depender exclusivamente de los agentes humanos envueltos.

A continuación, se citan algunos ejemplos de posibles modelos matemáticos, así como sus variables utilizadas. Algunos de los modelos sugeridos trabajan con datos obtenidos off-line, ya sea por la falta (o costo no permitido) de equipos para medición on-line de las variables existentes (como es el caso de los ensayos cromatográficos y fisicoquímicos) o por el hecho de que el propio desarrollo del modelo dependa de la formación de un banco de datos que esté compuesto de informaciones obtenidas manualmente (como es el caso del modelo de desgaste de contactos del OLTC en función de la corriente interrumpida).

- Cálculo de la estimación de pérdida de vida útil del aislamiento, debido al envejecimiento térmico de la celulosa, correspondiente a las condiciones de carga a la que fue sometido el transformador.
- Monitoreo de la previsión futura del gradiente de temperatura aceite/devanado, con alarma en caso de detección de tendencia que llevará a los niveles de alarma y desconexión por temperatura del devanado, así como indicación del tiempo restante antes que sea alcanzada la temperatura de alarma y/o desconexión.

- Monitoreo de la eficiencia del sistema de enfriamiento natural y forzado del transformador, basado en la comparación entre la temperatura medida en el tope del aceite y el valor que es calculado para esta misma temperatura a partir de los datos de temperatura ambiente y corriente de carga, con alarma en caso de detección de caída en el rendimiento del sistema de enfriamiento, es decir, temperatura medida más elevada que la calculada, descontando el margen de tolerancia.
- Monitoreo de la diferencia de temperatura entre el aceite del transformador y del conmutador bajo carga, con alarma en caso de detección de cambio en el patrón del comportamiento de ésta diferencia.
- Monitoreo on-line de los niveles de gases en el aceite, con alarma tanto en el caso de que sean alcanzados niveles críticos como en la detección de tendencia de crecimiento que en un futuro culminarán en esos niveles críticos.
- Monitoreo on-line de los niveles de humedad en el aceite y cálculo de la humedad estimada en el aislamiento en función de la humedad en el aceite y la temperatura, con alarma tanto en el caso de que sean alcanzados niveles críticos como en la de detección de tendencia de crecimiento que en un futuro culminarán en esos niveles críticos.
- Cálculo de la temperatura de formación de burbujas en el aceite debido a la humedad, con alarma en el caso de que la temperatura del devanado esté próxima a la temperatura de formación de burbujas o en el caso de detección de condiciones de carga que llegue a esta temperatura, con indicación del tiempo aproximado para alcanzar la temperatura cercana a la crítica.
- Cálculo de la temperatura de condensación del agua en el aceite (formación de agua libre), con alarma en el caso de que la temperatura inferior del aceite esté próxima a la temperatura de condensación o en el caso de detección de condiciones de carga que lleguen a esta temperatura, con indicación del tiempo aproximado para alcanzar la temperatura cercana a la crítica.
- Monitoreo de las corrientes y de los arranques desarrollados por los motores de los ventiladores y bombas de enfriamiento (arranque calculado a base de la tensión y corriente medida), con aviso de posibles condiciones anormales tales como arranque y/o corriente superiores a los valores esperados o detección de tendencia de aumento del arranque y/o corriente que indique que posibles problemas se encuentren en evolución en el motor.
- Monitoreo de la corriente y del arranque desarrollado por el motor del conmutador (arranque calculado a base de la tensión y corriente medida), con aviso de posibles condiciones anormales, tales como arranque y/o corriente superiores a los valores esperados o detección de tendencia de aumento del arranque y/o corriente que indique que posibles problemas se encuentren en evolución en el motor y/o en el mecanismo a él asociado.
- Registro de horas de operación de los ventiladores, con avisos para la realización de mantenimiento preventivo.
- Registro del número de operaciones del conmutador bajo carga (OLTC), con estimación del tiempo restante para la realización de la próxima inspección de contactos y/o mantenimiento preventivo, así como avisos de que fue alcanzado o será alcanzado en breve, el número de operaciones en que debe ser realizada esta inspección y/o mantenimiento.
- Cálculo del desgaste de los contactos de arco del OLTC, basado en la corriente de carga en el instante de operación del conmutador. La implementación de este cálculo depende:
 - Opción 1 - del conocimiento del modelo matemático de desgaste del contacto, normalmente mantenido en sigilo por los fabricantes de OLTCs,
 - Opción 2 - de la experiencia adquirida por el Sistema de Monitoreo en relación a las variables medidas y a las substituidas manualmente por el usuario.

- Cálculo previsto del número de operaciones del OLTC en que será alcanzado el espesor mínimo permitido para los contactos de arco del OLTC, así como del tiempo previsto para la restante vida útil de estos contactos.
- Diagnóstico de las probables condiciones internas del transformador, determinadas de acuerdo con las directrices de los diversos métodos de análisis de datos de cromatografía, con alarmas discriminando el tipo de anomalía que probablemente esté ocurriendo.
- Diagnóstico de las condiciones fisicoquímicas del aceite aislante, determinadas de acuerdo a las directrices de las normas vigentes, con alarmas en caso de valores fuera de los límites preestablecidos.

La tendencia es que la lista sugerida arriba crezca siempre, ya sea por los trabajos de investigación que se desarrollen en todo el mundo (incluso en Brasil, en empresas e instituciones de investigación) en este sentido o por la propia experiencia acumulada por los usuarios en la utilización de los Sistemas de Monitoreo, que están siendo aplicados cada vez más frecuentemente.

Disponibilidad de las Informaciones

Para que el Sistema de Monitoreo sea eficaz y alcance sus últimos objetivos, es necesario que el resultado del análisis de las informaciones, así como los datos no analizados, estén disponibles a los usuarios del sistema.

Diversas situaciones, tales como las abajo mencionadas, deben ser convenientemente estudiadas y respondidas, para que no se tenga un sistema de poca utilidad, simplemente por estar inaccesibles y las informaciones, consecuentemente, indisponibles.

- ¿Qué personas, o qué departamentos, deben tener acceso al Sistema de Monitoreo?
- ¿De qué locales se debe acceder para consultar el sistema? ¿Sólo en la propia subestación, en un departamento específico o en cualquier local de la empresa?

Observe que en el caso de una subestación no asistida, un sistema con acceso apenas local, en el ordenador de la sala de control, puede llegar a ser de muy poca utilidad, ya que la consulta depende del desplazamiento del usuario hasta la subestación. En el caso de una subestación de industria, con la ingeniería de mantenimiento siempre cerca, un sistema con acceso desde cualquier ordenador a la red Intranet de la empresa puede ser innecesariamente oneroso.

A continuación, se presentan las diversas alternativas actualmente en práctica para acceso al Sistema de Monitoreo, haciendo que la elección de la más conveniente dependa mucho de las características de cada aplicación, como lo ilustrado en los ejemplos de arriba.

1. Acceso local

El acceso al Sistema de Monitoreo es efectuado desde el propio ordenador donde se hace el almacenamiento y análisis de datos, pudiendo éste estar instalado en la sala de control de la subestación (opción más común) o remotamente, por ejemplo en el Centro de Mantenimiento de la empresa. La utilización de esta última localización depende de un buen y confiable enlace de datos entre ésta y la subestación.

2. Acceso local y remoto simple

El acceso al Sistema de Monitoreo puede ser efectuado del propio ordenador donde se hace el almacenamiento y análisis de datos, como en la opción anterior y también de un ordenador remoto, que se conecta al ordenador local cuando sea necesario, por medio de módems, enlace de datos dedicado, etc. Frecuentemente es necesario un software de acceso en la instalación en el ordenador remoto, lo que hace que normalmente este tipo de acceso remoto sea efectuado siempre de un mismo ordenador.

3. Acceso local y remoto vía Intranet

El acceso al Sistema de Monitoreo puede ser efectuado desde el propio ordenador donde se hace el almacenamiento y análisis de datos, como en las opciones anteriores y también de cualquier ordenador remoto conectado a la red Intranet de la empresa. El ordenador local está también conectado permanentemente a la Intranet, en algunos casos vía firewall.

Las informaciones están disponibles por el Sistema de Monitoreo en el formato de páginas de Internet, de tal forma que no es necesaria la instalación de cualquier software específico en los ordenadores remotos, siendo utilizado para acceso al sistema un navegador de Internet comercial (Internet Explorer, Netscape Navigator, etc.).

Esta opción presenta la ventaja de permitir el acceso al sistema desde cualquier ubicación de la empresa o incluso fuera de ella si hay conexión de Intranet a Internet y si hay autorización para este acceso externo. No se excluye la posibilidad de restringir el acceso sólo a personas autorizadas por medio de contraseñas o por medio del firewall, si hubiere.

Un caso en que estas características puedan ser útiles, es que el sistema sea accesible no sólo por la ingeniería de mantenimiento, sino también por el departamento de operación. Como se puede observar en los modelos matemáticos citados como ejemplo, algunas informaciones pueden ser extremadamente útiles para este sector.

Este tipo de acceso ha sido bastante utilizado en Brasil por diversas concesionarias, constando de sus especificaciones de Sistemas de Monitoreo, tales como Furnas, Eletrosul y Escelsa.

Conclusión

Fueron presentados los objetivos generales de la utilización de Sistemas de Monitoreo de transformadores de potencia. Se demostraron también, en la secuencia lógica natural, las etapas, equipos y softwares necesarios para que estos objetivos sean alcanzados.

Se enfatizaron las diferentes alternativas disponibles para la implementación de diversas partes del sistema, demostrándose, cuando sea el caso, sus ventajas y desventajas o la aplicabilidad o no aplicabilidad de determinadas soluciones, dependiendo de las necesidades de cada usuario.

Se relacionaron diversos ejemplos de posibles modelos matemáticos, que ayudan al usuario en la interpretación de las variables medidas.

Se puede evolucionar aún más en la automatización de los diagnósticos y pronósticos del sistema, ya sea por el desarrollo de nuevos modelos matemáticos o por la utilización de otras herramientas de inteligencia artificial, además de los Sistemas Especializados, tales como Redes Neurales, Lógica Fuzzy, Algoritmos Genéticos, etc.

En este proceso de mejora, con implementación de nuevos cálculos y herramientas, es esencial el papel de los usuarios de los Sistemas de Monitoreo, principalmente las concesionarias de energía eléctrica, en el sentido de disponibilidad del conocimiento de la ingeniería de mantenimiento, acumulado a lo largo de los años y del cambio de bancos de datos de fallas de equipos. De ésta forma, se alcanzará la mayor consistencia posible para los Sistemas de Monitoreo, haciéndolos más eficaces por estar basados en la realidad de la ingeniería de mantenimiento.

Bibliografía

- Puerto Iguazú, Argentina (2003). X ERLAC - Encontro Regional Latino-americano do CIGRÉ; Sistema de Diagnósticos para o Monitoramento de Subestações de Alta Tensão e o Gerenciamento das Atividades de Manutenção: Integração e Aplicações; Marcos Eduardo Guerra Alves, Oscar Kastrup Filho, Jorge Amom, André Vita, Adolfo Ribeiro, et al.

- Brasil (2001). 2º Workshop sobre Técnicas de Inteligência Artificial Aplicadas a Sistemas de Potência e Industriais; Monitoramento de Transformadores Utilizando Sensores Dedicados para o Sistema Inteligente; Marcos Eduardo Guerra Alves.
- Brasil (2002). Colóquio Técnico de Manutenção e Monitoramento de Disjuntor; Breaker Point - Sistema Inteligente de Gerenciamento da Operação e de Diagnósticos para Disjuntores de Alta Tensão; Oscar Kastrup Filho.
- Brasil/ABNT (1987). Padronização de Transformadores de Potência, NBR9368. Associação Brasileira de Normas Técnicas.
- Brasil/ABNT (1997). Aplicação de Cargas em Transformadores de Potência, NBR5416. Associação Brasileira de Normas Técnicas.
- IEEE Guide for the Application of On-Line Monitoring to Liquid-Immersed Transformers – Draft 11
- Brasil (2000). Treetech Sistemas Digitais; SIGMA-Sistema Integrado de Monitoramento para Transformadores de Potência - Descritivo Técnico.
- Treetech Sistemas Digitais (2001). Catálogo Geral de Equipamentos.

Marcos E. Guerra Alves trabaja con Treetech Sistemas Digitais desde 1992. Especializado en Sistemas de Control y Monitoreo de Transformadores de Potencia, Gerente del Departamento de Investigación y Desarrollo. Se graduó como ingeniero electricista en la Universidade São Judas Tadeu, São Paulo, Brasil y en el 2005 concluyó su Maestría en el área de Energía y Automatización de la Universidade de São Paulo (USP), Brasil.