

Especificación de Sistemas de Monitoreo On-line para Transformadores de Potencia Basados en una Arquitectura Descentralizada

Nombres de los autores:

Marcos E. G. Alves (*)
Vagner Vasconcellos

Afiliación:

TREETECH Sistemas Digitais Ltda.
CPFL Energia S.A.

Resumen – Los cambios en las filosofías de mantenimiento, con la migración del mantenimiento Preventivo hacia el Predictivo han conducido a la adopción de los Sistemas de Monitoreo On-line de Transformadores de Potencia como una de las principales herramientas para conocer el estado del equipamiento y diagnosticar o pronosticar eventuales problemas. Este artículo presentará los principales aspectos a tener en cuenta para la especificación de sistemas de monitoreo de transformadores de potencia, incluyendo las arquitecturas para medición de variables, los medios de transmisión de datos, el procesamiento de las mediciones para obtención de diagnósticos y pronósticos del estado del equipamiento y la disponibilización de las informaciones. Será presentado también el concepto de subsistemas de monitoreo con la utilización de sensores inteligentes (IED's), que puede viabilizar la aplicación del monitoreo on-line en transformadores de pequeño y mediano porte.

Palabras clave: transformador, especificación, monitoreo on-line, diagnóstico, pronóstico, mantenimiento predictivo, mantenimiento basado en condición.

1. INTRODUCCIÓN

El actual escenario de los mercados de energía eléctrica en el mundo ha llevado las empresas del sector a operar en un contexto de competitividad hasta entonces inédito, forzando a una búsqueda constante por mayor eficiencia, mejor calidad de suministro y menores costos.

Este contexto ha llevado a un cambio en las filosofías de mantenimiento, acelerando la migración del mantenimiento Preventivo hacia el Predictivo. Algunos de los primeros equipamientos en que se opera ese cambio son los transformadores de potencia, dado que, además de esenciales para las redes de transmisión y distribución, son en general los mayores activos de una subestación.

Con eso, los Sistemas de Monitoreo On-line han sido adoptados como una de las principales herramientas para

posibilitar ese cambio sin colocar en riesgo la seguridad y confiabilidad de la operación de los transformadores, permitiendo conocer su condición y diagnosticando y pronosticando eventuales problemas.

La experiencia ya adquirida por el mercado con el desarrollo, la especificación y compra de sistemas de monitoreo on-line, además de su posterior operación y mantenimiento, permite identificar las principales filosofías empleadas en la construcción de los sistemas, así como el análisis de sus resultados prácticos y la selección de las soluciones que presenten los mejores resultados con los menores costos.

Con eso, aunque inicialmente los sistemas de monitoreo fueren aplicados solamente a transformadores de gran porte, la elección y especificación de las filosofías y arquitecturas más adecuadas puede tornar viable la aplicación de sistemas de monitoreo on-line aún en transformadores de pequeño y mediano porte.



2. TOPOLOGÍA TÍPICA DE SISTEMAS DE MONITOREO ON-LINE

Típicamente, los sistemas de monitoreo on-line de transformadores de potencia adoptan la topología mostrada en el diagrama de bloques de la figura 1, donde se observan las siguientes partes constituyentes principales:

- **Medición de variables** - La medición de las diversas variables consideradas importantes para el conocimiento del estado del equipamiento es efectuada a través de sensores y/o transductores, localizados en general junto al transformador. Si la arquitectura adoptada fuere la Centralizada, existirá también un dispositivo concentrador de las mediciones (CLP).
- **Transmisión de datos**- Consiste en la transmisión de los datos de mediciones de los sensores, obtenidos en la etapa anterior, para la etapa de almacenamiento y procesamiento de datos a continuación, utilizándose los medios físicos más convenientes para la aplicación.
- **Procesamiento y almacenamiento de datos** - El almacenamiento y procesamiento de los datos de mediciones de los sensores tiene por objetivo la obtención de informaciones útiles para el mantenimiento y la gestión del activo, tales como los diagnósticos y pronósticos de estado de los varios subsistemas y de la condición general del transformador. Con ello se evita también que la ingeniería de mantenimiento sea sobrecargada con un gran volumen de datos, no siempre de fácil interpretación.
- **Disponibilidad de la información** - Para que el sistema de monitoreo alcance sus objetivos, las informaciones referentes al estado de los equipamientos precisan ser disponibilizadas a los diversos sectores interesados, manteniendo simultáneamente la integridad de los datos y la seguridad del acceso.

La especificación de un sistema de monitoreo on-line debe considerar las características necesarias y las opciones que las atiendan en cada una de esas partes. Las principales cuestiones a observar son descriptas a continuación.

2.1. Medición de variables

La especificación de la Medición de Variables para el sistema de monitoreo debe tomar en consideración: (1) cuáles variables deben ser medidas y (2) cuál es la arquitectura adoptada para esas mediciones.

2.1.1 Selección de variables

La siguiente enumeración constituye una lista de variables típicamente utilizadas en sistemas de monitoreo de transformadores de potencia, siendo posible la utilización de sólo parte de ellas:

- Temperatura ambiente
- Temperatura del aceite

- Temperatura de bobinados
- Temperatura del cambiador bajo carga
- Condición de la bolsa del conservador de aceite
- Contenido de agua y saturación relativa en el aceite del transformador
- Contenido de agua y saturación relativa en el Cambiador bajo Carga
- Capacitancia y tangente delta de los Bushing
- Hidrógeno en aceite
- Corrientes de carga y tensión
- Posición del Cambiador bajo carga
- Instante de accionamiento del Cambiador
- Numero de operaciones del cambiador bajo Carga
- Tensión y Corriente del Cambiador
- Nivel de aceite del Transformador
- Nivel de aceite del Cambiador

La elección de las variables a medir para el sistema de monitoreo estará condicionada por los siguientes factores principales:

- Aplicabilidad al transformador en cuestión, considerando la existencia, o no, de accesorios como conmutador bajo carga, bombas de circulación de aceite, etc.
- Variables necesarias para ejecución de las funciones de diagnóstico consideradas importantes para la aplicación. Ese factor está directamente ligado al bloque de Almacenamiento y Tratamiento de Datos, y será detallado en el ítem 2.3.

2.1.2 Arquitectura para medición de variables

La medición de las variables durante la operación del transformador es efectuada por medio de sensores y/o acondicionadores de señales, que pueden estar conectados según dos arquitecturas principales:

- Una arquitectura basada en un elemento centralizador localizado en el cuerpo del transformador, generalmente un CLP (Controlador Lógico Programable), o,
- Una arquitectura descentralizada, basada en IED's (Intelligent Electronic Devices, Dispositivos Electrónicos Inteligentes) localizados en el cuerpo del transformador.

La elección de la arquitectura a utilizar para la medición de variables debe tener en cuenta las características inherentes a cada una de las opciones, presentadas en la Tabla 1.

Arquitectura Centralizada	Arquitectura Descentralizada
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema centralizado – el CLP concentra las informaciones de todos los sensores y las envía al próximo bloque del sistema de monitoreo. 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Sistema descentralizado, donde los sensores son IED's (<i>Intelligent Electronic Devices</i>) que envían las informaciones directamente al próximo bloque del sistema de monitoreo.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Sistema centralizado, expansiones y mantenimientos más difíciles. 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Sistema naturalmente modular, facilitando expansiones y mantenimiento.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Los sensores tiene que ser dedicados a conexión al CLP, causando eventuales duplicaciones de sensores y costos adicionales en sistemas de monitoreo. 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ IED's ya existentes en los sistemas de control y protección pueden ser integrados a los sistemas de monitoreo y adquisición de datos, evitando costos de sensores adicionales.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ El elemento centralizador (CLP) representa costos adicionales de instalación, programación y mantenimiento para el sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ No existe el elemento centralizador – eliminados costos adicionales.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Falla en el CLP puede acarrear la pérdida de todas las funciones del sistema. 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Falla en un IED acarrea pérdida sólo de parte de las funciones – demás IED's permanecen en servicio.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ El elemento centralizador (CLP) es un punto de falla adicional para el sistema 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ No existe el elemento centralizador, eliminándose así un posible punto de falla.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Temperatura de operación máxima del CLP típica 55°C [1]. Desaconsejada instalación junto a los equipamientos principales (p.ej. transformadores). 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Temperatura de operación -40 a +85°C, adecuados para instalación en el patio junto a los equipamientos principales.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Instalación recomendada en la sala de control – gran cantidad de cables de interconexión con el patio. 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Instalación típica junto al equipo principal, en el patio – sólo comunicación serial (par-trenzado o fibra óptica) para interconexión con la sala de control.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nivel de aislación típico 500V – no adecuado para el ambiente de subestaciones de alta tensión [1]. 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Nivel de aislación típico 2,5kV – proyectado para el ambiente de subestaciones de alta tensión.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Puertas de comunicación serial no soportan los picos, impulsos e inducciones existentes en la subestación, obligando al uso de fibra óptica para comunicación con la sala de control – alto costo de instalación. 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Puertas de comunicación serial proyectadas para el ambiente de subestación, permitiendo el uso de par-trenzado para comunicación con la sala de control – bajo costo de instalación. Permite opcionalmente el uso de fibra óptica, con convertidores externos auto-alimentados.
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Generalmente operan con protocolos de comunicación industriales [1]. 	<ul style="list-style-type: none"> ➢ Protocolos de comunicación específicos para utilización en sistemas de potencia (<i>time-stamp</i>, sincronismo de reloj, etc.).

Tabla 1 – Comparación de características de arquitectura centralizada y descentralizada

Topologías de sistemas de monitoreo utilizando las arquitecturas centralizada y descentralizada pueden ser observadas en los ejemplos de las figuras 2 y 3. En la figura 2 se puede observar, por ejemplo, la duplicación de los sensores de temperatura del aceite y corriente de carga, que ya no ocurre en la figura 3.

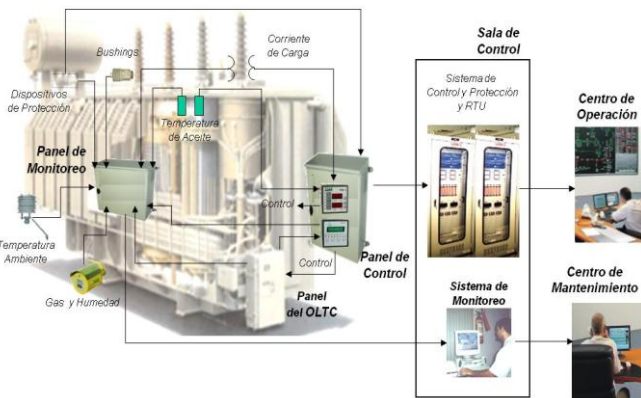


Figura 2 – Topología usando arquitectura centralizada

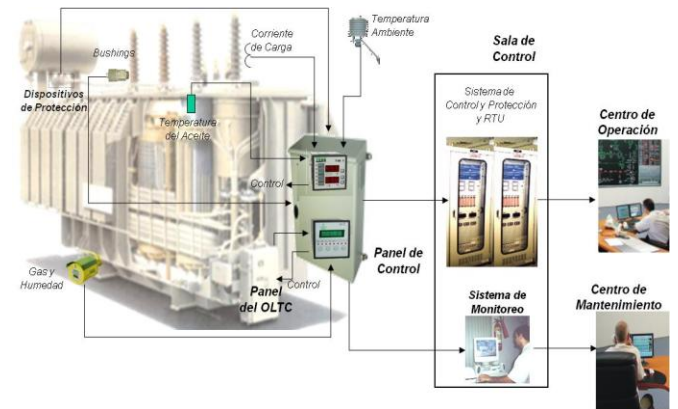


Figura 3 – Topología usando arquitectura descentralizada

Los diversos beneficios con la utilización de la arquitectura descentralizada la tornan aconsejable, y por lo tanto, para la especificación de los sistemas de monitoreo, dadas la mayor confiabilidad y menores costos de mantenimiento, además de la facilidad para especificación de sistemas de monitoreo de pequeño porte y costo reducido. Contribuye para eso la posibilidad de aprovechamiento de IED's ya existentes en el transformador para las funciones de supervisión y control como fuente de datos (sensores) para el sistema de monitoreo. En algunos casos, como los ejemplos mostrados en el ítem 3 adelante, el sistema de monitoreo puede tener costo cero con sensores.

2.2. Transmisión de datos

La transmisión de datos de los equipamientos de medición de variables (ítem 2.1) para la sala de control de la subestación puede ser realizada a través de diferentes medios de comunicación, respetándose también las exigencias del tipo de arquitectura empleada para la medición de variables, conforme es mostrado en la tabla 1. En sistemas con medición de variables con arquitectura centralizada son empleadas generalmente fibras ópticas.

Ya en los sistemas con arquitectura descentralizada puede ser empleada, además de la alternativa con fibras ópticas, la comunicación serial en el padrón RS485, con la ventaja de menores costos y tiempo de instalación, contribuyendo así para la reducción de costo y la viabilidad financiera de los sistemas de monitoreo en transformadores de pequeño porte. De ese modo, también bajo este aspecto la utilización de la arquitectura descentralizada se torna aconsejable para la especificación de los sistemas de monitoreo.

Otras opciones de comunicación también pueden ser estudiadas, dependiendo de las características de la instalación, como por ejemplo, links de radio dedicados y redes inalámbricas wi-fi.

Si la computadora que efectúa el almacenamiento y tratamiento de los datos (ítem 2.3) está localizada en la propia sala de control de la subestación, la conexión con la transmisión de datos que viene de los transformadores es directa. Caso contrario, si la computadora estuviere en una localidad remota, la transmisión de los datos de medición puede ser efectuada también a través de la red intranet de la empresa, por internet o aún por modem celular GPRS.

2.3. Procesamiento y almacenamiento de datos

Los datos proporcionados por los IEDs ubicados en el transformador, tanto lecturas en bruto y aquellas proporcionadas que resultan del pre-tratamiento de los datos, son recibidas por una computadora, que puede estar ubicada en la sala de control de la subestación o en un punto remoto, operando el software de monitoreo.

Más que un sistema para la simple digitalización de medidas de los sensores, un sistema de monitoreo debe ser capaz de transformar estos datos en información útil para mantenimiento del transformador, lo cual consiste en diagnóstico y pronóstico de la condición del equipamiento. Para cumplir esta función el sistema de monitoreo debe estar equipado con un “Módulo de Ingeniería”, el cual contiene los algoritmos y los modelos matemáticos para diagnóstico y pronóstico.

Tabla 2 resume los principales módulos diagnósticos que pueden ser especificados para un sistema de monitoreo, como así también las variables necesarias para su operación. [2], [3].

Módulo diagnóstico	Variables Necesaria
- Envejecimiento del aislamiento (Pérdida de vida)	- Temperatura de bobinado (hot-spot) - contenido de agua en el papel (del modulo de diagnostico)
- Previsión de Temperaturas - Eficiencia del enfriamiento	- Temperatura ambiente - Temperatura de Top oil - Porcentual de cargamento - Operación de los ventiladores y bombas
- Asistente de mantenimiento del enfriamiento.	- etapa de operación del enfriamiento
- Cantidad de Agua en el Aceite y en el papel - Temperatura de formación de burbujas; - Temperatura de formación de agua libre;	- Porcentual de saturación de agua en el aceite, - Cantidad de agua en el aceite (ppm), - Temperaturas de aceite en el punto de medición - Temperatura de bobinado - Temperatura ambiente
- Gases en el aceite	- Concentración de Hidrogeno en el aceite - Concentración de gases combustibles en el aceite (off-line u on-line)
- Diferencia de temperatura entre el Cambiador bajo carga y el transformador,	- Temperatura del Aceite - Temperatura del Aceite del Cambiador - Posición del Cambiador
- Tiempo de operación del motor del Cambiador	- Posición del Cambiador - Cambiador en operación / reposo
- Torque del motor del Cambiador bajo Carga	- Posición del Cambiador - Cambiador en operación / reposo - Corriente del motor del Cambiador - Tensión del motor del Cambiador (opcional)
- Asistente de mantenimiento del Cambiador bajo Carga	- Posición del Cambiador - Cambiador en operación / reposo - Corriente de cargamento
- Humedad en el Aceite del conmutador	- Porcentual actual de saturación de agua en el aceite - Tenor de agua en el aceite(ppm), - Temperaturas de aceite en el punto de medición

Tabla 2 – Ejemplos de módulos diagnósticos y medidas de variables necesitadas

En sistemas con arquitectura descentralizada, la modularidad de los sensores IED's se extiende a los módulos de diagnóstico a ser utilizados, ya que pueden ser especificados sólo los módulos para los cuales se dispone de las variables enlistadas en la columna "Variables Necesarias" de la tabla 2.

Esto contribuye, por lo tanto, para la reducción de costo y la viabilidad financiera de los sistemas de monitoreo en transformadores de pequeño porte. De esa forma, también bajo este aspecto la utilización de la arquitectura descentralizada se torna aconsejable para la especificación de los sistemas de monitoreo. En el ítem 3 adelante son mostrados algunos ejemplos de subsistemas de monitoreo donde, con la utilización de pocos sensores es posible el diagnóstico de diversas funciones del transformador.

2.4. Disponibilidad de la información

Para permitir la disponibilidad de las informaciones del sistema de monitoreo, en general la computadora que ejecuta el software de monitoreo estará conectada a la red Intranet de la empresa o aún a Internet. Para permitir el acceso al sistema de monitoreo sin la necesidad de instalación de softwares específicos en todas las computadoras remotas, la solución generalmente empleada es el acceso a través de navegadores de internet.

Asimismo, para evitar la necesidad de un seguimiento continuo del sistema, lo que acarrearía un gran gasto de tiempo de la ingeniería de mantenimiento, el sistema de monitoreo puede ser especificado con un mecanismo de envío automático de mensajes de alerta en caso de cualquier anomalía. Las alertas pueden ser enviadas por e-mail o aún por mensajes de texto a teléfonos celulares, conforme previamente registrado en el sistema.

3. EJEMPLOS DE CONFIGURACIÓN DE SISTEMA DE MONITOREO

Para ilustrar la especificación de diferentes configuraciones de sistemas de monitoreo, son presentados a continuación algunos ejemplos de aplicación utilizando módulos de monitoreo con relativamente pocas variables.

Los ejemplos consideran el uso de arquitectura descentralizada, aprovechándose equipamientos de supervisión y control ya existentes en muchos transformadores como sensores de medición de variables para el sistema de monitoreo.

3.1. Subsistemas de monitoreo de temperatura

La figura 4 ejemplifica un subsistema de monitoreo de Temperaturas que utiliza como sensor para medición de variables solamente un monitor de temperatura, frecuentemente ya existente en los transformadores para funciones de supervisión y control de ventilación forzada. Con esa configuración simple, diversas funciones de monitoreo son posibles, conforme enlistado en la propia figura.

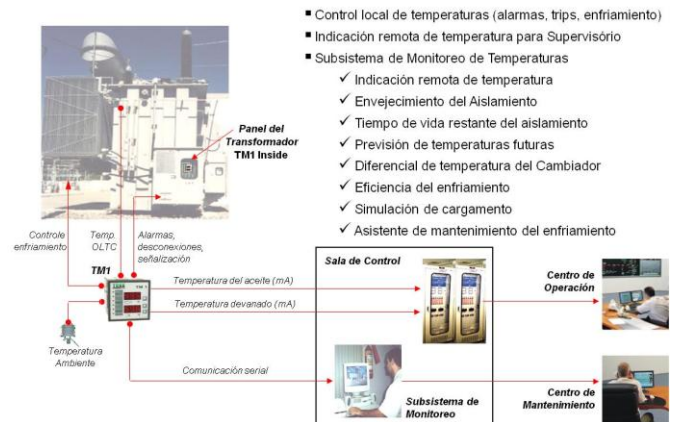


Figura 4 – Subsistema de monitoreo de temperatura

3.2. Subsistemas de monitoreo de humedad y temperatura

La figura 5 ejemplifica un subsistema de monitoreo de Temperaturas y de Humedad que utiliza como sensores para medición de variables un monitor de temperatura, frecuentemente ya existente en los transformadores para funciones de supervisión y control de ventilación forzada, y un sensor de humedad en aceite de costo relativamente reducido. Con esa configuración son posibles todas las funciones del subsistema de monitoreo de temperaturas mostrado en la figura 4, adicionándose las funciones del subsistema de monitoreo de humedad enumeradas en la figura 5.

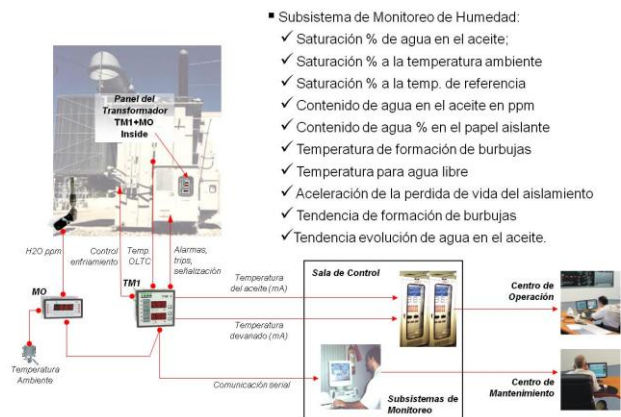


Figura 5 – Subsistemas de monitoreo de humedad y temperatura

3.3. Subsistemas de monitoreo de bushings, humedad y temperatura

La figura 6 ejemplifica un subsistema de monitoreo de Temperaturas, de Humedad y de Bushings que utiliza como sensores para medición de variables un monitor de temperatura, frecuentemente ya existente en los transformadores para funciones de supervisión y control de

ventilación forzada, un sensor de humedad en aceite y un monitor de bushings. Con esa configuración son posibles todas las funciones de los subsistemas de monitoreo de temperaturas y humedad mostradas en las figuras 4 y 5, adicionándose las funciones del subsistema de monitoreo de bushings enumeradas en la figura 6.

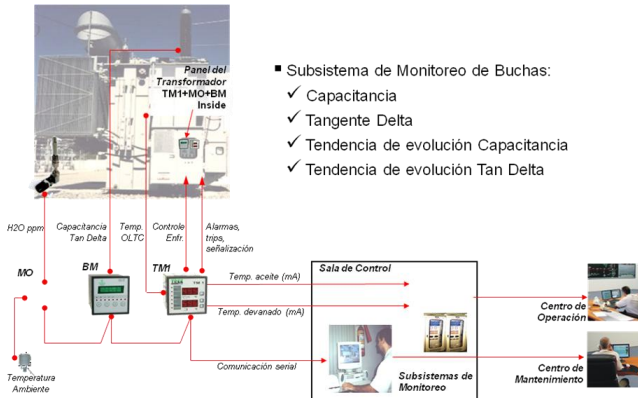


Figura 6 – Subsistemas de monitoreo de bushing, humedad y temperatura

3.4. Subsistemas de monitoreo del Cambiado bajo carga y temperatura

La figura 7 ejemplifica un subsistema de monitoreo de Temperaturas y de Conmutador Bajo Carga que utiliza como sensores para medición de variables un monitor de temperatura y un relé regulador de tensión, frecuentemente ya existentes en los transformadores para funciones de supervisión y control de ventilación forzada y del conmutador. Con esa configuración son posibles todas las funciones del subsistema de monitoreo de temperaturas mostrado en la figura 4, adicionándose las funciones del subsistema de monitoreo del conmutador bajo carga enumeradas en la figura 7.

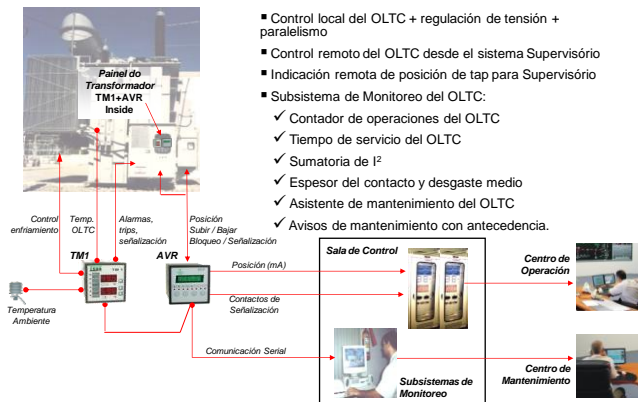


Figura 7 – Subsistemas de monitoreo del Cambiador bajo carga

4. CONCLUSIONES

Para alcanzar los objetivos esperados con la utilización de sistemas de monitoreo on-line de transformadores de potencia, especiales cuidados deben ser tomados con la especificación de las características del sistema, tales como

las variables a medir, la arquitectura para la medición de variables y los módulos de diagnósticos deseados.

Con la especificación de una arquitectura descentralizada para la medición de las variables, basada en dispositivos inteligentes (IED's), es posible la aplicación de módulos de diagnóstico específicos, como demostrado con los ejemplos en el ítem 3, aprovechándose inclusive los IED's ya existentes en el transformador para funciones de supervisión y control como fuentes de datos (sensores) y con costo cero para el sistema de monitoreo. Esa arquitectura permite además la implantación y expansión gradual del sistema de monitoreo, respetándose la disponibilidad de recursos de la empresa y permitiendo la implantación en un mayor número de transformadores.

De ese modo, la aplicación de sistemas de monitoreo on-line, generalmente restringida en el pasado a transformadores de gran porte debido a su elevado costo, se torna posible también en transformadores de pequeño y mediano porte.

5. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Lavieri Jr., Arthur, Hering, Ricardo, "New Concepts in Energy Systems of High Reliability", Encarte Especial Siemens Energia, <http://mediabox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf>, January/2001.
- [2] Alves, Marcos, "On-Line Monitoring System for Power Transformers", Eletricidad Moderna Magazine, May/2004.
- [3] Amom, Jorge, Alves, Marcos, Vita, André, Kastrup Filho, Oscar, Ribeiro, Adolfo, et. al., "Sistema de Diagnósticos para el Monitoreo de Subestaciones de Alta Tensión y el Gerenciamiento de las Actividades de Mantenimiento: Integración y Aplicaciones", X ERLAC - Encontro Regional Latinoamericano del CIGRÉ, Puerto Iguazú, Argentina, 2003.

DADOS BIOGRÁFICOS

Marcos E. Guerra Alves – Nació en Rio de Janeiro, RJ, el 15 de julio de 1975, trabaja con Tretech Sistemas Digitais desde 1992. Especializado en sistemas de control y monitoreo de transformadores de potencia, es gerente del departamento de Pesquisas y Desarrollos. Se graduó como Ingeniero Eléctrico en 2001 en la Universidad São Judas Tadeu, São Paulo, y en 2005 concluyó su Master en la área de Energía y Automación de la Universidad de São Paulo (USP).

Vagner Vasconcellos – Nació en Sorocaba, SP, el 20 de septiembre de 1973, trabaja con CPFL Energia SA desde 1996 e actualmente está en la Área de Ingeniería y Planeamiento de Sistemas Eléctricos. Especializado en transformadores de potencia con trabajos en las áreas de mantenimiento, especificación y acompañamiento de estos equipos desde 1988. Se graduó como Ingeniero Eléctrico en 1998 en la FACENS, Sorocaba/SP, y en 2007 concluyó su Maestría en la área de Energía y Automación de la Universidad de São Paulo (USP). Actualmente está cursando el Doctorado en la misma Universidad, siguiendo con los estudios de los transformadores de potencia.