

# **DISEÑO DEL SISTEMA DE CONTROL AUTOMATIZADO PARA UN TRANSFORMADOR DE FUERZA DE UNA SUBESTACION ELECTRICA**

**Vaca Torres Fausto**  
**Escuela Politécnica Nacional**

**Tapia Luis**  
**ltcsi@hotmail.com**  
**Escuela Politécnica Nacional**

## **ABSTRACT**

**This paper describes the automation of a three – phase autotransformer OSAKA of 138/69 kV considering the following parameters: oil and winding temperatures, on load tap changing, emission of gases, partial discharges on bushings and differential protection against over currents and over voltages. Technical characteristics of the automation system equipments are specified: sensors, transducers and intelligent electronic devices (IEDs).**

## **RESUMEN**

Este artículo describe la automatización de un auto – transformador trifásico de 138/69 kV de marca OSAKA, considerando los siguientes parámetros: temperatura de devanados y aceite, cambio de taps bajo carga, emisión de gases, descargas parciales de los bushings y protección diferencial contra sobrevoltajes y sobrecorrientes. Se especifican las características técnicas de los equipos de automatización: sensores, transductores y dispositivos electrónicos inteligentes.

## **1. INTRODUCCION**

Cuando un proceso de falla es detectado por los dispositivos de protección y control de un transformador de potencia, mediante la medición de sobrevoltajes y sobrecorrientes, se procede a desconectar y aislar al transformador del resto del sistema eléctrico.

Sin embargo, dentro de un transformador de potencia se desarrollan ciertos fenómenos que pueden conducir a un proceso de falla, los mismos que no pueden ser detectados por los dispositivos

convencionales de protección y medición ya que dichos fenómenos no necesariamente producen sobrevoltajes y sobrecorrientes. Tales fenómenos tienen que ver con el proceso de deterioro natural de los componentes del transformador.

El control de tales fenómenos se efectúa mediante inspecciones periódicas al transformador, en las cuales se hace un chequeo de sus partes mecánicas, toma de muestras de aceite y registro de mediciones y otros tipos de pruebas.

El inconveniente de este sistema de monitoreo es que se lo efectúa cada cierto período de tiempo, por lo cual no se puede tener un registro permanente de los parámetros de funcionamiento del transformador.

Mientras tanto, entre el intervalo de tiempo que transcurre entre las inspecciones, se puede estar desarrollando un proceso de falla, el cual no necesariamente puede ser detectado durante las labores de mantenimiento.

En este trabajo se propone un modelo de sistema automatizado que permita realizar las labores de medición, supervisión y control de un transformador de potencia en forma remota; que le permita además a un operador del CENACE ordenar y/o efectuar tareas de mantenimiento preventivo cuando la situación lo amerite.

## **2. PARAMETROS DE CONTROL DE UN TRANSFORMADOR DE FUERZA.**

Básicamente, un sistema de monitoreo de un transformador de fuerza debe contemplar la medición y control de los siguientes parámetros:

- Gases combustibles disueltos en el aceite.

- Presencia de humedad en el papel aislante.
- Descargas parciales en los bushings.
- Temperaturas en los puntos calientes de los devanados.
- Funcionamiento del cambiador de taps bajo carga (OLTC).
- Velocidad de flujo de aceite (relé Buchholz).
- Control de la ventilación.
- Protección contra sobrevoltajes y sobrecorrientes.

Los gases disueltos en el aceite tienen su origen en la degradación de la celulosa impregnada en el aislante, fenómeno provocado por un arco eléctrico o un sobrecalentamiento interno y también por el envejecimiento del aceite dieléctrico. Estos gases se denominan *de falla* y son el monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>); además de hidrocarburos gaseosos tales como: hidrógeno, metano, etano, etileno y acetileno.

Las descargas parciales se deben a la presencia de humedad, cavidades en el aislamiento sólido, partículas metálicas y burbujas de gas.

El monitoreo de puntos calientes se refiere a controlar los valores límite de temperatura que pueden soportar los aislamientos de los devanados. Tales intervalos están normalizados.

El control del cambiador de taps bajo carga se basa en el monitoreo de la temperatura del compartimiento en el que está instalado, y, esencialmente, el control del funcionamiento del motor de arrastre.

El control del sistema de ventilación tiene que ver con la activación del banco de ventiladores cuando la temperatura del aceite y los devanados sobrepasa los valores tolerables.

La velocidad de flujo de aceite entre el tanque principal y el tanque conservador es controlada por el relé Buchholz, el cual se activa si el caudal de aceite sobrepasa el valor máximo tolerable para el transformador.

La protección del transformador contra sobrevoltajes y sobrecorrientes debe considerar los fenómenos de

sobrecalentamiento, fallas internas y corto – circuitos externos.

### 3. AUTOMATIZACION DE UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Para automatizar un sistema eléctrico, en este caso un transformador de potencia, se necesita conocer los siguientes aspectos del sistema en cuestión:

- a. Equipos de medición, protección y control propios del dispositivo o sistema a ser automatizado.
- b. Forma de operación de los equipos de protección y control.
- c. Señales de monitoreo a ser recogidas por los equipos de automatización.

#### 3.1. PARAMETROS ELECTRICOS Y EQUIPOS AUXILIARES.

En el presente trabajo se tomó como ejemplo de aplicación a un auto – transformador reductor OSAKA instalado inicialmente en la subestación Quevedo de EMELGUR, el cual tiene las siguientes características eléctricas:

*TIPO:* auto transformador trifásico.

*CAPACIDAD:* 33.3 MVA.

*REGULACION DE VOLTAJE:* 0.62% entre P y S.

*FORMA DE REFRIGERACION:* transformador inmerso en aceite, con refrigeración forzada por aire.

El tipo y número de dispositivos de medición, protección y control, así como también su funcionamiento viene detallado en el manual del usuario del transformador.

#### 3.2. SEÑALES DE MONITOREO

Dos tipos de señales deben ser manejadas por el sistema automatizado del transformador de potencia:

- *Analógicas*, tales como: temperaturas, corrientes, voltajes, nivel de líquido refrigerante, caudal de aceite, presión en el tanque principal, etc.
- *De estado (digitales)*: que provienen del estado de los disyuntores, seccionadores, señales

de alarma y otras funciones tipo ON – OFF del transformador. Valores originados de los contactos mecánicamente actuados.

Tales señales deben ser enlistadas para conocer su número total a fin de

### 3.3. ESTRUCTURA DEL SISTEMA AUTOMATIZADO.

El sistema de control automatizado de un transformador de potencia consta de tres niveles: el nivel de campo, el nivel de control de bahía y el nivel de control de subestación.

#### 3.3.1. NIVEL DE CAMPO

En el nivel de campo se encuentran los equipos que estarán junto al transformador para la toma de señales análogas y digitales. Dichas señales serán tomadas por sensores especializados, los mismos que deberán cumplir las siguientes características:

- Poseer capacidad de transducción primaria y secundaria.
- Salida de protección contra sobrevoltajes, interferencias electromagnéticas o de radio frecuencia.
- Ser del tipo no intrusivo.
- Acondicionamiento y amplificación de señal.
- Capacidad de soportar la corrosión provocada por el aceite dieléctrico, en especial para los sensores de nivel de líquido.

#### 3.3.2. NIVEL DE CONTROL DE BAHIA

En este nivel se ubican los IEDs monitores de condición, que serán los encargados de recibir las señales enviadas por los sensores para su procesamiento y análisis.

Un IED (intelligent electronic device) es un dispositivo equipado con microprocesadores y que tiene la capacidad de recibir o enviar datos, o hacer control desde o a una fuente externa. Tiene canales para entrada y salida de datos, además de canales especiales para comunicación local y remota.

El término monitor de condición significa que estos dispositivos son de propósito

determinar el tipo y número de sensores a ser instalados en el sistema.

específico, en este caso están diseñados para monitorear el comportamiento del transformador de potencia.

Un sistema de automatización completo de un transformador de potencia debe contemplar el uso de los siguientes IEDs:

- Monitor de temperaturas del transformador (MTT).
- Monitor de descargas parciales de los bushings (MDP).
- Monitor de funcionamiento del cambiador de taps bajo carga (MOLTC).
- Relé numérico de protección diferencial (RPD).
- Monitor de gases disueltos en el aceite (MGD).
- Regulador de voltaje del transformador (RVT).

Por consideraciones económicas, se puede prescindir del uso de algunos de ellos, empleándose únicamente aquellos que el diseñador considere suficientes para monitorear al transformador con eficacia.



Figura 1: IED. Monitor de condición de un transformador.

#### 3.3.2.1. Requerimientos técnicos para los IEDs.

En general, se debe emplear IEDs que cumplan con estas propiedades:

- Poseer paneles frontales digitales con selección de menús.

- Almacenamiento y generación de bases de datos.
- Blindaje contra disturbios eléctricos.
- Posibilidad de programación local y remota.

La asignación de entradas y salidas para cada IED monitor de condición dependerá de la aplicación que tendrá el IED, así como del tipo de sensores que acepte. Esto viene determinado por las características técnicas especificadas por el fabricante.

Las salidas serán para contactos, alarmas, luces, etc., dependiendo de la aplicación, como anteriormente se dijo.

En el siguiente esquema se muestran las entradas y salidas para el IED monitor de condición de temperaturas del transformador.

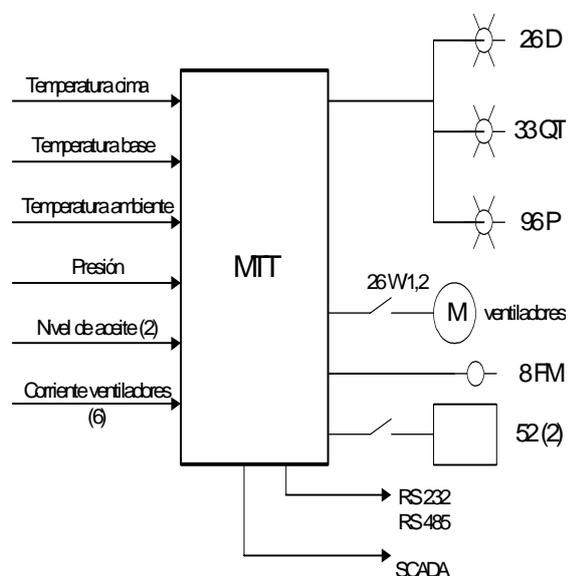


Figura 2: Esquema de entradas y salidas para el IED monitor de temperaturas del transformador.

### 3.3.2.2. Módulo de bahía.

La información analógica y digital recogida por los IEDs monitores de condición será recogida y concentrada por una unidad controladora de bahía, mediante los interfaces de comunicación entre IED – módulo de bahía. La comunicación se hará mediante protocolos no propietarios como el DNP 3.0 o el IEC 870 – 5 – 101.

Los IEDs se comunicarán al puerto RS – 485 o al RS – 482 del módulo de bahía.

- Interface para comunicaciones tanto locales como remotas.

### 3.3.3 NIVEL DE CONTROL DE SUBESTACION

Es el nivel en el que se encuentra el operador del sistema, quien en base a los datos enviados por el módulo de bahía ordenará las operaciones de control y mantenimiento que el transformador requiera. Tales maniobras las efectuará a través de un interface hombre – máquina, el cual emplea un software de tipo SCADA local.

Las tareas que deberá efectuar el software, en forma general, serán las siguientes:

- Generar un modelo de funcionamiento del transformador con el objeto de comparar los datos de la simulación con los enviados por los elementos inteligentes.
- Pronóstico de refrigeración y sobrecarga basado en algoritmos de pérdidas caloríficas.
- Registro de eventos: alarmas, funcionamiento de ventiladores, cambio de taps, etc.
- Registro de otro tipo de mediciones: temperaturas, voltajes, corrientes, caudal de aceite, etc.

## 4. CONCLUSIONES

Los sistemas de protección de un transformador de potencia basados en elementos de tipo electromecánico debido al envejecimiento de sus partes constitutivas tienen la desventaja de perder su sensibilidad con el tiempo, lo que puede provocar errores en su operación normal pudiendo incluso no detectar procesos de falla, con los consiguientes peligros para el transformador de potencia.

Otra desventaja de los sistemas electromecánicos de protección de un

transformador está en el hecho de que únicamente actúan en el momento en el que se presenta la falla. Por su naturaleza, no pueden informar de las condiciones internas del transformador ni detectar fallas incipientes.

La capacidad de auto – gestión de los IEDs monitores de condición, es decir, la capacidad de analizar datos y efectuar operaciones de protección y control en forma autónoma, sin necesidad de recibir órdenes de un operador, es la propiedad más importante de dichos dispositivos y la que determina en definitiva su empleo como parte integrante de un sistema de control automatizado.

La característica fundamental que motiva a escoger los protocolos DNP e IEC – 67870 – 5 – 101 para la implementación de un sistema de automatización es su capacidad de acoplamiento con dispositivos procedentes de diversos fabricantes.

## **5. BIBLIOGRAFIA**

1. Mc. DONALD JOHN: Automatización de Subestaciones: Integración de IEDs y disponibilidad de información. IEEE.

2. OSAKA TRANSFORMER CO: Manual del usuario del auto transformador OSAKA de 138/69 kV. Sumitomo Corporation 1979.

3. RAMIREZ VAZQUEZ JOSE: Estaciones de transformación y

distribución, protección de sistemas eléctricos. Ediciones CEAC S.A. Barcelona 1974.

4. BOLTON W, Mecatrónica: Sistemas de control electrónica en ingeniería mecánica y eléctrica. Editorial Alfa – Omega, México 1997, segunda edición.

5. CUASMIQUER CHRISTIAN, NARANJO SILVIA: “Estudio de factibilidad de la automatización de la subestación Santa Rosa. E. P. N. Enero del 2003.

## **6. BIOGRAFIA.**

**VACA FAUSTO.** Nació en Quito – Ecuador el 15 de julio de 1975. Obtuvo el título en humanidades modernas en el colegio experimental “Juan Montalvo” en 1993. Sus estudios superiores los realizó en la Escuela Politécnica Nacional, obteniendo el título de ingeniero eléctrico en agosto del 2005.

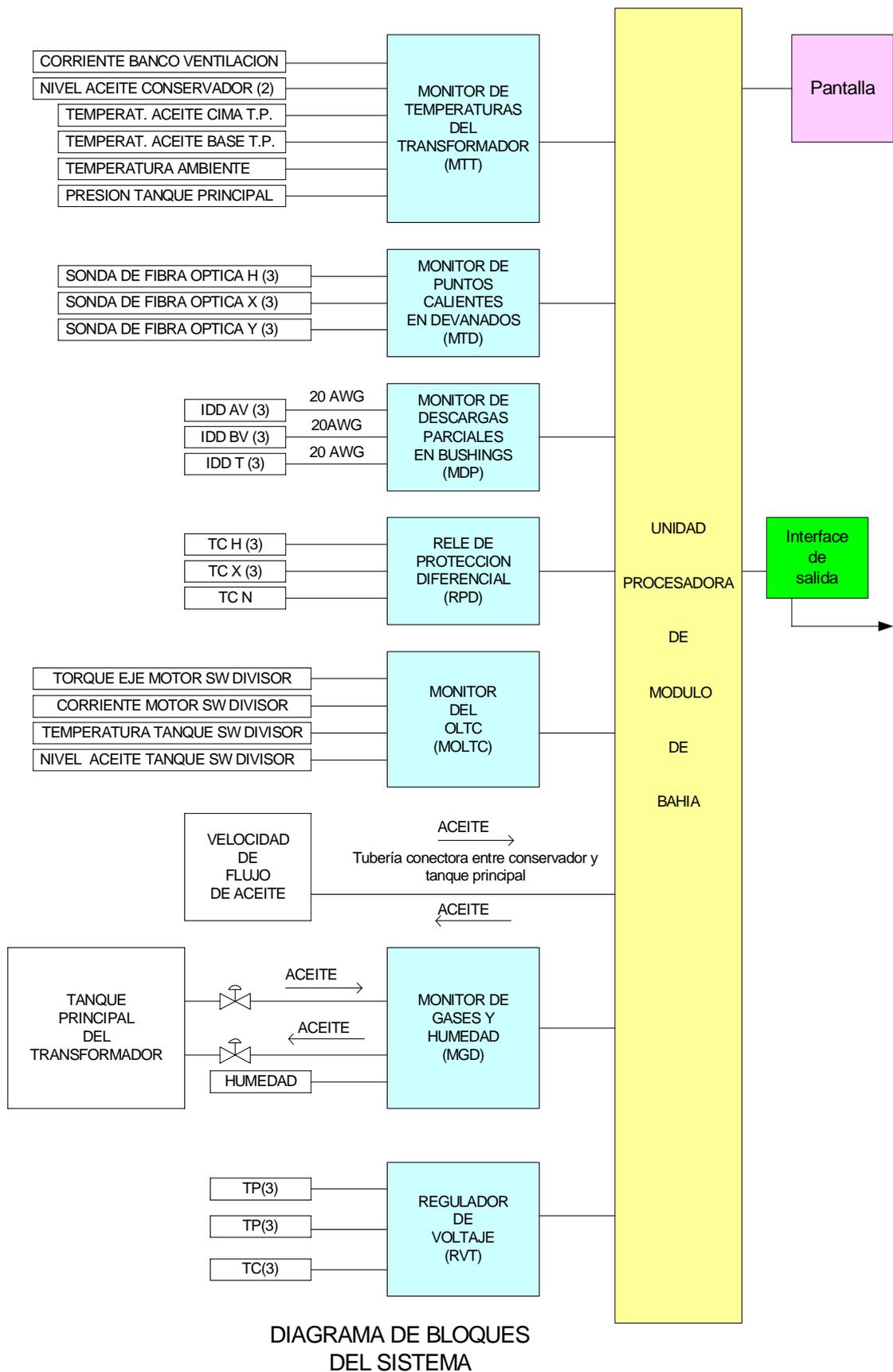


Figura 3: Diagrama de bloques del sistema completo de automatización del transformador de potencia OSAKA

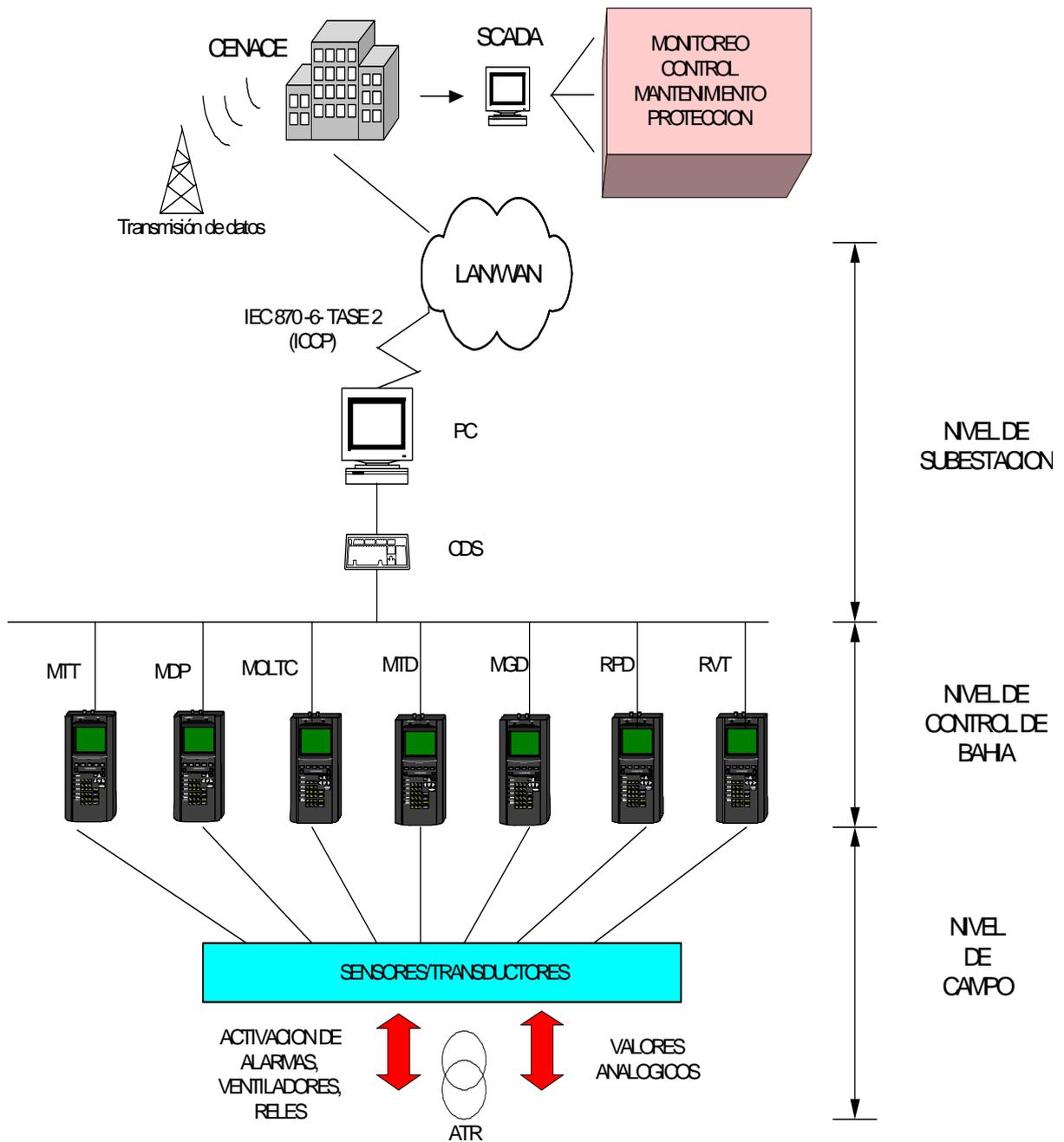


Figura 4: Esquema general de acoplamiento del sistema automatizado del transformador de potencia OSAKA