

# **Sistema de Monitoreo en Tiempo Real para el Diagnóstico de Transformadores de Potencia en una Empresa de Energía Eléctrica.**

**Rómulo Pérez**

Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”, Barquisimeto, Venezuela,  
rperez@unexpo.edu.ve

**Hugo Torrez**

Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”, Barquisimeto, Venezuela,  
hugogerardo.t.c@gmail.com

**Eliezer Fernández**

Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas CIPEL-CUJAE, La Habana, Cuba,  
diagnostico@electrica.cujae.edu.cu

**Sergio Fernández**

Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas CIPEL-CUJAE, La Habana, Cuba,  
sfg@electrica.cujae.edu.cu

## **RESUMEN**

Este trabajo está dirigido a proponer un sistema de monitoreo en tiempo real para el diagnóstico de los transformadores de potencia principales de la Empresa ENELBAR-CORPOELEC-Venezuela, a partir de las estadísticas de las fallas más comunes que se desarrollan en los transformadores con el propósito de incrementar su confiabilidad. Seguidamente se hace una selección de las variables susceptibles a ser monitoreadas empleando la matriz de fallas que determina los parámetros mínimos que permiten detectar el mayor número de fallas. Luego en base a la experiencia en el desarrollo, instalación y explotación de la primera estación de diagnóstico experimental en el autotransformador N° 2 de la subestación Barquisimeto en el año 2003, se rediseña la estación experimental empleando los controladores embebidos de la familia cRIO de National Instruments para la adquisición de datos y además se adicionan nuevos sensores para registrar el contenido de gases disueltos en el aceite, la capacitancia y la  $\tan(\delta)$  en los bushings, respectivamente. Finalmente se presenta la arquitectura del sistema que comprende los 9 transformadores principales de ENELBAR, con la finalidad de disminuir significativamente los índices de fallas en los transformadores de potencia, los cuales se han incrementado sustancialmente en los últimos 5 años y en base a estas experiencias se podrían implementar estas técnicas al resto de los más de 200 transformadores de potencia que posee CORPOELEC.

**Palabras claves:** Sistema de monitoreo, diagnostico, transformadores de potencia, confiabilidad.

## **ABSTRACT**

This work aims to propose a system of real time monitoring for the Diagnosis of Power Transformers Company Main ENELBAR-CORPOELEC-Venezuela, from the statistics of the most common faults that develop in transformers for the purpose increase the its reliability. Following is a selection of variables likely to be monitored using the array of failures that determines the minimum parameters to detect as many faults. Then based on the experience in the development, installation and operation of the first experimental diagnostic station No. 2 auto-transformer substation Barquisimeto in 2003, the experiment station is redesigned using embedded controllers

from National Instruments cRIO family for the acquisition data and also added new sensors to record the content of dissolved gases in oil, the capacitance and dissipation factor in the bushings, respectively. Finally we present the architecture of the system including the 9 ENELBAR main transformers, in order to significantly lower failure rates of power transformers, which have increased substantially over the past 5 years and based on these experiences could implement these techniques to the rest of the 200 power transformers that have CORPOELEC.

**Keywords:** System monitoring, diagnostics, power transformers, reliability.

## 1. INTRODUCCIÓN

Los transformadores de potencia son las máquinas eléctricas de mayor valor económico e importancia en una subestación, su operación está sujeta a condiciones que degradan su sistema de aislamiento, tales como: temperatura excesiva, presencia de humedad combinada con esfuerzos eléctricos y mecánicos, entre otros.

Las degradaciones evolucionan gradualmente hasta presentarse la falla, que en ocasiones puede ser catastrófica e involucra su pérdida definitiva (Fernández, 1999). Una de las técnicas mayormente empleadas en la actualidad a nivel mundial para evitar este tipo de fallas, es el diagnóstico de la condición de un transformador que puede ser efectuado utilizando los datos adquiridos por un sistema de monitoreo en tiempo real de las variables claves u óptimas, que permita realizar un seguimiento cronológico, análisis de sus desviaciones, tendencias y comparaciones con patrones referenciales (Pérez, 2009).

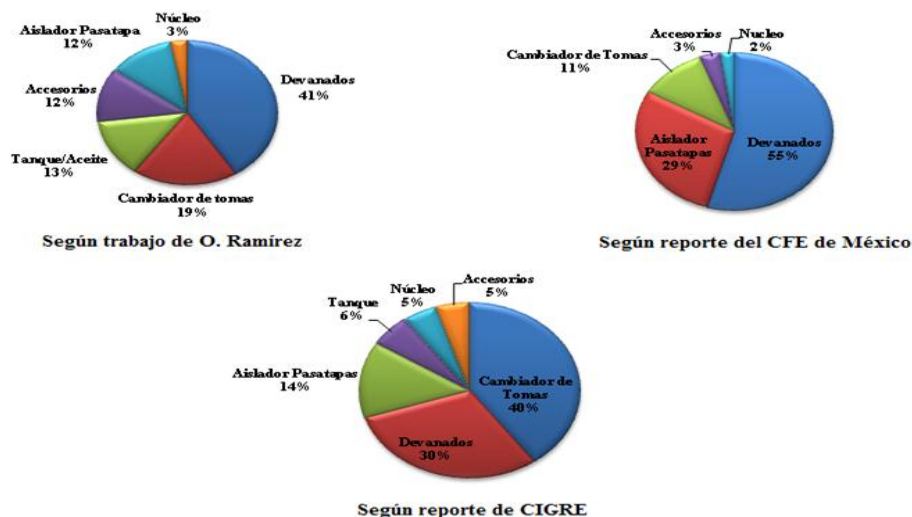
Las empresas eléctricas de los países más desarrollados han instalado sistemas de monitoreo en tiempo real para transformadores de potencia, como paso previo al desarrollo de su propio sistema de diagnóstico en tiempo real, con la finalidad de conocer de forma instantánea el estado o condición de los mismos, permitiendo introducir técnicas de mantenimiento basado en la condición (MBC) y mantenimiento centrado en la confiabilidad (MCC).

## 2. FALLAS EN LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA

Para lograr el buen diseño de un sistema de monitoreo en tiempo real, es necesario examinar la literatura internacional en lo concerniente a las estadísticas de fallas en transformadores de potencia presentados por algunas instituciones de reconocido prestigio.

### 2.1 ESTADÍSTICAS DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE POTENCIA

En la figura 1, se pueden apreciar los resultados de las estadísticas de fallas en transformadores reportadas por (Ramírez, 2001); (Liñán et al, 2001) que contiene las estadísticas de la CFE de México hasta 1999 y (Neumann et al, 2006) que muestra las estadísticas de la CIGRE, donde especifican los principales componentes susceptibles de fallas y su porcentaje en función del número de transformadores fallados.



**Figura 1. Porcentaje de falla por elemento de transformadores de potencia, según diferentes fuentes.**

Como se observa en la Figura 1, los elementos mayormente fallados según los autores son: el cambiador de tomas, los devanados, tanque/aceite y los bushings que en su conjunto representan un promedio del 88 %, por lo que se debe diseñar un sistema de monitoreo para el diagnóstico que comprenda variables fundamentales que involucren a estos componentes del transformador en particular y asegurando un mayor cubrimiento del número de fallas que se puedan presentar (Pérez H., 2012) y de esta manera lograr disminuir los índices de fallas en los transformadores de potencia del sistema CORPOELEC, el cual se ha incrementado en los últimos 5 años.

## 2.2 MATRIZ DE FALLAS

La falla de un transformador de potencia se presenta por la interacción de varios factores, los cuales lo deterioran en mayor o menor grado, hasta conducirlo a la falla definitiva. Una de las herramientas de análisis más útiles para procesos de este tipo es el Diagrama de Causa-Efecto, también conocido como Diagrama de Ishikawa (Ishikawa, 1986), el cual permite observar las interacciones entre los diferentes factores involucrados y dar orientación sobre alternativas tecnológicas de solución.

A partir del diagrama de Ishikawa se procede a la confección de la Matriz de Falla del transformador de potencia (Fernández, 1999), la cual permite obtener la relación falla-variables de estado de diagnóstico, que intervienen en la detección y localización de las fallas (o en la detección de estado de un transformador de potencia).

Del análisis de la Matriz de Fallas, teniendo en cuenta las variables de estado que cubren la mayor cantidad de fallas con mayor peso, se obtiene la Matriz de los Parámetros Óptimos (Fernández, 1999), con los cuales se puede lograr de una forma más eficiente y económicamente factible realizar un diagnóstico más efectivo a un equipo cualquiera. Este método de diagnóstico permite detectar y localizar las fallas de rápido y lento desarrollo.

A partir de la Matriz de Falla se pueden determinar las variables de estado que intervienen en la detección de la mayor cantidad de fallas, es decir, a partir de las cuales se puede seguir el “estado o condición” de un transformador de potencia. Estas variables de estado de diagnóstico en un momento determinado son los llamados parámetros fundamentales u óptimos, los cuales permiten obtener una información instantánea del comportamiento del funcionamiento de este. Estos parámetros toman en cuenta el “peso” de las fallas, que son aquellas fallas que aunque no son muy repetitivas, por su repercusión hay que tenerlas en cuenta de forma obligatoria (Fernández, 1999).

Con los resultados de esta Matriz se obtienen las variables o parámetros mínimos que permiten detectar el mayor número de fallas para conocer el estado de condición del transformador. Esta selección se realiza a través del

indicador de factor de cubrimiento que no es más que una evaluación casuística y porcentual de la importancia de estos parámetros en su relación con las fallas. La selección de los parámetros de estado de diagnóstico para las fallas en un transformador de potencia se lleva a cabo mediante la utilización del Diagrama de Pareto (Ishikawa, 1986) en el cual se define las variables de estado que brindan la mayor información de las fallas. Seguidamente se presenta en la tabla 1, el resultado final de la matriz de falla actualizada donde se indica el factor de cubrimiento total de fallas de los parámetros óptimos (Pérez H., 2012) y que es una premisa fundamental del criterio considerado por los autores para llevar a cabo el diseño presentado en este trabajo. Para mayores detalles de los resultados de la matriz de falla sugerimos leer completamente los artículos referenciados.

**Tabla 1. Parámetros óptimos y su factor de cubrimiento de las fallas**

<b>Parámetro Óptimo</b>	<b>Factor de cubrimiento de fallas (%)</b>
Temperatura	66
Gases disueltos en el aceite y humedad	50
Corriente de carga	44
Tensiones	31
Tangente $\delta$ de bushings	25

### **2.3 VARIABLES DEL SISTEMA DE MONITOREO PARA EL DIAGNÓSTICO.**

Las variables utilizadas por el Sistema de Monitoreo y Diagnóstico, en este caso son: las analógicas y digitales que normalmente llegan al cuadro de control de la subestación y las variables específicas seleccionadas de la Tabla 1, como parámetros óptimos que se analizan a través de modelos matemáticos, tendencias y sistemas expertos, para el diagnóstico de los transformadores de potencia.

Entre las variables a monitorear se encuentran (Fernández, 1999):

a) Variables propias del transformador de potencia.

Son variables, que se miden directamente en el transformador, incluye los parámetros óptimos y otras que llegan al cuadro de control y son útiles al diagnóstico.

b) Variables relacionadas con el transformador.

Las variables relacionadas con el transformador, influyen sobre su comportamiento o su estado técnico; entre estas tenemos las señales de las protecciones propias del transformador.

### **3. DISEÑO DEL SISTEMA DE MONITOREO PARA EL DIAGNÓSTICO.**

Es importante resaltar que para el diseño de este sistema se cuenta con la experiencia previa de haber introducido la primera estación experimental de diagnóstico en el autotransformador N° 2 de 100 MVA la subestación Barquisimeto, en Venezuela en el año 2003 la cual ha arrojado resultados significativos hasta la presente fecha (Pérez et al, 2004). Seguidamente se tomara como caso particular de estudio la Empresa de Energía Eléctrica ENELBAR-CORPOELEC de Venezuela. Esta empresa cuenta con una potencia instalada de transformación principal de 900 MVA, repartida en 3 subestaciones neurálgicas; entre estas tenemos las subestaciones Barquisimeto, Manzano y Cabudare cada una con 3 autotransformadores de 100 MVA e interconectadas en anillo a un nivel de tensión de 115 kV.

Para este diseño de tomara como referencia las características técnicas del autotransformador N° 2 de la subestación Barquisimeto, las cuales son muy similares al resto de los transformadores presentes en dichas subestaciones. Las características más importantes del Autotransformador seleccionado son: Tensión 230/115/24 kV; Tipo ONAN, ONAF, OFAF, Potencia 60/80/100 MVA. Trifásico, 60Hz. Banco de ventiladores 6, bombas de aceite 4. En la Figura 2 se muestra el autotransformador seleccionado



**Figura 2. Autotransformador N° 2 de la Subestación Barquisimeto, Venezuela.**

### 3.1. DISEÑO DE HARDWARE

Los elementos de hardware que conforman el sistema de monitoreo para el diagnóstico son: transductores y acondicionadores de señal, módulos de adquisición de datos y actuadores, chasis reconfigurable, controlador embebido en tiempo real, alarma externa sonora y visual, fuente de alimentación, banco de baterías y cableado de la instalación.

Con el fin de diferenciar las variables a ser monitoreadas, se realizará la siguiente clasificación: variables fundamentales, estas son variables elementales para cualquier sistema de monitoreo de transformadores de potencia (Pérez et al, 2004); están conformadas por señales analógicas y digitales (ver tablas 2 y 3), y las variables especiales; estas son las variables de más reciente utilización e incorporación mediante su obtención en línea para ser usadas en el diagnóstico de la condición de los transformadores (ver tabla 4).

**Tabla 2. Variables Analógicas**

<b>Variables Analógicas</b>		
<b>Descripción de la variable</b>		<b>N° Transductores</b>
Temperaturas	Nivel superior del aceite	1
	Nivel inferior del aceite	1
	Temperatura ambiente	3
	Temperatura interna del devanado	1
	Temperatura externa superior de radiadores	3
	Temperatura externa inferior de radiadores	3
	Temperatura del conmutador del cambiataps (OLTC)	1
	Corriente de carga en el lado de BT (TC)	3
	Corriente de ventiladores de enfriamiento	6
	Corriente de bombas de aceite	4
	Corriente del motor del OLTC	1
	Tensión en el lado de BT	3
<b>Total de variables analógicas</b>		<b>30</b>

**Tabla 3. Variables Digitales**

<b>Variables Digitales</b>	
<b>Descripción de la variable</b>	<b>Señales</b>
Ventiladores de refrigeración	6

Bombas de aceite	4
Disparo de protección de presión súbita del aceite	1
Protección diferencial de presión en el tanque principal	1
Protección de flujo inverso en el tanque conservador	1
Protección de válvula de escape contra sobrepresión	1
Protección de Sobrecorriente a tierra	1
Protección de baja tensión	1
Relé Buchholz	1
Operación del interruptor en AT	1
Operación del interruptor en BT	1
<b>Total de variables digitales</b>	<b>19</b>

**Tabla 4. Variables Especiales**

<b>Transductores</b>	<b>cantidad</b>
Gases disueltos en el aceite y humedad	1
Capacitancia y Tan( $\delta$ ) de los bushings	1
<b>Total</b>	<b>2</b>

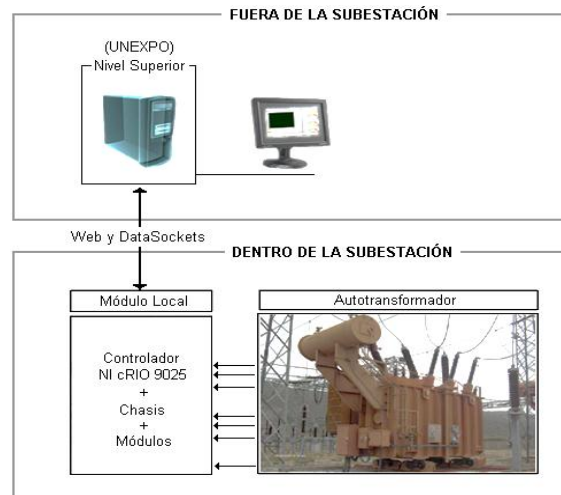
### 3.2 TRANSDUCTORES Y ACONDICIONADORES DE SEÑAL INSTALADOS.

Los transductores y acondicionadores de señal a utilizar por el sistema de monitoreo de datos pertenecen a los existentes en la instalación actual y se toman en cuenta para el nuevo rediseño (Fernández et al, 2011), los mismos se describen a continuación:

- Tres tomas conectadas a los acondicionadores de voltaje (TP):
  - Una con rango de 0-115V referida al voltaje secundario de fase A (66,395kV).
  - Una con rango de 0-115V referida al voltaje secundario de fase B (66,395kV).
  - Una con rango de 0-115V referida al voltaje secundario de fase C (66,395kV).
- Tres tomas conectadas a los acondicionadores de corriente (TC):
  - Una con rango de 0-5A referida a la corriente primaria de fase A (500A).
  - Una con rango de 0-5A referida a la corriente primaria de fase B (500A).
  - Una con rango de 0-5A referida a la corriente primaria de fase C (500A)
- Once transductores de corriente con salida 4-20mA, los mismos son:
  - 6 para los ventiladores de enfriamiento con 5A de corriente nominal.
  - 4 para las bombas de aceite con 10A de corriente nominal.
  - 1 para el cambia derivaciones con 20A de corriente nominal.
- Diecinueve transductores digitales de estado, esto son:
  - 9 para las protecciones propias del transformador con 24V DC.
  - 6 para los ventiladores de enfriamiento con 24V DC.
  - 4 para las bombas de aceite con 24V DC.
- Trece transductores de temperatura tipo platino RTD Pt100, de estos:
  - 1 para la temperatura del cambiataps.
  - 3 para la temperatura ambiente tipo.
  - 1 para la temperatura del arrollado.
  - 1 para la temperatura superior del aceite.
  - 1 para la temperatura inferior del aceite.
  - 3 para la temperatura externa superior de los radiadores.

3 para la temperatura externa inferior de los radiadores.

En total existen 30 variables analógicas y 19 digitales de entrada, y 1 digital de salida, las cuales son distribuidas en siete módulos de adquisición y un actuador de datos que forman parte del nuevo rediseño propuesto por (Fernández, 2011). Los mismos son ubicados en el Chasis Reconfigurable cRIO 9118 y conectado al Controlador Embebido en Tiempo Real cRIO 9025 de National Instruments que ofrece la plataforma de programación NI LabVIEW®. El sistema de hardware seleccionado se muestra de forma esquemática en la Figura 3.



**Figura 3. Diagrama esquemático de hardware propuesto.**

Para las variables especiales se usaran otros transductores; entre estos tenemos:

### **3.3 MONITORES DE GASES COMBUSTIBLES Y HUMEDAD EN EL ACEITE**

Los monitores de gases combustibles son aquellos que hacen uso de técnicas especializadas y comprobadas científicamente, para extraer los siguientes gases: oxígeno, hidrógeno, acetileno, etileno, etano, metano, monóxido de carbono y dióxido de carbono; con la finalidad de determinar sus concentraciones en el aceite del transformador y así evaluar la condición de su estado a partir de sistemas expertos y valores referenciales en las normas. Los monitores en línea de gases combustibles y humedad en los aceites más utilizados mundialmente, son:

La unidad Hydran fabricado por General Electric.

La unidad Calisto fabricada por Morgan Schaffer.

La unidad Kelman Transfix fabricada por Kelman, es ahora propiedad de General Electric.

De ellos el que presenta mejores características es el monitor de múltiples gases disueltos Kelman Transfix, debido a que es el único en el mercado capaz de proporcionar en línea el 100% de las concentraciones de los ocho (8) gases principales que se producen en el aceite del transformador, así como también la humedad relativa; esto lo realiza utilizando el principio de espectroscopia foto acústica y sin requerir consumibles. Debido a sus múltiples ventajas para fines de diagnóstico, se selecciona para su uso en el diseño del sistema propuesto. Este equipo entrega resultados de los análisis de gases con una frecuencia de 60 minutos.

### **3.4 MEDICIÓN DE LA CAPACITANCIA Y LA TAN ( $\delta$ ) DE LOS BUSHINGS**

En el mercado existen diversos equipos para realizar un monitoreo en línea de la capacitancia y de la tan ( $\delta$ ) de los bushings de los transformadores de potencia. Luego de una revisión bibliográfica exhaustiva se pudo evidenciar que los equipos tecnológicamente adecuados a los estándares internacionales que mayormente son utilizados y cuyos resultados han sido avalados en congresos y ponencias de la CIGRE y la IEEE, son los fabricados por la

empresa Treetech; por estas razones anteriores expuestas, se selecciona dicho equipo. El monitor de capacitancia para determinar las variaciones de capacitancia y factor de disipación  $\tan(\delta)$  realiza la suma vectorial de las corrientes de fuga de los bushings por las tres fases y se compara con una medida anterior, para de esta manera determinar las desviaciones en dichos parámetros. El proceso de calibración inicial tiene una duración de 7 días y luego entrega resultados de los análisis cada 5 días.

#### **4. DISEÑO DEL SOFTWARE.**

El software está basado en programación gráfica LabVIEW® versión 10 con el módulo de tiempo real adicionado y brinda la posibilidad de contar con un solo programa para lograr la adquisición, procesamiento, cálculos, visualización, almacenamiento de datos medidos y otros, mediante manejo de base de datos. El mismo utiliza los recursos DataSocket Server para el envío de información en tiempo real a través de la red. Dicho software permite controlar el sistema completo a través de navegadores de Internet mediante WEB Server. Database, Datasocket y WEB Server que son componentes que brinda ésta plataforma de programación.

##### **4.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL SOFTWARE DE MONITOREO.**

El software está alojado en el Controlador Embebido en Tiempo Real NI cRIO-9025 y realiza la adquisición de las variables analógicas y digitales de los diferentes transductores y acondicionadores de señal existentes en la instalación cada 300ms, además controla mediante un módulo actuador el estado de activo o desactivo de los niveles de alarma. Las señales analógicas son procesadas en software con la implementación de una etapa de filtraje denominada Finite Impulse Response (FIR) tipo pasa bajo, aplicada a las variables de voltajes y corrientes referidas a las de fase en el AT con frecuencia de corte igual a 80Hz y otra etapa de filtraje Infinite Impulse Response (IIR) tipo pasa bajo para las corrientes consumidas por los motores de bombas, ventiladores y cambia derivaciones del AT con frecuencia de corte igual a 40Hz.

Existe otra etapa de filtraje para las variables digitales pertenecientes a los estados de las protecciones propias del AT, las bombas y los ventiladores, que consiste en la implementación de un temporizador con desbordamiento igual a 1s, que activa alarmas visuales, sonora en software y hardware si el parámetro anormal se mantiene durante ese tiempo. El software está diseñado para realizar cálculos estadísticos a las variables analógicas cada 5 minutos con la inserción de los mismos en la base de datos que éste crea con extensión Microsoft Data Base (mdb). Además puede implementar la modelación de la temperatura del aceite superior del MIT (Pérez, 2009) y mostrar en gráficas y tablas toda la información del sistema de adquisición y procesamiento de datos. De igual manera permite utilizar inteligencia artificial en el desarrollo de otros tipos de modelo (Pérez et al, 2009). Para la seguridad del sistema de diagnóstico el programa presenta tres tipos de usuarios con diferentes privilegios.

##### **4.2 USUARIOS DEL SISTEMA**

Después de la ventana de “Bienvenida” aparece la de “Seguridad” con tres tipos de usuarios, entre los que se encuentra: “Especialista”, “Administrador” y “Gerente”, cada una con diferentes privilegios. El usuario “Especialista” es aquel que puede configurar y visualizar la parte de tiempo real con acceso al sistema de monitoreo mediante un navegador cualquiera de Internet. El usuario “Administrador” puede insertar o borrar Datos de Placa y Pruebas realizadas off-line del propio autotransformador en diagnóstico. El usuario “Gerente” solo puede ver el estado del autotransformador. A continuación se presenta en la Figura 4, una ventana del software que muestra los valores medidos en tiempo real.





Figura 4. Ventana visualizando las principales mediciones en el AT.

## 5. ARQUITECTURA DEL SISTEMA DE MONITOREO PARA ENELBAR.

A continuación en la Figura 5 se muestra la arquitectura propuesta del sistema de monitoreo para el diagnóstico de los transformadores de potencia principales de ENELBAR-CORPOELEC

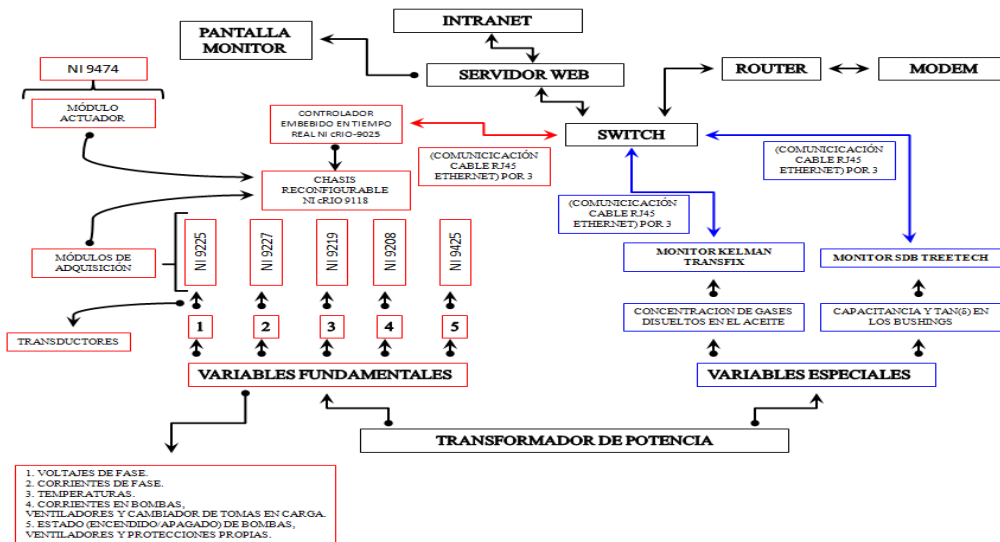
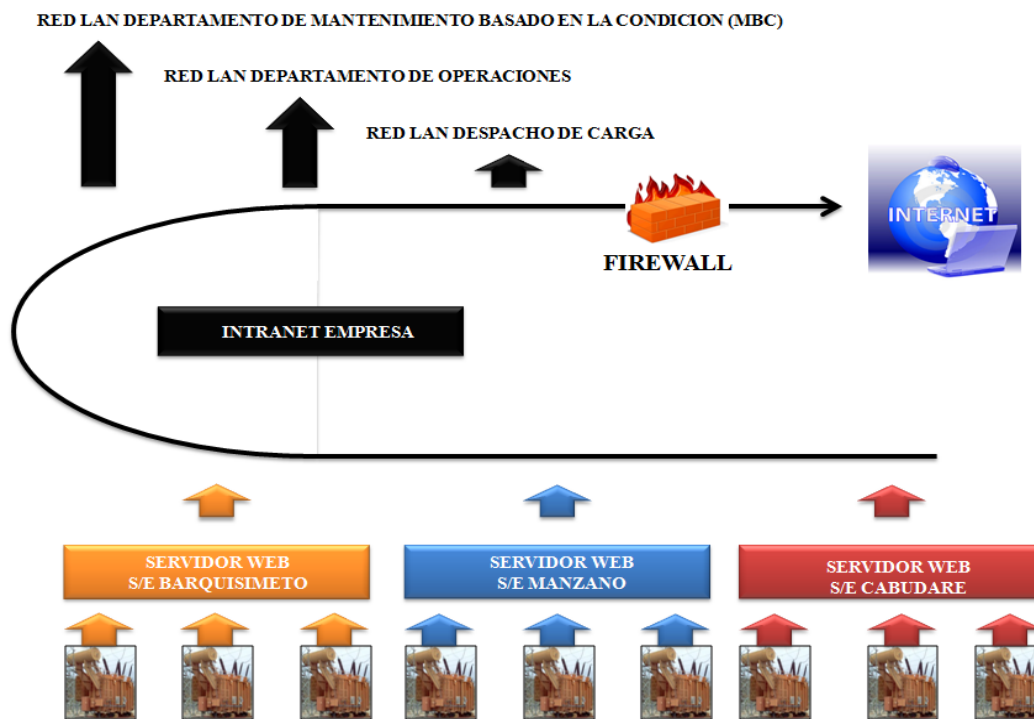


Figura 5. Arquitectura del Sistema de Monitoreo por Transformador

Seguidamente en la Figura 6, se muestra la arquitectura del sistema de monitoreo para las 3 subestaciones principales de la empresa



**Figura 6. Arquitectura del Sistema de Monitoreo para las 3 Subestaciones Eléctricas**

## 6. CONCLUSIONES

Con el sistema de monitoreo en tiempo real para el diagnóstico de los transformadores de potencia en una empresa eléctrica, se obtiene:

- Una arquitectura fiable para el diagnóstico de transformadores.
- Resultados más exactos en las mediciones actuales y modelación térmica, ya que los módulos de adquisición de datos presentan mayor resolución, filtrado y frecuencia de muestreo.
- Integralidad de los datos importantes para el diagnóstico en un nuevo departamento de mantenimiento basado en la condición, que garantizara la operatividad confiable de los transformadores de la empresa.
- Facilita la interconexión del sistema de diagnóstico hacia otros puntos de red de la Corporación Eléctrica Nacional CORPOELEC.
- Posibilidad de diagnosticar fallas en forma anticipada a partir del monitoreo y relaciones entre las variables optimas con el propósito de tomar medidas correctivas económicamente factibles y evitar la pérdida abrupta o súbita de un transformador de potencia.
- Introducir técnicas de mantenimiento basado en la condición (MBC) y mantenimiento centrado en la confiabilidad (MCC) a los transformadores de potencia de ENELBAR-CORPOELEC.

Finalmente con la implementación de este sistema se lograría la disminución de la tasa de fallas de los transformadores de potencia de CORPOELEC, los cuales se han incrementado en los últimos cinco años y además con esta experiencia sobre 9 transformadores principales que atienden la demanda energética de más de un millón de habitantes, se podría implementar estas técnicas al resto de los más de 200 transformadores que conforman el sistema CORPOELEC y de esta manera aumentar la confiabilidad de los transformadores de potencia.

## REFERENCIAS

- Fernández, S. (1999) “Diagnostico táctica y estrategia”. *Revista Ingeniería Energética del ISPJAE*. XX, (4), pp. 7-18.
- Fernández, E., Fernández, S., Pérez, R. (2011). “LabVIEW aplicado al diagnóstico de estado en tiempo real de transformadores de potencia”. *Revista Ingeniería Energética*, pp. 12-24. Enero 2011.
- Ishikawa, K. (1986). “Qué es el control de calidad: la modalidad japonesa”. Versión en español. Editorial Norma. ISBN 958-04-7040-5.
- Liñán, R. et al. (2001). "Experiencias en el desarrollo de sistemas de monitoreo y diagnóstico para transformadores de potencia". Instituto de Investigaciones Eléctricas. Bienal CIGRÉ-MÉXICO, paper 12-02.
- Neumann, C. et al. “The impact of insulation monitoring and diagnostics on reliability and exploitation of service life”. *Memorias Congreso de la CIGRE 2006*, Paris, Francia, paper C4-201.
- Pérez, R., Ramírez, O., Fernández, S. (2004), “Sistema de adquisición, monitoreo, y manejo de datos para el diagnóstico de grandes transformadores de potencia”. *LIV Convención Anual de la Asovac- 5to congreso de Investigación de la Universidad de Carabobo*. Valencia, Venezuela, Nov. 2004. pp 1-3.
- Pérez, R. (2009). “Modelación térmica para el diagnóstico del aislamiento principal en transformadores de potencia”. Disertación de tesis doctoral. CIPEL-CUJAE, Cuba.
- Pérez, R., Matos, E., Fernández, S. (2009). “Identification of the nonlinear model proposed by the mit for power transformers by applying genetic algorithms”. *IEEE Latin America Transactions*, Vol. 7, N° 6, pp. 636-642.
- Pérez H., R. (2012). “Aplicación de la matriz de falla como herramienta del diagnóstico integral en la detección y localización de fallas en un autotransformador de 125 MVA”. Trabajo de investigación y desarrollo científico presentado en opción del título de magister en diagnóstico integral de centrales y subestaciones eléctricas, CIPEL-CUJAE, Cuba.
- Ramírez, O. (2001). “Modelación fisicomatemática para el diagnóstico de grandes transformadores en tiempo real”. Disertación de tesis doctoral. CIPEL-CUJAE, Cuba.

### ***Autorización y Renuncia***

*Los autores autorizan a LACCEI para publicar el escrito en las memorias de la conferencia. LACCEI o los editores no son responsables ni por el contenido ni por las implicaciones de lo que esta expresado en el escrito.*

### ***Authorization and Disclaimer***

*Authors authorize LACCEI to publish the paper in the conference proceedings. Neither LACCEI nor the editors are responsible either for the content or for the implications of what is expressed in the paper.*