



**XXIII SNPTEE  
SEMINARIO NACIONAL  
DE PRODUCCIÓN Y  
TRANSMISIÓN DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA**

**FI/GMI/11  
18 a 21 de Octubre de 2015  
Foz do Iguaçu - PR**

**GRUPO – XII**

**GRUPO DE ESTUDIO DE ASPECTOS TÉCNICOS Y GERENCIALES DE MANTENIMIENTO - GMI**

**EXPERIENCIA CON LA IMPLANTACIÓN DE UN CENTRO NACIONAL DE GESTIÓN INTELIGENTE DE ACTIVOS EN PARAGUAY**

**Santos, D.\***

**Alves, M.**

**Moura, G.**

**Treetech Sistemas Digitais Ltda.**

(\*) Praça Claudino Alves, 141 – Centro – Atibaia – SP – CEP: 12940-800.

Tel.: +55 (11) 4413-5787 / Fax: +55 (11) 4413-5991

E-mail: [marcos.alves@treetech.com.br](mailto:marcos.alves@treetech.com.br)

Sitio: <http://www.treetech.com.br>

**RESUMEN**

Con el objetivo de garantizar el buen suministro de energía eléctrica a su 1,3 millón de clientes, distribuidos en un área de 406,8 mil km<sup>2</sup>, ANDE – Administración Nacional de Electricidad, empresa responsable por toda la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica de Paraguay, implementó un moderno centro nacional de gestión inteligente de activos. Desde ese centro, el desempeño de importantes activos localizados en diversas subestaciones por todo el país es acompañado en línea, lo que permite planear inversiones y rutinas de mantenimiento más eficientes. Este artículo revela detalles sobre la realización de ese proyecto.

**PALABRAS CLAVE:** Sistema corporativo, gestión de activos, sensor, IED, transformador de potencia, conmutador bajo carga, gas en el aceite, humedad en el aceite, cromatografía, monitoreo en línea.

**1.0 - INTRODUCCIÓN**

ANDE – Administración Nacional de Electricidad, es responsable por toda la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en Paraguay, atendiendo cerca de 1,3 millón de clientes en una población de casi 7 millones de habitantes, en un área de 406,8 mil km<sup>2</sup>. Para tal, opera más de 5.000 km de líneas de transmisión en tensiones de 66, 220 y 500 kV y posee 66 subestaciones con capacidad instalada de transformación superior de aproximadamente 6.000 MVA. Para generación, tiene potencia instalada disponible de casi 9.000 MVA.

Dado el papel esencial desempeñado por ANDE para el suministro de energía eléctrica para todo el Paraguay, y considerando su relevancia económica y social, se observa un grado de exigencia cada vez más elevado en lo que se refiere a la confiabilidad y calidad del suministro de electricidad simultáneamente a la necesidad de modicidad de las tarifas.

En ese contexto, la modernización de los procedimientos de mantenimiento es imprescindible para el aumento de la confiabilidad de los equipos de alta tensión, de manera a vencer y superar los retos que se presentan. Eso se puede lograr por medio de la migración del mantenimiento preventivo al predictivo, reduciendo intervenciones desnecesarias, permitiendo así concentrar la fuerza de trabajo para la solución de los problemas reales al mismo tiempo en que se evitan fallas de equipos e interrupciones de suministro.

Los grandes saltos tecnológicos de los últimos años, tanto en el área de Tecnología de la Información como en el desarrollo de sensores especialistas inteligentes para uso en equipos de alta tensión, vienen a contribuir sobremedida para viabilizar y permitir la rápida implantación de las modernizaciones propuestas, logrando resultados positivos de manera prácticamente inmediata.

De esa manera, ANDE presenta en este artículo su experiencia práctica con el empleo de las más modernas tecnologías disponibles para la implantación de un sistema informático corporativo para la gestión de activos de alta tensión, iniciando con los transformadores de potencia, pero ya preparado para la integración de los otros equipos de las subestaciones, como disyuntores, llaves seccionadoras y otros.

## 2.0 - LAS SUBESTACIONES Y TRANSFORMADORES MONITOREADOS

El centro de gestión inteligente de activos concentra informaciones de sistemas de monitoreo de diversas subestaciones por todo el Paraguay. La información ofrecida por esos sistemas es materia prima para la gestión de los activos, incluyendo la planificación de los mantenimientos predictivo y preventivo.

Fueron incluidos en el proyecto 33 transformadores distribuidos en 13 subestaciones. Algunos transformadores, recién adquiridos por ANDE, ya fueron entregados con todos los sensores necesarios. Otros, antiguos, pero considerados críticos, fueron equipados con detección inteligente cuando se decidió construir el centro. Fuera esos, otros 28 transformadores deben ser incluidos en el sistema en los próximos meses, de manera que hasta el momento la previsión es que el centro monitoree 61 transformadores, aunque a cualquier momento nuevos activos puedan ser integrados.

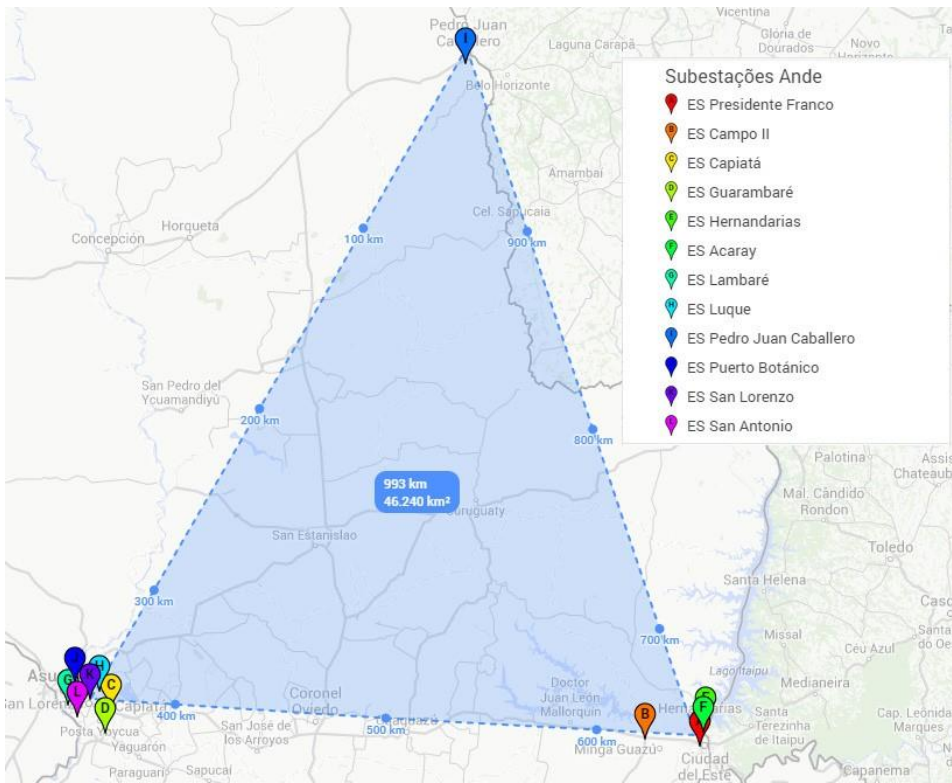
La constitución de esas subestaciones es bastante diversa, con transformadores trifásicos y monofásicos de diversos fabricantes, potencias y fechas de fabricación. La arquitectura del sistema de monitoreo elegido es modular y descentralizada, así, la inclusión de los transformadores deseados no presentó ningún obstáculo especial, aun cuando eran equipados con IEDs diferentes o cuando se optó por adicionar nuevos sensores a sistemas preexistentes.

La tabla abajo presenta las subestaciones integradas al centro de gestión inteligente y un resumen del perfil de los transformadores y sensores utilizados para el monitoreo de las máquinas.

### Actualmente

| <b>Subestaciones:</b>   | <b>Transformadores:</b> |           | <b>Sensores:</b>                   | <b>Nº</b>  |
|-------------------------|-------------------------|-----------|------------------------------------|------------|
| ES - Acaray             | Monofásicos:            | 24        | Monitor de Temperatura TM1         | 33         |
| ES - Presidente Franco  | Trifásicos:             | 9         | Monitor de Humedad MO - Trafo      | 16         |
| ES - Campo II           | Menor Potencia:         | 20 MVA    | Monitor de Humedad MO - Conmutador | 18         |
| ES - Capiatá            | Mayor Potencia:         | 81.6 MVA  | Monitor de Gas GMP                 | 33         |
| ES - General Días       | Más Antiguo:            | 1989      | Monitor de Bushings BM             | 11         |
| ES - Guarambaré         | Más Nuevo:              | 2014      | Monitor de Torque IDM              | 12         |
| ES - Hernandarias       |                         |           | Regulación de Tensión AVR          | 1          |
| ES - Lambaré            |                         |           |                                    |            |
| ES - Luque              |                         |           |                                    |            |
| ES - Pedro J. Caballero |                         |           |                                    |            |
| ES - Puerto Botánico    |                         |           |                                    |            |
| ES - San Antonio        |                         |           |                                    |            |
| ES - San Lorenzo        |                         |           |                                    |            |
| <b>En Breve</b>         | <b>Transformadores:</b> | <b>28</b> | <b>Sensores:</b>                   | <b>105</b> |

La figura 1 abajo presenta el mapa de Paraguay con la disposición de las subestaciones incluidas en el proyecto.

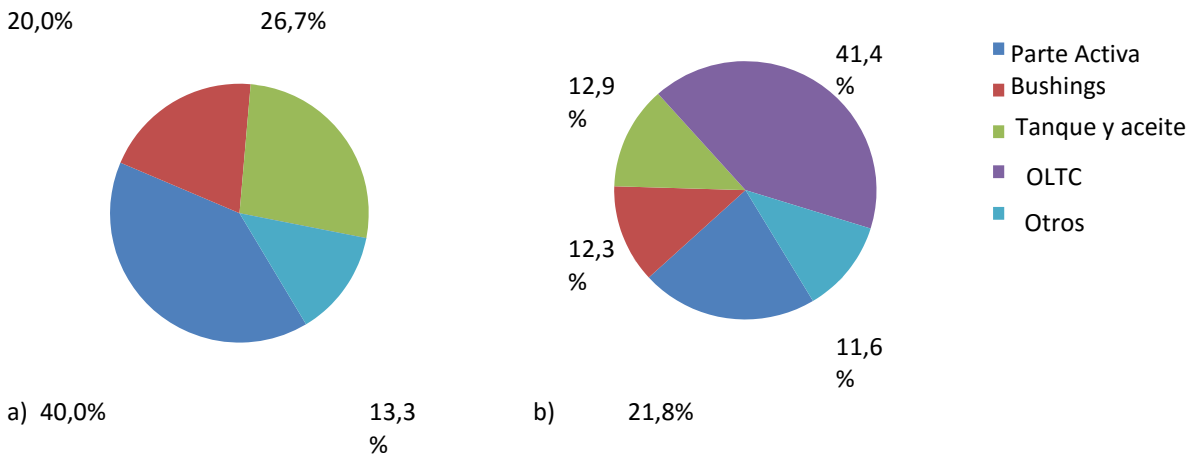


**Figura 1 - Localización de las subestaciones participantes de esta fase del proyecto**

**3.0 - DEFINICIONES DE LAS GRANDEZAS MONITOREADAS Y DETECCIÓN**

Una vez definido que los objetivos iniciales del centro de gestión inteligente son los transformadores, uno de los principales y más caros activos de las subestaciones, el paso siguiente fue definir cuáles grandezas monitorear para alcanzar los resultados deseados.

Un estudio de Cigré [1] traza un mapa de las apariciones de fallas en los transformadores, como muestra la figura 2, donde queda clara la importancia de monitorear no apenas la parte activa del transformador, como también equipos accesorios como los bushings y los conmutadores (OLTC).



## Figura 2 - Estadísticas de fallas de transformadores, a) Sin OLTC, b) Con OLTC

Para acompañar la parte activa del transformador, que comprende los devanados y su aislamiento, los principales elementos a monitorear son la carga, la temperatura del aceite y la temperatura de los devanados, pues eso permite evitar que sobrecargas y sobrecalentamientos lleven a fallas catastróficas. Además, son datos importantes para calcular la expectativa de vida útil del aislamiento de la parte activa de la máquina, ya que su deterioro es consecuencia de la temperatura a la cual es sometida.

Otro elemento importante para un buen monitoreo de la parte activa del transformador es la concentración de hidrógeno en el aceite, pues puede apuntar fallas relacionadas a sobrecalentamientos, descargas parciales, arcos internos, entre otras.

La humedad en el aceite también es otra información importante para determinar la seguridad en la operación de la máquina, una vez que tiene un papel importante en el envejecimiento del aislante y es determinante en la capacidad de aislamiento. Además, detectar niveles de humedad elevados puede indicar posibles fallas de soldadura del tanque del transformador, otra fuente de falla común en esas máquinas.

Monitorear los bushings condensivos es otra buena práctica para una gestión inteligente de los transformadores, pues aunque sean equipos accesorios relativamente baratos, la falla de un bushing puede dañar el transformador en el cual está instalado y retirarlo de la red eléctrica, causando perjuicios mucho mayores que su valor en sí.

La capacitancia y tangente delta indican el estado de salud de un bushing y, al acompañar su evolución, es posible evitar una falla catastrófica y al mismo tiempo planear el mantenimiento de manera a evitar desconexiones desnecesarias.

Por fin, se debe monitorear los conmutadores, que son elementos importantes de una subestación, pues ayudan a regular la tensión suministrada. Por tener partes móviles y muchos mecanismos, son fuente abundante de fallas capaces de incapacitar un transformador. La diferencia de temperatura entre los aceites del transformador y del conmutador, la humedad del aceite, el perfil de torque del motor y la tensión de alimentación del motor son ejemplos de elementos del conmutador que, si monitoreados, ayudan a garantizar el buen funcionamiento de ese accesorio. Por estas razones, el monitoreo de los conmutadores fue frecuentemente incluido en ese proyecto.

Para monitorear los elementos citados, es necesario utilizar una clase especial de sensores, los *Intelligent Electronic Devices* - IEDs, capaces de digitalizar, procesar, almacenar y transmitir en redes de comunicación digitales las informaciones adquiridas en campo. Además, esos sensores precisan ser adecuados para operar en ambientes donde las temperaturas pueden oscilar entre  $-40^{\circ}\text{C}$  y  $85^{\circ}\text{C}$ , sin olvidar la humedad y el polvo, que están siempre presentes. Los IEDs utilizados para la detección de esas grandezas fueron:

| Sensor:                    | Funciones Básicas:   |
|----------------------------|--|
| Monitor de Temperatura TM1 | Medición y control de las temperaturas del aceite y devanados del transformador.<br>Medición de temperaturas auxiliares, como la del conmutador.   |
| Monitor de Humedad MO      | Medición de la humedad del aceite del transformador o conmutador.  |
| Monitor de Gas GMP         | Medición del hidrógeno disuelto en el aceite del transformador.<br>Medición de la humedad en el aceite del transformador.  |
| Monitor de Bushings BM     | Medición de la corriente de fuga, capacitancia y tangente delta de los bushings.   |
| Monitor de Torque IDM      | Medición del torque del motor, tensión de alimentación, tensión de comando y tiempos de operación del conmutador.<br>Medición de la corriente del sistema anticondensación y otros sistemas auxiliares del conmutador. |
| Regulación de Tensión AVR  | Control de conmutadores para regulación de tensión.<br>Control de paralelismo por corriente circulante.  |

Una vez con los datos del transformador y sus accesorios, las informaciones son recibidas por el centro de gestión, donde, además de ser posible observar la evolución de todas las grandezas medidas, módulos de ingeniería cruzan datos para determinar tendencias, calcular tiempos de vida útil y generar otras diversas informaciones relevantes para la planificación de la gestión de los transformadores.

#### 4.0 - LA ARQUITECTURA DEL SISTEMA

Los sistemas de monitoreo online pueden ser agrupados en dos tipos de arquitecturas [3]:

##### **Arquitectura Centralizada:**

PLC concentra la información recibida de todos los sensores y las envía al software de monitoreo.

El elemento centralizador (PLC) es un punto de falla adicional en el sistema.

Sensores deben ser dedicados a la conexión con el PLC, resultando en la eventual necesidad de duplicación de sensores y costos adicionales para los sistemas de monitoreo.

Una falla en el PLC puede llevar a la pérdida de todas las funciones ofrecidas por el sistema.

El elemento centralizador (PLC) genera al sistema costos adicionales en su instalación, programación y mantenimiento.

Expansiones y mantenimientos en sistemas centralizados son más difíciles.

La temperatura típica de operación de un PLC es de 55°C [2]. Su instalación cerca del cuerpo del transformador no es aconsejable.

La instalación del PLC sería recomendada en la sala de control – grandes cantidades de cables y conexiones entre el dispositivo y el patio, con gran costo.

Aislamiento típico de 500 V – inadecuado para el ambiente de una subestación de alta tensión [2].

Generalmente probado para aplicaciones en ambiente industrial [2].

Puertos de comunicación serial no toleran sobretensiones, impulsos e inducciones encontradas en subestaciones, obligando el uso de fibras ópticas en la comunicación con la sala de control – alto costo de instalación.

Generalmente opera usando protocolos de comunicación industriales [2].

##### **Arquitectura Descentralizada:**

En el sistema descentralizado, los sensores son IEDs (*Intelligent Electronic Devices*), que envían las informaciones directamente al software de monitoreo.

No hay elemento centralizador, eliminado así este posible punto de falla.

IEDs existentes en sistemas de protección y control pueden ser integrados a los sistemas de monitoreo y adquisición de datos, evitando costos adicionales con sensores.

La falla en un IED causa la pérdida de apenas una parte de las funciones – otros IEDs continúan en servicio.

No hay elemento centralizador, eliminando costos adicionales.

La arquitectura descentralizada es naturalmente modular, facilitando expansiones y mantenimientos.

La temperatura de operación está entre -40 y +85°C, adecuada a la instalación en el patio cerca del equipo principal.

IEDs generalmente instalados cerca del activo, en el patio – apenas una comunicación serial ya los conecta a la sala de control.

Nivel de aislamiento típico de 2,5 kV – proyectado para el ambiente de una subestación de alta tensión.

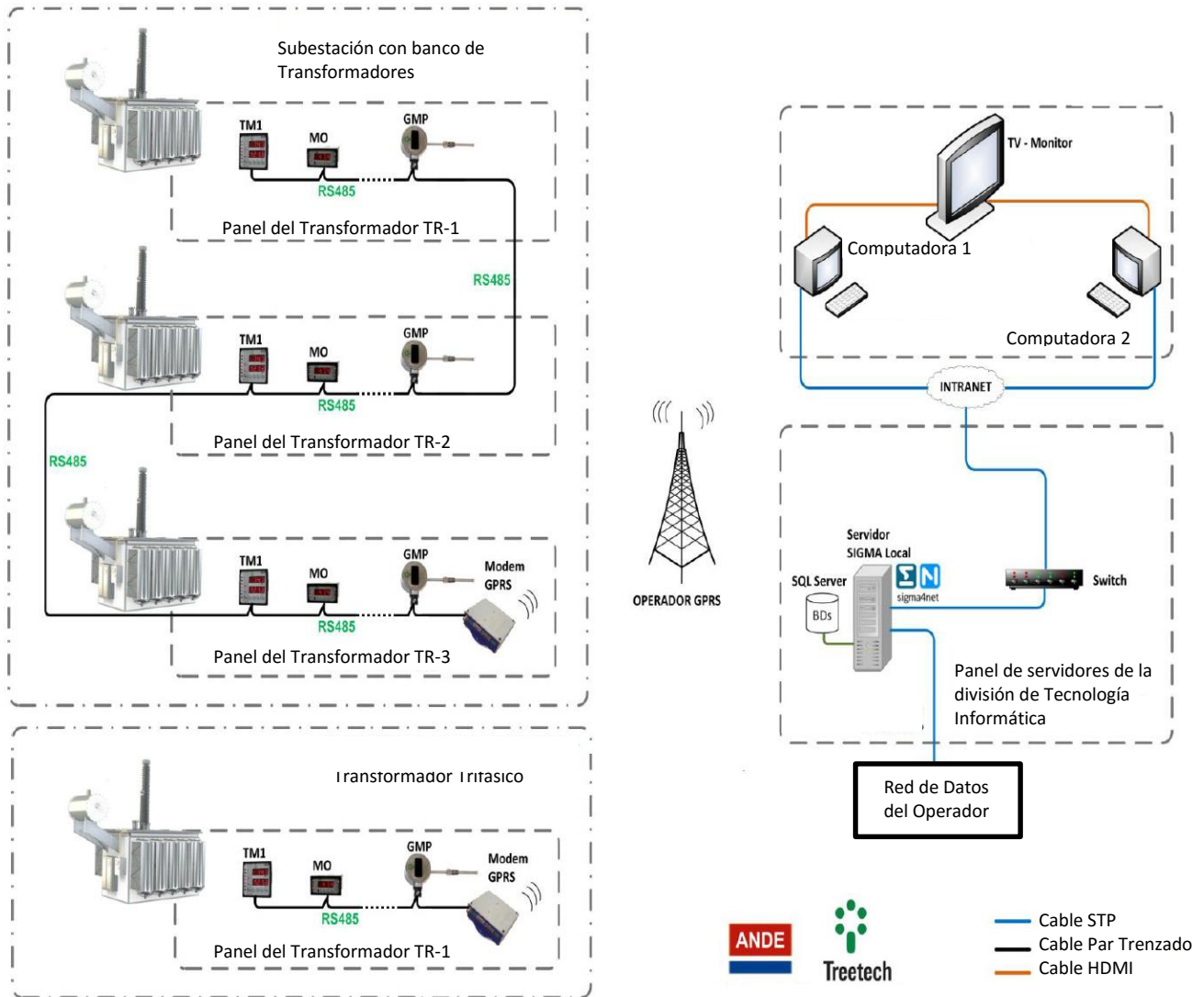
Probado para las condiciones adversas de subestaciones, atendiendo a las normas internacionales: compatibilidad electromagnética, temperatura, vibración.

Puertos de comunicación serial proyectados para el ambiente de una subestación, permitiendo el uso de cables de par trenzado para comunicación con la sala de control – instalación barata. Opcionalmente permite el uso de fibras ópticas en la comunicación.

Protocolos de comunicación específicos para instalación en sistemas de potencia (time-stamp, sincronismo de relojes, etc.).

La experiencia de los equipos de ingeniería de mantenimiento de varias empresas con la operación y el mantenimiento de sistemas de monitoreo de arquitectura centralizada ha mostrado que estos presentan alta incidencia de defectos, generando altas cargas de trabajo para la ingeniería y los equipos de mantenimiento en campo, al punto de volver totalmente inoperante el sistema de monitoreo [4].

El mismo comportamiento no se observa en sistemas de arquitectura descentralizada, que demuestran buena confiabilidad y disponibilidad [4]. Así, el modelo de sistema de monitoreo en línea para transformadores adoptado por ANDE es el descentralizado, según la topología mostrada a continuación en la figura 3.



**Figura 3 - Topología del sistema de monitoreo en línea de ANDE**

Para formar la red de equipos, fueron utilizados cables de comunicación serial patrón RS-485, que tiene como ventaja el bajo costo y la rapidez de instalación, contribuyendo para la reducción de costos y la viabilidad financiera de la instalación de sistemas en transformadores de menor porte.

Para establecer la comunicación entre la red de sensores de cada subestación y el servidor del sistema, en cada subestación fue instalado un modem celular con chip de una red de comunicación GPRS privada, integrada a la intranet de la empresa.

Finalmente, conectado a la red de datos del operador GPRS, el servidor del sistema almacena las mediciones obtenidas en campo en el banco de datos y las procesa para descubrir informaciones útiles. A través de la intranet de ANDE, los ingenieros del centro usan sus computadoras para acceder al sistema.

El resultado es un sistema simple y robusto, capaz de centralizar datos de localidades distantes y remotas, donde generalmente no es posible encontrar redes de internet o intranet tradicionales, como redes de fibra óptica. La arquitectura de este sistema

también se mostró bastante barata y escalable, permitiendo la adhesión de nuevos componentes sin que sean necesarias demasiadas adaptaciones o ampliaciones estructurales.

## 5.0 - EL SISTEMA

Más que un sistema que simplemente digitaliza las mediciones, el sistema de monitoreo debe ser capaz de transformar los datos en informaciones útiles para el mantenimiento, como diagnósticos y pronósticos del estado del equipo.

Para lograrlo, el sistema de monitoreo debe estar equipado con un módulo de ingeniería que contenga algoritmos y modelos matemáticos para generar diagnósticos y pronósticos. Algunas de las principales funciones de diagnóstico que pueden ser ejecutadas por el software de monitoreo son:

**Modelo de Ingeniería:****Diagnósticos y Pronósticos:**

|   |  |
|---|--|
| Vida útil del aislamiento                             | Vida útil restante del aislamiento (%)<br>Tendencia de pérdida de vida del aislamiento (%/día)<br>Tiempo de vida restante del aislamiento (años)   |
| Previsión de gradiente final de temperatura           | Temperatura futura del hot-spot luego de la estabilización<br>Tiempo para alcanzar temperatura de alarma<br>Tiempo para alcanzar temperatura de desconexión  |
| Gases en el aceite                                    | Tendencia de evolución del gas en el aceite (principalmente H <sub>2</sub> )<br>Alarmas por tendencia de evolución y concentraciones de gas altas o muy altas  |
| Cromatografía / Físicoquímico                         | Laudo de ensayos de cromatografía de gas fuera de línea<br>Laudo de ensayos físicoquímicos fuera de línea  |
| Humedad en el aceite y en el papel                    | Soldadura del transformador – ruptura de la bolsa de goma del tanque de expansión<br>Contenido de agua en el aceite (ppm)<br>Tendencia de evolución del contenido de agua (ppm/día)<br>Contenido de agua en el papel (% de la masa seca)<br>Factor de aceleración de la pérdida de vida del aislamiento por hidrólisis |
| Temperatura de formación de burbujas                  | Temperatura de formación de burbujas<br>Temperatura de formación de agua libre   |
| Eficiencia del enfriamiento                           | Temperatura del tope del aceite calculada<br>Diferencia entre temperaturas medida y calculada<br>Eficiencia del sistema de enfriamiento  |
| Diferencial de temperatura del conmutador             | Diferencial de temperatura instantáneo<br>Diferencial de temperatura filtrado<br>Alarmas por diferenciales de temperatura elevados   |
| Torque y tiempo de operación del motor del conmutador | Torque máximo del motor en cada región de la conmutación<br>Tiempo de operación del mecanismo del conmutador<br>Alarmas por valores de torque y tiempo de operación fuera de los patrones  |
| Asistente de mantenimiento del conmutador             | Número de operaciones del conmutador<br>Suma de la corriente conmutada<br>Tiempo de servicio del conmutador<br>Previsión de tiempo restante para mantenimiento del conmutador<br>Avisos con antecendencia para mantenimiento del conmutador  |
| Asistente de mantenimiento de la ventilación forzada  | Tiempo de operación de los grupos de ventilación, total y luego del último mantenimiento<br>Previsión de tiempo restante para mantenimiento de la ventilación<br>Avisos con antecendencia para mantenimiento de la ventilación   |



Con todas estas informaciones en mano, los ingenieros del centro de gestión ahora pueden planear de forma mucho más eficiente las inversiones y las rutinas de mantenimiento de los transformadores integrados al sistema.

#### 6.0 - LA SALA DEL CENTRO NACIONAL DE GESTIÓN DE ACTIVOS

La sala del centro, ilustrada en la figura 4, cuenta con todas las facilidades para observación del sistema en tiempo real, planificación de acciones, estudio del comportamiento de cada elemento y del sistema como un todo.



**Figura 4 - Sala del centro nacional de gestión de activos de ANDE**

Ingenieros, técnicos y los gestores de mantenimiento pueden reunirse y trazar planes de acción sobre una pequeña mesa circular instalada en el centro, mientras el monitor, fijo en una de las paredes, ofrece una visión del panorama general de los activos. Los ingenieros disponen de dos computadoras, conectadas al servidor de ANDE vía intranet, para acompañar y pesquisar informaciones específicas, sean ellas parte de un largo historial de datos o mediciones en tiempo real de las condiciones del activo en campo.

#### 7.0 - CONCLUSIÓN

Buscando siempre la excelencia en los servicios prestados, ANDE utilizó tecnologías modernas para establecer un centro de gestión inteligente de activos con la capacidad de acompañar en línea el estado de decenas de transformadores distribuidos en subestaciones muchas veces distantes entre sí.

Al habilitar informaciones y pronósticos importantes como el tiempo de vida útil restante de un activo o la predicción de fallas inminentes, el equipo de gestión de activos de la empresa puede planear las inversiones y rutinas de mantenimiento de forma más precisa y localizada.

Esa filosofía de trabajo le rinde al sistema eléctrico de Paraguay ganancias en confiabilidad y calidad del suministro de electricidad al mismo tiempo en que se observa la necesidad de optimización de los costos del mantenimiento.

#### 8.0 - BIBLIOGRAFÍA

- [1] ELECTRA, "An International Survey on Failures in Large Power Transformers in Service", Paris, CIGRE, Ref. no. 88, 1983.
- [2] Lavieri Jr., Arthur, Hering, Ricardo, "Novos Conceitos em Sistemas de Energia de Alta Confiabilidade", Encarte Especial Siemens Energia, [http:// mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf](http://mediaibox.siemens.com.br/upfiles/232.pdf), Enero/2001.
- [3] Alves, Marcos, Albuquerque, Roberto, "Monitoração On-Line de um Banco de Autotransformadores 345-138/13,8 kV 150MVA com Comutação Sob Carga", XIX SNPTEE, Rio de Janeiro, Octubre/2007.
- [4] Fabio Abreu Pinto, Marcos E. G. Alves, "Aplicação De Sistemas De Monitoração On-Line Na Visão Da Engenharia De Manutenção", XXII SNTPE, Brasília, Octubre /2013.