



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



DETECCIÓN TEMPRANA DE FALLAS EN TRANSFORMADORES DE MEDIDA: UNA PERSPECTIVA EVOLUTIVA DESDE EL MUESTREO HASTA LA ANALÍTICA DE DATOS EN TIEMPO REAL.

Juan Andrés Varela / jvarela@intercolombia.com – Alejandro Santa / asanta@intercolombia.com
Medellín – Colombia

RESUMEN

Este trabajo expone la evolución estratégica de ISA ENERGÍA en Colombia en el diagnóstico de transformadores de medida, transitando de métodos invasivos a la analítica digital. Inicialmente, el mantenimiento se basaba en el muestreo de aceite para análisis fisicoquímico y cromatografía de gases, correlacionando humedad con tangente delta. Si bien permitía detectar anomalías térmicas y eléctricas, este método resultó contraproducente, pues la intervención física generaba daños en empaquetaduras y fugas de aceite, provocando fallas operativas.

Para mitigar estos riesgos, en 2015 la estrategia migró a un esquema predictivo basado exclusivamente en pruebas eléctricas offline, estandarizando la tangente delta con barrido de frecuencia (40Hz-400Hz). Esto eliminó los fallos inducidos por manipulación de aceite, pero mantuvo la dependencia de intervenciones periódicas en sitio y la exposición al riesgo eléctrico.

Actualmente, se presenta la fase definitiva de esta evolución: el uso de Unidades de Medición Fasorial (PMUs) para un monitoreo continuo. Aprovechando la infraestructura de protecciones modernas existente, es posible utilizar analítica de datos sobre señales de tensión y corriente en tiempo real para identificar degradaciones en el aislamiento interno y bobinados sin sacar el activo de operación. Esta solución consolida un verdadero mantenimiento basado en la condición, proyectando reducir la exposición al riesgo en 3.200 horas-hombre anuales y prevenir eventos explosivos mediante la detección temprana de fallas desde un centro de diagnóstico inteligente.

Objetivos

A partir de este trabajo se busca lo siguiente:

- Describir las estrategias de monitoreo y diagnóstico para transformadores de medida que han sido implementadas en ISA Energía para sus 5.200 equipos en Colombia y su evolución a lo largo del tiempo.
- Introducir los principales cambios tecnológicos y su impacto en las formas en cómo se realiza la gestión del

mantenimiento incluyendo las expectativas a futuro.

- Presentar el análisis en términos de costo-riesgo-beneficio para soportar la adopción de nuevas tecnologías.

Evolución del Mantenimiento de Transformadores de Medida

Para contrarrestar la degradación de los equipos por factores externos y operativos, es fundamental comparar los valores de puesta en servicio con mediciones periódicas para establecer tendencias históricas. Bajo este enfoque, ISA Energía desarrolló en 2009 una metodología de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



(MCC) para transformadores de medida (110kV a 500kV) (1). A partir de esta base, desde el año 2011, se implementaron algoritmos de calificación automática que analizan variables fisicoquímicas y eléctricas para identificar y predecir la evolución de modos de falla de manera sistemática.

Pruebas Fisicoquímicas

Para el diagnóstico de la condición del aislamiento (DGA, humedad, rigidez dieléctrica y tangente delta), se adoptó un marco normativo internacional basado en los estándares IEC 60599-1999, IEC 60567-2005, IEC 60044, IEC 61869 (Partes 1, 2, 3 y 5), IEEE C57.104-2008, IEEE C57.13.1-2006 y ASTM D3612-02(2009).

Ante la ausencia de una tabla de valoración específica para el "Estado del aislamiento" en transformadores de medida, se desarrolló una metodología propia que fusiona criterios técnicos: se tomó como base el estándar IEEE C57.104-2008, ajustando su permisividad ante gases críticos (Acetileno, Etileno y Etano) mediante la integración del percentil 90 establecido en la norma IEC 60599-1999. El resultado es una tabla de valores de referencia más rigurosa y adaptada a la criticidad de estos equipos (Tabla 1).

El análisis de humedad disuelta, rigidez dieléctrica y tangente delta del aceite en transformadores de medida es de alta criticidad debido al bajo volumen de aceite que manejan. Por ello, se definieron reglas (Tabla 2) basadas en

estándares internacionales, pero con ajustes específicos para las condiciones medioambientales de Colombia.

Tabla1. Reglas de diagnóstico ajustadas para DGA

Regla de diagnostico DGA según MCC y estandares internacionales para año 2011			
Gas disuelto	Límite IEEE C57.104 (Potencia)	Límite "Corregido" (Medida/Instrumento)	Factor de Severidad
Hidrógeno (H2)	100 ppm	300 ppm*	Inverso
Metano (CH4)	120 ppm	30 ppm	4x más estricto
Acetileno (C2H2)	35 ppm	2 ppm	17x más estricto
Etileno (C2H4)	50 ppm	10 ppm	5x más estricto
Etano (C2H6)	65 ppm	50 ppm	1.3x más estricto
Monóxido de Carbono (CO)	350 ppm	900 ppm*	Variable
Dióxido de Carbono (CO2)	2500 ppm	13000 ppm*	Variable

Sin embargo, este procedimiento evaluativo se mantuvo vigente solo hasta el año 2015. En esa fecha, ISA Energía decidió eliminar el muestreo de aceite en estos equipos debido a dos factores críticos:

1. **Riesgo Operativo:** El proceso de toma de muestras generó un alto volumen de fugas, provocando intervenciones de emergencia tanto en transformadores de corriente como de tensión.
2. **Limitación Técnica en CCVTs:** En los transformadores de tensión capacitivos, la extracción de aceite se limitaba a la parte inductiva (donde los niveles de tensión son bajos), lo cual no ofrecía una muestra representativa del estado dieléctrico real del sistema papel-aceite de todo el equipo.



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



Tabla 2. Reglas de diagnóstico ajustadas para análisis Físico-químico del aceite en CTs y PTs.

Reglas de diagnostico para variables Físico-Químicas del aceite en Transformadores de medida de Alta y Extra Alta tensión.			
	Método de Ensayo (2011)	Limite AT (Hasta 170 kV)	Limite EAT (> 170 kV)
Humedad Disuelta	ASTM D1533 / IEC 60814	< 20 ppm	< 10 - 15 ppm
Rigidez Dieléctrica (V. de Ruptura)	IEC 60156 / ASTM D1816	> 50 kV	> 60 kV
Factor de Disipación (Tan δ) @ 20°C	IEC 60247 / ASTM D924	< 0.10 %	< 0.05 %
Factor de Disipación (Tan δ) @ 75°C	Interpolación IEEE/IEC*	< 0.50 %	< 0.30 %
Factor de Disipación (Tan δ) @ 90°C/100°C	IEC 60247 / IEEE C57.106	< 1.00 %	< 0.50 %

El diagnóstico del deterioro avanzado en transformadores de tensión enfrenta una limitación física crítica: los cuerpos capacitivos son sellados para prevenir el ingreso de burbujas de aire y la aparición de descargas parciales, lo que impide el muestreo directo de aceite. Aunque las pruebas físicoquímicas y de DGA (Análisis de Gases Disueltos) son altamente precisas en transformadores de potencia y reactores, su aplicación en transformadores de medida ha generado riesgos operativos significativos.

Específicamente, la manipulación para el muestreo ha provocado fugas por deterioro de empaquetaduras y fallos en válvulas, derivando en emergencias, sobrecostos y el desmontaje preventivo de las unidades. Ante este escenario, la estrategia de mantenimiento evolucionó hacia la implementación de pruebas eléctricas como el método periódico alterno fundamental para garantizar el

seguimiento confiable de la condición de estos equipos sin comprometer su integridad hermética.

Pruebas Eléctricas

Para mejorar la precisión en la detección del deterioro interno, ISA Energía reemplazó las pruebas tradicionales por una técnica avanzada de Tangente Delta o Factor de Disipación. Mientras que anteriormente la evaluación se limitaba a la frecuencia fundamental de 60 Hz (insuficiente para detectar elementos polares o ionización por estrés dieléctrico), la nueva metodología implementa un barrido en frecuencia.

Desde el año 2015 a la fecha, estas pruebas eléctricas por completo el análisis Físico-Químico en los esquemas de evaluación de ISA Energía.

Tabla 3. Variables utilizadas para definir condición de transformadores de medida de acuerdo con el MCC en mantenimientos periódicos.

Variable	Tipo de variable	Tipo de valor
Capacitancia	Cuantitativa	Numeros Reales
Factor de potencia 10kV	Cuantitativa	Numeros Reales
Factor de potencia 2.5kV	Cuantitativa	Numeros Reales
Medida de resistencia aislamiento Núcleo	Cuantitativa	Numeros Reales
Severidad Por termografía	Cualitativa	Categoría ordinal
Estado cajetín	Cualitativa	Categoría ordinal
Estado porcelana	Cualitativa	Categoría ordinal
Inspección diafragma	Cualitativa	Categoría ordinal
Nivel de aceite	Cualitativa	Categoría ordinal
Fuga de aceite	Cualitativa	Categoría ordinal
Inspección visual general	Cualitativa	Categoría ordinal

Este procedimiento consiste en la inyección de 10 a 12 kV en tres frecuencias específicas: 40Hz, 60Hz y 400Hz. El análisis se centra en la pendiente (signo y magnitud) de la curva resultante en dos tramos (40-60Hz y 60-400Hz), lo que permite identificar con mayor claridad el nivel de degradación química y física del aislamiento. Gracias a esta mayor certeza técnica, los ingenieros pueden programar intervenciones precisas para evitar fallas funcionales catastróficas que comprometan la seguridad y el sistema de transmisión.



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



Desde el año 2015 a la fecha, estas pruebas eléctricas sustituyeron por completo el análisis Físico-Químico en los esquemas de evaluación de ISA Colombia.

Incorporación de Datos SCADA

A partir de 2024 ISA Energía implementó un sistema de detección de desbalances de tensión basado en datos operativos enviados al centro de control. Se utiliza la herramienta OSISOFT PI para el almacenamiento de datos, creación de tableros de reporte y generación de notificaciones automáticas. Si bien es un sistema robusto para transformadores de tensión, se destaca que no tiene alcance para transformadores de corriente.

Según la norma IEEE 1159 del 2019 (2), el método más preciso para calcular el desbalance se basa en componentes simétricas (relación entre secuencia negativa U_2 y positiva U_1):

$$V_{\%desbalance} = \frac{|U_2|}{|U_1|} \times 100 \text{ (Ec.1)}$$

Como alternativas para valores RMS o medidas fase-fase, se referencian los métodos como el de ANSI C84.1, que utilizan la desviación máxima respecto al promedio:

$$V_{\%desbalance} = \frac{\max(|V_A - V_{avg}|, |V_B - V_{avg}|, |V_C - V_{avg}|)}{V_{avg}} \times 100 \text{ (Ec.2)}$$

El desbalance es un fenómeno sistémico natural, pero cuando es local (limitado a una bahía), es un síntoma directo de

fallas en la relación de transformación. Según la NTC 5001 de 2008 y la IEEE 1159 de 2019, para alta tensión ($\geq 57,5$ kV) se admite hasta desbalance de un 2.0% en promedio en ventanas de 10 minutos.

ISA Energía ha definido los siguientes niveles de severidad para la toma de decisiones:

- **< 2%:** Estado normal.
- **2% - 5%:** Alerta por anomalía.
- **>5%:** Desviación crítica (atención inmediata).

El monitoreo en tiempo real mediante el análisis de desbalance presenta restricciones operativas críticas que dificultan su implementación como estrategia principal. Técnicamente, el sistema SCADA actual presenta limitaciones al reportar únicamente magnitudes sin información de fase y carecer de sincronización de medidas. Existe una dificultad inherente para distinguir los desbalances naturales de la red de las desviaciones en la relación de transformación, a menos que estas últimas superen sostenidamente el 2.0%. Asimismo, la intermitencia de las señales exige la implementación de sistemas de filtrado para evitar falsos positivos y alarmas erróneas. Operativamente, el desbalance reduce la sensibilidad para identificar con precisión la fase deteriorada y, en el caso específico de los desbalances de corriente, no se ha establecido una relación directa y confiable con el deterioro físico del equipo.

Para mejorar la efectividad en el diagnóstico, se propone el uso del "desbalance de fase compartida". Este enfoque técnico permite eliminar el desbalance natural mediante la comparación de tensiones de la misma fase en un



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



mismo nodo (donde las señales deben ser idénticas), permitiendo una comparación individual de señales. Esta metodología facilita la identificación directa de desviaciones en un transformador específico, optimizando los tiempos de respuesta al evitar la necesidad de realizar pruebas a todo el conjunto de equipos. Sin embargo, continúa siendo un enfoque limitado.

Nuevas tecnologías en el seguimiento a la condición de transformadores de medida

La integración de Unidades de Medición Fasorial (PMUs) en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) marca un cambio de paradigma en el diagnóstico de transformadores de tensión y corriente. Esta tecnología supera el monitoreo tradicional gracias a su alta frecuencia de muestreo (hasta 120 fasores/segundo) y sincronización precisa bajo los estándares IEEE C37.118 1 y 2 (3) (4).

A nivel mundial existen incluso soluciones comerciales como por ejemplo iTAM (5), propuesta por Electric Power Group (EPG), que ofrecen analítica a partir de PMUs para diagnóstico de equipos de subestaciones. Bajo esta premisa ISA Energía ha iniciado la implementación de esta analítica avanzada. Este esfuerzo se ve potenciado por la renovación de sistemas de control y protección que incorporan PMUs integradas en IEDs (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) dentro de las

arquitecturas típicas de las subestaciones.

El reporte del Departamento de Energía de EE. UU (6) y el informe de NASPI de 2015 (7) sustentan dos enfoques clave:

- **Análisis mediante gráficos estadísticos de control:** para cada una de las variables y condiciones operativas actuales se definen unos rangos operativos basados en comparación de señales y tendencias históricas. Se identifican también cambios bruscos anómalos en las señales mediante variables diferenciadas en tiempo (e.g. $\Delta V/\Delta t$). El método estadístico incluye también análisis de dispersión de los datos, que junto con la clase exactitud de los equipos gana relevancia en el diagnóstico de la condición.
En general, estos análisis deben ser completados con un filtro de eventos para evitar que eventos de la red tales como cortocircuitos u otros fenómenos transitorios activen alarmas sobre equipos saludables.
- **Estimador de Estado Local:** Es el método más sofisticado, a partir de las corrientes en cada fase y las tensiones sobre cada punto de la subestación, tanto con magnitudes como fases, se procede a realizar una estimación de las corrientes y tensiones. Posteriormente, se calculan los residuos para identificar los "malos actores", es decir, las mediciones que se desvían en mayor proporción de los valores estimados. Gracias a las redundancias en medición y a los parámetros detallados de las subestaciones este método se considera actualmente



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



como uno de los más robustos. Sin embargo, requiere de un esfuerzo importante para su implementación.

La adopción de las PMU es también un requisito regulatorio, siendo actualmente solicitadas dentro de los requerimientos de las convocatorias de la UPME. En respuesta, ISA Energía ya cuenta con una arquitectura estandarizada que integra PMUs y sus respectivos canales de comunicación. Aunque el objetivo real de estos dispositivos es soportar el monitoreo de área amplia, la propuesta de uso como herramienta de diagnóstico de equipos le agrega valor.

Análisis Costo-Riesgo-Beneficio Para Adopción de Monitoreo por PMUs

Costos.

La implementación de esta tecnología representa una inversión en infraestructura digital y de comunicaciones bajo un horizonte de ejecución de unos 6 años para alcanzar la cobertura total.

- **Infraestructura técnica:** Requiere la instalación de PMUs por bahía, sincronización mediante GPS, concentradores de datos fasoriales (PDCs) regionales y centrales, además de canales de comunicación de alto ancho de banda y software de visualización.
- **Situación en ISA Energía:** La empresa cuenta con una base

instalada aprovechable, aunque no homogénea. La estrategia se divide en tres fases:

1. **Habilitación de canales en subestaciones con PMUs ya utilizadas por XM.**
 2. **Actualización de IEDs existentes mediante firmwares o tarjetas compatibles con función PMU.**
 3. **Integración de PMUs en nuevos proyectos de renovación.**
- **Interoperabilidad y Software:** Se garantiza la compatibilidad entre fabricantes gracias los estándares IEEE C37.118.1. y C37.118.2. Se ha definido a OSISOFT PI como herramienta central, aprovechando su integración previa en la organización.

Riesgos.

Se identifican desafíos críticos asociados a la digitalización, con sus respectivas medidas de mitigación:

- **Saturación de datos y Ciberseguridad:** Riesgos de flujo excesivo (mitigado con regulación de *frames* por segundo y arquitectura adecuada) y vulnerabilidades informáticas (mitigadas con esquemas de seguridad de control y protección existentes).
- **Dependencia tecnológica:** El monitoreo queda supeditado a la disponibilidad de las PMUs y la comunicación. Se mitiga mediante redundancia, stock de repuestos y la opción de retornar a pruebas eléctricas tradicionales en caso de fallo total.
- **Gestión del cambio y Heterogeneidad:** El desfase tecnológico entre subestaciones y la adaptación del personal se gestionan



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



mediante una cultura de mejora continua y un sistema de Gestión de Desempeño de Activos (APM).

- Calibración y Modos de Falla: El riesgo de errores iniciales en estimadores de estado o la existencia de fallas ocultas se controla mediante la coexistencia temporal de metodologías y un APM robusto.

Beneficios.

El cambio de paradigma genera impactos positivos directos en la confiabilidad y la rentabilidad del negocio:

- Eficiencia Operativa: Reducción anual de 3200 horas de exposición al riesgo y de indisponibilidad de activos. Ahorro significativo en logística (viáticos, transporte y horas-hombre).
- Impacto Económico: Se estima un ahorro por bahía de entre 3,200 USD (230 kV) y 5,000 USD (500 kV) durante la vida útil de 12 años del equipo de monitoreo.
- Seguridad y Diagnóstico: Capacidad de detección temprana de fallas súbitas para evitar explosiones. El sistema es escalable para diagnosticar otros activos (bancos de condensadores, SVC, STATCOM) y mejorar los modelos de red mediante análisis post-operativo.
- Reputación Corporativa: Mejora el posicionamiento en el referenciamiento internacional ITOMS, fortaleciendo el desempeño técnico y la imagen de la empresa ante el sector.

Conclusiones

Las tecnologías evolucionan y abren las puertas a nuevas formas de entender el monitoreo y definir las estrategias de mantenimiento de los equipos. Desde el 2009 el mantenimiento de los transformadores de medida ha experimentado múltiples cambios, siempre en pro de la mejora continua. La llegada de las PMUs abre nuevas posibilidades para la implementación de un mantenimiento netamente basado en condición, y a pesar de los costos y riesgos asociados, los beneficios se consideran lo suficientemente amplios como para proceder con su desarrollo.

Bibliografía

1. **INTERCOLOMBIA**. Estrategia de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. Medellín : s.n., 2009.
2. **IEEE**. Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality. 2019. 1159.
3. —. Stand For Synchrofasor Measurements for Power Systems. 2011. C37-118.1.
4. —. Standard for Synchrofasor Data Transfer for Power Systems. 2024. C37-118.2.
5. **EPG. ITAM** - Intelligent Transmission Asset Monitor. 2024.
6. Energy, Department of. Substation Secondary Asset Health Monitoring and Management System (SSHM). s.l. : National Energy Technology Laboratory, marzo 2020.
7. **NASPI**. Diagnosing Equipment Health and Misoperations with PMU Data. Technical Report. 2015.
8. Florez, J and Varela, J. Beneficios Sistema Monitoreo con PMUs en ISA Energia Colombia. Medellín : s.n., 2025.
9. **IEC 60599-1999** — "Mineral oil-impregnated electrical equipment in service



XXVIII CONGRESO INTERNACIONAL DE MANTENIMIENTO Y GESTIÓN DE ACTIVOS

22 AL 24 DE ABRIL DE 2026. Bogotá - Colombia



- Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis" – Capitulo 10
- 10. **IEC 60567-2005** – "Oil-filled electrical equipment - Sampling of gases and of oil for analysis of free and dissolved gases - Guidance"
- 11. **IEC 60044 e IEC 61869** (Partes 1, 2, 3 y 5).
- 12. **IEEE C57.104-2008** – "IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers".
- 13. **IEEE C57.13.1-2006** – "IEEE Guide for Field Testing of Relaying Current Transformers"
- 14. **ASTM D3612-02(2009)** – "Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography".

Analista de Aseguramiento de la Confiabilidad Operacional en ISA ENERGÍA.

Alejandro Santa Calderon: Ingeniero Electricista y Esp Gerencia del Mantenimiento. Experiencia en pruebas eléctricas a equipos de subestaciones (con énfasis en transformadores de medida, descargadores y transformadores de potencia). Termógrafo Nivel 2. Trabaja en ISA desde el año 2012 y actualmente se desempeña como Analista del equipo Aseguramiento de la Confiabilidad Operacional en ISA ENERGÍA.

Juan Andrés Varela Fadul: Ingeniero Eléctrico, con especialización analítica de datos y MSc. en Ingeniería Eléctrica con énfasis en redes inteligentes. Cuenta con experiencia de 5 años en gestión del mantenimiento de equipos de subestaciones con enfoque en mantenimiento no interruptivo. Actualmente desempeña el rol de