



Estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas

Present status considerations about power transformers diagnosis in Cuban power stations

Jorge Montané -García
Dennis Arce - López

Santiago Dorrbercker- Drake
Orestes Hernández - Areu

Recibido: Enero del 2010
Aprobado: Febrero del 2010

Resumen/ Abstract

El presente artículo está dirigido a la discusión del estado presente de las técnicas de diagnóstico en el área específica de los transformadores de potencia, comenzando por el nivel mundial [1, 2], para centrarse finalmente en la aplicación de estos métodos y técnicas en Cuba. Se plantean las características y requerimientos técnicos para el diagnóstico, los parámetros fundamentales a monitorear, y los diferentes métodos.

Palabras claves: diagnóstico, transformador de potencia, central termoeléctrica, Cuba

This paper describes the present status of diagnosis techniques for power transformers, starting on world level and focusing on methods and techniques applied in Cuba. Characteristics and requirements are presented for diagnostic process, including main monitoring parameters and methods.

Key words: diagnosis, power transformer, thermal power station, Cuba

INTRODUCCIÓN

El monitoreo y diagnóstico de los transformadores han atraído gran atención durante mucho tiempo. Este interés se ha disparado en los últimos años debido a los cambios estructurales en los negocios de la electricidad. En el competitivo mercado actual, los productores deben seguir las estrategias que coincidan en lo más posible con los intereses de los consumidores, ya que el desarrollo en el monitoreo y diagnóstico debe estar directamente relacionado con las necesidades de las empresas eléctricas, y para reducir los costos operacionales totales. El monitoreo y el diagnóstico se aprecian como una posible vía de optimización de los activos existentes, con vistas a reducir los costos de mantenimiento, prevenir las salidas por emergencia, y lograr que los equipos trabajen un plazo mayor y de una forma más segura.

Es conveniente desde el inicio establecer las diferencias entre los términos *monitoreo* y *diagnóstico*.

El Monitoreo es el proceso continuo y sistemático mediante el cual se verifica la eficiencia y la eficacia de un producto mediante la identificación de sus logros y debilidades y en consecuencia se recomiendan medidas correctivas para

optimizar los resultados esperados. Es, por tanto, condición para la rectificación o profundización de la ejecución y para asegurar la retroalimentación entre los objetivos y presupuestos teóricos y las lecciones aprendidas a partir de la práctica. Asimismo, es el responsable de preparar y aportar la información que hace posible sistematizar resultados y procesos y, por tanto, es un insumo básico para el Diagnóstico. Para que el monitoreo sea exitoso requiere del establecimiento de un sistema de información, identificando a los usuarios de la información, los tipos de información prioritaria, vinculando las necesidades y las fuentes de información, estableciendo métodos apropiados para efectuar la recopilación de datos e identificar los recursos necesarios.

El Diagnóstico es el proceso integral y continuo de investigación y análisis de los cambios más o menos permanentes que se materializan en mediano y largo plazo, como una consecuencia directa o indirecta del quehacer de un equipo en el contexto, la población y las organizaciones participantes. Por ello, constituye una herramienta para la transformación, que arroja luz sobre las alternativas para la mejora permanente de las intervenciones presentes y futuras, o sea, transfiere buenas prácticas. Desde esta concepción, el Monitoreo y el Diagnóstico tienen que ser coherentes con su objeto de análisis, y, por tanto, deben colocar en el centro del análisis al sujeto situado en su contexto, lo cual implica incorporar la perspectiva de género y concebirse como una herramienta para la acción y para habilitar e incluir la participación de los diferentes actores [3].

Monitoreo: Medición de uno o varios parámetros previamente establecidos [4].

Diagnóstico: Es la ciencia encargada de determinar por los síntomas, el estado y el carácter de una posible rotura, envejecimiento, etc. de un equipo, sistema o proceso a partir del análisis y procesamiento de sus datos de pruebas, de fallas e históricos. El Diagnóstico tiene como objetivo detectar las desviaciones de los parámetros de control, analizar sus tendencias, determinar sus causas, de manera que permita al personal proponer las medidas correctoras que permitan la intervención oportuna del equipo para lograr máxima disponibilidad y confiabilidad de los mismos [4].

El monitoreo se define como la recolección de datos, e incluye el desarrollo de sensores, técnicas de medición y hardware para la adquisición y almacenamiento de los mismos. El diagnóstico consiste en la interpretación de los datos, con el objetivo de detectar fallas en evolución, su grado de desarrollo, encontrar la posible causa y localizar la zona afectada.

CARACTERIZACIÓN DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS CUBANAS

Los transformadores de potencia están alimentados con tensión y frecuencia fijas. En Cuba no están uniformadas las tensiones de los transformadores de las centrales termoeléctricas, debido a la diversidad de su procedencia; sólo se cumple que la salida al SEN (Sistema Electroenergético Nacional) debe ser por 121 ó 242 kV.

A. Termoeléctricas de bloques de procedencia rusa instaladas en Cuba

Se utilizan transformadores trifásicos, que según su uso pueden ser elevadores o reductores. Algunos transformadores se utilizan en ambas formas; por ejemplo, los transformadores de salida de bloques (121/10,5 y 242/10,5 kV, según la unidad generadora de que se trate), que normalmente transforman la tensión de generación, 10,5 kV, elevándola, a tensión de red.

En la CTE (Central Termoeléctrica) del Este de la Habana, al existir un interruptor entre el generador y el transformador (H-18) (Figura # 1), que se abre en caso de salida del bloque de servicio (única CTE que lo posee en Cuba), los transformadores de salida de bloque (1T en este caso), a partir de ese momento, y mientras esta situación se mantenga, se alimentan desde la red eléctrica, y se utilizan como reductores, entregando energía a la Central, que se recibe por la línea a una tensión, para la Unidad # 1, de 121 kV, se reduce en este transformador 1T a 10,5 kV, y es reducida de nuevo, como siempre se hace, por los transformadores de servicios propios (1BT en este caso), de 10,5 a 6,3 kV, para su uso en motores de bombas de 6,3 kV, o para ser de nuevo reducida por otros transformadores (1BU01) de 6,3 a 0,38 kV.

En las demás termoeléctricas cubanas, los transformadores de salida de bloque son siempre elevadores.

Por su clasificación medioambiental, se utilizan en las termoeléctricas, transformadores de intemperie, en el llamado "patio de transformadores", que agrupa a los equipos de servicios propios (10,5/6,3 kV), salida de bloques (121/10,5 y 242/10,5 kV) y reserva y arranque (121/6,3/6,3 kV); se utilizan además transformadores de interior (6,3/0,38 kV y tensiones menores).

A excepción de los transformadores de 380/220 V, que por su pequeña potencia son secos, los restantes son enfriados por aceite. Los transformadores de 6,3/0,38 kV y menos tensión utilizan el sistema de enfriamiento ONAN

(oil natural-air natural; sistema de enfriamiento con circulación natural de aceite y aire, sin motobombas ni ventiladores); los transformadores de 121/6,3/6,3 y 10,5/6,3 kV utilizan el sistema ONAF (oil natural-air forced; aceite natural-aire forzado, sin motobombas y con ventiladores), y los de salida de bloques, 121/10,5 y 242/10,5 kV, utilizan el sistema OFAF (oil forced-air forced; aceite y aire forzados, con motobombas y ventiladores) [5].

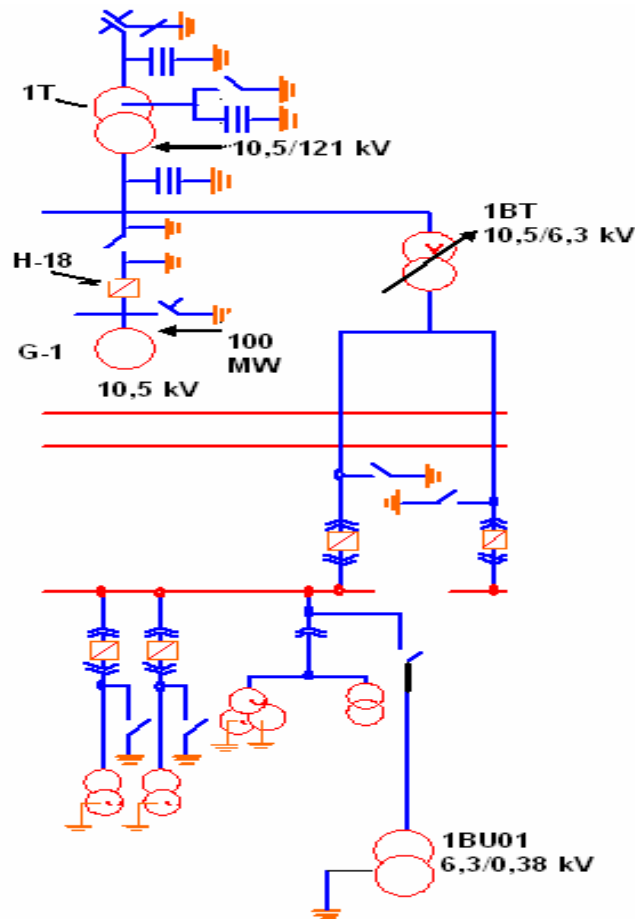


Fig. 1. Interruptor H-18, entre el generador 1 y el transformador 1T, en la CTE del Este de la Habana

TÉCNICAS DE MONITOREO Y DIAGNÓSTICO

La mayor parte de las fallas de los transformadores se deben a cambios anormales en la condición del equipo, tales como, el acortamiento de la vida útil debido al deterioro acelerado de los componentes, en particular bushings y CBC (conmutadores bajo carga) [6]. Una de las fuentes de contaminación típicas en un transformador lo constituye la presencia de carbón de los CBC; estos sedimentos, bajo los efectos de la gravedad, el flujo de aceite y particularmente del efecto de los campos eléctrico y electromagnético, se depositan en la superficie de los enrollados, etc. [6]. Si estos sedimentos logran pasar al tanque principal, falsean el AGD ó DGA (análisis de gases disueltos en el aceite ó dissolved gas analysis), pues la elevación de la concentración de CO y CO₂ (monóxido y dióxido de carbono) se interpreta como un falso daño en el aislamiento celulósico. Al sobrecalentarse los CBC, puede formarse una película, que reduce la superficie de contacto e incrementa la resistencia y la temperatura; puede producirse erosión en los contactos y generación de gases; pueden abrirse los circuitos, o aparecer una falla entre fases, debido a la severa contaminación del aceite.

La temperatura del aceite, el diseño del material de los contactos y la calidad del aceite afectan el proceso de degradación de los contactos; la ocurrencia de fallas depende del valor de corriente y la frecuencia de uso del CBC [7].

La estadística de fallas típicas para transformadores del SEN muestra que los puntos principales de falla y, por tanto, los que deben ser monitoreados con máxima prioridad son los enrollados y los CBC, en los casos en que estos existen, siendo el punto débil, el aislamiento. Los métodos más usados para la detección de fallas, al monitorear

estos puntos, son: el AGD ó DGA, el análisis térmico y la medición de DP ó PD (descargas parciales ó parcial discharges) [8].

Para los CBC, aunque se monitoreen la temperatura y la carga como información base, debe seguirse con minuciosidad el estado vibracional de los mismos. Las fallas de CBC son, en primer lugar, según la frecuencia, mecánicas (en los muelles, rodamientos, ejes, accionamientos) y en segundo lugar eléctricas (sobrecalentamiento de contactos, ruptura de resistencias de transición, problemas en el aislamiento). El monitoreo de la corriente en el motor del mecanismo de accionamiento ofrece información sobre fallas mecánicas.

También se controlan la diferencia de temperatura entre el compartimiento del conmutador y el tanque principal, que detecta daños en contactos y otros de carácter termo-dieléctrico, y las vibraciones. Para todo esto se utilizan equipos muy simples y de bajo costo, aunque se requiere un conocimiento profundo sobre el diseño de los conmutadores, acústica, etc.

El monitoreo permite, a través de la información obtenida de un sistema de adquisición de datos, mediante técnicas de diagnóstico, la determinación de fallas, tanto de rápido, como de lento desarrollo. El monitoreo supera a los métodos convencionales de las pruebas eléctricas realizadas sólo con el equipo fuera de servicio, que no pueden detectar las fallas de rápido desarrollo, por estar basados en mediciones espaciadas en el tiempo. En el caso de los transformadores, es económicamente conveniente la utilización del monitoreo, debido al gran ahorro de recursos por concepto de energía dejada de servir, además de la economía que se obtiene en reparaciones [1].

El monitoreo tiene que basarse en equipos confiables y de bajo costo, pues la incidencia de fallas en los transformadores es baja, y por tanto no se justifica la instalación de equipos costosos. Ahora bien, el último bloque generador que entró en servicio en una central termoeléctrica en Cuba lo hizo en 1991, y si bien en los grupos electrógenos, puestos en servicio a raíz de la Revolución Energética, los transformadores son nuevos, la población de transformadores de las centrales eléctricas cubanas, y de la subestaciones que en aquel entonces se instalaron, tiene ya de más de 18 años de explotación, por lo que debe esperarse que, en un futuro no lejano, se incremente el número de fallas en ellos, por lo que se justifica plenamente su monitoreo. Debe tenerse en cuenta que las fallas catastróficas en transformadores provocan salidas de servicio de unidades generadoras y, por tanto, pérdidas considerables. Las reparaciones, en los casos en que son posibles, también son muy extensas y sumamente costosas. Debido a todo esto, debe calcularse para cada caso aislado la factibilidad económica de instalación de un sistema de monitoreo, lo que también debe estar asociado al cuidado del medio ambiente, pues se evitarían averías que implicarían derrames considerables de aceite, además de que de esta forma se podrían predecir eventos que pueden provocar daños sensibles en las personas, incluyendo pérdidas de vidas humanas.

Los avances tecnológicos actuales permiten monitorear gran número de parámetros pero, en algunos casos, a un costo excesivo. Por tanto, es necesario lograr un balance favorable entre las funciones del equipo a monitorear, su costo y confiabilidad, con el valor y la utilidad del mismo, y centrarse en pocos parámetros, para obtener una reducción de los costos. La selección de los parámetros debe basarse en la estadística de fallas y en las consecuencias estimadas de las mismas.

Como características para el diagnóstico de un aislamiento de transformador como defectuoso se destacan el contenido de gases indicadores de fallas, el crecimiento en la generación de gases, que se interpreta como un crecimiento en la degradación de los materiales aislantes, en función de su poder de descarga, el cambio del factor de potencia y la capacitancia del espacio aislante defectuoso[9].

Las técnicas de diagnóstico deben advertir cómo distinguir entre los problemas de verdad peligrosos, aquellos que no afectan el funcionamiento del equipo hasta límites peligrosos, y equipos que pueden ser mantenidos en servicio [9].

A. Análisis de Gases Disueltos

El análisis de gases disueltos en el aceite permite detectar un amplio diapasón de fallas típicas. Los sensores de gases disueltos en el aceite son muy sensibles al hidrógeno, además de detectar la existencia de otros gases combustibles. Estos sensores dan señales de aviso, luego de las cuales debe realizarse un AGD pormenorizado, e informar acerca de cualquier falla que provoque desprendimiento de gases desde su mismo comienzo. El análisis para efectuar el diagnóstico se basa en las concentraciones de estos gases, sus relaciones y en la velocidad de incremento de las mismas. A partir de estos datos, con la asistencia de un sistema experto, se pueden detectar las posibles fallas del transformador, con un alto grado de seguridad.

Las cadenas de polímeros del aislamiento sólido celulósico (papel, cartón, bloques de madera) son menos estables que los enlaces de los hidrocarburos del aceite, y se descomponen a temperaturas inferiores a las que lo hacen los hidrocarburos. A temperaturas superiores a 105 °C tiene lugar, con velocidad significativa, la escisión de la cadena del polímero, y por encima de 300 °C se produce su completa descomposición y carbonización. Durante este proceso se forman principalmente agua, monóxido y dióxido de carbono, en cantidades mayores que durante la oxidación del aceite, así como algunas pequeñas cantidades de hidrocarburos gaseosos y compuestos furánicos.

Estos últimos se pueden analizar, según la norma IEC (International Electrothecncial Commission, Comisión Electrotécnica Internacional) 61198, para complementar la interpretación del AGD y confirmar si el aislamiento celulósico está involucrado en un defecto. La formación de CO y CO₂ se incrementa no sólo con la temperatura, sino también con el contenido de oxígeno en el aceite y de humedad en el papel [8].

B. Medición de DP

La medición de las DP es una herramienta prominente para evaluar el nivel de deterioro del aislamiento, y clasificar los equipos que requieran reparación.

En lo que respecta a los transformadores, las descargas parciales están en directa relación con la corrosión química y mecánica en el interior del aislante. Las pruebas para detectar descargas parciales en transformadores, se valen de los fenómenos que éstas producen, tales como gases disueltos en el aceite aislante, detectados por un análisis cromatográfico, y ondas de ultrasonido, que son detectadas por sensores ubicados en la cuba del transformador [10].

El monitoreo de DP genera una señal de aviso cuando las descargas dentro del tanque principal se incrementan; esta señal, además, debe verificarse por otros métodos. Las DP se producen en el interior o en la superficie del sistema aislante eléctricamente estimulado, a causa de la existencia de procesos de degradación. La medición de las DP permite obtener información acerca de las condiciones bajo las cuales éstas ocurren en el seno del aislamiento, determinar si son permisibles, conocer en qué parte del sistema aislante ellas ocurren y con qué defecto están asociadas [9].

El 15-20 % de las fallas repentinas anuales y la mayoría de los eventos catastróficos, son causados por el deterioro de las condiciones del aislamiento principal y el secundario. La medición de descargas parciales es ya el método principal y más confiable utilizado en las fábricas. Son candidatos al monitoreo de descargas parciales los transformadores que manifiestan, a través del AGD, tener actividad de DP o arco eléctrico, los que han sido reparados o renovados, las unidades que requieren reparación o procesamiento del aceite, aquellos transformadores en que se está realizando procesamiento on-line del aceite y los transformadores que se consideran críticos. Son fuentes de DP el núcleo y los enrollados (la estructura aceite-barreras-papel y el aceite, los escudos electrostáticos, los conductores eléctricos principales), los CBC y los bushings [9].

Son fuentes de DP en el núcleo y los enrollados: la tensión de operación (DP atribuidas a cambios reversibles en la condición del aislamiento o a una degradación irreversible de los materiales del mismo); tensiones inducidas por el flujo magnético principal (lazos cerrados, chisporroteo debido al potencial flotante), tensiones inducidas por el flujo magnético de dispersión (lazos cerrados, potencial flotante) [9].

Los métodos modernos de medición de DP pueden garantizar una alta sensibilidad ante las señales de DP en condiciones de campo. El obstáculo principal lo constituye el alto nivel de ruidos externos. El progreso en las tecnologías de medición de DP ha abierto nuevas oportunidades en la anulación efectiva de las interferencias externas. Un diagnóstico in situ de las condiciones del aislamiento del equipo, muy similar al efectuado con las pruebas de fábrica, es ahora posible [9].

C. Análisis Térmico

Los puntos calientes de los enrollados son una limitante para la cargabilidad del transformador. Las mediciones de temperatura convencionales son en algunos casos indirectas, y estos puntos se calculan a partir de las mediciones de temperatura del aceite y de la corriente de carga. Se han desarrollado sensores de fibra óptica para la temperatura, que se colocan en los enrollados al fabricar los transformadores, y que son de alto costo, tanto en su variante de medición puntual, como en la distribuida, con medición a lo largo de toda la fibra. Estos sensores solo se pueden colocar en transformadores de nueva adquisición.

La medición de estas zonas del aislamiento del transformador es imprescindible, pues son elementos que intervienen directamente en la cargabilidad real del equipo. El punto más caliente, que se encuentra en el enrollado, es la principal de estas zonas, pues afecta directamente la vida útil del aislamiento. Debido a que es la mayor de las temperaturas internas del transformador, es un parámetro que debe monitorearse continuamente, para determinar la cargabilidad real del equipo, de forma que pueda trabajar al límite sin acelerar el envejecimiento natural de su aislamiento.

El tiempo de vida de un transformador puede cambiar bajo la acción de esfuerzos térmicos, eléctricos, electromagnéticos y electrodinámicos, y por el efecto de contaminaciones y procesos de envejecimiento. La fortaleza calculada para un transformador puede decrecer durante su vida debido a variados procesos de envejecimiento (envejecimiento normal), pero puede deteriorarse más rápido de lo normal bajo la influencia de contaminantes ó

procesos destructivos [11].

D. Diagnóstico

El diagnóstico, que, como ya se ha mencionado, abarca las técnicas de monitoreo en tiempo real más las mediciones de los equipos on-line y off-line, se utiliza para determinar la condición del transformador en un momento dado, ó como respuesta a una señal de aviso. El diagnóstico puede implicar el uso de alta tecnología, y requiere del empleo de personal altamente calificado; debe realizarse un cuidadoso análisis acerca de si los equipos para el diagnóstico pueden utilizarse en una sola central, o si su uso está destinado a varias de estas instalaciones, como hasta el momento actual se hace con los equipos para AGD y medición de DP. Las técnicas de diagnóstico y las de monitoreo deben estar hermanadas, para que las primeras sirvan para corroborar la interpretación de las segundas, y para emitir recomendaciones de las acciones a tomar, luego de haber realizado un análisis multifactorial.

Por tanto, se mantienen como técnicas clave el AGD, el análisis con modelos térmicos y la detección de DP. Mientras más avanzados sean los métodos de diagnóstico, mayor conocimiento debe tenerse sobre el diseño de los transformadores, a fin de realizar una mejor interpretación de los resultados.

Como técnicas fundamentales para el diagnóstico de transformadores se utilizan, entre otras, las siguientes

- Para fallas térmicas:
 - ✓ AGD
 - ✓ Análisis de compuestos furánicos
 - ✓ Termografía infrarroja
 - ✓ Comportamiento térmico (modelos matemáticos)
- Para fallas dieléctricas:
 - ✓ AGD
 - ✓ Detección de DP
- Para degradación general:
 - ✓ Análisis físico-químico
 - ✓ Análisis de compuestos furánicos
 - ✓ Comportamiento térmico (modelos matemáticos).

Las técnicas de diagnóstico permiten realizar el paso del mantenimiento preventivo o por tiempo y el correctivo o condicionado, al mantenimiento predictivo, desarrollado sobre la base de las estadísticas, que no provoque alteraciones en el presupuesto, y considerando en primer lugar los equipos de mayor impacto en cada sistema. Este tipo de mantenimiento debe cumplir las siguientes características:

- 1 Preservar la función del equipo
- 2 Evaluar las pérdidas de la función o las fallas funcionales, identificando los modos específicos de fallas en componentes específicos, susceptibles de provocar daños
- 3 Priorizar la importancia de los modos de fallas, ubicándolas en una de las siguientes categorías: problemas de seguridad, problemas de desconexión, problemas económicos o fallas ocultas.
- 4 Determinar si la tarea de mantenimiento concebida es aplicable y efectiva; es decir, si se prevendrán o reducirán, como resultado, las fallas, si se detectará la evolución inicial de las fallas o si se descubrirán fallas ocultas, lo que amerita por tanto la asignación de recursos.

Uno de los objetivos más importantes del diagnóstico es la evaluación del tiempo de vida remanente o restante de los transformadores, lo que adquiere suma importancia en un sistema energético como el cubano con una población de transformadores envejecida. Esta evaluación debe permitir el aprovechamiento al máximo de los equipos, mientras el riesgo de fallas sea mínimo, y manteniendo los compromisos de calidad del servicio. El concepto de "fin de la vida útil" se aplica cuando el equipo no es capaz de cumplir, sin afectaciones económicas, la función a él asignada. Los transformadores se retiran del servicio fundamentalmente cuando sus costos de operación, incluyendo, en estos, el mantenimiento, se tornan inviables. El fin de vida técnico del transformador se determina por su diseño, su historial, su estado en el momento del análisis y las condiciones futuras de servicio, la carga, la temperatura, el estado del material aislante, las debilidades en el diseño, las reparaciones realizadas, etc. Por todo esto, es de suma importancia, para la evaluación, la recopilación en todo momento de la mayor cantidad de información posible. Debe partirse, en primer lugar, de los datos del fabricante, ensayos de puesta en marcha, e incluirse los datos de las mediciones complementarias, provenientes de los ensayos *off-line* y *on-line*, del transformador.

Para un diagnóstico confiable son necesarios recursos materiales, tales como equipos de ensayo. Los ensayos deben ser confiables, precisos y repetitivos. El personal que realiza los ensayos debe lograr una tasa mínima de errores en la conexión y preparación, cero error en la operación de los equipos de ensayo, y un seguimiento correcto de los mismos, evitando pérdidas de valiosa información o errores. Es necesario tener conocimiento de la operación,

mantenimiento, diseño y ensayos de transformadores. El proceso de inferencia de un diagnóstico probable incluye la recolección de datos de operación y mantenimiento, el análisis de los registros de SCADA (Sistema de Control y Adquisición de Datos) o protecciones, de las bases de datos de ensayos anteriores, la definición de la batería de ensayos a realizar, el análisis de los resultados para plantear la hipótesis de trabajo, la realización de ensayos o pruebas complementarias, la inferencia del diagnóstico probable y la definición de líneas de acción posibles a sugerir para la toma de decisiones. No hay ensayos ni fórmulas mágicas para detectar fallas. Los diagnósticos son evaluaciones de datos, dando un resultado probable [12].

ESTADO ACTUAL DE LAS TÉCNICAS DE MONITOREO Y DIAGNÓSTICO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA EN CUBA

Para el paso del mantenimiento preventivo o por tiempo y el correctivo o condicionado, al mantenimiento en predictivo, desarrollado sobre la base de las estadísticas, que no provoque alteraciones en el presupuesto, y considerando en primer lugar los equipos de mayor impacto en cada sistema, que elimine la necesidad de realizar un mantenimiento general a cada equipo cada cierto número fijo de años, minimice las acciones a realizar, garantice la extensión de la vida útil de los equipos, su servicio prolongado y confiable, y asegure la prioridad de las reparaciones y renovaciones in situ, se hace necesaria la implantación de un sistema de diagnóstico basado en la condición, que detecte un posible defecto de algún subsistema. Para esto se deben establecer procedimientos de diagnóstico multiescalonado: Indicación-Detección-Confirmación-Predicción-Verificación. El modelo de falla del transformador debe responder qué defecto puede esperarse en un equipo determinado, y cómo éste puede evolucionar hacia una falla. Las técnicas de monitoreo y diagnóstico facilitan el paso hacia una forma de mantenimiento más económica y confiable, pudiendo aconsejarse algunos métodos nuevos, no tradicionales, para evaluar y extender la vida de los equipos. La experiencia muestra que, en muchos casos, las decisiones confiables pueden ser las de mantener el servicio incluso si el transformador muestra claramente ciertas anomalías [13].

Junto a las reales carencias materiales que enfrenta Cuba, ha primado en ocasiones el factor subjetivo, pues en las centrales eléctricas cubanas se aplican, por ejemplo, costosos sistemas de monitoreo vibracional, debido a la indudable importancia de conocer el estado de las turbinas, y como los transformadores son equipos nobles, con relativo bajo nivel de fallas, no se tiene en cuenta la instalación de sensores en estos, olvidando que, de salir de servicio, provocan también la salida de las unidades generadoras; en resumen, no se ha realizado una consistente evaluación costo-beneficio. No se han instalado sistemas de monitoreo de gases disueltos en aceite, tan útiles para el seguimiento de las fallas desde su mismo inicio. Se realiza el análisis de gases disueltos, por personal de la División Química de INEL (Empresa de Ingeniería y Proyectos de la UNE; Unión Nacional Eléctrica), con la periodicidad acordada con el Cliente, aunque esta institución confronta problemas de falta de personal y carencia de transporte, que alargan la periodicidad en la toma de muestras y su análisis.

No existe en el país la técnica para el análisis de compuestos furánicos, que sería recomendable introducir para lograr una evaluación más detallada del estado de los aislamientos celulósicos y su posible deterioro.

Existe sólo un equipo para el diagnóstico de DP, lo que dificulta extremadamente su realización en cada CTE, pues el tiempo de los especialistas que lo realizan se ve limitado, además de que no se ha implantado la técnica de sensores para el monitoreo de DP en tiempo real.

La adquisición, en el año 2010, de una cámara infrarroja para cada CTE, indudablemente, dará un impulso a la actividad de termografía, tan importante en el diagnóstico.

Sería deseable que lo antes posible, se hiciera un análisis técnico-económico de la factibilidad de ampliar el diapasón de equipos de diagnóstico y, sobre todo, de comenzar a aplicar técnicas de monitoreo, prácticamente inexistentes en el país, sobre todo el AGD en tiempo real. El hecho de tener que adquirir costosos transformadores de salida de bloque para varias centrales eléctricas así lo amerita.

No obstante la difícil situación económica existente en Cuba, se cuenta con la información técnica y metodológica necesaria, para aplicar el diagnóstico en los transformadores de potencia del SEN; faltaría la formación de un mayor número de especialistas en esta rama que se encargará de esta tarea, junto con un apoyo financiero para respaldar las instalaciones de monitoreo y procesamiento de los datos. Sería necesario tener en cuenta las siguientes recomendaciones:

- 1 Lograr en cada CTE la realización de todas las pruebas típicas necesarias a los equipos primarios (medición confiable de la resistencia del aislamiento, coeficiente de absorción, índice de polarización, con posibilidades de introducción de estas mediciones a PC para su evaluación posterior, medición de resistencia a la corriente directa, de

tan δ o capacitancia, relación de transformación, etc.);

2 Eliminar la contratación de la División Química de INEL en lo que respecta a la realización de los análisis de gases disueltos en aceite, implementando la posibilidad técnica de realización de los mismos directamente por cada CTE, manteniendo la relación con esa Empresa solo para la comprobación de análisis que arrojen resultados dudosos o que corroboren que algunos equipos se encuentran en estado crítico;

3 Consolidar la realización por cada CTE de sus propias pruebas termográficas, creándose una base de datos que indique los equipos a inspeccionar y dedicando a ellos todo el tiempo necesario, manteniendo la relación con la ECIE solo para la comprobación de análisis que arrojen resultados dudosos o que corroboren que algunos equipos se encuentran en estado crítico;

4 Instalar de forma permanente en cada equipo a monitorear en las CTE, mientras no sea posible la realización de pruebas on-line de descargas parciales, los sensores requeridos para las pruebas que se realizan con periodicidad semestral, lo que aligeraría la realización de las mismas colocándolos de forma permanente en generadores y transformadores de todas las centrales;

5 Comenzar la implantación en las CTE del monitoreo de gases disueltos en los transformadores principales de los bloques de generación.

CONCLUSIONES

En este trabajo se ha presentado una panorámica del estado actual del diagnóstico de transformadores de potencia en las centrales eléctricas cubanas y se han recomendado acciones a seguir para llevar a vías de hecho la implantación de esta técnica que, si bien está relacionada con ciertos gastos iniciales, está justificada plenamente por su efecto en la reducción de los costos de mantenimiento, la prolongación de la vida útil de los equipos y por la posibilidad que se abre de controlar cómo se moverán las variables de estado de diagnóstico para reconocer la existencia de un fallo y ver cómo se van moviendo los datos del mismo.

Esto posibilitaría la toma de decisiones para la evaluación del riesgo de cada transformador y los posibles pasos a seguir para lograr una prolongación del tiempo de vida útil de los mismos. (figura 2).

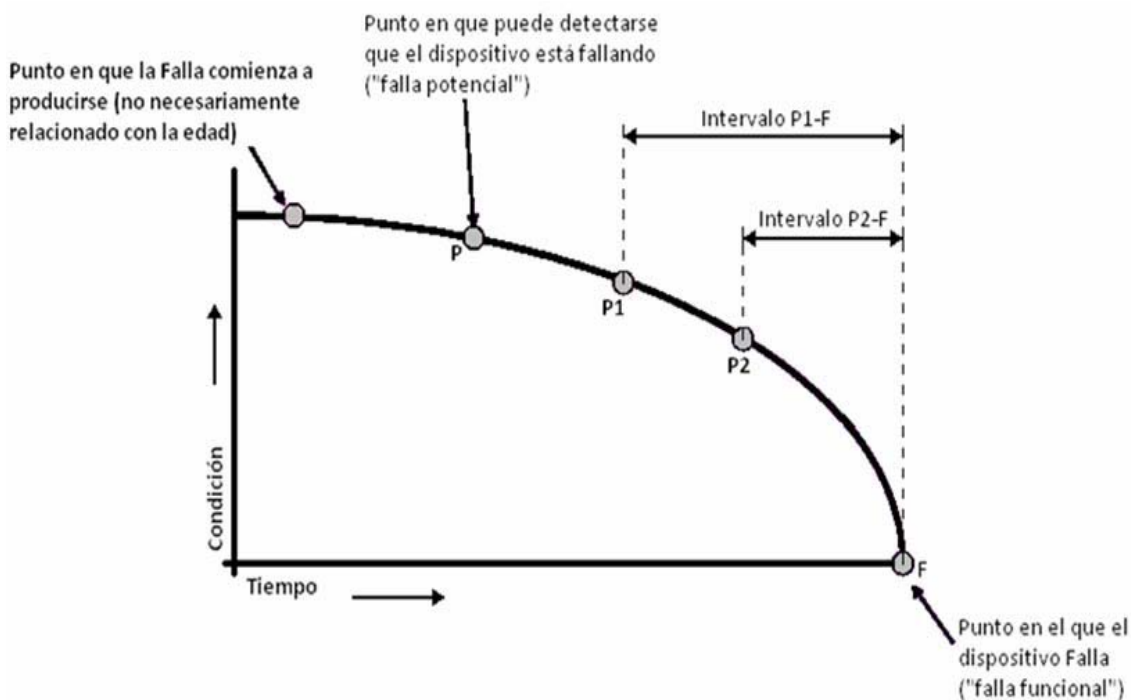


Fig. 2. Intervalo P-F: intervalo entre el momento en que ocurre una falla potencial y su decaimiento hasta convertirse en una falla funcional

REFERENCIAS

1. SETAYESHMEHR, A., AKBARI, A., BORSI, H., GOCKENBACH, E. "On-line Monitoring and Diagnoses of Power Transformer Bushings". *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2006, núm. 1, p. 608-615.
2. CABRERA, V. *Nociones sobre Contaminación por Micro-Organismos en Transformadores de Potencia*. [Material gráfico]. Habana: Unión Nacional Eléctrica, 2000. 6 páginas.
3. CENTRO INTERAMERICANO PARA EL DESARROLLO DEL CONOCIMIENTO EN LA FORMACIÓN PROFESIONAL. *Género, formación y trabajo-Monitoreo y diagnóstico*. [en línea]. Disponible en Web: http://www.cinterfor.org.uy/public/spanish/region/ampro/cinterfor/temas/gender/em_ca_eq/m_eva.htm [Consulta: 25 de julio del 2009]
4. UNIÓN NACIONAL ELÉCTRICA. *Diagnóstico. Disposiciones Generales*. UG-PD 0001. UNE: Habana, 2008.
5. ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES. *ENSAYOS DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA. Titulación de Ingeniero Químico-Prácticas de Tecnología Eléctrica*. [Material gráfico]. Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, 2007.
6. MINHAS, M. S. A., REYNDERS, J. P., DE KLERK, P. J. "Failures in Power System Transformers and Appropriate Monitoring Techniques Switching". En: *Actas del 11th International Symposium on High-Voltage Engineering, (London, UK, 1999)*, 1999.
7. SOKOLOV, V. V., MAK, J., BASSETTO, A., HANSON, D. "Transformer Risk Assessment Considerations". En: *Actas de EuroTechCon 2002, (Birmingham, UK, 2002)*, 2002.
8. FERNÁNDEZ GARCÍA, S., RAMÍREZ, O., PÉREZ, R. J. "Métodos modernos de diagnóstico para grandes transformadores en tiempo real". *Revista Energética*. 2002, vol. 23, núm. 1/2002, p. 38-46.
9. SOKOLOV, V. V. "Techniques for Predictive Maintenance, Life Assessment & Life Extension of Power Transformers, On-Site Partial Discharge Measurements On Power Transformers". *ZTZ.-Service Co. Works*. 2001. p. 2-7, 13, 14, 27.
10. MORALES, V., I., VALDIVIA, B., C. *DESCARGAS PARCIALES EN TRANSFORMADORES Y MÁQUINAS ROTATORIAS*. [en línea]. Disponible en Web: http://patricioconcha.ubb.cl/seminario_descargas_parciales/home.htm. [Consulta: 25 de julio del 2009]
11. JAYALALITHA, S., JAYASHANKAR, V. "A Correlation Method for Detection of Partial Discharges in Transformers". *IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY*. 2006, p. 531-532.
12. YAMADA, H., MARTÍNEZ, R. "Ensayos en Transformadores de Potencia como herramienta para toma de decisiones". En: *Actas de IX Conferencia Doble no Brasil, (Brasilia, 1999)*, 1999.
13. SOKOLOV, V. V. "Considerations on power transformer condition-based maintenance". En: *Actas de VIII EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference, (New Orleans, LA., 2000)*, 2000.

AUTORES

Montané García, Jorge Juan. Ingeniero Eléctrico Labora en la CTE "Habana", de Santa Cruz del Norte, como Especialista "A" en Mantenimiento Industrial. Cursa la Maestría en Ingeniería Eléctrica en el CIPEL.(Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas) facultad de Eléctrica CUJAE. La Habana, Cuba.
e-mail: jorgemon@ctehabana.une.cu

Arce López, Dennis. Ingeniero Eléctrico. profesor en adiestramiento, en el CIPEL.(Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas) facultad de Eléctrica, CUJAE, La Habana. Cuba.
e-mail : dennis.al@electrica.cujae.edu.cu

Dorrbercker Drake, Santiago A. Ingeniero electricista, Doctor en Ciencias Técnicas. Investigador Auxiliar, en el Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL) donde desarrolla su actividad en la temática de Diagnóstico de MERGP. La Habana. Cuba.
e-mail: dorr@electrica.cujae.edu.cu

Hernández Areu, Orestes. Ingeniero Electricista ,Doctor en Ciencias Técnicas, Investigador Titular. Jefe de Dpto. de Alta Tensión del Centro de Investigaciones y Pruebas Electroenergéticas (CIPEL) facultad de Eléctrica, CUJAE.,La Habana, Cuba.
e-mail. orestesh@electrica.cujae.edu.cu