

# Artículo Técnico



## Detección de fallas internas en transformadores en aceite utilizando termografía infrarroja.

La detección temprana es fundamental cuando diagnosticamos fallas internas, para así conseguir mantener la disponibilidad de nuestros equipos.

### Edgar Hidalgo Barrantes

*ITC Licensed Certified Instructor*

*Level II Infrared Thermographer*

*UEQ-TC-1A Ultrasound Inspector*

*Gerente General en Tecnologías Predictivas*

[edgar@tecnologiaspredictivas.com](mailto:edgar@tecnologiaspredictivas.com)



Agosto 2012

## Abstract

The detection or diagnosis of an internal fault in a transformer can be a fairly simple task for an experienced thermographer, however for beginner thermographers can be a difficult diagnosis, very often only very severe problems and equipment in imminent condition of failure can be detected by inexperienced thermographers. Infrared thermography as a technique of condition-based maintenance allows us to diagnose fault conditions in the starting given point of the fault and not wait until it stops at the stage of potential failure or imminent failure.

There are several components that play a major role for the thermographer to be able to diagnose faults in time, the first that we can name is training, like any other specialty, thermography requires serious training and professional services companies that hire or provide must understand that not only is important to know the capabilities that each level of training provides, in thermography there are three levels of training and certification, better known as Level I, II and III, each of them has its importance is extremely important to recognize it. The second component is the infrared equipment to use, there is now a large number of brands, models, resolutions that provide different capabilities, using the right equipment for your application and use knowledge properly is part of the formula we need to know. The third component is undoubtedly the experience, technology is more accessible every day and many companies purchase equipment or provide services to people with no experience and as discussed in the development of this article, problems often go overlooked because of this inexperience.

Validation of information is extremely important for any process in this article we will rely on standards, tests, and references necessary to give validity to content, hoping thus to give contribution to the community of professional thermographers.

## Key words

Thermography, detection of internal faults in transformers, condition-based maintenance, equipment, experience, training and certification.

## Resumen

La detección o diagnóstico de una falla interna en un transformador puede ser una tarea bastante sencilla para un termógrafo experimentado, sin embargo para termógrafos novatos puede ser una tarea de difícil diagnóstico, muchas veces la inexperiencia hace que solo puedan detectar problemas cuando estos son ya muy severos y el equipo ha entrado en una condición eminente de falla. La termografía infrarroja como una técnica del mantenimiento basado en la condición nos permite poder diagnosticar condiciones de falla cuando se da el punto de inicio de la falla y no esperar hasta que entre en la etapa de fallo potencial o ya la falla sea inminente.

Hay varias componentes que juegan un papel primordial para que el termógrafo sea capaz de diagnosticar a tiempo este tipo de fallas, la primera que podemos nombrar es la capacitación, la termografía como cualquier otra especialidad requiere de entrenamiento serio y profesional, las empresas que contratan servicios o lo proveen deben comprender que no solo es importante el estar capacitado sino saber las capacidades que nos brinda cada nivel de capacitación, en termografía conocemos tres niveles de capacitación y certificación, mejor conocidos como Nivel I, II y III, cada uno tiene su campo de acción y es sumamente importante reconocerlos. La segunda componente es el equipo infrarrojo a utilizar, hoy día existe un gran número de marcas, modelos, resoluciones que nos brindan al igual diferentes capacidades, el utilizar el equipo adecuado para nuestra aplicación y el saber utilizarlo adecuadamente es parte de la fórmula que necesitamos saber. La tercera componente sin lugar a duda es la experiencia, la tecnología cada día es mas accesible y muchas empresas adquieren equipos o dan servicios con personal sin experiencia y como veremos en el desarrollo de este artículo, muchas veces se pasan problemas por alto como consecuencia de esta inexperiencia.

La validación de la información es sumamente importante para cualquier proceso, en este artículo nos apoyaremos en normas, pruebas complementarias y referencias necesarias para darle validez al contenido, esperando dar así un aporte a la comunidad de termógrafos profesionales.

## Palabras Clave

Termografía, detección de fallas internas en transformadores, mantenimiento basado en la condición, equipos, experiencia, capacitación y certificación.

## Introducción

---

La termografía infrarroja se describe como la "Ciencia de adquisición y análisis de información térmica adquirida a partir de dispositivos de adquisición de imágenes sin contacto" <sup>1</sup>, esta técnica llamada también como infrarrojo fue descubierta en los años 1800 por Sir William Herschel, un astrónomo inglés de origen alemán, La radiación infrarroja es emitida por cualquier cuerpo cuya temperatura sea mayor que 0 Kelvin, es decir, -273,15 grados Celsius (cero absoluto).

La Termografía infrarroja tiene muchos usos o aplicaciones, dentro de los cuales podemos mencionar el área militar, la medicina, veterinaria, ensayos no destructivos y por supuesto en el mantenimiento industrial o de forma mas especifica en el mantenimiento basado en la condición, también llamado mantenimiento predictivo, dentro del mantenimiento encontramos diferentes tipos de aplicaciones, estas aplicaciones van desde la detección de fugas de gases tipo invernadero como el Hexafluoruro de Azufre (SF<sub>6</sub>) utilizado como aislante dieléctrico en interruptores de potencia, así como derivados de Hidrocarburos como lo es el Isopentano (C<sub>5</sub>H<sub>12</sub>) utilizado en Generadores de ciclo combinado, pero sin lugar a duda las aplicaciones más comunes que vamos a encontrar para la Termografía infrarroja están las aplicaciones mecánicas y eléctricas, es en esta ultima donde se concentran la mayoría de las aplicaciones para el mantenimiento basado en la condición, es común encontrar empresas que poseen sus propio equipos termográficos para realizar estas rutinas de inspección o bien contratan a una empresa de servicios para que realice esta rutina, para cualquiera de los dos casos es necesario que el personal que realiza estas rutinas de inspección este capacitada y certificada para hacer una inspección termográfica, las instituciones que capacitan y certifican personal en termografía infrarroja como el ITC (Infrared Training Center) por sus siglas en ingles, proveen diferentes niveles que dan diferentes habilidades, una buena capacitación combinada con una excelente experiencia provee el marco idóneo para realizar inspecciones termográficas en todo tipo de sistemas, incluyendo sistemas eléctricos tal y como es la aplicación que es de nuestro interés en este artículo, en el cual estaremos cubriendo como detectar fallas internas en transformadores en aceite, que tipo de metodología utilizamos, métodos de documentación y validación, así como un sencillo pero efectivo calculo de retorno de inversión (ROI) por sus siglas en ingles.

## Recursos y Métodos

---

El lugar de inspección es un planta de extracción de Bióxido de Carbono, la cual opera 24/7, la rutina de inspección incluye acometida principal, banco de transformadores, paneles de potencia, bancos de capacitores y motores eléctricos.

Para la inspección infrarroja se utiliza el método de inspección de valores absolutos en equipos eléctricos y mecánicos basado en normas de ANSI/IEEE, para este caso aplica la norma ANSI/IEEE C37.20.1-1987 lo que hace que los datos obtenidos sean trazables, se utiliza una cámara infrarroja marca FLIR, modelo T640, con un detector de 640 x 480 pixeles, lo que nos da una cantidad de 307200 pixeles o puntos de medición en la imagen, el equipo tiene una sensibilidad térmica de 40 mK, una capacidad de medición de temperatura de -40 a 2000 °C, la cámara tiene una calibración válida hasta Mayo 22, 2013, además de la cámara infrarroja se utiliza un medidor de temperatura ambiente, temperatura aparente reflejada, humedad relativa, y se toman mediciones de corrientes actuales y se consideran los valores nominales, así como la emisividad del componente a medir, estos datos se ingresan en la cámara infrarroja para que una vez cargados en el software estos valores se compensan para obtener el valor de temperatura real de la medición.

El procedimiento de inspección incluye el envío de los puntos de falla críticos de forma inmediata por correo electrónico al cliente, para que se puede iniciar con el proceso de gestión de relación de cada una de las fallas, esto se logra gracias a que la cámara infrarroja posee conexión inalámbrica a dispositivos móviles, desde el cual se envía las imágenes con un breve comentario para las acciones inmediatas que el cliente considere tomar. Un reporte digital en PDF es preparado y enviado al cliente en menos de 48 horas para que el cliente tenga mejor documentación de la falla, incluyendo las recomendaciones para cada falla encontrada, cuando el cliente lo requiere se envía también un reporte escrito con impresión de alta calidad a color, una re-inspección se hace siempre dentro de los siguientes 30 días para la verificación de la o las acciones correctivas, un segundo informe es entonces preparado para mostrar al cliente el antes y el después de cada uno de los equipos intervenidos durante el mantenimiento.

# Desarrollo

La medición de las conexiones del transformadores se encontraban a 2.5 metros de distancia desde el punto donde nos encontrábamos, registramos una temperatura ambiente de 37 °C y una humedad relativa de 63%, la carga nominal es de 650 amperios y la carga actual en el momento de la medición es de 585 amperios, los demás datos necesarios para la compensación fueron tomados y considerados, solo se hace mención por cuestiones practicas los mas relevantes.



Imagen 1.  
Imagen visual del transformador inspeccionado

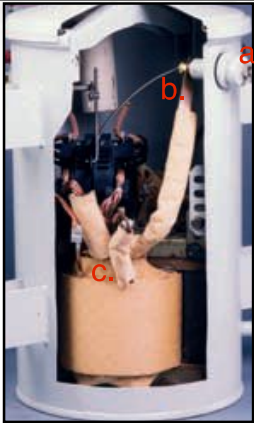


Imagen 2.  
Construcción interna de un transformador en aceite.

a. Bushing  
b. Conexión interna  
c. Bobina

Las características del transformador son:

| DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR |                   |          |
|----------------------------------|-------------------|----------|
| CARACTERÍSTICA                   | VALOR             | UNIDADES |
| Número de Serie                  | 1711131601        |          |
| MARCA                            | Howard Industries |          |
| Fecha de Fabricación             | abr-2001          |          |
| Capacidad                        | 250               | kVA      |
| Voltaje de Media Tensión         | 14400             | V        |
| Voltaje de Baja Tensión          | 277               | V        |
| Impedancia de Cortocircuito      | 2,30              | %        |
| Nivl Básico de Impulso           | 125/30            | kV       |
| Masa Total                       | 926               | kgs      |
| Cantidad de Líquido Aislante     | 204               | L        |
| Tipo de Líquido Aislante         | Mineral           |          |
| Clase                            | ONAN              |          |
| Tipo                             | Convencional      |          |
| Cantidad de Fases                | 1                 |          |
| Material de los Devanados        | CU / AL           |          |
| Posición del Cambiador           | C                 |          |

Tabla 1.  
Datos de placa del transformador

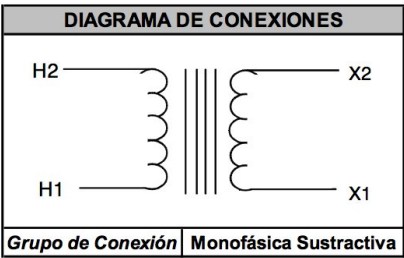


Diagrama 1.  
Diagrama del transformador

Toda inspección termográfica siempre empieza analizando el campo térmico o bien desde un análisis cualitativo, al iniciar este análisis fué muy rápido reconocer en el campo térmico que la salida de los secundarios del transformador de la Fase R y S mostraban una anomalía, el campo térmico no era normal y era bastante claro que la anomalía era de carácter interno, lo que en definitiva crea una dificultad para poder cuantificar o hacer un análisis cuantitativo de la anomalía, los transformadores sumergidos en aceite pueden tener una o varias conexiones internas y una de las limitantes de la termografía infrarroja es que es una técnica superficial y no podemos ver a través de los objetos, pero era fácil determinar que no era normal y que la falla era de origen interno, debía ser reportada y reparada a la brevedad.

La imagen 3, la cual fué tomada en inspección en nuestra inspección de junio del 2012, fué tomada con el modo MSX, esta es una función avanzada de las cámaras de FLIR que es conocida como MSX (Imagen dinámica multi-espectro) las cuales dan un detalle de imagen increíble como se puede apreciar claramente.

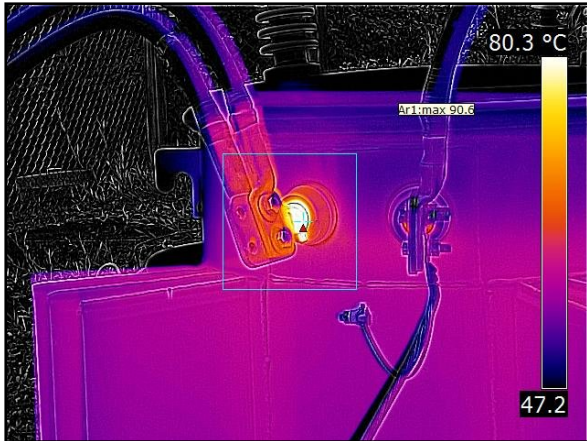


Imagen 3.  
Imagen térmica en MSX, la cual muestra el problema, con un temperatura nominal de 90.6 °C

Una vez comunicado a la persona que nos acompaña en la ruta de inspección pedimos información adicional como informes de temografías realizadas en años anteriores, así podíamos tener información adicional si la falla había sido ya reportada y cual había sido el incremento de temperatura desde la última inspección, para nuestra sorpresa y después de ver los informes de los últimos dos años notamos que se habían agregado las temografías de los transformadores en mención pero no se había reportado ningún tipo de anomalía o falla en alguno de ellos, sin embargo era fácilmente reconocible analizando el campo térmico de estas imágenes que la anomalía ya existía pero había sido pasado inadvertida por la persona/ empresa que había hecho estas temografías, después de tener una breve reunión con el personal de apoyo y el encargado de la planta se les hizo ver la seriedad de la anomalía y que esta debía ser atendida a la brevedad posible.

En la imagen 4 si se observa con detenimiento se puede ver la diferencia en el campo térmico en la salida del bushing, el problema aunque ya existía no fué detectado.

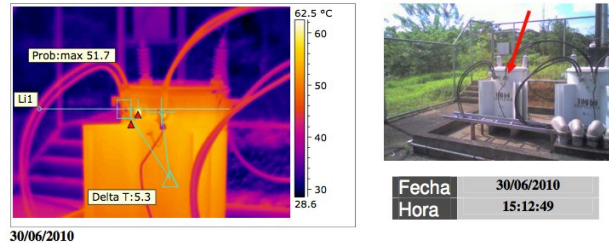


Imagen 4.  
Imagen térmica tomada el 30/6/2010, informe termografía planta de bióxido de carbono.

En la imagen 5 si se observa con detenimiento se puede ver la diferencia en el campo térmico aún más evidente en la salida del bushing, el problema de nuevo no fué detectado.

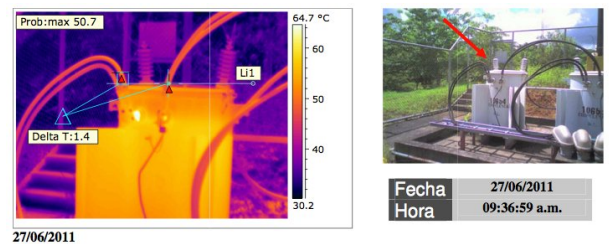


Imagen 5.  
Imagen térmica tomada el 27/6/2011, informe termografía planta de bióxido de carbono.

Aproximadamente una semana después se programó un paro para hacer mediciones adicionales que validaran la información que logró dar la termografía, en ese momento se tomaría la decisión de abrir los transformadores si las pruebas lograban comprobar las anomalías evidenciadas en la termografía, una de las pruebas realizadas que ayudó a validar esta información fue las pruebas de resistencia de contactos, en general, ésta prueba se utiliza en todo circuito eléctrico en el que existen puntos de contacto a presión deslizables, tales circuitos se encuentran en interruptores, restauradores, dedos de contacto de reguladores, o de cambiadores de derivaciones y cuchillas seccionadoras, las siguientes tablas (tabla 2 y 3) muestran los resultados en la diferencia de la resistencia de devanados entre cada uno de ellos y la diferencia después de la intervención de los transformadores.

Tabla 2.  
Resultados de prueba de resistencia antes de la intervención.

| Devanados de Baja Tensión |          |                                |          |                        |
|---------------------------|----------|--------------------------------|----------|------------------------|
| Posición Cambiador        | Devanado | Resistencia 75 °C <sup>2</sup> | Unidades | Corriente Aplicada (A) |
| -                         | X1 -X2   | 1,040                          | mΩ       | 1,0                    |

Tabla 3.  
Resultados de prueba de resistencia después de la intervención.

| Devanados de Baja Tensión |          |                       |          |                        |
|---------------------------|----------|-----------------------|----------|------------------------|
| Posición Cambiador        | Devanado | Resistencia 75 °C (*) | Unidades | Corriente Aplicada (A) |
| -                         | X1 -X2   | 0,952                 | mΩ       | 1,0                    |

Tal y como se muestra en la tabla 3, esta prueba comprobó y dió validación a lo encontrado en la termografía, así que se decidió abrir e intervenir los transformadores, el primer transformador que se abrió fue el de la fase R, este es el que mostraba la mayor intensidad de radiación y por tanto la temperatura más alta, al abrirlo se pudo observar varias anomalías a saber:

1. Había un decoloración en el tornillo del bushing de la fase con la anomalía, aunque aparenta ser ligera la decoloración es un evidencia de que el elemento de conexión había estado expuesto a altas temperaturas por largo tiempo.



Imagen 6.  
Imagen visual del tornillo interno del bushing que hace la conexión a los terminales del transformador.

2. Las laminas de conexión al bushing de esa fase estaban ligeramente separadas.

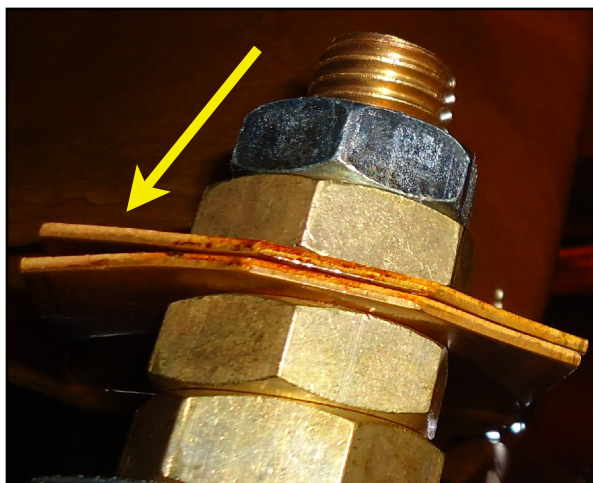


Imagen 7.  
Imagen visual de la separación de los terminales de conexión.

3. Externamente se observaba el sello del bushing quebrado y una rotación de la paleta de aproximadamente 1/4 de vuelta, es importante mencionar que una inspección termográfica debe ir siempre acompañada por una inspección visual, es evidente visualmente que por el peso de los cables y la carencia de un buen soporte mecánico, el peso de los cables giraron la paleta del secundario, quebrando la cerámica y produciendo el falso contacto interno.

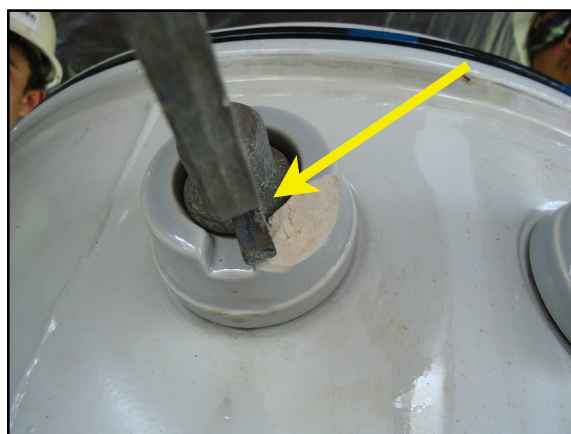


Imagen 8.  
Imagen visual de la cerámica externa de bushing el cual está quebrado, y desplazado casi un 1/4 de vuelta.

Con esto en cuenta se revisó el torque de la conexión y en este punto se pudo re-ajustar el torque el cual resultó en estar flojo en casi 1/4 de vuelta, de esta misma manera se revisaron todos los puntos de conexión y se re-ajustaron según la necesidad de cada punto en cada transformador.

El informe presentado por la empresa SOELMEC confirma los datos de la termografía, hacen el reajuste necesario para dejar el equipo en condición de operación aceptable.

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Pruebas al Cambiador de Derivaciones y a las Bobinas:</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                         |
| Por medio de análisis termo gráfico se determinó diferencias de temperatura en los bornes secundarios del equipo y esto se corroboró con mediciones de resistencia de devanados. Se procedió a destapar y dar un par de apriete mayor a las conexiones internas de los bornes X1 y X2. Luego de esta acción los valores de resistencia entre X1 y X2 disminuyeron en un 8,5% con respecto a los valores encontrados. |
| En general no se aprecian deficiencias en las conexiones internas del transformador.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                 |
| Seguindo la norma ANSI / IEEE C57.12.91-2001, el resultado de esta prueba es: <b>Aceptable.</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                                                      |

Tabla 4.  
Comentarios informe SOELMEC.

Con el fin de ilustrar los beneficios económicos que un buen programa de monitoreo de la condición adjuntamos el Gráfico 1, la cual muestra los costos asociados a la inspección, intervención/reparación de la anomalía encontrada.

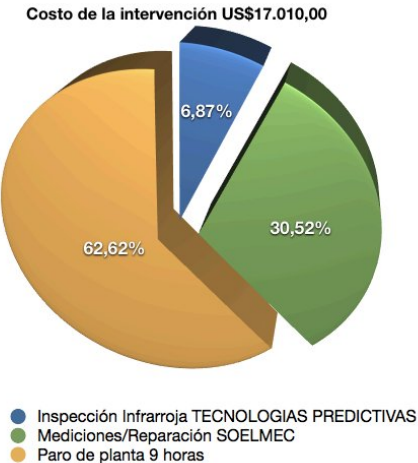


Gráfico 1.  
Costo de la intervención.

El gráfico 2 ilustra el posible impacto económico si la anomalía no hubiera sido atendida y se hubiera llegado a la etapa de falla inminente del equipo.

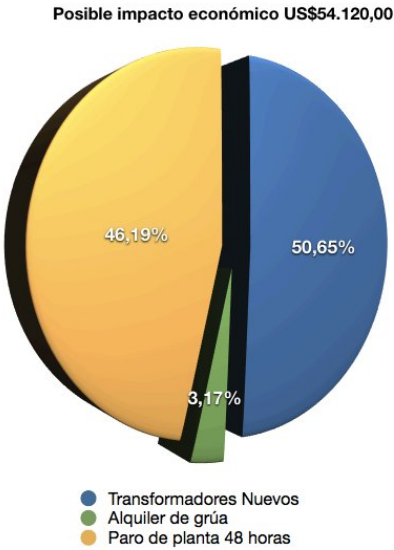


Gráfico 2.  
Posible impacto económico.

Una estimación del retorno de inversión que es obtenido entre la diferencia del posible impacto económico y el costo real de la intervención de la reparación, es mostrada en el gráfico 3.



Gráfico 3.  
Retorno de la inversión.

## Conclusiones

Luego de haber finalizado con la reparación y habiendo estado la planta en operación continua por varios días se programa la re-inspección con la cámara de termografía, se verifica la carga de la planta para buscar condiciones de operación lo mas similares posibles a la primera Inspección, de igual manera se toma la temperatura ambiente, humedad relativa y todos los parámetros necesarios para la compensación.

Como se observa en las imágenes a continuación se nota una gran mejoría en el campo Térmico y en el análisis cuantitativo, el cual muestra una variación de temperatura inicial de 90°C a 64°C, lo que significa una disminución de 26 °C en la temperatura nominal del bushing en mención, es posible considerar que los componentes conductores eléctricos involucrados en la conexión eléctrica pudieran sufrir una variación en su conductividad debido a un cambio en sus propiedades por la exposición a altas temperatura por un tiempo prolongado, pero la variación en la conductividad no es considerable, ya que se regresa el equipo a una condición de operación normal. En este tipo de análisis es muy importante hacer un buen manejo del campo y el nivel, ya que queremos comparar el campo térmico del antes y el después bajo las mismas condiciones referentes a la intensidad con la que se observa el campo térmico. (Ver comparación de imágenes 9 y 10).

Para la apropiada detección de fallas internas en transformadores, especialmente cuando estos son incipientes es necesario que el termógrafo tenga la capacitación y experiencia necesaria, la combinación de diferentes técnicas son en algunos casos necesarias para poder justificar y documentar apropiadamente la información.

El impacto económico de una anomalía sin atender y/o reparar será siempre mayor, el mantenimiento basado en la condición y en especial la termografía infrarroja tiene un alto retorno de la inversión y justifica ampliamente su utilización en los programas de mantenimiento de cualquier industria.

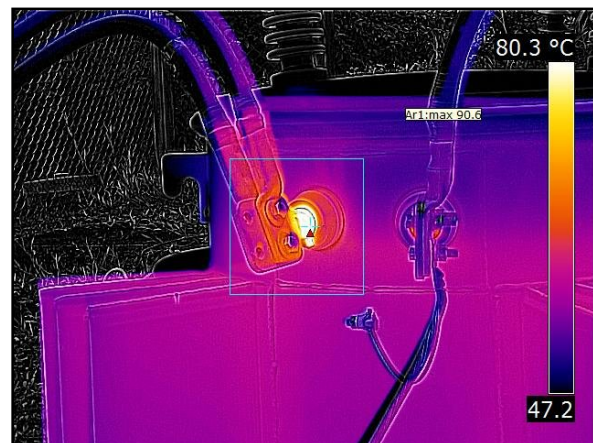


Imagen 9.  
Imagen térmica en MSX, la cual muestra el problema, con un temperatura nominal de 90.6 °C

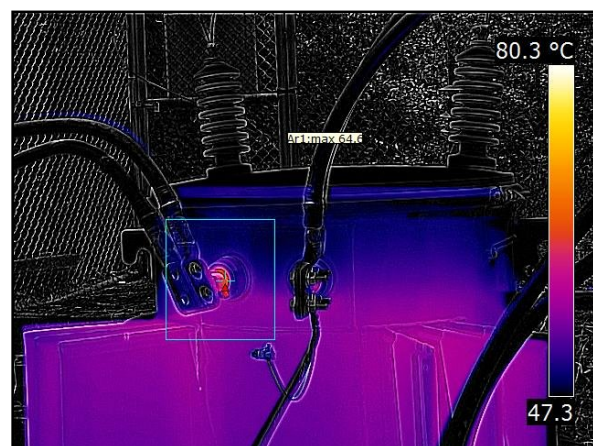


Imagen 10.  
Imagen térmica en MSX, la cual muestra el problema solucionado, con un temperatura nominal de 64.6 °C.

## Referencias

### Imágenes

1. Edgar Hidalgo, K&E Consulting S.A., (Tecnologías Predictivas), Informe de Termografía. 19-06-2012.
2. Referencia, tomada de google, internet.
3. Edgar Hidalgo, K&E Consulting S.A., (Tecnologías Predictivas), Informe de Termografía. 19-06-2012.
4. Juan Fernando Gonzalez, planta de bióxido de carbono., Informe de Termografía, por otra empresa que brindaba el servicio. 30-6-2010.
5. Juan Fernando Gonzalez, planta de bióxido de carbono., Informe de Termografía, por otra empresa que brindaba el servicio. 30-6-2010. 27-6-2011.
6. Edgar Hidalgo, K&E Consulting S.A., (Tecnologías Predictivas), Paro reparación de transformador. 20-07-2012.
7. Edgar Hidalgo, K&E Consulting S.A., (Tecnologías Predictivas), Paro reparación de transformador. 20-07-2012.
8. Edgar Hidalgo, K&E Consulting S.A., (Tecnologías Predictivas), Paro reparación de transformador. 20-07-2012.
9. Edgar Hidalgo, K&E Consulting S.A., (Tecnologías Predictivas), Informe de Termografía. 19-06-2012.
10. Edgar Hidalgo, K&E Consulting S.A., (Tecnologías Predictivas), Informe de Termografía (re-inspección). 26-07-2012.

### Tablas

1. Ing. Antonio Sevilla, SOELMEC, informe técnico S-711-12. 20-7-2012.
2. Ing. Antonio Sevilla, SOELMEC, informe técnico S-711-12. 20-7-2012.
3. Ing. Antonio Sevilla, SOELMEC, informe técnico S-711-12. 20-7-2012.

4. Ing. Antonio Sevilla, SOELMEC, informe técnico S-711-12. 20-7-2012.

### Diagramas

1. Ing. Antonio Sevilla, SOELMEC, informe técnico S-711-12. 20-7-2012.

### Gráficos

1. Edgar Hidalgo, K&E Consulting S.A., (Tecnologías Predictivas), datos provistos por Juan Fernando González de planta de bióxido de carbono.
2. Edgar Hidalgo, K&E Consulting S.A., (Tecnologías Predictivas), datos provistos por Juan Fernando González de planta de bióxido de carbono.
3. Edgar Hidalgo, K&E Consulting S.A., (Tecnologías Predictivas), datos provistos por Juan Fernando González de planta de bióxido de carbono.

### Referencias

1. Manual curso nivel 1, Infrared Training Center. [www.infraredtraining.com](http://www.infraredtraining.com)