

TERMOGRAFÍA INFRARROJA APLICADA EN LA GESTIÓN DE ACTIVOS DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS: Casos de éxito en la detección de fallas potenciales en equipos de Alta Tensión

Ing. Mauricio Fernando Soria Ureña
Jefe de División Análisis de Equipos de Subestaciones
ENDE Transmisión S.A. - Bolivia

Resumen

La Termografía Infrarroja es una de las técnicas más importantes para el diagnóstico de la condición ya que ha demostrado ser esencial en la gestión de activos por su capacidad para detectar de forma oportuna Fallas Potenciales en los equipos (como puntos calientes por malos contactos o deterioro del aislamiento) lo cual, en función a criterios de severidad, permite planificar y realizar tareas preventivas antes de que las anomalías se conviertan en Fallas Funcionales.

1. Gestión de Activos en Subestaciones Eléctricas

La gestión de activos en subestaciones es un proceso fundamental para la operación eficiente y segura del sistema eléctrico, en éste se realizan planificaciones estratégicas muy importantes para el ciclo de vida de los activos puesto que, implica estudios de inversiones, gestión del mantenimiento durante la vida útil, disposición final y cumplimiento normativo.

Conocer el funcionamiento de los equipos, el contexto operacional de éstos, gestionar adecuadamente las fallas y el mantenimiento a lo largo del ciclo de vida de los activos son aspectos clave para asegurar altos niveles de confiabilidad de las instalaciones, por lo que, la aplicación de técnicas avanzadas como la termografía infrarroja contribuyen a un manejo, monitoreo y diagnóstico de la condición más eficaz de estos activos.

2. Gestión de Fallas

Una gestión de fallas considera varios factores como la clasificación de las mismas (fallas potenciales, fallas operativas, fallas ocultas, fallas funcionales, etc), la identificación de cómo se manifiestan y son detectados (Origen de las fallas,

Mecanismos de deterioro, Modos de falla, Métodos de detección) y la búsqueda o determinación de las causas que provocaron la ocurrencia (relacionados a las especificaciones, fabricación, instalación, mantenimiento, políticas de la empresa, aleatorios).

Los resultados de estos estudios aportarán información muy importante para la gestión de activos ya que marcarán las directrices para definir estrategias de mantenimiento adecuadas y con herramientas que permitan detectar problemas de forma oportuna, realizar las tareas preventivas y evitar que las anomalías se conviertan en fallas críticas con paradas inesperadas, pérdida o daños graves.

3. Estrategias de Mantenimiento Adoptadas

Dentro de la gestión de activos, se deben adoptar estrategias de mantenimiento que permitan asegurar el funcionamiento adecuado de los equipos y extender su vida útil. Estas estrategias pueden considerar que todas las actividades de mantenimiento se realizan con recursos propios de la empresa o que los mismos pueden estar tercerizados bajo fiscalización y control constante, en cualquiera de los casos, la definición de estrategias debe considerar el régimen de operación, la importancia de las instalaciones, la criticidad de los equipos, el impacto de la ocurrencia de fallas, el presupuesto asignado y los recursos humanos y tecnológicos disponibles.

El siguiente paso será definir las tareas a realizar y la frecuencia de ejecución, información que debe estar detallada de forma planificada en los planes de mantenimiento.

Como referencia tenemos a la clasificación de los tipos de mantenimiento descritos en la norma IEC 60300-3-11 Gestión de la Confiabilidad, en éste se indica que existen solo dos tipos de mantenimiento: Preventivo y Correctivo, aclarando que, aquellas actividades conocidas como Predictivas forman parte del mantenimiento Preventivo, identificándose como: Supervisión del estado e inspección.

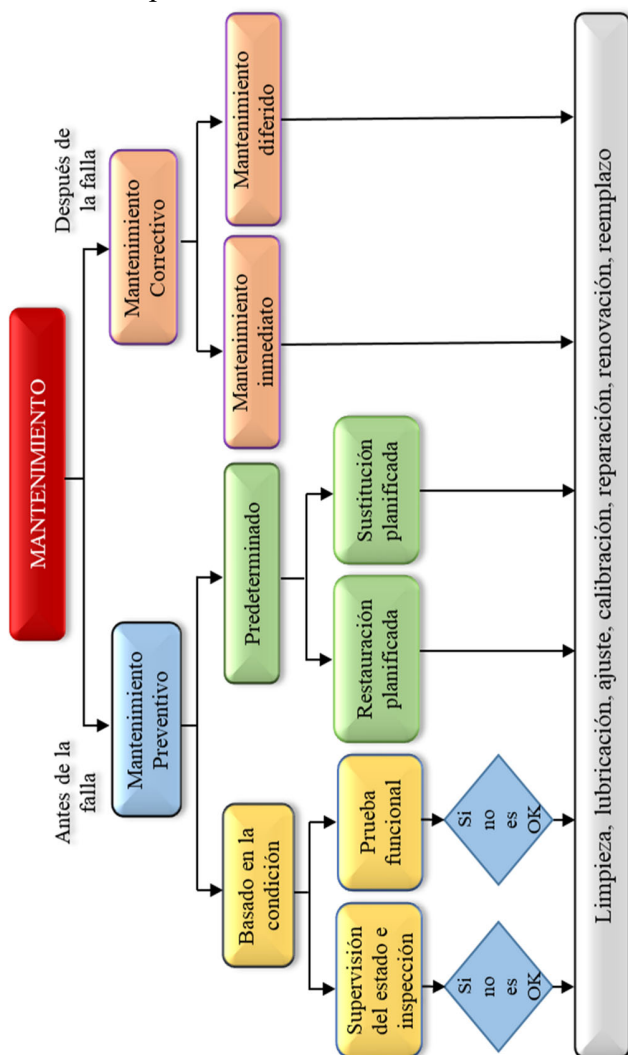


Fig n1: Tipos de Mantenimiento
Fuente: IEC 60300-3-11 Gestión de la Confiabilidad

4. Termografía Infrarroja y su Aplicación en Equipos de Subestaciones

La termografía infrarroja es una técnica que permite detectar anomalías térmicas en los equipos sin necesidad de contacto directo (técnica a distancia) y forma parte fundamental de los Planes de Mantenimiento de subestaciones eléctricas ya que facilita la identificación temprana de fallas potenciales.

Esta técnica se basa en la medición de la radiación térmica emitida por los objetos con lo cual, a partir de los ajustes de parámetros en las cámaras termográficas y el software utilizado, se calculan temperaturas. Para un análisis adecuado de la información térmica, es importante comprender en qué componentes o piezas de los equipos se manifiestan cualquiera de los tres mecanismos de transferencia de calor: Conducción, Convección y Radiación.

Mientras que la conducción y la convección son procesos físicos que afectan la distribución del calor en un material, la radiación térmica es la forma en que los equipos emiten energía térmica mediante ondas electromagnéticas.

Así mismo, de acuerdo a los estudios y desarrollos tecnológicos realizados a lo largo de la historia, se ha evidenciado que los transitorios energéticos implicados en rotaciones y movimiento de las moléculas (Calor) pueden ser detectados de una manera más eficaz en el espectro infrarrojo (Por eso se utiliza la Termografía Infrarroja).

5. Patrones Térmicos de Equipos de Alta Tensión

Cada equipo de alta tensión, como transformadores, interruptores, descargadores de sobretensión, etc.; tiene un patrón térmico característico cuando está operando correctamente. La termografía infrarroja permite visualizar estos patrones y detectar cualquier desviación que pueda indicar un problema.

A continuación, se presentan ejemplos de patrones térmicos de algunos equipos de subestaciones:

5.1. Transformador de potencia

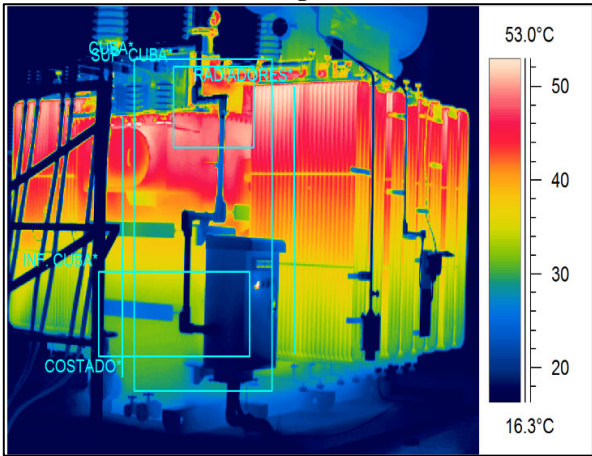


Fig n2: Termograma de un Transformador de Potencia

Fuente: Elaboración Propia

El termograma muestra el patrón térmico normal del tanque principal de un transformador de potencia que está energizado. En este se observa de forma instantánea la convección del aceite dieléctrico resultado del calentamiento originado por las fuentes de calor interno (bobinas y núcleo) mismos que, mediante transferencia por conducción calientan el aceite y éste a su vez, transfiere el calor al tanque principal del transformador el cual emite la radiación térmica observada. Se observa que la mayor temperatura se encuentra en la parte superior del tanque del transformador y esto se debe a que las moléculas del aceite pierden densidad al calentarse y por ende, se vuelven más livianos ascendiendo a la parte superior, en cambio al enfriarse (por su paso por los radiadores), recuperan su densidad volviéndose más pesados en ese punto y descienden a la parte más baja por gravedad, generándose así el flujo convectivo.

Es muy importante analizar y evaluar el proceso de convección con relación a la carga del transformador, verificar el estado de los bujes o bushing, las conexiones eléctricas y el correcto funcionamiento de los radiadores.

5.2 Interruptores de Potencia

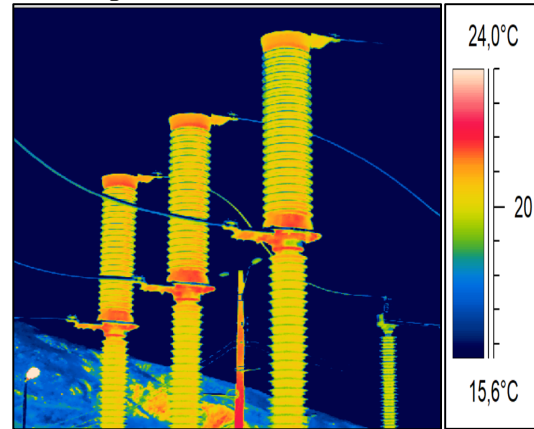


Fig n3: Termograma de un Interruptor de Potencia

Fuente: Elaboración Propia

El termograma muestra el patrón térmico normal de un interruptor de potencia con asilamiento en Hexafluoruro de Azufre y de una sola cámara de corte. Debido a que transportan corriente nominal, en estos equipos y otros similares se deben inspeccionar y evaluar el estado de las conexiones eléctricas principalmente con el objetivo de detectar puntos calientes por malos contactos, observando la transferencia de calor por conducción. Así mismo, se deben evaluar las temperaturas de los aisladores ya que cualquier daño físico provocará mayor corriente de fuga y por ende, calentamiento zonificado.

5.3 Seccionadores de potencia

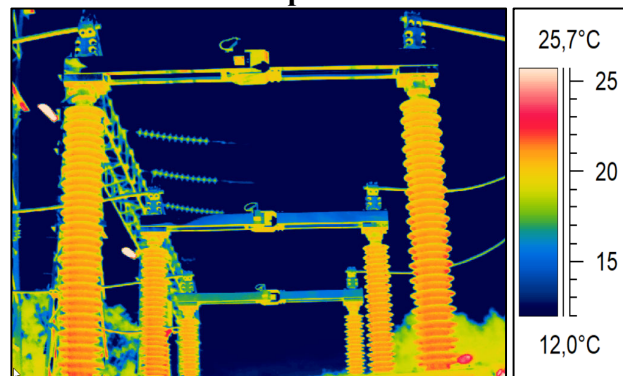


Fig n4: Termograma de un Seccionador de Potencia

Fuente: Elaboración Propia

El termograma muestra el patrón térmico normal de un seccionador de potencia de apertura central. Para este y otros modelos de seccionadores que operan con corriente nominal, se deben inspeccionar y evaluar el estado de las conexiones eléctricas hacia los conductores como también el estado de los contactos principales, esto con el objetivo de detectar puntos calientes por malos contactos, observando la transferencia de calor por conducción. Así mismo, se deben evaluar las temperaturas de los aisladores ya que cualquier daño físico en éstos provocará mayor corriente de fuga y, por ende, calentamiento zonificado.

5.4. Transformadores de Corriente

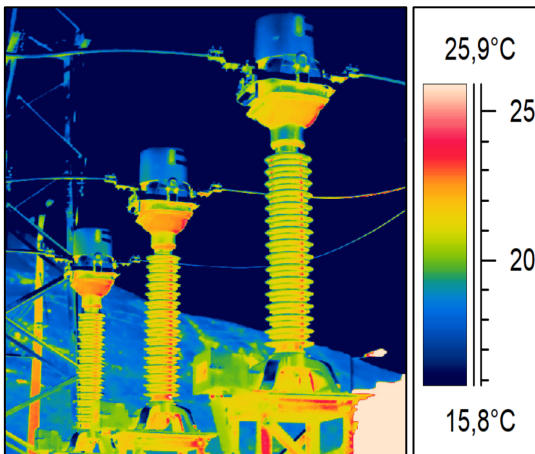


Fig n5: Termograma de transformadores de corriente

Fuente: Elaboración Propia

El termograma muestra el patrón térmico normal de transformadores de corriente tipo pedestal tanque alto. Para este y otros modelos de transformadores que operan con corriente nominal, se deben inspeccionar y evaluar el estado de las conexiones eléctricas hacia los conductores, esto con el objetivo de detectar puntos calientes por malos contactos, observando la transferencia de calor por conducción. Así mismo, se deben evaluar las temperaturas de los aisladores soporte ya que cualquier daño físico en éstos provocará mayor corriente de fuga y, por ende, calentamiento zonificado.

5.5. Transformador de Tensión

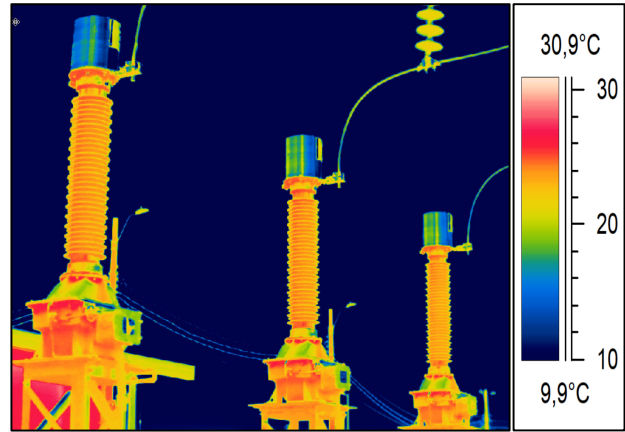


Fig n6: Termograma de transformadores de tensión

Fuente: Elaboración Propia

El termograma muestra el patrón térmico normal de transformadores de tensión. Para este y otros modelos de transformadores que **no** operan con corriente nominal debido a que la corriente por el devanado primario está en el orden de los pocos mili Amperios (mA) y es insuficiente para generar calentamiento ante un posible mal contacto de las conexiones eléctricas, se deben evaluar el estado de los elementos internos del aislador (para el caso de aquellos que son del tipo capacitivo) y los componentes de cercanos a los tanques para detectar calentamientos atípicos por falla en el sistema de aislamiento, observando la transferencia de calor por conducción. Así mismo, se deben evaluar las temperaturas de los aisladores soporte ya que cualquier daño físico en éstos provocará mayor corriente de fuga y, por ende, calentamiento zonificado.

5.6. Descargadores de sobretensión

El siguiente termograma muestra el patrón térmico normal de descargadores de sobretensión con resistencias de Óxido de Zinc (conocidos también como pararrayos). Para este y otros equipos similares que **no** operan con corriente nominal debido a que la corriente que atraviesa la columna de resistencias internas en condiciones normales de operación está en el orden de los micro

Amperios (uA), por lo tanto, no se espera detectar puntos calientes en las conexiones eléctricas debido a un posible mal contacto, en su defecto se debe evaluar el cuerpo del aislador donde se encuentran las columnas de resistencias ya que la operación del equipo ante sobretensiones superiores al umbral de diseño, provocarán en el tiempo degradación de las resistencias internas, por lo tanto, existirá mayor corriente de fuga acompañado de calentamiento zonificado.

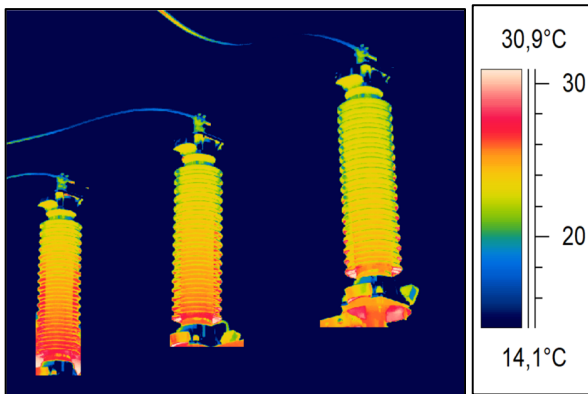


Fig n7: Termograma de descargadores de sobretensión
Fuente: Elaboración Propia

6. Criterios de Análisis: Cualitativo – Cuantitativo

El análisis de las imágenes térmicas obtenidas por las cámaras infrarrojas puede ser del tipo cualitativo o cuantitativo, ambos enfoques son complementarios y contribuyen a una evaluación integral de los equipos.

El análisis cualitativo se basa en la observación visual de las imágenes, se observan los diferentes modos de transferencia de calor identificando áreas de interés, componentes y accesorios que puedan presentar puntos calientes o irregularidades térmicas. El operador en campo será la primera persona quien alerte de la presencia de una falla potencial a través de sus criterios y análisis.

Por otro lado, el análisis cuantitativo permite cuantificar el grado de severidad del problema a partir de la comparación de la temperatura en los puntos de interés y, de acuerdo a los criterios de severidad que adopten las empresas se puede planificar la intervención. Existen referencias normalizadas como la ANSI NETA MTS-2023 – Tabla 100.18 el cual indica las acciones sugeridas en función del aumento de temperatura.

7. Contexto Operacional y Ambiental

Las condiciones de operación como la carga eléctrica, los efectos del viento y la radiación solar, pueden influir en las inspecciones termográficas. Es importante tener en cuenta estos factores al momento de realizar las inspecciones e interpretación de las imágenes térmicas (termograma) ya que pueden generar variaciones en las temperaturas medidas y por ende, emitir diagnósticos erróneos.

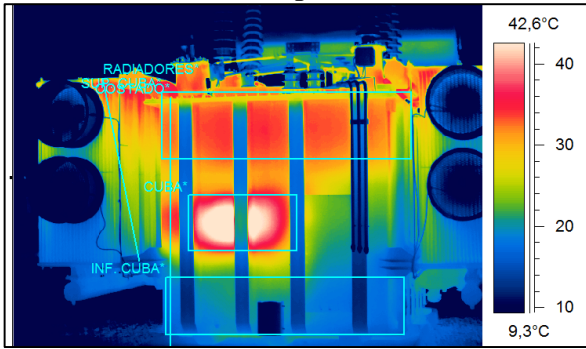
La carga eléctrica es un parámetro fundamental para analizar, evaluar y diagnosticar el estado de equipos que operan con corriente nominal, es decir, que, a magnitudes pequeñas de carga, las anomalías por malos contactos se quedan escondidas, se recomienda que las inspecciones termográficas sean realizadas cuando la carga eléctrica a través del circuito esté por encima del 40% de su valor nominal para así tener diagnósticos apropiados.

Por otro lado, el viento provoca el enfriamiento convectivo y por ende, también llega a esconder anomalías por puntos calientes. Se recomienda no realizar la inspección cuando la velocidad del viento supera los 25 km/h.

8. Casos de éxito

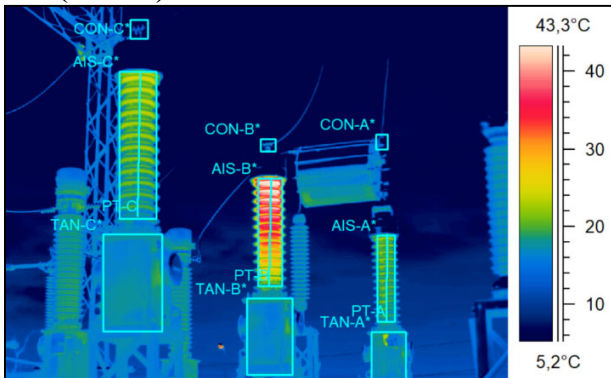
A continuación, se presentan diferentes casos de éxito donde la termografía infrarroja ha permitido detectar anomalías en equipos de subestaciones a partir del análisis de su comportamiento térmico, todas las imágenes presentadas corresponden a trabajos propios realizados.

8.1. Transformador de potencia



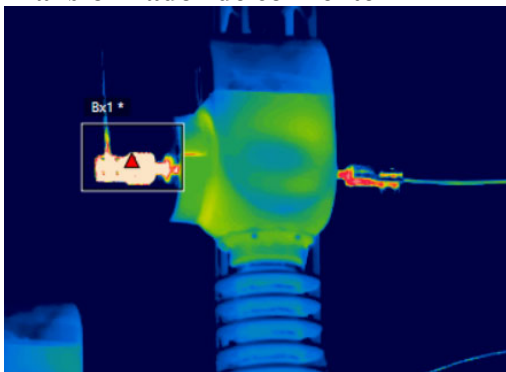
Diagnóstico: Calentamiento interno debido a circulación de corrientes de dispersión a través del tanque principal debido a falta de Blindaje electromagnético en las paredes del mismo (equipo con más de 40 años de operación)

8.2. Transformador de Tensión tipo capacitivo (CCVT)



Diagnóstico: Degradación de los bloques capacitivos, fin de la vida útil (equipos con más de 30 años de operación). Se requiere el reemplazo.

8.3. Transformador de corriente



Diagnóstico: Punto caliente en conector debido a falta de ajuste. Se requiere intervención inmediata.

8.4. Seccionador tripolar

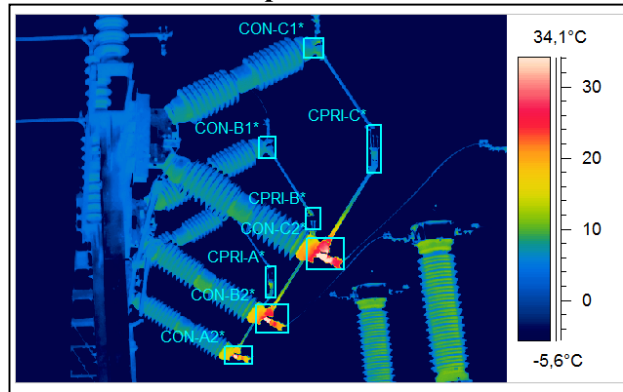
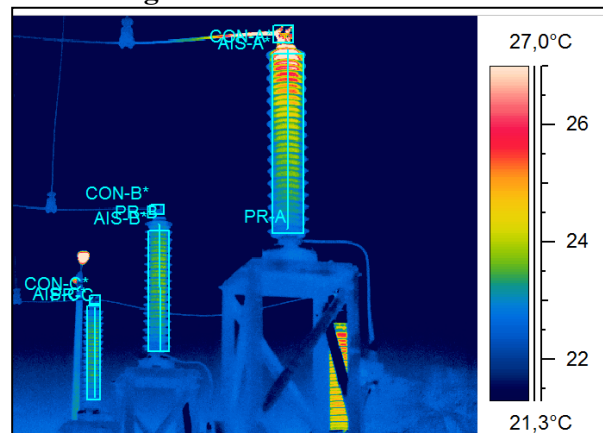


TABLA DE TEMPERATURAS MAXIMAS				
ITEM	Conec. 1	Conec. 2	Con.Princ	Dif.C1-
Fase A	-	55,0°C	14,7°C	*
Fase B	5,3°C	68,6°C	9,1°C	-63,3°C
Fase C	10,5°C	98,3°C	5,0°C	-87,9°C
Dif. A-B	*	-13,6°C	5,6°C	NA
Dif. B-C	-5,1°C	-29,7°C	4,1°C	NA
Dif. C-A	*	43,4°C	-9,7°C	NA

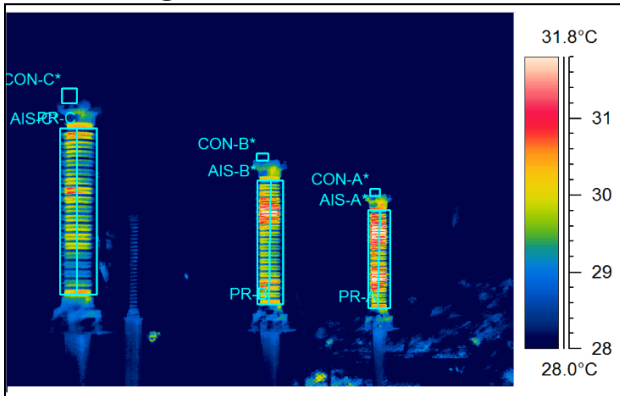
Diagnóstico: Puntos calientes en contactos inferiores de las tres fases. Se requiere intervención inmediata.

8.5. Descargador de sobretensión de ZnO



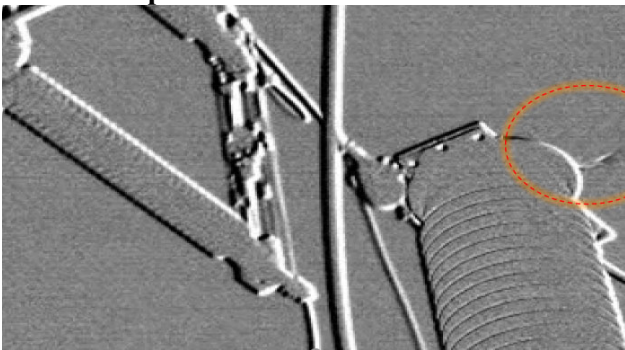
Diagnóstico: Calentamiento de resistencias internas de Óxido de Zinc. Se requiere reemplazo inmediato.

8.6. Descargador de sobretensión de ZnO



Diagnóstico: Calentamiento de resistencias internas de Óxido de Zinc. Se requiere reemplazo inmediato de las tres fases.

8.7 Interruptor de Potencia



Diagnóstico: Fuga de gas SF6 en sello superior de la cámara de corte. Se requiere intervención inmediata.

9. Bibliografía

1. International Electrotechnical Commission. (2009). *IEC 60300-3-11:2009 Dependability management - Part 3-11: Application guide - Reliability centred maintenance*.
2. International Organization for Standardization. (2014). *ISO 55000:2014 Asset management — Management systems- Requirements*.
3. Deutsches Institut für Normung. (2018). *DIN EN 13306:2018 Maintenance terminology*.
4. American National Standards Institute. (2023). *ANSI/NETA MTS-2023 Standard for Maintenance Testing Specifications for Electrical Power Equipment and Systems*.
5. Amendola, L. (2016). *Modelos Mixtos de Confiabilidad*. PMM Institute For Learning.
6. Camacho Bedoya, C., Forero Sierra, D. F., & Sarmiento Díaz, H. A. (2017). *La termografía como herramienta de diagnóstico predictivo para los elementos eléctricos conectados a la red de energía*. Pereira
7. TELEDYNE FLIR (2021). *La monitorización de estado mejora la confiabilidad de los sistemas de energía eléctrica*. <https://www.flir.es/discover/instruments/automation/condition-monitoring-improves-reliability-of-electrical-power-systems/>
8. García, G. S. (2016). *Ingeniería del Mantenimiento, Manual práctico para la gestión eficaz del mantenimiento*. Renovetec Editorial.

Ing. Mauricio Fernando Soria Ureña

Jefe de la División de Análisis de Equipos de Subestaciones en ENDE TRANSMISIÓN – Bolivia, Termógrafo Especialista Nivel II. Ingeniero Eléctrico de profesión. Maestrante en Investigación Científica Transdisciplinar, Diplomado en Tecnologías de Generación, Transmisión y Distribución de energía eléctrica, Diplomado en Educación Superior. Docente de



Pregrado y Posgrado. Amplia participación en eventos nacionales e internacionales relacionados a la operación y mantenimiento de equipos eléctricos de Alta Tensión. Instructor de ENDE Transmisión en Técnicas de Gestión Termográfica para subestaciones eléctricas de Alta Tensión.

Información sobre el autor:

Celular: +591 71735480

Residencia: Cochabamba - Bolivia

E-mail: mauriciofernandosoria@gmail.com